

# **PROYECTO DE FIN DE CARRERA**

## **MSER**

### **“MODELADO DE LA RED REGIONAL Y ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DE LA TRASMISIÓN EN UN MERCADO ELÉCTRICO INTEGRADO”**

**IGNACIO AFONSO - JUAN MARTÍN GARCÍA - NICOLÁS GREGORIO**

**TUTOR: DR. ING. MARIO VIGNOLO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA**

**AGOSTO DE 2008**



TUTOR:

Dr. Ing. Mario Vignolo (IIE – Facultad de Ingeniería)

ESTUDIANTES:

Ignacio Afonso

Juan Martín García

Nicolás Gregorio

AGRADECIMIENTOS AL APORTE TECNICO:

Agradecemos en primera instancia a nuestro tutor Dr. Ing. Mario Vignolo por los aportes y el apoyo brindado durante nuestro trabajo. Agradecemos también a los Ingenieros Fernando Berruti, Pablo Ferrari y Alfredo Piria que aportaron su conocimiento para que pudiéramos culminar nuestro proyecto.

OTROS AGRADECIMIENTOS:

Agradecemos a nuestras familias por su apoyo incondicional y por los incontables almuerzos de fin de semana.



## Índice General:

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>17</b>
<b>1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.2. OBJETIVOS GENERALES DEL PROYECTO .....</b>	<b>17</b>
<b>2. MODELADO DE LA RED REGIONAL .....</b>	<b>18</b>
<b>2.1. MODELADO RED BRASILEÑA DE “500 KV” DE LA REGIÓN SUR.....</b>	<b>18</b>
2.1.1. INTRODUCCIÓN .....	18
2.1.2. MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA GENERADA .....	19
2.1.3. MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA DEMANDADA .....	21
2.1.4. MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA INTERCAMBIADA ENTRE REGIONES .....	24
2.1.5. MODELADO DE LA BARRA PQ IVAIPORA(FURNAS) .....	28
2.1.6. MODELADO DE LOS ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN EN LA RED Y LOS TRANSFORMADORES .....	29
2.1.7. RESUMEN DEL MODELO DE LA RED BRASILEÑA .....	29
2.1.7.1. BARRAS DEL MODELO .....	29
2.1.7.2. GENERACIÓN (PV) .....	30
2.1.7.3. CARGA (PQ).....	30
2.1.7.4. DATOS DE LAS LÍNEAS .....	31
2.1.7.5. TRANSFORMADORES .....	31
2.1.7.6. COMPENSACIÓN SHUNT .....	31
2.1.8. RESULTADOS DEL MODELO PARA LA RED BRASILEÑA .....	32
2.1.8.1. RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA .....	32
2.1.8.2. ANÁLISIS PARCIAL DE RESULTADOS. ....	34
<b>2.2. MODELADO DE URUGUAY .....</b>	<b>35</b>
2.2.1. INTRODUCCIÓN .....	35
2.2.2. MODELO UTILIZADO .....	36
2.2.3. RESULTADOS DEL MODELO PLANTEADO .....	37
<b>2.3. MODELADO RED ARGENTINA DE “500 KV” .....</b>	<b>38</b>
2.3.1. INTRODUCCIÓN .....	38
2.3.2. OBTENCIÓN DE DATOS .....	39
2.3.3. PRESENTACIÓN DE DATOS .....	39
2.3.3.1. BARRAS PV Y PQ.....	43
2.3.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	43
2.3.3.3. REACTORES .....	45
2.3.3.4. ASIGNACIÓN DE POTENCIAS A LAS BARRAS .....	47
<b>3. COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS POR PAÍSES.....</b>	<b>48</b>
<b>3.1. BRASIL .....</b>	<b>48</b>
<b>3.2. URUGUAY .....</b>	<b>52</b>
<b>3.3. ARGENTINA.....</b>	<b>53</b>
<b>4. METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE PEAJES .....</b>	<b>58</b>
<b>4.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2. DESCRIPCIÓN DE ALGUNOS DE LOS MÉTODOS MAS CONOCIDOS DE ASIGNACIÓN DE PEAJES AL TRANSPORTE DE ENERGÍA.....</b>	<b>58</b>
4.2.1. MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES .....	58
4.2.2. MÉTODO DE PARTICIPACIONES MARGINALES .....	59
4.2.3. MÉTODO HIBRIDO.....	59
<b>4.3. MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES .....</b>	<b>60</b>
4.3.1. PRESENTACIÓN .....	60
4.3.2. ALGORITMO .....	61

4.3.2.1. ALGORITMO “UPSTREAM LOOKING” .....	61
4.3.2.2. ALGORITMO “DOWNSTREAM LOOKING” .....	63
4.3.3. CONCLUSIONES PRELIMINARES DEL MÉTODO .....	64
<b>5. APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PEAJES.....</b>	<b>65</b>
<b>5.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>65</b>
<b>5.2. INGRESO DE DATOS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS. ....</b>	<b>65</b>
5.2.1. INGRESO DE DATOS EN LA PLANILLA RED_PRUEBAMSER.XLS .....	65
5.2.1.1. HOJA MATLAB_NODOS:.....	65
5.2.1.2. HOJA MATLAB_NODOFLOT: .....	66
5.2.1.3. HOJA MATLAB_LINEAS: .....	66
5.2.1.4. HOJA MATLAB_GENERADORES: .....	67
5.2.2. ALMACENAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS. ....	68
5.2.2.1. HOJA RESULTADO_FLUJO_DC. ....	68
5.2.2.2. HOJA PEAJES_PAISES. ....	69
5.2.2.3. HOJA PEAJE_GEN.....	70
5.2.2.4. HOJA PEAJE_CAR.....	71
<b>5.3. MODO DE UTILIZACIÓN DE LA APLICACIÓN.....</b>	<b>72</b>
<b>6. EVALUACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN.....</b>	<b>73</b>
<b>6.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>73</b>
<b>6.2. COSTOS .....</b>	<b>73</b>
<b>6.3. VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO.....</b>	<b>74</b>
6.3.1. ANÁLISIS BASADO EN EL VALOR ACTUAL DEL DINERO .....	74
6.3.2. ANUALIDAD DE UN PROYECTO .....	75
<b>6.4. CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN.....</b>	<b>76</b>
<b>7. CASO DE ESTUDIO .....</b>	<b>77</b>
<b>7.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>77</b>
<b>7.2. COSTO DE LA ENERGÍA PARA LA REGIÓN.....</b>	<b>78</b>
<b>7.3. RESULTADOS .....</b>	<b>79</b>
7.3.1. INTRODUCCIÓN .....	79
7.3.2. ESTUDIO DEL MODELO ACTUAL DE LA RED REGIONAL.....	80
7.3.2.1. MODALIDAD DE PAGO “COMPARTIDA” (50%-50%).....	80
7.3.2.2. MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: GENERADORES. ....	85
7.3.2.3. MODALIDAD DE PAGO EXCUSIVA: CARGAS.....	88
<b>7.4. ANALISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>91</b>
7.4.1. ANALISIS DE LAS VARIACIONES EN LOS DISTINTOS CASOS A NIVEL PAÍS .....	91
7.4.2. ANÁLISIS GLOBAL .....	92
7.4.2.1. ANÁLISIS DETALLADO PARA EL CASO EN EL QUE ASUMEN 100% LOS COSTOS DE PEAJE LOS GENERADORES.....	92
7.4.2.1.1. ANÁLISIS A NIVEL DE NODOS .....	92
7.4.3. ANÁLISIS POR PAÍSES .....	96
7.4.3.1. ANÁLISIS DETALLADO A NIVEL DE PAÍSES .....	96
7.4.3.2. CONCLUSIONES .....	97
<b>7.5. CALCULO DE PEAJES CON COSTOS DE LÍNEAS DIFERENCIADO. ....</b>	<b>98</b>
7.5.1. INTRODUCCIÓN .....	98
7.5.2. RESULTADOS DEL NUEVO MODELO PLANTEADO SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.....	99
7.5.3. CONCLUSIONES .....	104
<b>7.6. CALCULO DE PEAJES CON LA NUEVA INTERCONEXIÓN CON BRASIL..</b>	<b>105</b>
7.6.1. INTRODUCCIÓN.....	105

7.6.2. RESULTADOS DEL MODELO AGREGANDO CONVERTORA MELO, MANTENIENDO GARABÍ Y SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.....	105
7.6.3. RESULTADOS DEL MODELO AGREGANDO CONVERTORA MELO, ELIMINANDO GARABÍ Y SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.....	109
7.6.4. CONCLUSIONES.....	113
<b>ANEXOS.....</b>	<b>114</b>
<b>A. FLUJO DE CARGAS.....</b>	<b>114</b>
<b>A.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>114</b>
<b>A.2. RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS P-Q-V-<math>\delta</math>.....</b>	<b>114</b>
<b>A.3. EL PROBLEMA EN SI.....</b>	<b>116</b>
<b>A.4. TÉCNICAS NUMÉRICAS PARA LA RESOLUCIÓN DE ECUACIONES NO LINEALES.....</b>	<b>119</b>
A.4.1. MÉTODO DE NEWTON- RAPHSON.....	119
A.4.1.1. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGAS MEDIANTE EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.....	122
A.4.1.2. SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGAS MEDIANTE EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO.....	126
A.4.2. FORMULACIÓN Y SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA POR EL MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL.....	128
<b>A.5. FLUJO DE CARGA DC.....</b>	<b>131</b>
A.5.1. INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA.....	131
A.5.2. FUNDAMENTO TEÓRICO DEL FLUJO DE CARGA DC.....	131
<b>B. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN DEL PSAT Y VALIDACIÓN DEL MISMO.....</b>	<b>133</b>
<b>B.1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>133</b>
<b>B.2. ANÁLISIS.....</b>	<b>134</b>
B.2.1. INTRODUCCIÓN.....	134
B.2.2. RUTINA “POWER FLOW” FLUJO DE CARGA.....	135
B.2.3. DATOS PARA EL FLUJO DE CARGA.....	136
<b>B.3. CONCLUSIONES.....</b>	<b>145</b>
<b>C. ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DE LA APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PEAJES.....</b>	<b>146</b>
<b>C.1. PAQUETE DE ARCHIVOS.....</b>	<b>146</b>
<b>C.2. APLICACIÓN FDCYPEAJES.M.....</b>	<b>147</b>
<b>C.3. FUNCIÓN PEAJES.M.....</b>	<b>152</b>
<b>C.4. FUNCIÓN MODIFICOFLUJO.M.....</b>	<b>159</b>
<b>C.5. FUNCIÓN UBICBARRAS.M.....</b>	<b>159</b>
<b>C.6. FUNCIÓN EQUIVPARALEL.M.....</b>	<b>161</b>
<b>C.7. FUNCIÓN GENCARVSPAIS.M.....</b>	<b>163</b>
<b>C.8. EJEMPLO.....</b>	<b>164</b>
C.8.1. MODELO A SER ESTUDIADO.....	164
C.8.2. CÁLCULO MANUAL DE PEAJES POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES.....	166
C.8.3. ANÁLISIS DE RESULTADO DEL CÁLCULO “MANUAL”.....	170
C.8.4. RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA APLICACIÓN CREADA EN MATLAB.....	171

C.8.5. COMENTARIOS .....	173
<b>D. RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL CÁLCULO DE PEAJES NO PRESENTADOS EN CAPÍTULO 7. ....</b>	<b>174</b>
<b>D.1. CÁLCULO DE PEAJES CON COSTO DE LÍNEAS DIFERENCIADO.....</b>	<b>174</b>
D.1.1. MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%) .....	174
D.1.2. MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: CARGAS .....	183
<b>D.2. CÁLCULO DE PEAJES INCORPORANDO FUTURA CONVERTORA EN MELO. .....</b>	<b>189</b>
D.2.1. CÁLCULOS MANTENIENDO CONVERTORA GARABÍ CONECTADA.....	189
D.2.1.1. MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%) .....	189
D.2.1.2. MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: CARGAS.....	198
D.2.2. CÁLCULOS ELIMINANDO CONVERTORA GARABÍ.....	203
D.2.2.1. MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%) .....	203
D.2.2.2. MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: CARGAS.....	212

|



## Índice Figuras:

Figura 2.1: Potencias intercambiadas entre la región Centro/Este con la región Sur. ....	24
Figura 2.2: Mapa región Sur, en rojo red de 500kV y 525kVn en verde red de 230kV y en amarillo red de 138kV, en negro red de 765kV, en gris líneas que no pertenecen a la región Sur y en azul límite de la región Sur.....	24
Figura 2.3: Región estudiada para asignar la potencia intercambiada entre las regiones a las barras de Londrina y Areia. ....	26
Figura 2.4: resultados de flujo, tensión en las barras del modelo. ....	34
Figura 2.5: Mapa de Red uruguaya. ....	35
Figura 2.6: Red Argentina en 500 kV .....	38
Figura 3.1: Red eléctrica analizada en esta sección. ....	50
Figura. 4.1 Red ejemplo. ....	60
Figura 4.2: Sistema de ejemplo .....	62
Figura 5.1: Hoja de cálculo Matlab_nodos. ....	65
Figura 5.2: Hoja de cálculo Matlab_nodoflot. ....	66
Figura 5.3: Hoja de cálculo Matlab_lineas. ....	66
Figura 5.5: Hoja de cálculo Resultado_flujo_DC.....	68
Figura 5.6: Matriz “Costocruzpais”.(Hoja de cálculo Peajes_Paises.) .....	69
Figura 5.7: Matriz “Costoslinfrontera”.(Hoja de cálculo Peajes_Paises.) .....	69
Figura 5.8: Matriz “Costopais”.(Hoja de cálculo Peajes_Paises.) .....	69
Figura 5.9: Matriz “Costoscruzgen”.(Hoja de cálculo Peaje_Gen.) .....	70
Figura 5.10: Matriz “Costoscruzcar”.(Hoja de cálculo Peaje_Car.) .....	71
Figura 7.1: Fuentes de energía .....	77
Figura 7.2: Generación de Energía Eléctrica .....	77
Figura 7.3: Evolución del costo de la energía en la región para el período en estudio....	79
Figura 7.4: Pago anual por país.....	80
Figura 7.5: Costos de cada país diferenciados por red utilizada. ....	81
Figura 7.6: Costos asociados a las líneas fronteras. ....	82
Figura 7.7: Costos asignados a los generadores.....	83
Figura 7.8: Costos asignados a las cargas. ....	84
Figura 7.9: Pago anual por país.....	85
Figura 7.10: Costos de cada país diferenciados por red utilizada .....	85
Figura 7.11: Costos asociados a las líneas fronteras. ....	86
Figura 7.12: Costos asignados a los generadores.....	87
Figura 7.13: Pago anual por país.....	88

Figura 7.14: Costos de cada país diferenciados por red utilizada.....	88
Figura 7.15: Costos asociados a las líneas fronteras.....	89
Figura 7.16: Costos asignados a las cargas.....	90
Figura 7.17: Variaciones de los montos a pagar por concepto de peajes.....	91
Figura 7.18: Mapa de la red Argentina, región sur.....	93
Figura 7.19: Porcentaje del costo del peaje respecto al valor de la energía generada por cada barra.....	94
Figura 7.20: Valor del peaje por MWh generado.....	95
Figura 7.21: Porcentaje de la venta de energía destinado al pago de peajes.....	96
Figura 7.22: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.....	99
Figura 7.23: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	100
Figura 7.24: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	100
Figura 7.25: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.....	101
Figura 7.26: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	102
Figura 7.27: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.....	103
Figura 7.28: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.....	105
Figura 7.29: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	106
Figura 7.30 Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	106
Figura 7.31: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.....	107
Figura 7.32: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	108
Figura 7.33: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.....	109
Figura 7.34: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	110
Figura 7.35 Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	110
Figura 7.36: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.....	111
Figura 7.37: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	112
Figura A.1: Sección Transversal del conductor.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>

Figura A.2: Enlaces de flujo magnético debidos a flujo externo.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.3: Inductancia de una línea monofásica.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.4: Línea trifásica equilátera. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.5: Transposición completa de una línea trifásica.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.6: Línea de transmisión de doble circuito transpuesta.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.7: Conductor cilíndrico sólido .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.8: Arreglo de M Conductores .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.9: Línea Monofásica .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.10: Línea de Transmisión con disposición equilátera.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.11: Línea asimétrica con transposición completa.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.12: Línea trifásica con conductores en haz.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.13: Campo eléctrico y superficies equipotenciales.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.14: Efecto del plano de tierra en el campo eléctrico de un conductor.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.15: Método de las imágenes .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.16: Efecto de tierra en una línea monofásica....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.17: Línea trifásica con hilos de guarda y efecto de tierra .	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.18: Representación de circuito de las capacitancias de una línea.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.19: Modelo de línea corta .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.20: Circuito $\pi$ nominal.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.21: Elemento diferencial de línea. ....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura A.22: Circuito $\pi$ equivalente.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Figura B.1: Modelo simplificado de una línea de transmisión. ....	114
Figura B.2 : Modelo muy simplificado de una red eléctrica.....	116
Figura B.3: Esquema de barras y flujo de corrientes. ....	129
Figura B.4: Modelo de línea de transmisión.....	131
Figura C.1: Interfaz del menú principal del PSAT .....	134
Figura C.2: Static Report .....	135
Figura C.3: Resultados en formato “txt”.....	136
Figura C.4: Modelo gráfico de red.....	137

Figura C.5: Resultados sobre modelo de red .....	137
Figura C.6: Modelo matricial de red de PSAT .....	138
Figura D.1: Modelo e la red utilizada para el ejemplo.....	164
Figura E.1: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	174
Figura E.2: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	175
Figura E.3: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	175
Figura E.4: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.....	176
Figura E.5: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.....	177
Figura E.6: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	178
Figura E.7: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado. .	179
Figura E.8: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.....	180
Figura E.9: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido. .....	181
Figura E.10: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	183
Figura E.11: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	183
Figura E.12: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	184
Figura E.13: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.....	185
Figura E.14: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.....	186
Figura E.15: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido. .....	187
Figura E.16: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	189
Figura E.17: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	190
Figura E.18: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.....	190
Figura E.19: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.....	191
Figura E.20: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.....	192

Figura E.21: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	193
Figura E.22: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.	194
Figura E.23: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida. ....	195
Figura E.24: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido. ....	196
Figura E.25: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	198
Figura E.26: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	198
Figura E.27: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera. ....	199
Figura E.28: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países. ....	200
Figura E.29: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida. ....	201
Figura E.30: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido. ....	202
Figura E.31: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	203
Figura E.32: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	204
Figura E.33: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera. ....	204
Figura E.34: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países. ....	205
Figura E.35: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países. ....	206
Figura E.36: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.....	207
Figura E.37: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.	208
Figura E.38: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida. ....	209
Figura E.39: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido. ....	210
Figura E.40: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes. ....	212
Figura E.41: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.....	212
Figura E.42: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera. ....	213
Figura E.43: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países. ....	214

Figura E.44: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida. ....	215
Figura E.45: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido .....	216

## Índice Tablas:

Tabla 2.1: Barras incluidas en el modelo de la región Sur de Brasil. ....	19
Tabla 2.2: Potencia generada en la zona Sur en el 2006.....	19
Tabla 2.3: Pot. generadas datos y nominal instalada. ....	20
Tabla 2.4: Factores de generación hidráulica y térmica.....	20
Tabla 2.5: Potencias generada en cada barra. ....	20
Tabla 2.6: Población y PIB correspondientes a la región SUR. ....	21
Tabla 2.7: Población y PIB correspondientes al estado de Rio Grande do Sul. ....	21
Tabla 2.8: Población y PIB correspondientes al estado de Santa Catarina.....	22
Tabla 2.9: Población y PIB correspondientes al estado de Parana. ....	22
Tabla 2.10: Población y PIB correspondientes al estado de Mato Grosso do Sul. ....	22
Tabla 2.11: Carga asignada a cada barra.....	23
Tabla 2.12: Repartición de la potencia intercambiada entre las regiones sur y centro/este .....	25
Tabla 2.13: Valores de potencia entrante debido al intercambio interregional.....	27
Tabla 2.14: Valores definitivos de potencia asignados a las barras “fronteras”.....	27
Tabla 2.15: Repartición por mesorregion de la potencia total consumida por el estado de São Paulo.....	28
Tabla 2.16:Tipos de barras.....	29
Tabla 2.17: Número asociado a cada barra .....	29
Tabla 2.18: Datos de generación por barra .....	30
Tabla 2.19: Datos de carga por barra .....	30
Tabla 2.20: Datos de las líneas Red Brasileña. ....	31
Tabla 2.21: Resultados de flujo de carga para las barras. ....	32
Tabla 2.22: Resultados de flujo de carga para las líneas. ....	33
Tabla 2.23: Denominación de las barras y potencias demandadas en las mismas.....	36
Tabla 2.24: Potencias generadas. ....	36
Tabla 2.25: Parámetros de las líneas Red Uruguaya.....	36
Tabla 2.26: Resultados del flujo de carga AC por barras. ....	37
Tabla 2.27: Resultados del flujo de carga AC por líneas.....	37
Tabla 2.28: Datos de generación y consumo de las barras .....	40
Tabla 2.29: Datos de Líneas Red Argentina .....	42
Tabla 2.30: Barras del modelo de la red Argentina .....	43
Tabla 2.31: Datos de líneas Red Argentina.....	45

Tabla 2.32: Datos de Reactores de Línea.....	46
Tabla 2.33: Datos de generación y consumo de las barras .....	47
Tabla 3.1: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red brasileña .....	48
Tabla 3.2: Resultado de flujo AC de la red brasileña, pérdidas en las líneas. ....	49
Tabla 3.3: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red uruguaya.....	52
Tabla 3.4: Pérdidas en la red uruguaya. ....	52
Tabla 3.5: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red Argentina.....	53
Tabla 3.5: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red Argentina (Continuación) .....	54
Tabla 3.6: Pérdidas en las líneas para la red Argentina .....	55
Tabla 3.6: Pérdidas en las líneas para la red Argentina (Continuación).....	56
Tabla 6.1: Tipos de costos.....	73
Tabla 7.1: Costos de la energía en la región para el período de estudio. ....	78
Tabla 7.2: Potencias generadas por las barras de la región sur de Argentina. ....	93
Tabla 7.3: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación. ....	96
Tabla 7.4: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación. ....	104
Tabla 7.5: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación. ....	109
Tabla 7.6: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación. ....	113
Tabla C.1: Parámetros de la matriz Bus.con.....	139
Tabla C.2: Parámetros de las líneas .....	140
Tabla C.3: Parámetros de los transformadores de 2 arrollamientos .....	140
Tabla C.4: Parámetros de la matriz SW.con .....	141
Tabla C.5: Parámetros de la matriz PV.con .....	142
Tabla C.6: Parámetros de la matriz PQ.con .....	143
Tabla C.7: Parámetros de la matriz Shunt.con.....	143
Tabla D.1: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab_nodos .....	165
Tabla D.2: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab_líneas.....	165
Tabla D.3: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab_generadores.....	165
Tabla D.4: Datos devueltos en la hoja de cálculo Resultado_flujo_DC luego de ejecutada la aplicación. ....	166
Tabla D.5: Potencias y costos asociados a la barra 1.....	166
Tabla D.6: Potencias y costos asociados a la barra 3.....	167
Tabla D.7: Potencias y costos asociados a la barra 6.....	167
Tabla D.8: Potencias y costos asociados a la barra 2.....	168
Tabla D.9: Potencias y costos asociados a la barra 5.....	168
Tabla D.10: Potencias y costos asociados a la barra 9.....	168



Tabla D.11: Potencias y costos asociados a la barra 8.....	169
Tabla D.12: Potencias y costos asociados a la barra 7.....	169
Tabla D.13: Potencias y costos asociados a la barra 4.....	169
Tabla D.14: Matriz “costoscruzpais” .....	170
Tabla D.15: Matriz “costopais” .....	170
Tabla D.16: Matriz “costolinfrontera” .....	170
Tabla D.17: Matriz “Peaje_Gen” .....	170
Tabla D.18: Matriz “Peaje_Car” .....	171
Tabla D.19: Matriz “costoscruzpais” .....	171
Tabla D.20: Matriz “costopais” .....	171
Tabla D.21: Matriz “costolinfrontera” .....	172
Tabla D.22: Matriz “Peaje_Gen” .....	172
Tabla D.23: Matriz “Peaje_Car” .....	172
Tabla E.1: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.....	182
Tabla E.2: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	182
Tabla E.3: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	188
Tabla E.4: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.....	197
Tabla E.5: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	197
Tabla E.6: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	203
Tabla E.7: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.....	211
Tabla E.8: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	211
Tabla E.9: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.....	217

## 1.INTRODUCCIÓN

### 1.1.DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La tendencia tanto a nivel mundial como regional es hacia la interconexión de los sistemas y la integración de los mercados eléctricos ya que con ello se logra una mayor eficiencia en el sector, se reduce los costos y se aumenta la confiabilidad en el suministro. Sin embargo, el intercambio de energía entre países modifica los flujos por las líneas de cada sistema eléctrico y en consecuencia su utilización. El costo asociado a las mismas debe ser asignado entre los distintos usuarios, independientemente de la regulación particular de los mercados mayoristas de cada país participante del mercado regional, que podrá establecer un mayor o menor grado de competencia.

En este proyecto se pretende realizar un análisis comparativo entre los modelos a desarrollar. Con ello se pretende determinar la validez del modelo de flujo de cargas DC para estudiar los costos asociados a la utilización de las líneas del sistema eléctrico regional. Así como el estudio de la aplicación de la metodología de “Participaciones Proporcionales”, para el cálculo de los peajes a ser cobrados a cada uno de los actores del mercado eléctrico regional.

### 1.2.OBJETIVOS GENERALES DEL PROYECTO

- Estudio del sistema interconectado eléctrico regional, considerando sus principales corredores en alta tensión.
- Modelado del sistema eléctrico regional mediante flujo de cargas y flujo de cargas DC.
- El modelo desarrollado deberá contemplar las principales líneas de interconexión eléctrica a nivel regional. Esto incluye las redes de Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay.
- Comparación de ambos modelos.
- El modelo deberá ser flexible ante futuros cambios en las redes de interconexión.
- Se deberá concluir la validez del modelo, de flujo de carga DC, para la realización de estudios económicos de intercambio comercial eléctrico.
- Deberá ser posible el análisis del sistema para distintas configuraciones del modelo desarrollado.
- Estudio de distintas metodologías para la aplicación de peajes por el transporte de energía.
- Realización de una aplicación para el cálculo de peajes mediante el método de “Participaciones Proporcionales”.
- Aplicación de dicho método a la red regional para un escenario dado.
- Análisis de los resultados obtenidos.

## 2.MODELADO DE LA RED REGIONAL

### 2.1.MODELADO RED BRASILEÑA DE “500 KV” DE LA REGIÓN SUR

#### 2.1.1.INTRODUCCIÓN

Para el estudio a realizar se modeló la red brasileña en las tensiones 500kV, 525kV y 765kV correspondientes a la región Sur.

Cuando nos referimos a “región Sur” hacemos alusión a los estados de Río Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná y Mato Grosso do Sul, usando así la misma nomenclatura que la ONS (Operador Nacional do Sistema Eléctrico).

Para la realización del modelo de la red antes mencionada se debió resolver el problema de no contar con suficiente información sobre la misma, esto quiere decir que no contamos con información de cuanto se genera o consume en cada una de las barras involucradas. Los datos con los cuales se contó fueron la generación y consumo por regiones, los intercambios de potencia entre regiones y los intercambios de potencia internacionales, los datos de las líneas e información demográfica de la región. Mediante estos últimos datos y la topología de la red fue que se asignaron los correspondientes valores de carga y generación a cada barra. La resolución de este problema se explica más adelante.

Todos los datos de potencia utilizados excepto los correspondientes a Itaipú fueron obtenidos del promedio de los valores de potencia media de los meses de febrero, marzo y abril del 2006 brindados por la ONS [1]. Los mencionados datos de Itaipú fueron obtenidos de la página web de Itaipú [2]. De igual forma los parámetros de las líneas fueron obtenidos de la página web de la ONS [3].

En todos los casos el factor de potencia tomado fue de 0.95, esto se derivó de datos obtenidos de la red brasileña y con “animo optimista”.

Las barras consideradas para este modelo se detallan en la tabla 2.1

<b>Barra</b>	<b>Tipo</b>
AREIA	PQ
BATEIAS	PQ
BLUMENAU	PQ
C. NOVOS	PQ
CASCAVEL OESTE	PQ
CAXIAS	PQ
CURITIVA	PQ
GARABÍ I	PQ
GARABÍ II	PQ
Gov. Bento Munhoz	PV
GRAVATAI	PQ
ITAIPÚ500	Stak
IGUAÇÚ500	PQ
ITA	PV
LONDRINA	PQ
MACHADINHO	PV
NEY BRAGA	PV
NOVA SANTA RITA	PQ
S. SANTIAGO	PV
SALTO CAXIAS	PV
SANTO ANGELO	PQ
VAIPORA FURNAS	PQ
VAIPORA ESUL	PQ
IGUAÇÚ765	PQ
VAIPORA765	PQ

Tabla 2.1: Barras incluidas en el modelo de la región Sur de Brasil.

## 2.1.2.MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA GENERADA

Para asignarle la correspondiente potencia a las barras de generación del sistema se repartió la generación total de la región Sur, obtenida de los datos brindados por la ONS, ponderando cada barra de acuerdo a su potencia instalada. Vale decir que cuando nos referimos a potencia instalada hacemos alusión a la potencia nominal de los transformadores en las estaciones de generación.

A su vez se diferencié entre la generación hidráulica y la térmica, ya que cada una de ellas posee un factor de utilización distinto.

En la tabla 2.2 se aprecia la potencia media generada por mes durante el 2006, como puede observarse se discrimina entre generación Hidráulica y Térmica. Mediante los datos de generación, tanto térmica como hidráulica, obtenidos de la ONS se calcularon los factores de utilización a aplicar a cada barra.

$$f_u = \frac{P_{T\_dato}}{P_{T\_instalada}} \quad \text{ec. 2.1}$$

$P_{T\_dato}$  es la potencia total generada en la región según la ONS.

$P_{T\_instalada}$  es la potencia total instalada en la región según la ONS.

Siempre se trabajan o con potencias de origen térmico o hidráulico por separado, de esta manera obtenemos factores independientes.

	<b>Hidráulica</b>	<b>Térmica convencional</b>
<b>MES</b>		
Enero	4293.52	1240.85
Febrero	4642.09	1242.56
Marzo	4551.52	1409.46
Abril	3654.34	1017.24
Mayo	2979.45	936.43
Junio	2167.57	927.63
Julio	1605.33	977.88
Agosto	2000.78	995.92
Septiembre	3234.55	1522.03
Octubre	4297.49	1614.35
Noviembre	3495.39	1087.68
Diciembre	3713.04	1090.08

Tabla 2.2: Potencia generada en la zona Sur en el 2006

Pot. Gen. Hidra. Instalada=	12645.25 MW
Pot. Gen. Termic. Instalada=	3103 MW

Pot. Gen. Hidra. Datos=	4282.65 MW
Pot. Gen. Termic. Dato=	1223.08 MW

Tabla 2.3: Pot. generadas datos y nominal instalada.

Fact. Hidra.=	0.33867
Fact. Térmica=	0.39416

Tabla 2.4: Factores de generación hidráulica y térmica.

Barra	Tipo	Potencia nominal(MW)	Tipo de generación	FACTOR	Pot. Generada
Gov. Bento Munhoz	PV	1676	Hidráulica	0.33868	567.62
ITAIPU	PV	6600	Hidráulica	(*)	5290.00
ITA	PV	1450	Hidráulica	0.33868	491.08
MACHADINHO	PV	1140	Hidráulica	0.33868	386.09
NEY BRAGA	PV	1260	Hidráulica	0.33868	426.73
S. SANTIAGO	PV	1420	Hidráulica	0.33868	480.92
SALTO CAXIAS	PV	1240	Hidráulica	0.33868	419.96

Tabla 2.5: Potencias generada en cada barra.

Los datos de potencia que aparecen en las tablas 2.3 y 2.4 no contienen la generación proveniente de Itaipu, por lo cual los factores hallados se aplican a todas las barras generadoras excepto Itaipu.

Es evidente que la suma de la potencia generada en barras de tensión 525kV y 500kV no coincide con la total de la región, el faltante de potencia generada en la región(en barras de tensiones menores a 500kV) es tenido en cuenta en las barras PQ o de carga. En las barras de carga se modela la carga como una potencia neta, esto significa que a la carga correspondiente a dicha barra se le resta la potencia generada en las barras de tensiones menores a 500kV que se encuentren en la zona que se “alimenta” de dicha barra.

La potencia generada por Itaipu se obtuvo de la pagina web de Itaipu antes mencionada [2], para realizar el modelo de dicha barra generadora se supuso que a la región Sur solo ingresa la potencia generada por Itaipu 60Hz. Este valor como se ve en la tabla 2.5 es de 5290 MW el cual corresponde a la mitad de la potencia media generada por Itaipu en el período de tiempo en estudio<sup>1</sup>. Siendo la potencia nominal instalada en Itaipu de aproximadamente 14000MW queda claro que el factor de utilización de Itaipu(0.75) es muy superior que el del resto de la generación hidráulica de la región Sur.

<sup>1</sup> febrero 2006-abril 2006.

### 2.1.3.MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA DEMANDADA

Para determinar la potencia demandada a través de cada barra PQ lo que se hizo fue calcular dos factores por mesorregión y promediarlos, uno debido al PIB de cada mesorregión y otro debido a la cantidad de habitantes de cada mesorregión. Este método se empleó para todas las barras de PQ menos para Ivaiporá(Furnas), esta se trato de forma independiente y su estudio se trata más adelante.

Vale aclarar que cada estado brasileño se divide en mesorregiones las cuales a su vez se dividen en microrregiones, de todas formas el estudio llegó solo hasta las mesorregiones. Esto es porque dado la cantidad de suposiciones hechas para obtener los valores de carga no tiene mayor sentido hilar tan fino en este aspecto.

El motivo de utilizar estos dos valores como indicadores es que la cantidad de habitantes es un dato intuitivo al momento de determinar el consumo y por otro lado el producto interno bruto nos da una idea del poder adquisitivo de cada mesorregión el cual está ligado al consumo eléctrico.

#### Región Sur

Estado	Rio Grande do Sul	Santa Catarina	Paraná	Mato Grosso do Sul	Totales
Población	11204871	5943000	12394839	2279693	31822403
PIB	1.2804E+11	62047391348	99090815684	18969504690	3.08147E+11

#### Potencia demandada en la región Sur

Mes	Pot. Demandada
Febrero	8280.37
Marzo	8410.28
Abril	7658.64

Pot. Promedio(Mwmed)= 8116.43

Tabla 2.6: Población y PIB correspondientes a la región SUR.

#### Estado:Rio Grande do Sul

Mesorregiones	Población	Area	PIB	PIB per cápita
1. Mesorregião do Centro Ocidental Rio-grandense	556,062	25,955	4,631,127,144	8,467
2. Mesorregião do Centro Oriental Rio-grandense	775,276	17,192	10,441,768,230	13,791
3. Mesorregião Metropolitana de Porto Alegre	5,168,413	29,735	56,849,814,510	12,194
4. Mesorregião do Nordeste Rio-grandense	1,009,661	25,749	16,146,130,121	16,522
5. Mesorregião do Noroeste Rio-grandense	1,970,326	64,931	23,936,006,862	12,195
6. Mesorregião do Sudeste Rio-grandense	942,938	42,540	8,992,761,119	9,716
7. Mesorregião do Sudoeste Rio-grandense	782,195	62,681	7,042,002,894	9,151
<b>Totales:</b>	<b>11,204,871</b>	<b>268,782</b>	<b>128,039,610,880</b>	

Mesorregiones	Factores de Potencia consumida			Pot. Demadadas(Mwmed)
	Factor devido a Pob.	Factor devido a PIB.	Promedio	
1. Mesorregião do Centro Ocidental Rio-grandense	0.0175	0.0150	0.0163	131.90
2. Mesorregião do Centro Oriental Rio-grandense	0.0244	0.0339	0.0291	236.38
3. Mesorregião Metropolitana de Porto Alegre	0.1624	0.1845	0.1735	1407.81
4. Mesorregião do Nordeste Rio-grandense	0.0317	0.0524	0.0421	341.40
5. Mesorregião do Noroeste Rio-grandense	0.0619	0.0777	0.0698	566.50
6. Mesorregião do Sudeste Rio-grandense	0.0296	0.0292	0.0294	238.68
7. Mesorregião do Sudoeste Rio-grandense	0.0246	0.0229	0.0237	192.49

Tabla 2.7: Población y PIB correspondientes al estado de Rio Grande do Sul.

**Estado: Santa Catarina**

Mesorregiones	Población	Area	PIB	PIB per cápita
1 Mesorregião da Grande Florianópolis	939,064	6,999	7,312,295,020	8,332
2 Mesorregião do Norte Catarinense	1,165,849	15,938	15,006,915,479	13,679
3 Mesorregião do Oeste Catarinense	1,161,755	27,289	15,661,492,818	13,792
4 Mesorregião de Serrana	421,535	22,232	3,759,830,780	9,167
5 Mesorregião do Sul Catarinense	902,478	9,709	7,208,840,529	8,329
6 Mesorregião do Vale do Itajaí	1,352,319	13,003	13,098,016,722	10,260

Totales:	5,943,000	95,170	62,047,391,348	
----------	-----------	--------	----------------	--

Mesorregiones	Factores de Potencia consumida			Pot. Demandadas(Mwmed)
	Factor devido a Pob.	Factor devido a PIB.	Promedio	
1 Mesorregião da Grande Florianópolis	0.0295	0.0237	0.0266	216.0569
2 Mesorregião do Norte Catarinense	0.0366	0.0487	0.0427	346.3141
3 Mesorregião do Oeste Catarinense	0.0365	0.0508	0.0437	354.4126
4 Mesorregião de Serrana	0.0132	0.0122	0.0127	103.2730
5 Mesorregião do Sul Catarinense	0.0284	0.0234	0.0259	210.0287
6 Mesorregião do Vale do Itajaí	0.0425	0.0425	0.0425	344.9544

Tabla 2.8: Población y PIB correspondientes al estado de Santa Catarina.

**Estado: Paraná**

Mesorregiones	Población	Area	PIB	PIB per cápita
1 Mesorregião do Centro Ocidental Paranaense	316,492	11,937	3,315,443,996	10,037
2 Mesorregião do Centro Oriental Paranaense	679,379	21,850	7,371,172,206	11,320
3 Mesorregião do Centro-Sul Paranaense	557,032	26,410	4,822,519,480	8,810
4 Mesorregião Metropolitana de Curitiba do Paraná	5,595,662	22,824	37,188,938,262	11,135
5 Mesorregião do Noroeste Paranaense	630,421	24,489	4,531,416,404	7,134
6 Mesorregião do Norte Central Paranaense	1,969,645	24,556	15,974,360,559	8,390
7 Mesorregião do Norte Pioneiro Paranaense	542,910	15,727	3,834,173,933	7,020
8 Mesorregião do Oeste Paranaense	1,228,825	22,851	14,558,413,182	12,258
9 Mesorregião do Sudeste Paranaense	398,453	17,021	2,870,571,090	7,375
10 Mesorregião do Sudoeste Paranaense	476,020	11,652	4,623,806,572	9,842

Totales:	12,394,839	199,315	99,090,815,684	
----------	------------	---------	----------------	--

Mesorregiones	Factores de Potencia consumida			Pot. Demandadas(Mwmed)
	Factor devido a Pob.	Factor devido a PIB.	Promedio	
1 Mesorregião do Centro Ocidental Paranaense	0.0099	0.0108	0.0104	84
2 Mesorregião do Centro Oriental Paranaense	0.0213	0.0239	0.0226	184
3 Mesorregião do Centro-Sul Paranaense	0.0175	0.0157	0.0166	135
4 Mesorregião Metropolitana de Curitiba do Paraná	0.1758	0.1207	0.1483	1,203
5 Mesorregião do Noroeste Paranaense	0.0198	0.0147	0.0173	140
6 Mesorregião do Norte Central Paranaense	0.0619	0.0518	0.0569	462
7 Mesorregião do Norte Pioneiro Paranaense	0.0171	0.0124	0.0148	120
8 Mesorregião do Oeste Paranaense	0.0386	0.0472	0.0429	348
9 Mesorregião do Sudeste Paranaense	0.0125	0.0093	0.0109	89
10 Mesorregião do Sudoeste Paranaense	0.0150	0.0150	0.0150	122

Tabla 2.9: Población y PIB correspondientes al estado de Parana.

**Estado: Mato Grosso do Sul**

Mesorregiones	Población	Area	PIB	PIB per cápita
1 Mesorregião do Centro Norte de Mato Grosso do Sul	929,873	67,126	6,920,414,286	7,702
2 Mesorregião do Leste de Mato Grosso do Sul	353,633	94,364	4,174,567,333	12,446
3 Mesorregião do Sudoeste de Mato Grosso do Sul	757,943	82,418	6,131,942,099	8,347
4 Mesorregião dos Pantanaís Sul-Mato-Grossenses	238,244	110,769	1,742,580,972	7,525

Totales:	2,279,693	354,676	18,969,504,690	
----------	-----------	---------	----------------	--

Mesorregiones	Factores de Potencia consumida			Pot. Demandadas(Mwmed)
	Factor devido a Pob.	Factor devido a PIB.	Promedio	
1 Mesorregião do Centro Norte de Mato Grosso do Sul	0.029	0.022	0.026	209.724
2 Mesorregião do Leste de Mato Grosso do Sul	0.011	0.014	0.012	100.076
3 Mesorregião do Sudoeste de Mato Grosso do Sul	0.024	0.020	0.022	177.414
4 Mesorregião dos Pantanaís Sul-Mato-Grossenses	0.007	0.006	0.007	53.332

Tabla 2.10: Población y PIB correspondientes al estado de Mato Grosso do Sul.

En base a los valores de carga calculados en las tablas 2.6 a 2.10 se determinó una primera carga en cada una de las barras, se le llama primera carga ya que a esta se le resta la potencia generada e inyectada directamente en las redes de tensiones menores a 500kV.

Esta asignación de potencia se hizo siguiendo los siguientes criterios:

- si en una mesorregión hay una única barra se asigna toda la potencia a dicha barra.
- si hay más de una barra se reparte en partes iguales entre las barras incluidas en la mesorregión.
- en caso de no haber barras de nuestro modelo en la correspondiente mesorregión la potencia de la misma se reparte entre las mesorregiones aledañas teniendo en cuenta la interconexión entre las mismas, su población y su PIB<sup>2</sup>.

Luego de determinada esta primera carga se define según la topología de la red que generadores aportan a cada barra y se resta su aporte a la carga de la correspondiente barra. Esto llevó a que en ciertas barras PQ la potencia neta fuese negativa ya que modelan no solo la carga de esa mesorregión sino el aporte de los generadores en tensiones inferiores a 500kV no tenidos en cuenta en la determinación de los valores de generación para las barras con tensiones mayores o iguales a 500kV.

En la tabla 2.11 se muestran los resultados obtenidos luego de aplicar este procedimiento.

Estos valores de carga no son todavía los definitivos ya que mediante las barras Bateias, Londrina y Areias se modela el intercambio interregional de potencia con lo cual su valor de carga neto variará de manera de poder modelar los mencionados intercambios, esto se verá más adelante.

En la tabla 2.11 se aprecia que la barra de Garabi I no posee carga y que Garabi II posee 285.4 MW, esto es debido a que para el período de estudio de la red toda la potencia estaba pasando de Brasil hacia Argentina mediante Garabi II. Los valores de potencia intercambiada por la región sur con otros países fueron obtenidos de la página web de la ONS[4]. Sobre este tema vale aclarar que toda la potencia intercambiada internacionalmente es asignada a la barra de Garabi II, ya que el intercambio con Uruguay a través de la convertora de Rivera es despreciable ante el de la convertora de Garabi.

			CARGAS ADICIONALES	CARGAS TOTAL NODO	NOMBRE NODOS		NODOS	POTENCIA (MW)	Q(MVAR)
RIO GRANDE	MESO	CARGA PROPIA			NODO 1	NODO 2			
centro occidental	1	-113.14					GRAVATAI	770.04	253.10
centro oriental	2	258.21					NOVA STA RITA	770.04	253.10
metropolitana porto alegre	3	1431.71	108.38	1540.09	GRAVATAI	NOVA STA RITA	CAXIAS	385.64	126.75
nordeste	4	371.67	13.97	385.64		-	SANTO ANGELO	499.55	164.19
noroeste	5	454.95	44.60	499.55	STO ANGELO	-	BLUMENAU	545.82	179.40
sudeste	6	66.83					CAMPOS NOVOS	-150.81	-49.57
sudoeste	7	-89.04					BATEIAS	492.53	
STA. CATARINA							CURITIBA	492.53	161.89
sur catarinense	5	-144.21					LONDRINA	338.96	
florianopolis	1	238.62	307.20	545.82	BLUMENAU	-	IVAIPORA (ESUL)	338.96	111.41
norte catarinense	2	378.63					CASCADEL OESTE	441.75	145.20
vale do rio Itajai	6	379.31					AREIA	509.01	
oeste catarinense	3	348.58					IVAIPORA (FURNAS)		0.00
serrana	4	-393.22	242.40	-150.81	CAMPOS NOVOS		GARABI I	0.00	0.00
PARANA							GARABI II	285.40	93.81
Region metropolitana curitiba	4	750.43	234.63	985.06	BATEIAS	CURITIBA			
norte central paranaense	6	509.34	168.59	677.93	LONDRINA	IVAIPORA			
oeste paranaense	8	381.59	60.16	441.75	CASCADEL W	-			
sudeste paranaense	9	98.02	410.99	509.01	AREIA	-		5719.44	
ZONA A		180.49							
ZONA B		325.26							
TOTALES		5434.04	1590.92	5434.04					

Tabla 2.11: Carga asignada a cada barra.

<sup>2</sup> Esta asignación de potencia puede llegar a ser un tanto arbitraria, podría tomarse como regla repartir la potencia en proporción directa a la población de las mesoregiones aledañas.



## 2.1.4. MÉTODO PARA LA ASIGNACIÓN DE POTENCIA INTERCAMBIADA ENTRE REGIONES

En el período de tiempo en estudio la potencia intercambiada entre la región Sur y la región Centro/Este es de 2897MW, el intercambio se dio desde la región Centro/Este hacia la región Sur[5].

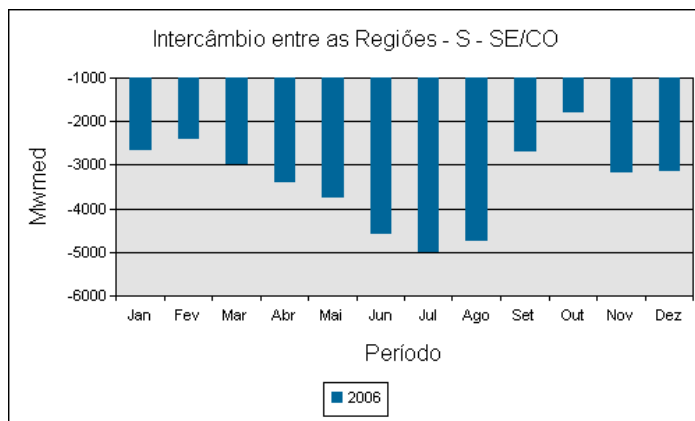


Figura 2.1: Potencias intercambiadas entre la región Centro/Este con la región Sur.

En la figura 2.1 se puede apreciar como se da el intercambio energético entre la región del Centro/Este y la región del Sur.

Para el modelado del intercambio de potencia entre las regiones se optó por modelar el mismo mediante tres barras, las cuales llamaremos barras frontera, estas son Londrina, Bateias y Areia. Las barras de Londrina y Bateias son claramente puntos frontera ya que como se puede apreciar en la figura 5.2 de ellas salen líneas de 500kV, 525kV y 230kV hacia la región centro/este.

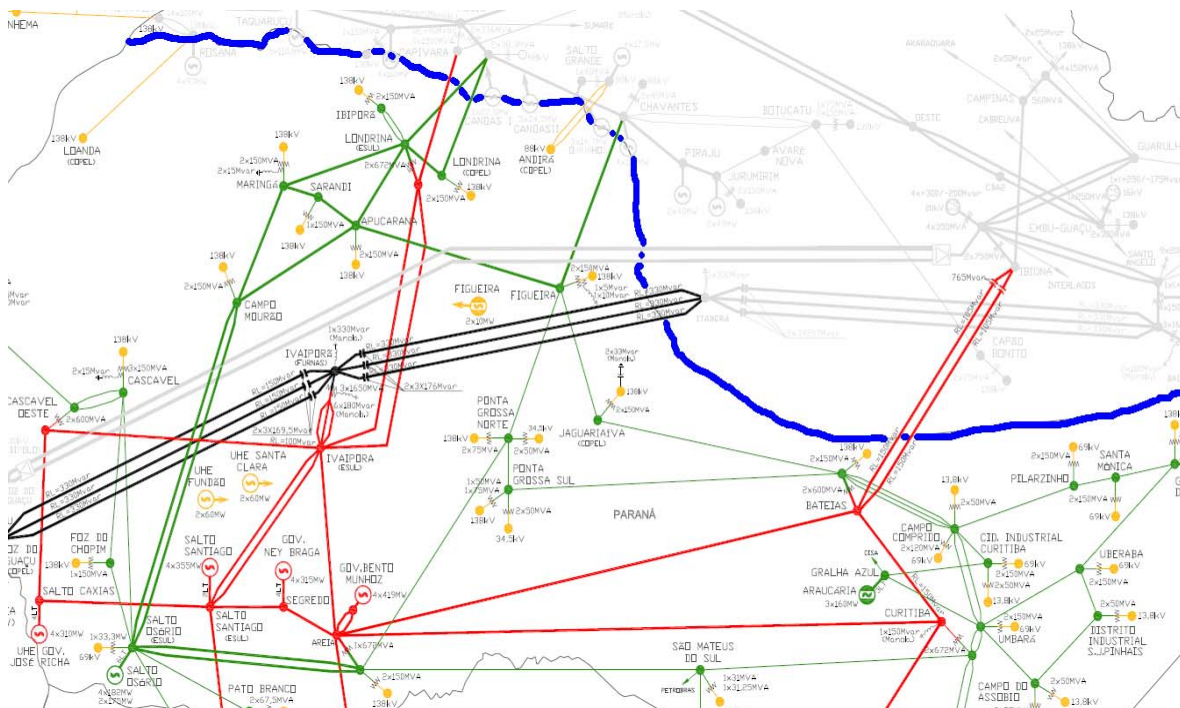


Figura 2.2: Mapa región Sur, en rojo red de 500kV y 525kV en verde red de 230kV y en amarillo red de 138kV, en negro red de 765kV, en gris líneas que no pertenecen a la región Sur y en azul límite de la región Sur.

El hecho de incluir la barra de Areia en el modelado del intercambio de potencia interregional se debe a la fuerte interconexión mediante líneas de 230kV(líneas verdes en el mapa de la figura 2.2) entre la misma y la región centro/este.

Lo primero que se hizo fue repartir la potencia intercambiada entre las regiones entre las seis líneas que interconectan las mismas. Las seis líneas a las cuales se hace referencia son: Bateias-Ibiuna(c1)(500kV), Bateias-Ibiuna(c2)(500kV), Londrina-Assis(525kV), Londrina(ESUL)-Assis(230kV), Londrina(COPEL)-Assis(230kV) y Figueira-Chavantes(230kV). Esta repartición de carga entre las seis líneas antes mencionadas se hizo en base a la corriente máxima admisible de forma permanente por cada una de las líneas, mediante este criterio se obtuvo la tabla 2.12. En la misma se aprecia, entre otras cosas, la máxima potencia admisible en cada una de las líneas antes mencionadas y el valor de potencia intercambiada correspondiente.

**Repartición de la potencia intercambiada entre la región sur y la centro/este por líneas**

Líneas	Capacidad (A)	Tensión(kV)	Capacidad(MVA)	Factor correspondiente	Pot. Correspondiente(MW)
Bateias-Ibiuna1	1500	500	1299.0	0.2	703.6
Bateias-Ibiuna2	1500	500	1299.0	0.2	703.6
Londrina-Assis	2200	525	2000.5	0.4	1083.5
Londrina(ESUL)-Assis	594	230	236.6	0.0	128.2
Londrina(COPEL)-Assis	703	230	280.1	0.1	151.7
Figueira-Chavantes	586	230	233.4	0.0	126.4

Pot. Total intercambiada entre región sur y región centro(MW)= 2897

Capacidad total de las líneas(MVA)= 5348.7

Tabla 2.12: Repartición de la potencia intercambiada entre las regiones sur y centro/este

Luego se procedió a asignar las potencias a las barras “frontera”, para esto se tomó como hipótesis que por la línea Figueira-Bateias(230kV) y Ponta Grossa Sul-Bateias(230kV) no hay flujo de potencia debido al intercambio entre regiones. Esta suposición permite afirmar que en la barra de Bateias no hay flujo de potencia debida al intercambio a través de la red de 230kV.

Bajo dichas hipótesis se adjudicó toda la potencia intercambiada a través de las líneas Bateias-Ibiuna(500kV) en la barra de Bateias, como esta barra es una barra PQ lo que se hizo fue restarle al valor de potencia de carga de la barra el valor de potencia introducida desde la región Centro/Este.

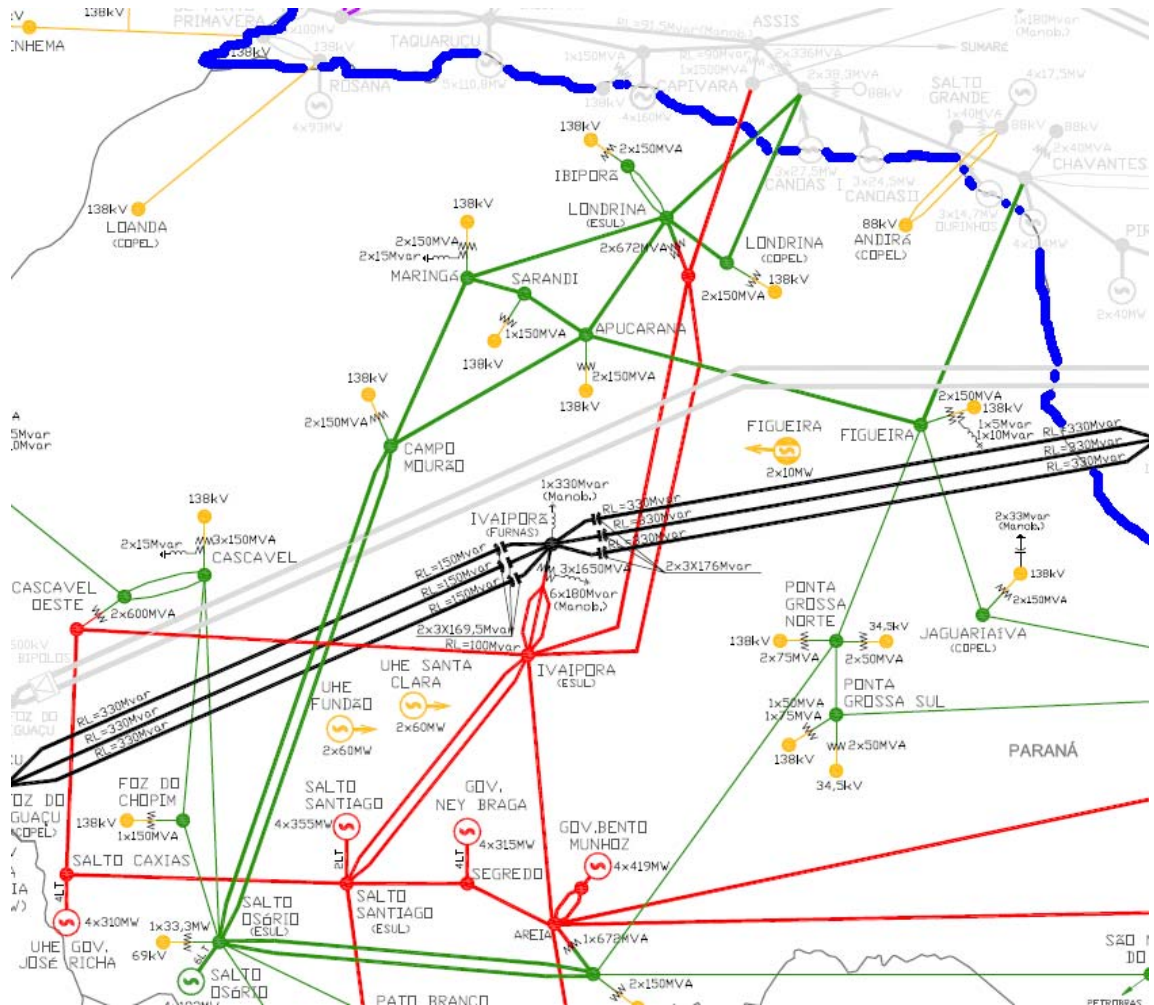


Figura 2.3: Región estudiada para asignar la potencia intercambiada entre las regiones a las barras de Londrina y Areia.

Para la asignación de la potencia a las barras de Londrina y Areia se tomó en cuenta las líneas en 230kV que las interconectan.

En la barra de Londrina por un lado se le asignó la potencia correspondiente a la línea Londrina-Assis(525kV) y se le sumó el correspondiente flujo de potencia a través de las líneas de 230kV.

En el caso de la barra de Areia como a la misma no llegan líneas de 500kV o 525kV que provengan directamente de la región Centro/Este solo se tienen los aportes de potencia intercambiada entre regiones a través de la red de 230kV.

Para determinar cuanta de la potencia de intercambio interregional correspondiente a las líneas de 230kV corresponden a la barra de Londrina y cuanta corresponde a la barra de Areia se tomaron los siguientes criterios: la potencia entrante por la línea de Figueira-Chavantes se le asigna en su totalidad a la barra de Areia, se reparte la potencia entrante por las líneas de Londrina-Assis(230kV) entre las barras de Londrina y Areia tomando como base para la repartición la potencia instalada en los transformadores de 525/230kV en cada una de las barras.

Como se puede ver en la figura 2.3 la potencia instalada antes mencionada en la barra de Londrina(2x672MVA) es el doble que la instalada en la barra de Areia(672MVA), por lo tanto de la potencia transmitida a través de las líneas Londrina-Assis(230kV) desde la región Centro/Este hacia la región Sur 2/3 se asignaron a la barra de Londrina y 1/3 a la barra de Areia.

En la tabla 2.13 se aprecian los valores de potencia asignados a cada una de las barras según lo explicado anteriormente.

Como ya se mencionó las barras de Bateias, Londrina y Areia son barras PQ con lo cual el modelado de la potencia intercambiada se hace restando al valor de carga de cada barra la potencia asignada debido a los intercambios interregionales. Los valores definitivos de estas barras se aprecian en la tabla 2.14.

Barra	Potencia(MW)
Bateias	1,407.2
Londrina(525KV)	1,270.1
Areia	219.7

Tabla 2.13: Valores de potencia entrante debido al intercambio interregional.

	DemandaMW	Potenmcia entrante desde Reg. CentroMW	Neto(MW)	Q
BATEIAS	492.53	1,407.2	-914.6	-300.6
LONDRINA	338.96	1,270.1	-931.1	-306.0
AREIA	509.01	219.7	289.3	95.1

Tabla 2.14: Valores definitivos de potencia asignados a las barras "fronteras".

## 2.1.5. MODELADO DE LA BARRA PQ IVAIPORA(FURNAS)

Esta barra fue tratada en forma independiente y con un enfoque distinto al de las demás barras PQ, ello se debe a que la línea a la cual pertenece dicha barra es la encargada de transmitir toda la potencia que genera Itaipu 60Hz. Esta barra pertenece a la red de 765kV la cual se extiende desde la barra de Itaipu hasta la barra de Tijuco Preto, esta última barra alimenta la ciudad de São Paulo. Este hecho no es menor ya que la ciudad de Sao Paulo y más en general la mesorregion Metropolitana de São Paulo se puede considerar como un “sumidero de potencia” ya que su demanda es verdaderamente importante.

Estado: Sao Paulo			Factores de Potencia consumida			Pot. Demandadas(Mwmed)
Mesorregiones	Población	PIB	Factor devido a Pob.	Factor devido a PIB.	Promedio	
* 1 Mesorregião de Araçatuba	678355	7700760671	0.008	0.000	0.004	112.812
* 2 Mesorregião de Araraquara	800644	11873551400	0.009	0.012	0.011	319.019
* 3 Mesorregião de Assis	560638	5503229612	0.006	0.000	0.003	93.236
* 4 Mesorregião de Bauru	1450579	13574904135	0.016	0.014	0.015	453.730
* 5 Mesorregião de Campinas	3708292	56761493023	0.041	0.059	0.050	1505.252
* 6 Mesorregião de Itapetininga	826910	6692228361	0.009	0.000	0.005	137.518
* 7 Mesorregião do Litoral Sul Paulista	498216	2527622523	0.006	0.003	0.004	122.417
* 8 Mesorregião Macrometropolitana Paulista	2601315	29862079965	0.029	0.031	0.030	900.061
* 9 Mesorregião de Marília	451655	3724252166	0.005	0.004	0.004	133.408
* 10 Mesorregião Metropolitana de São Paulo	21140573	2.61988E+11	0.235	0.274	0.254	7616.878
* 11 Mesorregião de Piracicaba	1374215	16264929043	0.015	0.017	0.016	483.145
* 12 Mesorregião de Presidente Prudente	1000000	6874647971	0.011	0.007	0.009	273.911
* 13 Mesorregião de Ribeirão Preto	2324557	24763826318	0.026	0.026	0.026	774.226
* 14 Mesorregião de São José do Rio Preto	1552415	15688250239	0.017	0.016	0.017	503.749
* 15 Mesorregião do Vale do Paraíba Paulista	2243787	31013616957	0.025	0.032	0.029	858.637

Tabla 2.15: Repartición por mesorregion de la potencia total consumida por el estado de São Paulo.

En la tabla 2.15 puede apreciarse que la potencia media demandada(o consumida) por la mesorregion Metropolitana de São Paulo es de 7616.88 MW y la potencia total consumida por el estado de São Paulo es de alrededor de 14300MW.

Teniendo esto en cuenta se supuso que toda la potencia que genera Itaipu 60Hz(5290MW) es consumida en São Paulo y que los excedentes de potencia, debido a la generación propia del estado de São Paulo, a las demás líneas que llegan a dicho estado como son las líneas de continua del HVDC provenientes de Itaipu 50Hz y la generación de la región Norte, retornan a la región Sur mediante las líneas de 500kV, 525kV y 230kV consideradas en el punto anterior.

En definitiva el valor de carga asignado a la barra de Ivaipora fue de 5290MW coincidente con lo generado por Itaipu.

## 2.1.6. MODELADO DE LOS ELEMENTOS DE COMPENSACIÓN EN LA RED Y LOS TRANSFORMADORES

En la parte de la red brasileña en estudio se encuentran dos tipos de compensación, la compensación inductiva shunt y la capacitiva serie.

En el caso de la compensación capacitiva serie esta solo se encuentra en las líneas de 765kV y según nos informó la ONS dicha compensación se puede modelar tomando como reactancia de la línea solo el 40% del valor verdadero de la reactancia de la línea.

En el caso de la compensación shunt esta fue modelada como una impedancia constante calculada mediante la siguiente expresión:

$$Y_{pu} = \frac{S_{shunt}}{S_{base}} * \frac{U_{base}^2}{U_{linea}^2} \quad \text{ec. 2.2}$$

Los transformadores que aparecen en el modelo son de 500/765kV, como no se contaba con datos precisos sobre los valores de impedancia de CC se asumió un valor de 12% el cual es razonable para transformadores de gran porte como los existentes en la red en estudio. De todas maneras para el estudio de flujo de cargas en una red tan grande como la brasileña la impedancia de corto circuito de los transformadores pierden peso ante la impedancia de las líneas.

## 2.1.7. RESUMEN DEL MODELO DE LA RED BRASILEÑA

### 2.1.7.1. BARRAS DEL MODELO

Barra	Tipo
AREIA	PQ
BATEIAS	PQ
BLUMENAU	PQ
C. NOVOS	PQ
CASCABEL OESTE	PQ
CAXIAS	PQ
CURITIVA	PQ
GARABÍ I	PQ
GARABÍ II	PQ
Gov. Bento Munhoz	PV
GRAVATAI	PQ
ITAIPU500	Slak
IGUAÇU500	PQ
ITA	PV
LONDRINA	PQ
MACHADINHO	PV
NEY BRAGA	PV
NOVA SANTA RITA	PQ
S. SANTIAGO	PV
SALTO CAXIAS	PV
SANTO ANGELO	PQ
IVAIPORA FURNAS	PQ
IVAIPORA ESUL	PQ
IGUAÇU765	PQ
IVAIPORA765	PQ

Tabla 2.16: Tipos de barras

Numero asociado	Barra
1	Areia
2	Bateias
3	Blumenau
4	C. Novos
5	Cascavel Oeste
6	Caxias
7	Curitiba
8	Garabi 1
9	Garabi 2
10	Bento Munhoz_gen
11	Gravatai
12	Ita_gen
13	Londrina
14	Machadinho_gen
15	Ney Braga_gen
16	Nova Santa Rita
17	Salto Sanriago_gen
18	Salti Caxias_gen
19	Santo Angelo
20	Ivaipora525ESUL
21	Ivaipora525FURNAS
25	Iguaçu765
26	Ivaipora765
30	Iguaçu500
31	Itaipu500_gen

Tabla 2.17: Número asociado a cada barra

### 2.1.7.2.GENERACIÓN (PV)

Barra	Tipo	Potencia nominal(MW)	Tipo de generación	FACTOR	Pot. Generada
Gov. Bento Munhoz	PV	1676	Hidráulica	0.33868	567.62
ITAIPU	PV	6600	Hidráulica	(*)	5290.00
ITA	PV	1450	Hidráulica	0.33868	491.08
MACHADINHO	PV	1140	Hidráulica	0.33868	386.09
NEY BRAGA	PV	1260	Hidráulica	0.33868	426.73
S. SANTIAGO	PV	1420	Hidráulica	0.33868	480.92
SALTO CAXIAS	PV	1240	Hidráulica	0.33868	419.96

Tabla 2.18: Datos de generación por barra

### 2.1.7.3.CARGA (PQ)

Barra	POTENCIA (MW)	Q(MVAr)
GRAVATAI	770.04	253.10
NOVA STA RITA	770.04	253.10
CAXIAS	385.64	126.75
SANTO ANGELO	499.55	164.19
BLUMENAU	545.82	179.40
CAMPOS NOVOS	-150.81	-49.57
BATEIAS	-914.65	-300.63
CURITIBA	492.53	161.89
LONDRINA	-931.13	-306.05
IVAIPORA (ESUL)	338.96	111.41
CASCAVEL OESTE	441.75	145.20
AREIA	289.29	95.08
IVAIPORA (FURNAS)	5290.50	1738.74
GARABI I	0.00	0.00
GARABI II	285.40	93.81

Tabla 2.19: Datos de carga por barra



## 2.1.7.4.DATOS DE LAS LÍNEAS

Barra1	Barra2	Pot. Base (MVA)	Tensión Base(kV)	f	R(p.u)	X(p.u)	B(p.u)
8	19	100	500	60	0.0012	0.0158	0.8188*2
12	19	100	500	60	0.00203	0.02759	1.3089*2
9	12	100	500	60	0.0032	0.0425	2.1825*2
12	16	100	500	60	0.0027	0.0355	2.0482*2
6	11	100	500	60	0.0007	0.0092	0.5087*2
4	6	100	500	60	0.0019	0.0232	1.2878*2
6	12	100	500	60	0.001643	0.030339	1.6094*2
12	14	100	500	60	0.0007	0.0084	0.4635*2
4	3	100	500	60	0.0023	0.0397	2.4405*2
4	14	100	500	60	0.0004	0.0051	0.2833*2
4	14	100	500	60	0.0004	0.0051	0.2833*2
3	4	100	500	60	0.0026	0.0292	1.6345*2
1	4	100	500	60	0.00162	0.02048	1.1346*2
17	12	100	500	60	0.00172	0.0217	1.2025*2
17	15	100	500	60	0.00056	0.00697	0.3889*2
15	1	100	500	60	0.00052	0.00654	0.3650*2
1	7	100	500	60	0.00216	0.02733	1.5141*2
1	2	100	500	60	0.002	0.0255	1.4195*2
1	20	100	500	60	0.00159	0.02012	1.1146*2
20	17	100	500	60	0.00154	0.0194	1.0747*2
20	17	100	500	60	0.0011	0.0201	1.0679*2
18	17	100	500	60	0.00076	0.01171	0.5650*2
18	5	100	500	60	0.0006	0.0078	0.3786*2
7	2	100	500	60	0.0005	0.0044	0.2441*2
20	13	100	500	60	0.0009	0.0145	0.7782*2
20	13	100	500	60	0.0011	0.01394	0.7722*2
5	20	100	500	60	0.0019	0.0243	1.2793*2
10	1	100	500	60	0.0001	0.0013	0.0699*2
10	1	100	500	60	0.0001	0.0012	0.0689*2
16	11	100	500	60	0.0003	0.0034	0.1898*2
31	30	100	500	60	0.0001	0.0011	0.05516*2
31	30	100	500	60	0.0001	0.0011	0.05435*2
31	30	100	500	60	0.0001	0.001	0.05343*2
31	30	100	500	60	0.000	0.001	0.05268*2
25	26	100	500	60	0.0008	0.00736	1.9817*2
25	26	100	500	60	0.0008	0.0074	1.9845*2
25	26	100	500	60	0.0008	0.00756	2.0389*2
20	21	100	500	60	0.0001	0.0001	0.01029*2
20	21	100	500	60	0.0001	0.0001	0.01029*2
20	21	100	500	60	0.0001	0.0001	0.01029*2

Tabla 2.20: Datos de las líneas Red Brasileña.

## 2.1.7.5.TRANSFORMADORES

Trafos linea Red Brasileira (>500 kV.prim.)

Barra inicial	Barra final	Pot. nom. (MVA)	Volt. nom. (1°) (kV)	Frec. nom. (Hz)	Relación de transf. (1°/2°)	Resistencia (pu) (nivel 1°)	Reactancia (pu) (nivel 1°)	
30	25	1650	500	60	0.65359	0.000	0.03	IGUACU500-IGUACU765
21	26	1650	525	60	0.6862	0	0.04	IVAIPORA525FURNAS-IVAIPORA765

## 2.1.7.6.COMPENSACIÓN SHUNT

Reactores en líneas y barras,Brasil.

N° barra	Potencia nom. (MVA)	Voltaje nom. (kV)	Frecuencia nom. (Hz)	Conductancia (pu)	Susceptancia (pu)
26	100	765	60	0	-3.3; %IVAIPORA765
12	100	525	60	0	-1.5; %ITA_GEM
4	100	525	60	0	-1; %C.NOVOS
7	100	525	60	0	-1.5; %CURITIBA
3	100	525	60	0	-1.5; %BLUMENAU
6	100	525	60	0	-1.5; %CAXIAS
11	100	525	60	0	-1.5; %GARAVATAI
19	100	525	60	0	-1.5; %SANTO ANGELO



## 2.1.8.RESULTADOS DEL MODELO PARA LA RED BRASILEÑA

### 2.1.8.1.RESULTADOS DEL FLUJO DE CARGA

A continuación se presentan un informe sobre los resultados de la corrida de flujo de carga AC de la red brasileña obtenido mediante la utilización de la herramienta PSAT.

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[kV]	[rad]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
AREIA	526,9	-0,32	0,0	0,0	289,3	95,1
BATEIAS	554,9	-0,33	0,0	0,0	-914,5	-300,0
BENTO MUNHO	525,0	-0,32	567,6	-643,2	0,0	0,0
BLUMENAU	543,6	-0,46	0,0	0,0	545,8	179,4
C. NOVOS	529,6	-0,47	0,0	0,0	-150,8	-49,6
CASCAVEL OE	521,8	-0,31	0,0	0,0	442,0	145,2
CAXIAS	488,6	-0,67	0,0	0,0	385,6	126,8
CURITIVA	547,1	-0,37	0,0	0,0	492,5	161,9
GARABI I	517,0	-0,66	0,0	0,0	0,0	0,0
GARABI II	547,2	-0,63	0,0	0,0	285,4	93,8
GRAVATAI	468,7	-0,76	0,0	0,0	770,0	253,0
IGUAÇU500	498,0	-0,01	0,0	0,0	0,0	0,0
IGUAÇU765	750,8	-0,12	0,0	0,0	0,0	0,0
ITAIPU500_G	500,0	0,00	5532,9	1130,1	0,0	0,0
ITA_GEN	525,0	-0,51	491,1	62,1	0,0	0,0
IVAIPORA525	514,8	-0,27	0,0	0,0	339,0	111,0
IVAIPORA525	514,6	-0,27	0,0	0,0	0,0	0,0
IVAIPORA765	725,9	-0,26	0,0	0,0	5290,0	1740,0
LONDRINA	533,3	-0,20	0,0	0,0	-931,1	-306,0
MACHADINHO	525,0	-0,47	386,1	-467,1	0,0	0,0
NEY BRAGA_G	525,0	-0,30	426,7	-160,2	0,0	0,0
NOVA SANTA	469,7	-0,77	0,0	0,0	770,0	253,0
SALTO CAXIA	525,0	-0,28	420,0	-43,6	0,0	0,0
SALTO SANTI	525,0	-0,30	480,9	-166,4	0,0	0,0
SANTO ANGEL	510,3	-0,65	0,0	0,0	499,5	164,2

Tabla 2.21: Resultados de flujo de carga para las barras.

From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
GARABI I	SANTO ANGEL	1	0.0	0.0	0.1	-14.0
ITA_GEN	SANTO ANGEL	2	505.0	118.7	5.4	110.3
GARABI II	ITA_GEN	3	-285.4	-93.8	3.0	-265.5
ITA_GEN	NOVA SANTA	4	662.9	273.4	14.8	-24.5
CAXIAS	GRAVATAI	5	899.5	442.9	7.6	264.4
C. NOVOS	CAXIAS	6	821.9	321.0	14.9	171.1
CAXIAS	ITA_GEN	7	-478.1	-159.9	4.8	67.6
ITA_GEN	MACHADINHO_	8	-489.8	154.7	1.7	77.7
C. NOVOS	BLUMENAU	9	-25.9	-212.7	0.1	-245.4
C. NOVOS	MACHADINHO_	10	52.8	241.2	0.1	46.2
C. NOVOS	MACHADINHO_	11	52.8	241.2	0.1	46.2
BLUMENAU	C. NOVOS	12	38.1	76.9	0.2	-76.3
AREIA	C. NOVOS	13	721.4	-142.9	8.4	-22.0
SALTO SANTI	ITA_GEN	14	974.6	-93.7	16.4	115.8
SALTO SANTI	NEY BRAGA_G	15	-44.5	-35.2	0.0	-77.6
NEY BRAGA_G	AREIA	16	382.2	-117.8	0.8	-63.3
AREIA	CURITIVA	17	169.6	-303.0	1.1	-140.1
AREIA	BATEIAS	18	29.0	-354.4	0.9	-290.0
AREIA	IVAIPORA525	19	-260.6	31.0	1.4	-201.8
IVAIPORA525	SALTO SANTI	20	160.3	-211.4	0.6	-203.3
IVAIPORA525	SALTO SANTI	21	157.5	-203.4	0.4	-202.2
SALTO CAXIA	SALTO SANTI	22	132.5	-64.1	0.1	-110.9
SALTO CAXIA	CASCADEL OE	23	287.4	20.4	0.5	-68.6
CURITIVA	BATEIAS	24	-938.3	-88.7	4.3	146.9
IVAIPORA525	LONDRINA	25	-452.4	-270.6	2.3	-118.5
IVAIPORA525	LONDRINA	26	-473.4	-269.8	3.0	-115.9
CASCADEL OE	IVAIPORA525	27	-155.1	-56.2	0.6	-242.3
BENTO MUNHO	AREIA	28	273.5	-308.2	0.2	-11.9
BENTO MUNHO	AREIA	29	294.1	-334.9	0.2	-11.5
NOVA SANTA	GRAVATAI	30	-121.8	44.9	0.1	90.0
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	31	1322.9	240.4	1.8	8.9
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	32	1322.9	240.5	1.8	9.1
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	33	1456.4	251.8	2.2	11.2
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	34	1430.6	397.5	0.0	11.6
IGUAÇU765	IVAIPORA765	35	1862.3	172.9	29.9	203.0
IGUAÇU765	IVAIPORA765	36	1852.2	171.8	29.6	201.0
IGUAÇU765	IVAIPORA765	37	1812.6	163.0	28.4	185.2
IVAIPORA525	IVAIPORA525	38	-49.5	421.0	0.2	-1.8
IVAIPORA525	IVAIPORA525	39	-49.5	421.0	0.2	-1.8
IVAIPORA525	IVAIPORA525	40	-49.5	421.0	0.2	-1.8
CURITIVA	BLUMENAU	41	614.3	89.7	4.4	187.8
IGUAÇU500	IGUAÇU765	42	5527.0	1089.3	0.0	581.6
IVAIPORA525	IVAIPORA765	43	-149.2	1268.4	0.0	338.2

Tabla 2.22: Resultados de flujo de carga para las líneas.

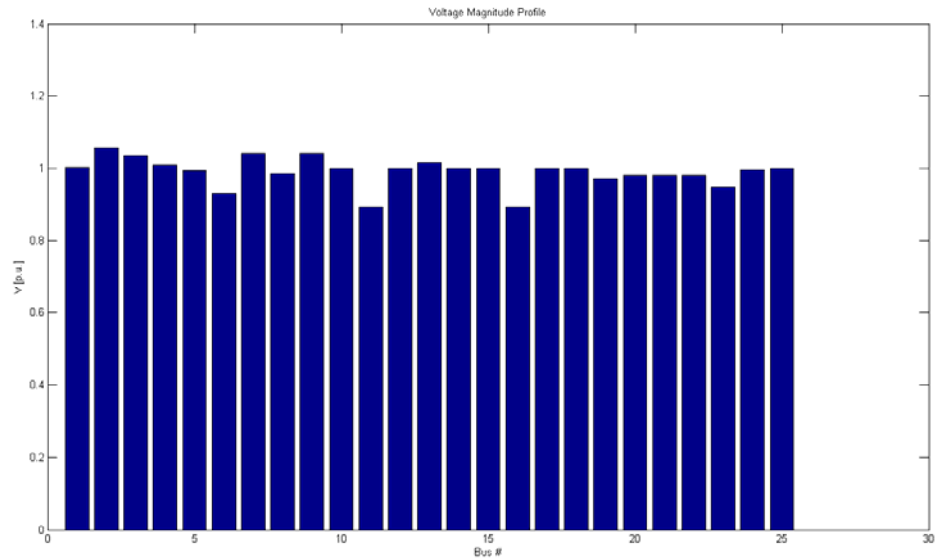


Figura 2.4: resultados de flujo, tensión en las barras del modelo.

En la tabla 2.21 y 2.22 se presentan los resultados de la corrida de flujo de carga para las barras y para las líneas respectivamente. En la figura 2.4 se aprecia las tensiones en por unidad de las barras del modelo, el número con el cual se identifica a cada barra se asigna según la tabla 2.17.

#### 2.1.8.2. ANÁLISIS PARCIAL DE RESULTADOS.

En primera instancia se puede apreciar en la figura 2.4 que los valores en p.u de las tensiones en las barras se mantuvieron en torno a 1 lo cual es correcto. En tres barras la tensión disminuyó a valores cercanos a 0.89 p.u lo cual resulta razonable respecto al modelo de carga generación planteados, de todos modos a pesar de ser un valor relativamente bajo es de destacar que en nuestro modelo no estamos teniendo en cuenta ningún tipo de regulación de tensión.

El hecho de no tener incluido en el modelo de la red elementos de regulación de tensión, como son los taps de los transformadores y reguladores de tensión nos permite suponer aceptable los valores de 0.89 p.u en ciertas barras.

Por tanto del punto de vista de la tensión el modelo AC funcionó correctamente corroborando de esta manera que los valores de carga y generación utilizados para el modelo DC son razonables.

## 2.2.MODELADO DE URUGUAY

### 2.2.1.INTRODUCCIÓN

Para el mismo se utilizaron los datos de las líneas brindados en el curso de “Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia”, el mismo es dictado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República [6]. En cuanto a la demanda y generación los datos para el período de estudio fueron proporcionados por los docentes a cargo del proyecto. Para todas las barras se asumió un factor de potencia de 0.86.

En este caso como en el resto fue modelada solamente la red en 500 kV, no teniendo en cuenta otros niveles de tensión en el modelado de líneas.

Para el modelado se agrupó toda la carga y generación del “valle del Rio Negro” en la barra de Palmar (500kV), por esta razón la misma aparece como barra PQ a pesar de ser un nodo de generación.

En la figura 2.5 se muestra la red uruguaya, en donde las líneas en rojo son las líneas de 500kV y las azules son las líneas en 150kV.

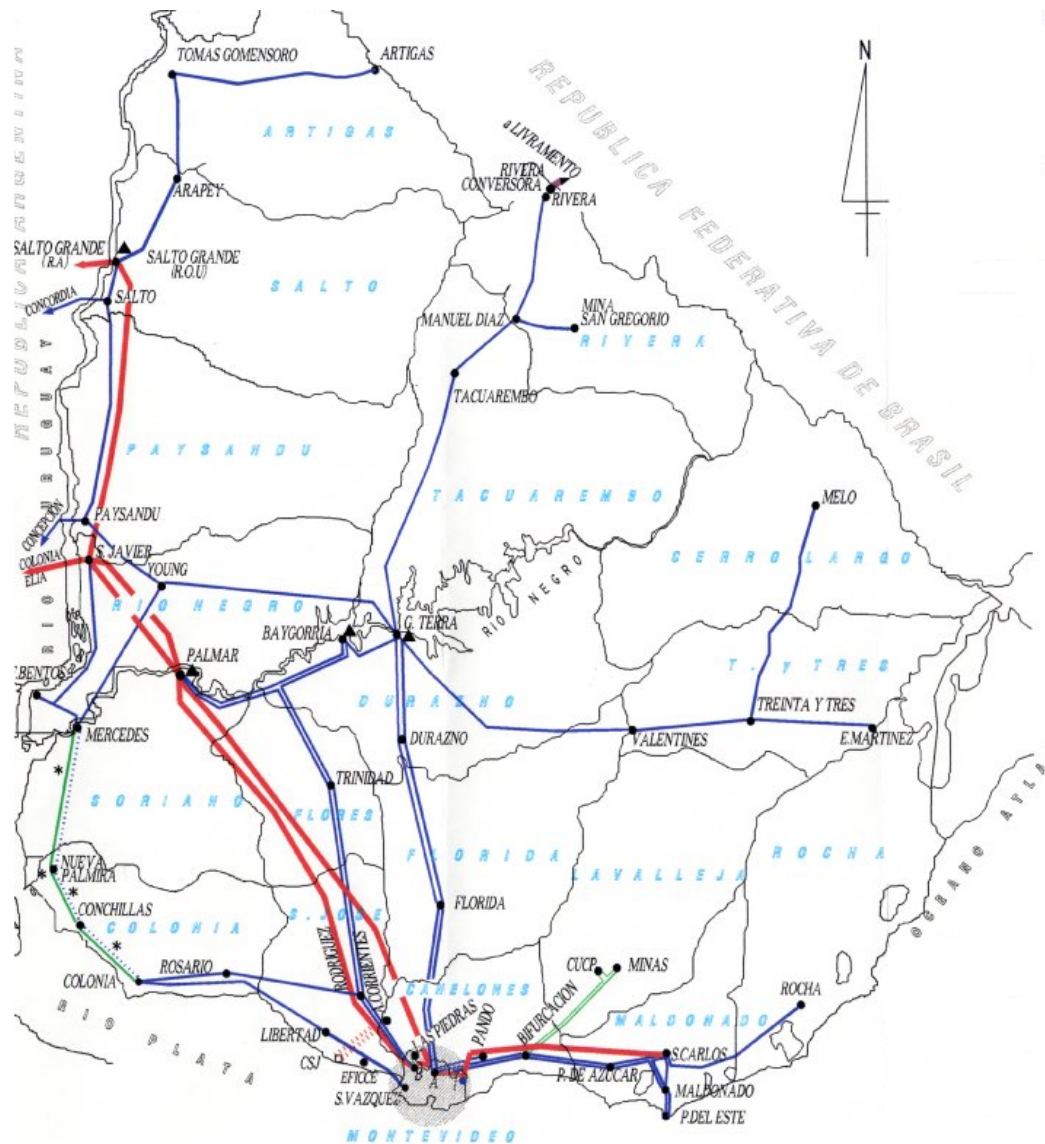


Figura 2.5: Mapa de Red uruguaya.

Observando al figura 2.5 se puede apreciar el porqué de concentrar toda la carga y generación del “valle del rio Negro” en la barra de Palmar, la misma es un fuerte nodo de interconexión en nivel de tensión 150kV.

## 2.2.2.MODELO UTILIZADO

NODOS		POTENCIAS MEDIAS DEMANDADAS (MW)
NOMBRE	MATLAB	
SALTO GRANDE URU	'SG.U_500'	79,8
SAN JAVIER	'S.JAV500'	51,0
PALMAR	'PAL_500'	38,4
MONTEVIDEO A	'MON_A500'	183,7
MONTEVIDEO B	'MON_B500'	124,8
MONTEVIDEO I	'MON_I500'	204,4
SAN CARLOS	'SCARL500'	94,2
SALTO GRANDE ARG	'SG.A_500'	0,0
COLONIA ELIA	'C.EL.500'	0,0

Tabla 2.23: Denominación de las barras y potencias demandadas en las mismas.

NODOS GENERADORES MATLAB			POTENCIAS MEDIAS GENERADAS (MW)
NOMBRE	MATLAB	CAPACIDAD (MW)	1
SALTO GRANDE ARG	'SG.A_500'	1000	274,1
COLONIA ELIA	'C.EL.500'	1400	274,1
SALTO GRANDE URU	'SG.U_500'	945	119,7
PALMAR	'PAL_500'	333	108,3

Tabla 2.24: Potencias generadas.

Barra origen	Barra destino	Tensión	Frecuencia	Resistencia	Reactancia	Suseptancia
C. Elia	San Javier	500	50	0.00027577	0.00258248	0.12298650*2
Montevideo A	Montevideo I	500	50	0.00020122	0.00212880	0.10267450*2
Montevideo A	Palmar	500	50	0.00269461	0.02523394	1.20172500*2
Montevideo A	Montevideo B	500	50	0.00011624	0.00108851	0.05183850*2
Montevideo I	San Carlos	500	50	0.00128777	0.01359431	0.65659256*2
Palmar	Montevideo B	500	50	0.00259337	0.02428587	1.15657500*2
San Javier	Palmar	500	50	0.00091468	0.00856565	0.40792500*2
San Javier	Palmar	500	50	0.00094411	0.00884125	0.42105000*2
Salto Grande Arg.	Salto Grande Urug.	500	50	0.00004242	0.00039728	0.01891995*2

Tabla 2.25: Parámetros de las líneas Red Uruguaya.

### 2.2.3.RESULTADOS DEL MODELO PLANTEADO

A continuación se presentan los resultados de simular mediante un flujo de carga AC la red planteada en el punto 2.2.2

Bus	V	phase	P gen	Q gen	P load	Q load
	[kV]	[rad]	[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
C.EL.500	500	-0,05	274,1	-23,4	0,0	0,0
MON_A500	479	-0,15	0,0	0,0	183,7	109,0
MON_B500	480	-0,15	0,0	0,0	124,8	74,0
MON_I500	477	-0,16	0,0	0,0	204,4	121,3
PAL_500	500	-0,08	108,3	213,5	38,0	22,6
S.JAV500	500	-0,05	0,0	0,0	51,0	30,3
SCARL500	467	-0,17	0,0	0,0	94,2	55,9
SG.A_500	500	0,00	274,1	119,0	0,0	0,0
SG.U_500	500	0,00	129,6	125,2	79,8	47,3

Tabla 2.26: Resultados del flujo de carga AC por barras.

From Bus	To Bus	Line	P Flow	Q Flow	P Loss	Q Loss
			[MW]	[MVar]	[MW]	[MVar]
C.EL.500	S.JAV500	1	274,1	-23,4	0,2	-22,6
MON_A500	MON_I500	2	299,3	179,1	0,3	-15,9
MON_A500	PAL_500	3	-302,0	-224,2	3,1	-202,0
MON_B500	MON_A500	4	181,1	100,8	0,1	-9,0
MON_I500	SCARL500	5	94,6	73,7	0,4	-113,0
PAL_500	MON_B500	6	308,9	26,7	3,0	-194,2
S.JAV500	PAL_500	7	276,8	-72,1	0,7	-74,9
S.JAV500	PAL_500	8	268,2	-72,5	0,7	-77,7
SG.A_500	SG.U_500	9	274,1	-31,0	0,0	-3,5
SG.U_500	S.JAV500	10	323,9	-99,7	1,8	-135,9

Tabla 2.27: Resultados del flujo de carga AC por líneas.

## 2.3.MODELADO RED ARGENTINA DE “500 KV”

### 2.3.1.INTRODUCCIÓN

Para el estudio a realizar se modeló la red argentina en la tensión de 500kV.

De la topología de la red argentina podemos observar que la generación se divide en 3 grandes zonas. La primera ubicada al Noroeste de argentina, compuesta por los centros de generación de Río Grande, Embalse Nuclear y San Miguel de Tucumán. La otra región está ubicada en el Noreste y Centro del país con puestos de generación en, Yaciretá, AES Paraná, Genelba, el puesto de interconexión con Brasil ubicado en Garabí y el complejo de Salto Grande. Por último tenemos la tercer gran región de generación ubicada al sur del País y compuesta por los siguientes centros de generación, Bahía Blanca, Complejo Piedra del Águila, Agua del Cajón, Chocón y Alicura.

Como contrapartida a la generación, la demanda se encuentra ubicada principalmente en las cercanías de la provincia de Buenos Aires. Este escenario es muy similar al que se encuentra en Brasil con el caso de San Pablo. Este es un centro de carga importantísimo el cual es alimentado principalmente por Itaipú.

En este caso el centro de carga es el Gran Buenos Aires que es abastecido, como se ve en los planos, por los complejos del sur como también los del centro.

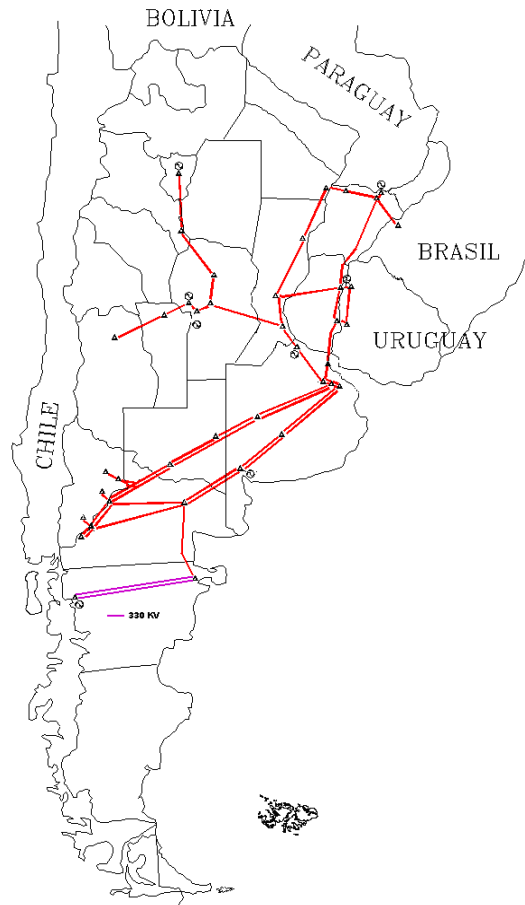


Figura 2.6: Red Argentina en 500 kV

### 2.3.2.OBTENCIÓN DE DATOS

La fuente original de los datos es “Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico: CAMMESA”. [7]

Los datos de las líneas así como los de generación y demanda fueron proporcionados por el Ing. Fernando Berruti integrante del proyecto “**ASIGNACIÓN DE LOS COSTOS DEL TRANSPORTE EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL INTEGRADO**”, el origen de estos datos es la institución CAMMESA.

### 2.3.3.PRESENTACIÓN DE DATOS

La siguiente tabla muestra la potencia demandada y consumida en las distintas barras del modelo. Como se puede apreciar el valor de potencia en cada barra está dividido entre la potencia inyectada y la demandada. En la tabla faltan 2 barras correspondientes a centrales de generación eléctrica. Estas son C. H. Chocón y S. M. de Tucumán. Estos complejos se adjuntaron a las barras de distribución próximas, a saber Chocón para la primera y El Bracho para la segunda. En el modelo se adjudicó el valor de Potencia Inyectada de El Chocón y El Bracho a las barras de generación C. H. Chocón y S. M. de Tucumán respectivamente. Análogamente se adjudicó el valor de Potencia Absorbida de El Chocón y El Bracho a las barras de consumo El Chocón y El Bracho.



<b>NODO</b>	<b>POTENCIA INYECTADA</b>	<b>POTENCIA ABSORBIDA</b>
ALICURA	155.1	27.4
ET P AGUILA	0.0	0.0
CH PIEDRA AGUILA	448.8	0.0
PICHI PICUN	79.4	0.0
CHOCON OESTE	11.2	0.0
CHOELE CHOEL	0.0	8.8
AGUA DEL CAJON	306.5	0.0
PUERTO MADRYN	0.0	130.6
EL CHOCON	366.0	78.8
BAHIA BLANCA	274.6	191.1
OLAVARRIA	0.0	359.4
CERRITO DE LA COSTA	0.0	0.0
PUELCHES	0.0	24.3
PLANICIE BANDERITA	187.1	11.7
LOMA DE LA LATA	208.6	0.0
HENDERSON	0.0	190.8
MACACHIN	0.0	60.6
EZEIZA	293.1	0.0
ABASTO	176.5	0.0
RODRIGUEZ	0.0	858.4
CAMPANA	0.0	248.3
RAMALLO	0.0	92.9
AES PARANA	503.5	0.0
ROSARIO OESTE	0.0	657.9
ALMA FUERTE	0.0	231.0
MALVINAS ARGENTINAS	0.0	376.7
RECREO	0.0	187.7
BRACHO	288.9	0.0
CENTRAL NUCLEAR	489.2	0.0
RIO GRANDE	27.2	0.0
LUJAN	0.0	103.1
GRAN MENDOZA	0.0	41.7
SANTO TOME	0.0	414.5
SALTO GRANDE	312.1	380.2
COLONIA ELIA	0.0	383.6
RINCON	0.0	149.0
PASO DE LA PATRIA	0.0	132.0
RESISTENCIA	0.0	268.4
ROMANG	0.0	73.7
YACYRETA	1254.8	0.0
GARABI 1	0.0	0.0
GARABI 2	300.0	0.0

Tabla 2.28: Datos de generación y consumo de las barras

Los datos de las líneas del modelo se pueden ver en la tabla 2.29. Allí se observan los distintos datos de la línea como son, Tensión base, longitud, número de líneas, y valores de impedancia por longitud del modelo  $\pi$ .

LINEA / CABLE Descripción	Tens. nom.	Nº	L/C	Long.	R	X	B	R0	X0	B0
	(kV)				(ohm/km)	(ohm/km)	(µs/km)	(ohm/km)	(ohm/km)	(µs/km)
ABASTO EZEIZA 500 1	500	1	L	58	0,025	0,282	4,125	0,295	0,876	2,902
ABASTO EZEIZA 500 2	500	2	L	58	0,025	0,282	4,125	0,295	0,876	2,902
AES.PARANA RAMALLO 500 1	500	1	L	6,3	0,02232	0,27679	4,18	0,26786	0,96875	2,94
AGUA CAJON CHOCON OESTE 500 1	500	1	L	52	0,0199	0,2408	4,7593	0,2749	1,1041	2,3436
ALICURA T.AGUILA 500 1	500	1	L	76	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
ALICURA T.AGUILA 500 2	500	2	L	76	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
ALMAFUE. EMBALSE 500 1	500	1	L	12	0,026	0,271	4,285	0,273	0,985	2,894
ALMAFUE. MALVINCO 500 1	500	1	L	105	0,026	0,272	4,272	0,273	0,982	2,931
B.BLANCA OLAVARRIA 500 1	500	1	L	255	0,0234	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
B.BLANCA OLAVARRIA 500 2	500	2	L	254,8	0,02012	0,2403	4,7603	0,2041	0,85	2,351
C.COSTA P.BAND. 500 1	500	1	L	27	0,0287	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
C.COSTA PUELCHES 500 1	500	1	L	214	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
C.COSTA PUELCHES 500 2	500	2	L	214	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCON C.COSTA 500 1	500	1	L	90	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCON C.COSTA 500 2	500	2	L	90	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCON C.H.CHOC 500 1	500	1	L	3	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCON C.H.CHOC 500 2	500	2	L	3	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCON C.H.CHOC 500 3	500	3	L	3	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
CHOCONOE CHOCON 500 1	500	1	L	4,5	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
CHOCONOE CHOCON 500 2	500	2	L	4,5	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
CHOCONOE CHOELE CHOEL 500 1	500	1	L	269	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
CHOELE CHOEL B.BLANCA 500 1	500	1	L	346	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
CHOELE CHOEL B.BLANCA 500 2	500	2	L	348,4	0,02011	0,2403	4,7603	0,2145	0,877	2,351
CHOELE CHOEL N.P.MADRYN 500 1	500	1	L	354,2	0,0204	0,2448	4,6764	0,2154	0,9185	2,4297
EL BRACHO RECREO 500 1	500	1	L	255	0,026	0,274	4,214	0,271	0,981	2,73
EL BRACHO S. M. TUCUMAN 500 1	500	1	L	0,8	0,01277	0,29254	3,7	0,01277	0,29254	3,7
G.RODRIGUEZ EZEIZA 500 1	500	1	L	53	0,026	0,283	4,115	0,286	0,916	2,894
G.RODRIGUEZ EZEIZA 500 2	500	2	L	53	0,026	0,283	4,115	0,286	0,916	2,894
HENDERSO EZEIZA 500 1	500	1	L	313	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
HENDERSO EZEIZA 500 2	500	2	L	313	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798

LUJANSL GRAN MZA 500 1	500	1	L	257	0,0262	0,276	4,217	0,272	0,976	2,914
LUJANSL R.GRANDE 500 1	500	1	L	150	0,035	0,283	4,118	0,284	0,995	2,872
MACACHIN HENDERSON 500 1	500	1	L	194	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
MALVINCO RECREO 500 1	500	1	L	259	0,026	0,274	4,214	0,271	0,981	2,73
N.CAMPANA C.ELIA 500 1	500	1	L	194	0,026	0,265	4,354	0,282	0,987	2,789
N.CAMPANA G.RODRIGUEZ 500 1	500	1	L	42	0,026	0,265	4,354	0,282	0,987	2,789
OLAVARRIA ABASTO 500 1	500	1	L	291	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
OLAVARRIA ABASTO 500 2	500	2	L	301,9	0,02012	0,2403	4,7603	0,2041	0,85	2,351
P.AGUIHI T.AGUILA 500 1	500	1	L	5,6	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
P.AGUIHI T.AGUILA 500 2	500	2	L	5,6	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
P.P.LEUFU T.AGUILA 500 1	500	1	L	27	0,0287	0,2787	4,136	0,28333	0,96481	2,8
PUELCHES HENDERSO 500 1	500	1	L	421	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
PUELCHES MACACHIN 500 1	500	1	L	227	0,026	0,278	4,151	0,26	0,973	2,798
R.GRANDE EMBALSE 500 1	500	1	L	30	0,026	0,271	4,285	0,273	0,985	2,894
R.OESTE ALMAFUE. 500 1	500	1	L	345	0,026	0,279	4,116	0,264	0,97	2,685
R.OESTE RAMALLO 500 1	500	1	L	77	0,023	0,27	4,261	0,268	0,9887	2,696
R.OESTE S.TOME 500 1	500	1	L	159	0,0245	0,2706	4,308	0,275	0,9814	2,984
RAMALLO G.RODRIGUEZ 500 1	500	1	L	183,9	0,023	0,27	4,261	0,268	0,9887	2,696
RESISTEN P.PATRIA 500 1	500	1	L	40	0,023	0,279	4,169	0,264	0,972	2,895
RINCON GARABI 500 1	500	1	L	135,3	0,02283	0,27585	4,0924	0,2516	1,0623	2,8289
RINCON GARABI 500 2	500	2	L	135,3	0,02283	0,27585	4,0924	0,2516	1,0623	2,8289
RINCON P.PATRIA 500 1	500	1	L	227	0,023	0,279	4,169	0,264	0,972	2,895
RINCON SGDE.ARG 500 1	500	1	L	506	0,023	0,279	4,169	0,264	0,972	2,895
RINCON YACYRETA 500 1	500	1	L	3,6	0,02778	0,27778	4,22222	0,25	0,97222	2,94444
RINCON YACYRETA 500 2	500	2	L	3,6	0,02778	0,27778	4,22222	0,25	0,97222	2,94444
RINCON YACYRETA 500 3	500	3	L	3,6	0,02778	0,27778	4,22222	0,25	0,97222	2,94444
ROMANG RESISTEN 500 1	500	1	L	256	0,0261	0,2657	4,33	0,28	0,986	2,709
S.TOME ROMANG 500 1	500	1	L	270	0,0263	0,2694	4,266	0,282	0,978	2,646
S.TOME SGDE.ARG 500 1	500	1	L	289	0,0262	0,265	4,354	0,282	0,987	2,789
T.AGUILA CHOCONOE 500 1	500	1	L	165	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
T.AGUILA CHOCONOE 500 2	500	2	L	170	0,023	0,279	4,177	0,273	0,961	2,942
T.AGUILA CHOELE CHOEL 500 1	500	1	L	386,7	0,02011	0,2403	4,7603	0,2145	0,877	2,351

Tabla 2.29: Datos de Líneas Red Argentina

### 2.3.3.1. BARRAS PV Y PQ

Para la clasificación de las barras, tomamos como criterio si las mismas tenían puestos de generación (hidroeléctrica, térmica o nuclear). Estas barras se adjudicaron al conjunto de barras PV. Mientras que el resto de las barras fueron consideradas como PQ. La clasificación final puede verse en la tabla 2.30.

Barra	Tipo	Barra	Tipo
B. BLANCA	PV	OLAVARRIA	PQ
AGUA DEL CAJON	PV	CHOELE CHOEL	PQ
YACIRETA	PV	ABASTO	PQ
S. G. ARGENTINA	PV	CHOCON OESTE	PQ
ALICURA	PV	RINCON	PQ
EZEIZA	PV	E. T. P. DEL AGUILA	PQ
EMBALSE NUCLEAR	PV	CHOCON	PQ
P. P. LEUFU	PV	HENDERSON	PQ
AES PARANA	PV	PUELCHES	PQ
S. M. TUCUMAN	PV	C. DE LA COSTA	PQ
RIO GRANDE	PV	GRAL. RODRIGUEZ	PQ
LOMA DE LA LATA	PV	R. OESTE	PQ
PLANICIE BANDERITA	PV	S. TOME	PQ
C. H. CHOCON	PV	ALMAFUERTE	PQ
ALICURA	SLACK	ROMANG	PQ
		RESISTENCIA	PQ
		MALVINAS ARGENTINAS	PQ
		EL BRACHO	PQ
		RECREO	PQ
		RAMALLO	PQ
		P. MADRYN	PQ
		MACACHIN	PQ
		LUJAN	PQ
		GRAN MENDOZA	PQ
		P. PATRIA	PQ
		N. CAMPANA	PQ
		COLONIA ELIA	PQ
		GARABI 1	PQ
		GARABI 2	PQ

Tabla 2.30: Barras del modelo de la red Argentina

### 2.3.3.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Debido a que el programa utilizado resuelve con valores de los parámetros por unidad fue necesario realizar la conversión a los mismos.

Los parámetros base utilizados fueron:  $S_{Base} = 100 MVA$  y  $U_{Base} = 500 kV$ .

A continuación presentamos la ecuación para la obtención de valores por unidad:

Resistencia:

$$R_{pu} = R_{(\Omega/km)} \cdot l_{(km)} \cdot \frac{S_{Base}}{V_{Base}^2} \text{ ec. 2.3}$$

Inductancia:

$$X_{pu} = X_{(\Omega/km)} \cdot l_{(km)} \cdot \frac{S_{Base}}{V_{Base}^2} \text{ ec. 2.4}$$

Susceptancia:

$$B_{pu} = B_{(\Omega^{-1}/km)} \cdot I_{(km)} \cdot \frac{V_{Base}^2}{S_{Base}} \text{ ec.2.5}$$

Como observación vale decir que los valores iniciales de los parámetros ya corresponden al modelo  $\pi$  de la línea. Por lo que no tuvimos que realizar un desarrollo para la obtención de los mismos.

Otro parámetro calculado fue la corriente máxima admisible por cada línea, en p.u., de nuevo, el dato que teníamos se encontraba en unidades de Amperes, por lo que hubo que convertirlo a p.u. A continuación desarrollamos la expresión utilizada para realizar la conversión:

$$I_{pu} = I_{(A)} \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{V_{Base}}{S_{Base}} \text{ ec. 2.6}$$

Los datos de las líneas se pueden observar en la tabla 2.29. En ella se muestran tanto el número de barras a las que se conecta y los datos de potencia nominal, voltaje nominal y valores de impedancia por unidad del modelo  $\pi$ .

Barra 1	Barra 2	Pot Base (MVA)	Tensión Base (kV)	F	R(pu)	X(pu)	B(pu)
1	2	100	500	50	0.0021	0.0245	30.323
3	1	100	500	50	0.0028	0.0335	41.462
2	4	100	500	50	0.0024	0.0290	35.928
5	3	100	500	50	0.0031	0.0372	46.020
6	7	100	500	50	0.0004	0.0050	0.6187
8	9	100	500	50	0.0000	0.0004	0.0380
8	9	100	500	50	0.0000	0.0004	0.0380
8	9	100	500	50	0.0000	0.0004	0.0380
8	10	100	500	50	0.0047	0.0565	52.738
13	14	100	500	50	0.0033	0.0348	32.481
15	13	100	500	50	0.0044	0.0468	43.689
13	14	100	500	50	0.0033	0.0348	32.481
17	14	100	500	50	0.0006	0.0060	0.5452
17	14	100	500	50	0.0006	0.0060	0.5452
18	19	100	500	50	0.0016	0.0172	17.124
19	10	100	500	50	0.0030	0.0306	31.457
12	5	100	500	50	0.0007	0.0085	0.7936
12	5	100	500	50	0.0007	0.0085	0.7936
20	21	100	500	50	0.0001	0.0013	0.1285
7	11	100	500	50	0.0000	0.0005	0.0470
7	11	100	500	50	0.0000	0.0005	0.0470
35	21	100	500	50	0.0003	0.0033	0.3214
4	14	100	500	50	0.0006	0.0065	0.5981
22	23	100	500	50	0.0027	0.0272	27.712
19	22	100	500	50	0.0028	0.0291	28.795
1	2	100	500	50	0.0024	0.0285	26.628
7	3	100	500	50	0.0025	0.0300	28.090
3	1	100	500	50	0.0032	0.0386	36.131
2	4	100	500	50	0.0027	0.0325	30.387
20	24	100	500	50	0.0011	0.0114	11.214
25	26	100	500	50	0.0027	0.0279	26.864
27	5	100	500	50	0.0001	0.0006	0.0585
27	5	100	500	50	0.0001	0.0006	0.0585
16	15	100	500	50	0.0022	0.0238	22.208
16	15	100	500	50	0.0022	0.0238	22.208
11	16	100	500	50	0.0009	0.0100	0.9340
11	16	100	500	50	0.0009	0.0100	0.9334
24	26	100	500	50	0.0027	0.0284	27.285
5	7	100	500	50	0.0015	0.0184	17.230
5	7	100	500	50	0.0016	0.0190	17.752
18	20	100	500	50	0.0036	0.0385	35.500
28	5	100	500	50	0.0003	0.0030	0.2792
30	29	100	500	50	0.0001	0.0007	0.0658

Tabla 2.31: Datos de líneas Red Argentina

### 2.3.3.3. REACTORES

Para ingresar los valores de los reactores al PSAT también tuvimos que convertirlos a valores por unidad. Para ello simplemente dividimos entre la potencia base definida el valor de la potencia del reactor debido a que la tensión a la que se calculó la potencia generada era igual a la tensión base.

$$B_{pu} = \frac{Q_{(MVar)}}{U_{(kV)}^2} \cdot \frac{U_{Base}^2}{S_{Base}} \text{ ec. 2.7}$$

Los reactores del modelo se encuentran en la tabla 2.32, en la que se aprecia sobre que barra se encuentra el mismo y que potencia supe.

LINEA / CABLE Descripción	Tens. nom. (kV)	Reactores de línea	
		Orig. (MVar)	Dest. (MVar)
ABASTO EZEIZA 500 1	500	0	0
ABASTO EZEIZA 500 2	500	0	0
AES.PARANA RAMALLO 500 1	500	0	0
AGUA CAJON CHOCON OESTE 500 1	500	0	0
ALICURA T.AGUILA 500 1	500	150	0
ALICURA T.AGUILA 500 2	500	150	0
ALMAFUE. EMBALSE 500 1	500	0	0
ALMAFUE. MALVINCO 500 1	500	0	0
B.BLANCA OLAVARRIA 500 1	500	150	0
B.BLANCA OLAVARRIA 500 2	500	150	0
C.COSTA P.BAND. 500 1	500	0	0
C.COSTA PUELCHES 500 1	500	0	0
C.COSTA PUELCHES 500 2	500	0	0
CHOCON C.COSTA 500 1	500	0	0
CHOCON C.COSTA 500 2	500	0	0
CHOCON C.H.CHOC 500 1	500	0	0
CHOCON C.H.CHOC 500 2	500	0	0
CHOCON C.H.CHOC 500 3	500	0	0
CHOCONOE CHOCON 500 1	500	0	0
CHOCONOE CHOCON 500 2	500	0	0
CHOCONOE CHOEL 500 1	500	0	150
CHOELE CHOEL B.BLANCA 500 1	500	150	0
CHOELE CHOEL B.BLANCA 500 2	500	170	0
CHOELE CHOEL N.P.MADRYN 500 1	500	150	150
EL BRACHO RECREO 500 1	500	85	85
EL BRACHO S. M. TUCUMAN 500 1	500	0	0
G.RODRIGUEZ EZEIZA 500 1	500	0	0
G.RODRIGUEZ EZEIZA 500 2	500	0	0
HENDERSO EZEIZA 500 1	500	0	0
HENDERSO EZEIZA 500 2	500	0	0
LUJANSL GRAN MZA 500 1	500	0	140
LUJANSL R.GRANDE 500 1	500	0	140
MACACHIN HENDERSON 500 1	500	150	0
MALVINCO RECREO 500 1	500	85	85
N.CAMPANA C.ELIA 500 1	500	70	50
N.CAMPANA G.RODRIGUEZ 500 1	500	0	0
OLAVARRIA ABASTO 500 1	500	150	0
OLAVARRIA ABASTO 500 2	500	150	0
P.AGUIHI T.AGUILA 500 1	500	0	0
P.AGUIHI T.AGUILA 500 2	500	0	0
P.P.LEUFU T.AGUILA 500 1	500	0	0
PUELCHES HENDERSO 500 1	500	150	0
PUELCHES MACACHIN 500 1	500	150	0
R.GRANDE EMBALSE 500 1	500	0	0
R.OESTE ALMAFUE. 500 1	500	120	120
R.OESTE RAMALLO 500 1	500	70	0
R.OESTE S.TOME 500 1	500	50	50
RAMALLO G.RODRIGUEZ 500 1	500	0	50
RESISTEN P.PATRIA 500 1	500	80	0
RINCON GARABI 500 1	500	0	0
RINCON GARABI 500 2	500	0	0
RINCON P.PATRIA 500 1	500	80	0
RINCON SGDE.ARG 500 1	500	160	160
RINCON YACYRETA 500 1	500	0	0
RINCON YACYRETA 500 2	500	0	0
RINCON YACYRETA 500 3	500	0	0
ROMANG RESISTEN 500 1	500	80	80
S.TOME ROMANG 500 1	500	80	80
S.TOME SGDE.ARG 500 1	500	50	50
T.AGUILA CHOCONOE 500 1	500	0	0
T.AGUILA CHOCONOE 500 2	500	0	0
T.AGUILA CHOEL 500 1	500	0	250

Tabla 2.32: Datos de Reactores de Línea

### 2.3.3.4.ASIGNACIÓN DE POTENCIAS A LAS BARRAS

El período tomado para la realización del estudio comprende el trimestre febrero, marzo y abril de 2006.

<b>NODO</b>	<b>POTENCIA INYECTADA</b>	<b>POTENCIA ABSORBIDA</b>
ALICURA	155.1	27.4
ET P AGUILA	0.0	0.0
CH PIEDRA AGUILA	448.8	0.0
PICHI PICUN	79.4	0.0
CHOCON OESTE	11.2	0.0
CHOELE CHOEL	0.0	8.8
AGUA DEL CAJON	306.5	0.0
PUERTO MADRYN	0.0	130.6
EL CHOCON	0.0	78.8
BAHIA BLANCA	274.6	191.1
OLAVARRIA	0.0	359.4
CERRITO DE LA COSTA	0.0	0.0
PUELCHES	0.0	24.3
PLANICIE BANDERITA	187.1	11.7
LOMA DE LA LATA	208.6	0.0
HENDERSON	0.0	190.8
MACACHIN	0.0	60.6
EZEIZA	293.1	0.0
ABASTO	176.5	0.0
RODRIGUEZ	0.0	858.4
CAMPANA	0.0	248.3
RAMALLO	0.0	92.9
AES PARANA	503.5	0.0
ROSARIO OESTE	0.0	657.9
ALMA FUERTE	0.0	231.0
MALVINAS ARGENTINAS	0.0	376.7
RECREO	0.0	187.7
BRACHO	0.0	0.0
CENTRAL NUCLEAR	489.2	0.0
RIO GRANDE	27.2	0.0
LUJAN	0.0	103.1
GRAN MENDOZA	0.0	41.7
SANTO TOME	0.0	414.5
SALTO GRANDE	312.1	380.2
COLONIA ELIA	0.0	383.6
RINCON	0.0	149.0
PASO DE LA PATRIA	0.0	132.0
RESISTENCIA	0.0	268.4
ROMANG	0.0	73.7
YACYRETA	1254.8	0.0
GARABI 1	0.0	0.0
GARABI 2	300.0	0.0
C. H. EL CHOCON	366.0	0.0
BRACHO	288.9	0.0

Tabla 2.33: Datos de generación y consumo de las barras

Como se puede observar hay barras supuestas PQ con un balance de potencia positivo a la generación. En ese caso se supone un consumo negativo en el modelo y se continúa el análisis. También hay barras



supuestas PV que además contienen consumo, en este caso la potencia generada es el balance entre la potencia inyectada y la absorbida. Análogamente este valor puede ser negativo, caso en que la barra PV absorbe más de lo que genera.

### 3.COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS POR PAÍSES

#### 3.1.BRASIL

From Bus	To Bus	Modelo AC P Flow(Pac)	Modelo DC P Flow(Pdc)	Diferencia (Pac-Pdc)*100/Pac
		[MW]	[MW]	%
GARABI I	SANTO ANGEL	0,0	0,0	-
ITA_GEN	SANTO ANGEL	505,0	499,5	1,1
GARABI II	ITA_GEN	-285,4	-285,4	0,0
ITA_GEN	NOVA SANTA	662,9	648,3	2,2
CAXIAS	GRAVATAI	899,5	891,8	0,9
C. NOVOS	CAXIAS	821,9	802,3	2,4
CAXIAS	ITA_GEN	-478,1	-475,1	0,6
ITA_GEN	MACHADINHO_	-489,8	-475,2	3,0
C. NOVOS	BLUMENAU	-25,9	-21,3	17,7
C. NOVOS	MACHADINHO_	52,8	46,2	12,6
C. NOVOS	MACHADINHO_	52,8	46,2	12,6
BLUMENAU	C. NOVOS	38,1	29,0	24,0
AREIA	C. NOVOS	721,4	700,2	2,9
SALTO SANTI	ITA_GEN	974,6	942,1	3,3
SALTO SANTI	NEY BRAGA_G	-44,5	-67,1	-50,7
NEY BRAGA_G	AREIA	382,2	359,6	5,9
AREIA	CURITIVA	169,6	156,0	8,0
AREIA	BATEIAS	29,0	30,1	-3,9
AREIA	IVAIPORA525(ES)	-260,6	-226,3	13,2
IVAIPORA525	SALTO SANTI	160,3	137,6	14,2
IVAIPORA525	SALTO SANTI	157,5	132,7	15,8
SALTO CAXIA	SALTO SANTI	132,5	123,6	6,7
SALTO CAXIA	CASCADEL OE	287,4	296,3	-3,1
CURITIVA	BATEIAS	-938,3	-922,7	1,7
IVAIPORA525	LONDRINA	-452,4	-455,7	-0,7
IVAIPORA525	LONDRINA	-473,4	-475,4	-0,4
CASCADEL OE	IVAIPORA525	-155,1	-145,4	6,2
BENTO MUNHO	AREIA	273,5	S/M	-
BENTO MUNHO	AREIA	294,1	S/M	-
NOVA SANTA	GRAVATAI	-121,8	-121,8	0,1
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	1322,9	1271,6	3,9
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	1322,9	1271,6	3,9
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	1456,4	1398,7	4,0
ITAIPU500_G	IGUAÇU500	1430,6	1398,7	2,2
IGUAÇU765	IVAIPORA765	1862,3	1799,3	3,4
IGUAÇU765	IVAIPORA765	1852,2	1789,6	3,4
IGUAÇU765	IVAIPORA765	1812,6	1751,7	3,4
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	66,4
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	66,4
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	66,4
CURITIVA	BLUMENAU	614,3	586,2	4,6
IGUAÇU500	IGUAÇU765	5527,0		100,0
IVAIPORA525	IVAIPORA765	-149,2		100,0

Tabla 3.1: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red brasileña

LINE FLOWS			
From Bus	To Bus	Line	P Loss [MW]
SANTO ANGELO	GARABI I	1	0,1
SANTO ANGELO	ITA_GEN	2	5,4
ITA_GEN	GARABI II	3	3,0
NOVA SANTA RITA	ITA_GEN	4	14,8
GRAVATAI	CAXIAS	5	7,6
CAXIAS	C. NOVOS	6	14,9
ITA_GEN	CAXIAS	7	4,8
MACHADINHO_GEN	ITA_GEN	8	1,7
BLUMENAU	C. NOVOS	9	0,1
MACHADINHO_GEN	C. NOVOS	10	0,1
MACHADINHO_GEN	C. NOVOS	11	0,1
C. NOVOS	BLUMENAU	12	0,2
C. NOVOS	AREIA	13	8,4
ITA_GEN	SALTO SANTIAGO_GEN	14	16,4
NEY BRAGA_GEN	SALTO SANTIAGO_GEN	15	0,0
AREIA	NEY BRAGA_GEN	16	0,8
CURITIVA	AREIA	17	1,1
BATEIAS	AREIA	18	0,9
IVAIPORA525ESUL	AREIA	19	1,4
SALTO SANTIAGO_GEN	IVAIPORA525ESUL	20	0,6
SALTO SANTIAGO_GEN	IVAIPORA525ESUL	21	0,4
SALTO SANTIAGO_GEN	SALTO CAXIAS_GEN	22	0,1
CASCADEL OESTE	SALTO CAXIAS_GEN	23	0,5
BATEIAS	CURITIVA	24	4,3
LONDRINA	IVAIPORA525ESUL	25	2,3
LONDRINA	IVAIPORA525ESUL	26	3,0
IVAIPORA525ESUL	CASCADEL OESTE	27	0,6
AREIA	BENTO MUNHOZ_GEN	28	0,2
AREIA	BENTO MUNHOZ_GEN	29	0,2
GRAVATAI	NOVA SANTA RITA	30	0,1
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	31	1,8
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	32	1,8
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	33	2,2
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	34	0,0
IVAIPORA765	IGUAÇU765	35	29,9
IVAIPORA765	IGUAÇU765	36	29,6
IVAIPORA765	IGUAÇU765	37	28,4
IVAIPORA525FURNAS	IVAIPORA525ESUL	38	0,2
IVAIPORA525FURNAS	IVAIPORA525ESUL	39	0,2
IVAIPORA525FURNAS	IVAIPORA525ESUL	40	0,2
BLUMENAU	CURITIVA	41	4,4
IGUAÇU765	IGUAÇU500	42	0,0
IVAIPORA765	IVAIPORA525FURNAS	43	0,0

Total pérdidas: 192,6

Tabla 3.2: Resultado de flujo AC de la red brasileña, pérdidas en las líneas.

En la tabla 3.1 se aprecian destacados en color celeste aquellos valores que han superado el 10%. Analizando un poco estos valores vemos que las diferencias entre los resultados obtenidos mediante el modelo AC y el DC pueden atribuirse principalmente al hecho de que en el modelo DC no se consideran pérdidas. Dicha afirmación es justificada a continuación.

En el caso de las tres líneas que unen Ivaipora (ESUL) con Ivaipora (FURNAS) la diferencia entre el modelo AC y el DC es de 98.61MW. Por otro lado en la tabla 3.2 se puede apreciar que las pérdidas totales de las líneas que unen Itaipu60 con Foz do Iguaçu y Foz do Iguaçu con Ivaipora(FURNAS) son de 94.23MW.

Por lo tanto las pérdidas totales de la red sin contar las líneas de Itaipu60 a Foz do Iguaçu765 y Foz do Iguaçu765 a Ivaipora765 son de 192.55-93.66=98.88MW. Este valor es aproximadamente igual a la diferencia entre el flujo AC y DC en las líneas de Ivaipora525 (ESUL) con Ivaipora525 (FURNAS).

Observando la topología de la red se aprecia que las líneas entre Ivaipora525 (ESUL) e Ivaipora525 ofician de nexo entre la barra slack (Itaipú) y el resto de la red, con lo cual todas las pérdidas de la red exceptuando correspondientes a las líneas que conectan Itaipú con Ivaipora525 circulan por las líneas entre Ivaipora525 (ESUL) e Ivaipora525. Esto es debido a que la potencia debida a las pérdidas de la red la proporciona la barra slack (Itaipú).

Las demás diferencias en valores de otras líneas se atribuyen principalmente a dos causas, por un lado el efecto de las pérdidas de la red lo cual ya ha sido explicado anteriormente. Y por otro lado la inclusión en la red de las resistencias de las líneas lleva a que, en una red tan mallada como la brasileña pequeñas diferencias en las impedancias<sup>3</sup> pueden derivar en cambios abruptos de los caminos por los cuales circula la corriente. Este tipo de efectos no se aprecian en redes de operación radial como en el caso de Uruguay, ya que aunque se agreguen las resistencias a las líneas en el modelo AC la corriente seguirá teniendo un único camino para llegar hasta la carga. Con lo cual es de esperar no haya grandes diferencias entre los flujos AC y DC para dicho caso.

En la figura 3.1 se aprecian las líneas en cuestión.

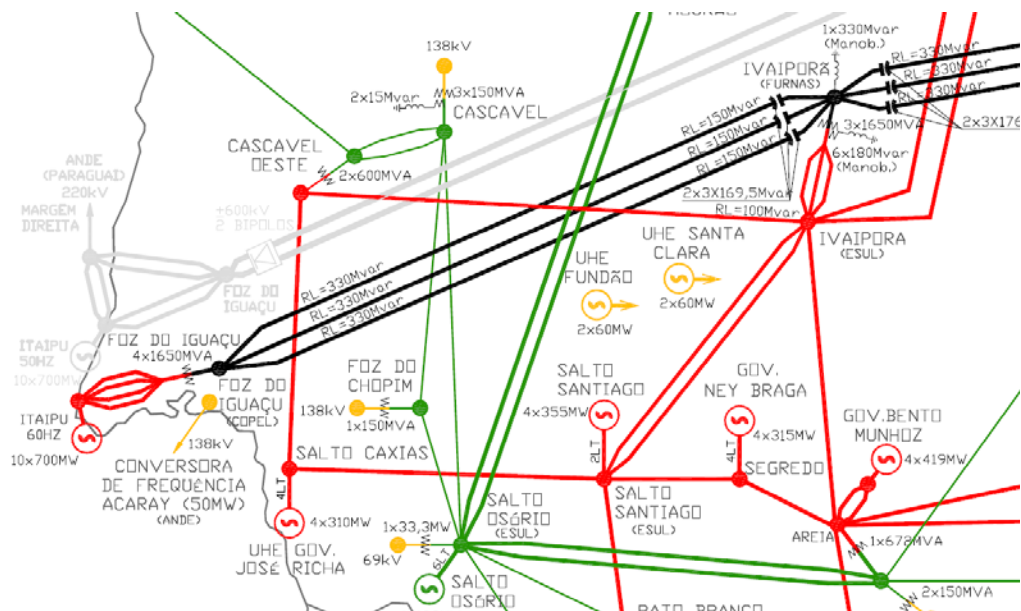


Figura 3.1: Red eléctrica analizada en esta sección.

<sup>3</sup> Dadas por la aparición de las resistencias de las líneas en el modelo AC.

En las siguientes tablas se resume este análisis.

LINE FLOWS			
From Bus	To Bus	Line	P Loss
			[MW]
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	31	1,8
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	32	1,8
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	33	2,2
IGUAÇU500	ITAIPU500_GEN	34	0,0
IVAIPORA765	IGUAÇU765	35	29,9
IVAIPORA765	IGUAÇU765	36	29,6
IVAIPORA765	IGUAÇU765	37	28,4

Total(MW): 93,7

Ploss1= 93,7

PlossTot-Ploss1= 98,9

PlossTot= 192,6

From Bus	To Bus	Modelo AC	Modelo DC	Diferencia
		P Flow(Pac)	P Flow(Pdc)	
		[MW]	[MW]	[MW]
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	-32,9
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	-32,9
IVAIPORA525(ES)	IVAIPORA525	-49,5	-16,7	-32,9

Total(MW)= -98,6

Pac-Pdc= -98,6

En base al razonamiento anterior podemos afirmar que el resultado del flujo de carga AC se corresponde con el flujo de carga DC. También podemos decir que las líneas que se encuentran “más cerca” de la barra slack poseen un mayor error en el flujo DC, esto es debido a que estas líneas transportarán la potencia correspondiente a las pérdidas del resto de la red.

### 3.2.URUGUAY

		Modelo AC	Modelo DC	Diferencia
From Bus	To Bus	P Flow(Pac)	P Flow(Pdc)	(Pac-Pdc)*100/Pac
		[MW]	[MW]	%
C.EL.500	S.JAV500	274,1	274,1	0,0
MON_A500	MON_I500	299,3	298,6	0,2
MON_A500	PAL__500	-302,0	-301,1	0,3
MON_B500	MON_A500	181,1	181,2	-0,1
MON_I500	SCARL500	94,6	94,2	0,4
PAL__500	MON_B500	308,9	306,0	0,9
S.JAV500	PAL__500	276,8	272,8	1,5
S.JAV500	PAL__500	268,2	264,4	1,4
SG.A_500	SG.U_500	274,1	274,1	0,0
SG.U_500	S.JAV500	323,9	314,1	3,0

Tabla 3.3: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red uruguaya

LINE FLOWS			
From Bus	To Bus	Line	P Loss
			[MW]
C.EL.500	S.JAV500	1	0,2
MON_A500	MON_I500	2	0,3
MON_A500	PAL__500	3	3,1
MON_B500	MON_A500	4	0,1
MON_I500	SCARL500	5	0,4
PAL__500	MON_B500	6	3,0
S.JAV500	PAL__500	7	0,7
S.JAV500	PAL__500	8	0,7
SG.A_500	SG.U_500	9	0,0
SG.U_500	S.JAV500	10	1,8

Total= 10,2

Tabla 3.4: Pérdidas en la red uruguaya.

Para el modelo de Uruguay los resultados obtenidos son satisfactorios, ya que la desviación máxima del flujo por las líneas es de 3%. Esta poca diferencia entre ambos modelos es debida a las bajas pérdidas en las líneas.

### 3.3.ARGENTINA

From Bus	To Bus	Modelo AC P Flow(Pac) [MW]	Modelo DC P Flow(Pdc) [MW]	Diferencia (Pac-Pdc)*100/Pac %
A_ALIC'	A_ETPA'	63,9	63,8	0,0
A_ALIC'	A_ETPA'	63,9	63,8	0,0
A_PIAG'	A_ETPA'	224,0	224,4	-0,2
A_PIAG'	A_ETPA'	224,0	224,4	-0,2
A_ETPA'	A_PIPL'	-79,0	-79,4	-0,5
A_ETPA'	A_CHOO'	134,4	130,2	3,1
A_ETPA'	A_CHOO'	138,8	134,2	3,3
A_ETPA'	A_CHOE'	381,3	391,5	-2,7
A_CHOO'	A_AGCA'	-306,5	-306,5	0,0
A_CHOO'	A_CHOE'	387,8	402,9	-3,9
A_CHOE'	A_PTOM'	130,5	130,6	-0,1
A_CHOO'	A_CHOC'	101,0	89,6	11,3
A_CHOO'	A_CHOC'	101,0	89,6	11,3
A_CHOE'	A_BBLA'	288,7	304,0	-5,3
A_CHOE'	A_BBLA'	332,6	350,9	-5,5
A_BBLA'	A_OLAV'	323,2	341,7	-5,7
A_BBLA'	A_OLAV'	375,8	396,8	-5,6
A_CHOC'	A_CCOS'	244,5	233,2	4,6
A_CHOC'	A_CCOS'	244,5	233,2	4,6
A_CHOC'	A_CHG1'	-122,0	-122,0	0,0
A_CHOC'	A_CHG2'	-122,0	-122,0	0,0
A_CHOC'	A_CHG3'	-122,0	-122,0	0,0
A_CCOS'	A_PUEL'	435,1	425,2	2,3
A_CCOS'	A_PUEL'	435,1	425,2	2,3
A_CCOS'	A_PBAN'	-383,4	-384,0	-0,2
A_PBAN'	A_LOMA'	-208,6	-208,6	0,0
A_PUEL'	A_HEND'	403,7	399,1	1,2
A_PUEL'	A_MACA'	433,1	427,1	1,4
A_MACA'	A_HEND'	368,9	366,5	0,6
A_HEND'	A_EZEI'	286,6	287,4	-0,3
A_HEND'	A_EZEI'	286,6	287,4	-0,3
A_OLAV'	A_ABAS'	157,7	178,9	-13,5
A_OLAV'	A_ABAS'	176,7	200,2	-13,3
A_ABAS'	A_EZEI'	254,7	277,8	-9,1
A_ABAS'	A_EZEI'	254,7	277,8	-9,1
A_EZEI'	A_GROD'	739,0	711,7	3,7
A_EZEI'	A_GROD'	739,0	711,7	3,7

Tabla 3.5: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red Argentina

A_GROD'	A_CAMP'	374,1	348,2	6,9
A_GROD'	A_RAMA'	244,2	216,8	11,2
A_RAMA'	A_AESP'	-503,5	-503,5	0,0
A_RAMA'	A_ROSO'	651,1	627,4	3,6
A_ROSO'	A_ALFU'	140,2	134,9	3,8
A_ALFU'	A_MALV'	278,4	275,5	1,0
A_MALV'	A_RECR'	-98,5	-101,2	-2,8
A_RECR'	A_BRAC'	-289,0	-288,9	0,0
A_BRAC'	A_SMTU'	-289,0	0,0	100,0
A_ALFU'	A_EMBA'	-370,1	-371,6	-0,4
A_EMBA'	A_RIOG'	118,7	117,6	0,9
A_RIOG'	A_LUJA'	144,8	144,8	0,0
A_LUJA'	A_GMEN'	41,8	41,7	0,1
A_ROSO'	A_STOT'	-147,1	-165,4	-12,4
A_STOT'	A_SGAR'	-269,8	-263,3	2,4
A_SGAR'	A_ELIA'	258,6	283,7	-9,7
A_ELIA'	A_CAMP'	-125,8	-99,9	20,6
A_SGAR'	A_RINC'	-616,8	-615,1	0,3
A_RINC'	A_PPAT'	787,7	790,7	-0,4
A_PPAT'	A_RESI'	640,4	658,7	-2,9
A_RESI'	A_ROMA'	368,2	390,3	-6,0
A_ROMA'	A_STOT'	291,6	316,6	-8,6
A_RINC'	A_YACY'	-418,3	-418,3	0,0
A_RINC'	A_YACY'	-418,3	-418,3	0,0
A_RINC'	A_YACY'	-418,3	-418,3	0,0
A_RINC'	B_GAR1'	0,1	0,0	100,0
A_RINC'	B_GAR2'	-298,5	-300,0	-0,5

Tabla 3.5: Comparación de flujo AC VS flujo DC para la red Argentina (Continuación)

Para realizar una comparación entre los resultados obtenidos para el flujo AC y para el flujo DC una primera observación que debemos realizar es lo que ocurre en la línea que une El Bracho con San Miguel de Tucumán. En ésta línea vemos que para el modelo AC la línea tiene una carga importante mientras que para el modelo DC la misma no tiene flujo a través de ella. Esta diferencia se debe a que en el modelado que se realizó para obtener el flujo DC la carga generada por la central térmica de San Miguel de Tucumán se asignó directamente a la barra de la estación de El Bracho, mientras que para el modelo de flujo AC se tomó la potencia en la central térmica y se obtuvo el flujo a través de la línea antes mencionada. Salvando éste caso particular, pasamos a analizar los resultados en general para ambos flujos.

LINE FLOWS		
From Bus	To Bus	P Loss
		[MW]
A_ALIC'	A_ETPA'	0,0
A_ALIC'	A_ETPA'	0,0
A_PIAG'	A_ETPA'	0,1
A_PIAG'	A_ETPA'	0,1
A_ETPA'	A_P IPL'	0,0
A_ETPA'	A_CHOO'	0,3
A_ETPA'	A_CHOO'	0,3
A_ETPA'	A_CHO E'	4,5
A_CHOO'	A_AGCA'	0,4
A_CHOO'	A_CHO E'	3,8
A_CHO E'	A_PTOM'	0,5
A_CHOO'	A_CHOC'	0,0
A_CHOO'	A_CHOC'	0,0
A_CHO E'	A_BBLA'	2,7
A_CHO E'	A_BBLA'	3,1
A_BBLA'	A_OLAV'	2,6
A_BBLA'	A_OLAV'	3,1
A_CHOC'	A_CCOS'	0,7
A_CHOC'	A_CCOS'	0,7
A_CHOC'	A_CHG1'	0,0
A_CHOC'	A_CHG2'	0,0
A_CHOC'	A_CHG3'	0,0
A_CCOS'	A_PUEL'	4,6
A_CCOS'	A_PUEL'	4,6
A_CCOS'	A_PBAN'	0,9
A_PBAN'	A_LOMA'	0,2
A_PUEL'	A_HEND'	6,7
A_PUEL'	A_MACA'	4,3
A_MACA'	A_HEND'	2,5
A_HEND'	A_EZEI'	3,6
A_HEND'	A_EZEI'	3,6
A_OLAV'	A_ABAS'	0,7
A_OLAV'	A_ABAS'	0,7
A_ABAS'	A_EZEI'	0,7
A_ABAS'	A_EZEI'	0,7
A_EZEI'	A_GROD'	3,4
A_EZEI'	A_GROD'	3,4

Tabla 3.6: Pérdidas en las líneas para la red Argentina



A_GROD'	A_CAMP'	0,6
A_GROD'	A_RAMA'	1,1
A_RAMA'	A_AESP'	0,3
A_RAMA'	A_ROSO'	3,3
A_ROSO'	A_ALFU'	0,9
A_ALFU'	A_MALV'	0,9
A_MALV'	A_RECR'	0,3
A_RECR'	A_BRAC'	2,3
A_BRAC'	A_SMTU'	0,0
A_ALFU'	A_EMBA'	0,2
A_EMBA'	A_RIOG'	0,0
A_RIOG'	A_LUJA'	0,9
A_LUJA'	A_GMEN'	0,1
A_ROSO'	A_STOT'	0,4
A_STOT'	A_SGAR'	2,3
A_SGAR'	A_ELIA'	1,1
A_ELIA'	A_CAMP'	0,3
A_SGAR'	A_RINC'	18,0
A_RINC'	A_PPAT'	13,5
A_PPAT'	A_RESI'	1,8
A_RESI'	A_ROMA'	4,2
A_ROMA'	A_STOT'	2,6
A_RINC'	A_YACY'	0,0
A_RINC'	A_YACY'	0,0
A_RINC'	A_YACY'	0,0
A_RINC'	B_GAR1'	0,1
A_RINC'	B_GAR2'	1,5

<b>Total:</b>	<b>119,9</b>
---------------	--------------

Tabla 3.6: Pérdidas en las líneas para la red Argentina (Continuación)

Identificados con fondo celeste, se observan las líneas para las cuales el resultado se aparta más de un cierto valor establecido como margen (10%) para la diferencia entre los valores absolutos del flujo AC y el DC.

La primera diferencia mayor al 10% que se nota es la de las líneas que unen Chocón Oeste con Chocón. Estas líneas son muy cortas, apenas 4,5 km, por lo cual se deduce que sus pérdidas de potencia activa son menores. El resultado entonces debería ser similar al hallado para el flujo de carga DC. Sin embargo se observa que la barra de Chocón Oeste se encuentra en el medio de un grupo generador importante: Alicura, Agua del Cajón, C. H. Piedra del Águila y Pichi Picún Leufu (total 961 MW). Esto provoca que Chocón Oeste sea una barra por la cual fluye mucha de la potencia que se genera en esa zona y que está destinada a los centros de carga más importantes como General Rodríguez (858 MW) y Henderson (190 MW). Como resultado las líneas deben transportar no solo la potencia generada hacia la demanda, sino también parte de las pérdidas que se generan en el resto de las líneas subsiguientes. Finalmente sumado a las pocas pérdidas que presenta la línea por su corta distancia (prácticamente son 0 MW), justifica la diferencia presente entre ambos modelos.

La siguiente diferencia importante que se observa es la producida en las líneas que unen Olavarría con Abasto, con la particularidad que en este caso la potencia es menor en el flujo AC respecto del flujo DC. Uno de los factores que afectan este resultado es que los valores de carga y generación fueron tomados del modelo DC, por tanto la compensación de la potencia activa perdida en las líneas las realiza la barra Slack. En nuestro modelo DC esta barra es Ezeiza la cual se encuentra junto al centro de carga más importante que es General Rodríguez. Olavarría se presenta también como una carga bastante importante (359 MW). Del resultado se ve que toda la potencia generada en el sur confluye hacia Ezeiza y de esta barra sigue hacia el norte. Por tanto la potencia generada en el sur es la responsable de suplir la carga de

los centros previos a Ezeiza y las pérdidas de la red hasta Ezeiza. Es por esto que la diferencia es negativa en este caso.

Siguiendo en la línea de razonamiento anterior, es a partir de Ezeiza que se compensan las pérdidas y la energía hacia los nodos del norte. El siguiente caso que presenta diferencias es la línea que une Nueva Campana con Colonia Elía, la misma presenta una diferencia de 26 MW. Si analizamos la topología de la red vemos que tanto Colonia Elía como Salto Grande Argentina son centros de carga. Por ello es que han de ser alimentados por los centros generadores. Estos centros corresponden en gran medida a Yaciretá, al norte, y Ezeiza al sur. Como dijimos las compensaciones las realiza esta última, y como la línea que une Rincón a Salto Grande Argentina presenta unas pérdidas del orden de 18 MW, los mismos deben ser compensados por Yaciretá. Luego esta compensación de energía limita la carga que puede seguir aguas abajo y por tanto el restante de carga que consume Colonia Elía lo aporta Ezeiza.

Un mismo razonamiento se aplica a la línea que une Santo Tomé con Rosario Oeste. Vemos que la potencia en este punto fluye desde el Norte y el Sur hacia Rosario Oeste y desde allí se dirige en dirección oeste hacia Almafuerte y otros centros. La potencia que viene del Norte (fija en el análisis) debe suplir las pérdidas en las líneas y alimentar los centros de carga, hasta que se encuentre con un flujo de potencia proveniente de la línea Slack, capaz de suministrar potencia faltante. El punto donde confluyen estos dos flujos de potencia es Rosario Oeste. ¿Por que solo la línea que va de Santo Tomé hacia Rosario Oeste presenta una diferencia mayor? Porque la misma transporta una potencia 6 veces menor que la transportada desde Ramallo hacia Rosario Oeste (potencia suplida por Ezeiza), y es por esto que la diferencia no llega al 10% en ésta última línea. Nótese que la diferencia de potencia entre ambos métodos para la línea Santo Tomé - Rosario Oeste es de 18 MW aproximadamente, mientras que para la línea Ramallo – Rosario Oeste es de 23 MW aproximadamente. Ahí vemos que la diferencia de potencia es suministrada por la barra de Ezeiza.

Finalmente es de esperar que la línea que une Ramallo con General Rodríguez transporta la potencia mencionada en el párrafo anterior. Por ello y porque el flujo sobre esa línea es de aproximadamente 210 MW es que se explica la diferencia del 10% entre ambos métodos. Si el flujo sobre esa línea hubiera sido mayor, la diferencia de potencias no lograría superar ese porcentaje.

Concluimos entonces que las diferencias entre ambos métodos radican en las pérdidas de las líneas (nulas en el caso DC) y en la ubicación de la barra Slack. Esto último se debe a que la misma puede suplir potencia únicamente a las líneas y los centros a los cuales tiene acceso. Salvando estas diferencias se puede concluir que el método DC es una buena aproximación en este caso ya que las líneas que presentan mayores diferencias son las que transportan menos potencia.

## 4.METODOLOGÍA DE ASIGNACIÓN DE PEAJES

### 4.1.INTRODUCCIÓN

En los comienzos de la industria eléctrica era un sector fragmentado y disperso. Con el paso del tiempo el aumento de las economías de escala en generación y la concepción del suministro eléctrico como servicio público llevaron a considerar el sector eléctrico como un monopolio natural, ya fuera de propiedad pública o privada. A partir de la década de los 80, una variedad de factores económicos, técnicos y políticos pusieron de manifiesto las ineficiencias del monopolio y motivaron el comienzo de un proceso de reformas en numerosos países, con el fin último de la introducción de competencia en el sector [8] Estas reformas fueron basadas en muchos casos en las experiencias de los procesos desreguladores en otras entidades industriales como las empresas de comunicaciones, gas natural y aerolíneas comerciales. En este marco los responsables del sector eléctrico han considerado la necesidad de desregular las empresas de servicios eléctricos con el fin de generar oportunidades para incrementar la eficiencia en la producción y la entrega así como reducir los costos para los consumidores. Este hecho genera un nuevo ambiente competitivo, en el cual el consumidor no negociará con empresas verticalmente integradas sino en un mercado libre. [9]

Como consecuencia del cambio estructural de los mercados eléctricos surge la necesidad de encontrar nuevas formas de tarifar el uso de las redes eléctricas, esto ha desembocado en una gran variedad de metodologías para la asignación de costos al transporte de energía. Respecto a las mismas no hay un único consenso en cuanto a cual es “la mejor”, esto es debido entre otras cosas al hecho de que no todos los mercados eléctricos poseen las mismas características. Estas características definen cual de las metodologías se termina implementando.

### 4.2.DESCRIPCIÓN DE ALGUNOS DE LOS MÉTODOS MAS CONOCIDOS DE ASIGNACIÓN DE PEAJES AL TRANSPORTE DE ENERGÍA.

#### 4.2.1.MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES

Éste método [10], basado en el principio de flujos proporcionales, determina la asignación de costos de transmisión a los distintos “nodos” (generadores y cargas) según su participación en la misma.

Los distintos “nodos” se diferencian en “nodos de inyección” según el flujo neto sea saliente del mismo, o “nodos de retiro” según el flujo neto sea entrante al mismo. De esta manera se analiza la participación para los dos grupos mencionados.

Esta participación representa la proporción del flujo total de la línea  $j$  que es responsabilidad del nodo  $i$ . Para ello se identifican todas las posibles líneas que puedan transportar potencia saliente del nodo  $i$  y se le atribuye la participación mediante la hipótesis de flujos proporcionales que responde a la primera “ley de Kirchoff”.

$$\left. \begin{aligned} f_{ij} &= A_{ij} \cdot f_j \\ f_j &= \sum_{i=1}^n f_{ij} \end{aligned} \right\} \Rightarrow \sum_{i=1}^n A_{ij} = 1$$

De esta manera vemos que el flujo total de la línea  $j$  ( $f_j$ ) es igual a la suma de las participaciones ( $f_{ij}$ ) de cada “nodo de inyección” de la red. El valor  $A_{ij}$  representa la proporción del flujo por la línea  $j$  que es asociado al nodo  $i$ .

Análogamente se calcula la participación de cada “nodo de retiro” asociado a las distintas líneas de la red. En este caso se determinan todas las líneas que conforman “camino” de potencia que alimentan al nodo  $i$ . De la misma manera que para los nodos de inyección se calcula la participación de cada nodo de retiro al flujo total de cada línea de la red.

Finalmente el costo de transmisión de la línea  $j$  ( $C_j$ ) se atribuye a cada nodo de la siguiente manera  $C_{ij} = C_j \cdot A_{ij}$ , tanto para “nodos de inyección” como “nodos de retiro”.  $C_{ij}$  representa el costo asociado al nodo  $i$  debido al flujo que circula por la línea  $j$ .

Se puede asignar posteriormente distintos “pesos” a ambos grupos en la participación global. Esto es, se puede asignar por ejemplo un coeficiente de 0.7 a los “nodos de inyección” y 0.3 a los “nodos de retiro”.

La ventaja de este método radica en su sencillez ya que necesita simplemente el resultado de un flujo de carga para la red. También se encuentra libre de decisiones como la de selección de la barra slack. Su principal desventaja es que el costo se asigna por “uso” de la red y no se tiene en cuenta la capacidad total de la misma.

#### 4.2.2.MÉTODO DE PARTICIPACIONES MARGINALES

Este método [11] calcula cuál es el incremento del flujo sobre la línea  $j$  cuando se incrementa la generación del nodo  $i$  en  $1MW$ . Análogamente se calcula el incremento del flujo sobre la línea  $j$  cuando se incrementa la demanda del nodo  $i$  en  $1MW$ .

Se obtiene así la medida por unidad de la participación marginal sobre la línea  $j$  para cada nodo de la red  $A_{ij}$ . De esta manera la participación total de flujo del nodo  $i$  sobre la línea  $j$  es el producto de la participación marginal  $A_{ij}$  y el flujo neto inyectado por el nodo. Finalmente el costo asociado al nodo  $i$  por la transmisión de potencia sobre las líneas de la red se asigna en función de su participación al flujo de cada línea.

$$C_i = \sum_{j=1}^n c_j \cdot \frac{A_{ij} \cdot (g_i - d_i)}{\sum_{k=1}^m A_{kj} \cdot (g_k - d_k)}$$

Esta última ecuación representa

- $C_i$  el costo total asociado al nodo  $i$
- $c_j$  el costo de transmisión de la línea  $j$
- $n$  el número total de líneas de la red
- $m$  el número total de nodos de la red
- $(g_i - d_i)$  el flujo neto inyectado por el nodo  $i$  a la red (positivo si es generador y negativo si es carga)

La principal desventaja de este método radica en su principio, el incrementar la potencia generada (o demandada) en  $1MW$  implica el aumentar la demanda (o generación) en  $1MW$ . Por ello el cálculo varía según se elija la barra slack. Una posible solución a este dilema es distribuir el incremento de la demanda (generación) entre todos los nodos de carga (generación). Sin embargo esto produce que la participación de cada nodo se extienda a un área muy grande de la red.

También se presenta como una desventaja el cálculo de las participaciones marginales de cada nodo ya que se deben analizar los cambios sobre cada línea de la red y para distintos escenarios de carga.

#### 4.2.3.MÉTODO HIBRIDO

Este método supone un compromiso entre los métodos anteriores [12]. Primero se agrupan los distintos agentes de la red por países, tanto generadores como cargas. Posteriormente se define un barra slack por cada uno de estos grupos. De esta manera se soluciona el problema de la participación en líneas distantes y los países intercambian energía de acuerdo al resultado neto de su generación-demanda.

Una vez se define si el país es un importador/exportador neto de energía, se procede a definir que nodos exportan/importan energía hacia/desde dicho país. En este sentido diferentes metodologías se pueden utilizar como las ya vistas anteriormente.

A modo de ejemplo se puede analizar cada país como un nodo. Aplicando el método de participaciones proporcionales se puede determinar que países responden a variaciones en la demanda o generación del

país analizado. Luego se aplica el método de participaciones marginales, con esos países como conjunto slack, para asignar las participaciones de cada país. Finalmente las participaciones totales surgen de analizar caso a caso cada país de la red, con sus respectivos nodos slack.

La principal ventaja de este método es que la demanda de cada país (demanda nacional) se sustenta en un principio con la generación de ese país (generación nacional). Solo se computan transacciones internacionales de energía. De esta manera cada país puede utilizar para su red distintos métodos de asignación de costos.

### 4.3.MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES

#### 4.3.1.PRESENTACIÓN

En ésta sección se presentará en detalle el método mencionado en la sección 4.2.1. Dicho método es el utilizado en el presente trabajo para la asignación de los costos por la utilización de la red eléctrica [10]. La metodología está basada en el análisis del flujo de carga aplicado a la red en cuestión y mediante los resultados obtenidos a través del mismo, hallar los coeficientes de participación de cada carga y/o generador en el flujo a través de cada línea. Como se mencionó, el objetivo del algoritmo es brindar un factor que cuantifique las contribuciones de cada nodo en el flujo de cada línea, es decir, cuánta de la potencia que circula por una línea se debe al consumo o generación de ese nodo. El método agrega la posibilidad de asignar las pérdidas de transmisión a los generadores o cargas mediante un agregado al algoritmo. Los datos requeridos por este método son los flujos de potencias a través de las líneas (brindado por el flujo de carga), la generación y/o demanda de cada nodo y el costo de inversión, operación y mantenimiento de las líneas. A continuación se presenta un ejemplo para ilustrar cómo funciona el algoritmo de Participaciones Proporcionales.

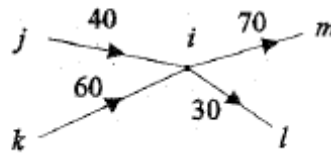


Figura. 4.1 Red ejemplo.

En la figura 4.1 se observa que el flujo total a través del nodo  $i$  es de  $40 + 60 = 100MW$ , dado que es imposible distinguir si la potencia de la línea  $j-i$  se va completamente hacia la línea  $i-m$  o se reparte entre las líneas  $i-m$  y  $i-l$ , tomaremos en cuenta un coeficiente que representa las proporciones de lo que llega al nodo  $i$  a través de cada línea. Por ejemplo: por la línea  $i-m$  se transportan  $70MW$  los cuales se reparten en:  $70 \cdot \frac{40}{100} = 28MW$  entregados por la línea  $j-i$  y  $70 \cdot \frac{60}{100} = 42MW$  entregados por la línea  $k-i$ . De igual manera para lo que transporta la línea  $i-l$ :  $30 \cdot \frac{60}{100} = 18MW$  suministrado por la línea  $k-i$  y  $30 \cdot \frac{40}{100} = 12MW$  suministrado por la línea  $j-i$ .

De esta manera se obtiene para cada generador y para cada carga el correspondiente coeficiente de participación en cada línea. Mediante dichos coeficientes y el costo anual de cada línea se determina cuanto es el peaje correspondiente a cada nodo.

### 4.3.2.ALGORITMO

A continuación se presenta el algoritmo de Participaciones Proporcionales para el caso en el cual se ignoran las pérdidas en el sistema. Dicho algoritmo se presenta en dos enfoques, por un lado el algoritmo “upstream looking” el cual realiza el balance de los flujos entrantes a los nodos, y el algoritmo “downstream looking” el cual realiza el balance de los flujos salientes de los nodos. Se mostrará como a través de cada uno de los algoritmos se obtienen los coeficientes de participación proporcional correspondiente a cada línea, para cada generador y cada carga respectivamente.

#### 4.3.2.1.ALGORITMO “UPSTREAM LOOKING”

El flujo total a través de un nodo  $i$  puede verse como  $P_i = \sum_{j \in \alpha_i} |P_{i-j}| + P_{Gi}$  para  $i = 1, 2, \dots, n$  ec. 4.1

donde:  $\alpha_i$  es el conjunto de los nodos de la red conectados a  $i$ ,  $P_{i-j}$  es el flujo hacia el nodo  $i$  de la línea  $i-j$  y  $P_{Gi}$  es la generación del nodo  $i$ .

Dado que no se consideran las pérdidas en la red el flujo por una línea se verifica que:  $|P_{i-j}| = |P_{j-i}|$ . Relacionándose el flujo a través de una línea con el flujo que atraviesa el nodo al cual llega dicha línea

como  $|P_{i-j}| = c_{ij} P_j$  donde  $c_{ij} = \frac{|P_{i-j}|}{P_j}$ .

Si ahora, se sustituye la expresión anterior en la ecuación 4.1 obtenemos que  $P_i = \sum_{j \in \alpha_i} c_{ij} P_j + P_{Gi}$ ,

donde reordenando términos se llega a la ecuación:  $P_i - \sum_{j \in \alpha_i} c_{ij} P_j = P_{Gi}$ .

Escribiendo la relación anterior en forma matricial se obtiene que:

$$A_u P = P_G \text{ ec. 4.2}$$

donde  $A_u$  es una matriz  $n \times n$ ,  $P$  es el vector de los flujos a través de los nudos y  $P_G$  es el vector de generación de los nodos.

Puede observarse que los valores de los coeficientes de la matriz  $A_u$  son:  $[A_u]_{ij} = \begin{cases} 1, & \text{para } i = j \\ -c_{ij}, & \text{para } j \in \alpha_i \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$

Luego, tomando como supuesto la existencia de  $A_u^{-1}$  tenemos que:  $P = A_u^{-1} P_G$  donde el elemento

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \text{ ec. 4.3}$$

En la ecuación 4.3 se observa el aporte del generador  $k$ -ésimo al nodo  $i$ -ésimo y el mismo vale:

$$[A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} \text{ ec. 4.4}$$

El flujo saliente a través de un nodo  $i$  mediante una línea  $i-l$  puede calcularse usando el principio de participaciones proporcionales como:

$$|P_{i-l}| = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} P_i = \frac{|P_{i-l}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_u^{-1}]_{ik} P_{Gk} = \sum_{k=1}^n D_{il,k}^G P_{Gk} \text{ para } l \in \alpha_i \text{ ec. 4.5}$$

Donde  $D_{il,k}^G = \frac{P_{i-l} \left[ A_u^{-1} \right]_{jk}}{P_i}$  y  $\alpha_i$  es el conjunto de nodos conectados directamente a  $i$ .

En la ecuación 4.5 se define  $D_{il,k}^G$  como el factor de distribución de generación como la proporción de la generación del generador  $k$ -ésimo a través de la línea  $i-l$ .

Como observación se puede destacar que este factor está basado sobre el análisis topológico del flujo de carga en la red y representa una parte de la generación dentro del flujo total. Por lo tanto es siempre positivo.

De manera análoga, para la demanda de una carga se puede calcular:

$$P_{Li} = \frac{P_{Li}}{P_i} P_i = \frac{P_{Li}}{P_i} \sum_{k=1}^n \left[ A_u^{-1} \right]_{jk} P_{Gk} \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \text{ ec. 4.6}$$

La expresión que sigue muestra que la contribución del generador  $k$ -ésimo a la carga  $i$ -ésima vale:

$$P_{Li} P_{Gk} \frac{\left[ A_u^{-1} \right]_{jk}}{P_i} \text{ ec. 4.7}$$

Tomemos como ejemplo la red mostrada en la figura a continuación:

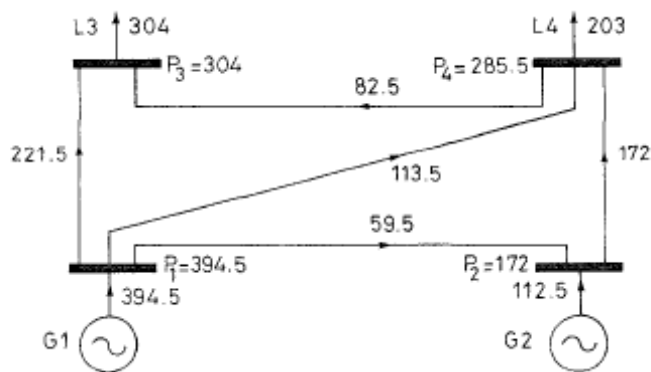


Figura 4.2: Sistema de ejemplo

Aplicando el algoritmo se llega a que: la expresión 4.2 vale:

$$\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ -0.151 & 1 & 0 & 0 \\ -0.561 & 0 & 1 & -0.289 \\ -0.288 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 394.5 \\ 112.5 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Donde:

$$P_1 = 394.5$$

$$P_2 = 172.0$$

$$P_3 = 304.0$$

$$P_4 = 285.5$$

Invirtiendo la matriz  $A_u$  tenemos:  $A_u^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0.1508 & 1 & 0 & 0 \\ 0.6882 & 0.289 & 1 & 0.289 \\ 0.4385 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix}$

Ahora, utilizando la ecuación 4.5, es posible calcular los aportes de cada generador a los flujos a través de cada línea. Por ejemplo, para la línea 4-3 se puede calcular el aporte del generador 1 como:

$$82.5/285.5 \times 0.4385 \times 394.5 = 49.99 MW, \text{ mientras que para el generador 2 el aporte es de } 82.5/285.5 \times 1 \times 112.5 = 32.51 MW.$$

#### 4.3.2.2. ALGORITMO "DOWNSTREAM LOOKING"

En esta sección se repetirán los cálculos realizados en la sección anterior pero en este caso se hallarán los factores que determinan la proporción de los flujos de cada línea debido a los nodos de demanda., es decir, asignando los costos de transmisión a las cargas.

El flujo total a través de un nodo  $i$  puede verse como  $P_i = \sum_{l \in \alpha_i} |P_{i-l}| + P_{Li}$  para  $i = 1, 2, \dots, n$  ec. 4.8

donde:  $\alpha_i$  es el conjunto de los nodos de la red conectados a  $i$ ,  $P_{i-l}$  es el flujo hacia el nodo  $i$  de la línea  $i-l$  y  $P_{Li}$  es la demanda del nodo  $i$ .

Como al igual que en el caso anterior el flujo de la línea  $|P_{i-j}| = |P_{j-i}|$  lo relacionamos con el flujo a través del nodo como  $|P_{l-j}| = c_{li} P_l$  donde  $c_{li} = |P_{l-i}| / P_l$  reordenando términos se tiene:

$$P_i - \sum_{l \in \alpha_i} c_{li} P_l = P_{Li}, \text{ escribiendo como matrices:}$$

$$A_d P = P_L \text{ ec. 4.9}$$

donde  $A_d$  es una matriz  $n \times n$ ,  $P$  es el vector de los flujos a través de los nudos y  $P_L$  es el vector de demanda de los nodos.

$$\text{Los valores de los coeficientes de la matriz } A_d \text{ son: } [A_d]_{il} = \begin{cases} 1, & \text{para } i = l \\ -c_{li}, & \text{para } l \in \alpha_i \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Tomando como supuesto la existencia de  $A_d^{-1}$  tenemos que:  $P = A_d^{-1} P_L$  donde el elemento

$$P_i = \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} \text{ para } i = 1, 2, \dots, n. \text{ ec. 4.10}$$

De la ecuación anterior puede verse el aporte de la carga  $k$ -ésima al nodo  $i$ -ésimo y el mismo vale:

$$[A_d^{-1}]_{ik} P_{Lk} \text{ ec. 4.11}$$

Ahora, el flujo entrante a través de una línea  $i-j$  a un nodo  $i$  puede calcularse usando el principio de participaciones proporcionales como:



$$|P_{i-j}| = \frac{|P_{i-j}|}{P_i} P_i = \frac{|P_{i-j}|}{P_i} \sum_{k=1}^n [A_d^{-1}]_{ik} P_{LK} = \sum_{k=1}^n D^L_{ij,k} P_{LK} \text{ para } j \in \alpha_i \text{ ec. 4.12}$$

Donde  $D^L_{ij,k} = \frac{|P_{i-j}|}{P_i} [A_d^{-1}]_{ik}$  y  $\alpha_i$  es el conjunto de nodos conectados directamente a  $i$ .

En la ecuación 4.12 se define  $D^G_{ij,k}$  como el factor de distribución de demanda como la proporción de la demanda de la carga  $k$ -ésima a través de la línea  $i-j$ .

Nuevamente utilizando como ejemplo la red de la figura 4.2, y aplicando el algoritmo llegamos a que la ecuación 4.9 vale:

$$\begin{bmatrix} 1 & -0.3459 & -0.7286 & -0.3975 \\ 0 & 1 & 0 & -0.6024 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -0.2714 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ P_3 \\ P_4 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 304 \\ 203 \end{bmatrix}$$

Invirtiéndola matriz:

$$A_d^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0.3459 & 0.8931 & 0.6060 \\ 0 & 1 & 0.1635 & 0.6025 \\ 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0.2714 & 1 \end{bmatrix}$$

De manera análoga que para el ejemplo de la sección anterior, si utilizamos la ecuación 4.12, que proporción de los flujos a través de las líneas alimentan cada carga. Por ejemplo para la línea 2-4: para la carga 3 se transportan  $172/285.5 \times 0.2714 \times 304 = 49.7MW$  y para alimentar la carga 4 se transportan  $172/285.5 \times 1 \times 203 = 122.3MW$ .

### 4.3.3.CONCLUSIONES PRELIMINARES DEL MÉTODO

Luego de haber estudiado el método y su utilización, continuando con lo expresado en la sección 4.2.1 es posible tener una buena idea de las ventajas y desventajas que el mismo ofrece para su utilización en el presente trabajo. Las ventajas mas importantes que pueden resaltarse del mismo son:

- Aplicación sencilla de implementar y flexible a cambios en la red.
- Independencia con la elección de la barra Slack.

En contrapartida encontramos que posee algunas desventajas a tener en cuenta a la hora de su aplicación:

- La proporción que cada nodo debe pagar por el concepto de utilización de una línea es fuertemente dependiente de la proporción de potencia a través de la línea por la cual ese nodo es responsable, y no de la proporción de potencia que se transporta con respecto a la nominal de la línea. Es decir, puede darse el caso que por una línea se transmita una proporción muy pequeña de su capacidad nominal y si esa potencia es a causa de una sola carga, dicha carga cargará con la totalidad del costo de toda la línea.

## 5.APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PEAJES.

### 5.1.INTRODUCCIÓN.

La aplicación implementada permite mediante el ingreso de los parámetros de las líneas, los datos de generación, carga y el costo anual de las líneas, el cálculo de los peajes correspondientes a cada barra. Esta aplicación lleva a cabo el cálculo de peajes basándose en el método de las participaciones proporcionales, para una red sin pérdidas y con carga y generación equilibrada.

Para la realización de la misma se partió de una aplicación proporcionada por los docentes a cargo del proyecto, la misma mediante el ingreso de los datos de generación, carga y parámetros de las líneas corría el flujo DC para la red ingresada. Partiendo de esta aplicación creamos un conjunto de funciones que permiten calcular los peajes a pagar y devuelve los resultados en un formato “amigable”.

Las aplicaciones antes mencionadas corren sobre Matlab 7.1 o versiones posteriores.

### 5.2.INGRESO DE DATOS Y PRESENTACIÓN DE RESULTADOS.

Tanto el ingreso de los datos para la realización del estudio, como la extracción de los resultados se hace a través de la planilla Excel red\_pruebaMSER.xls. Esta archivo consta de 8 hojas de cálculo: Matlab\_nodos, Matlab\_nodoflot, Matlab\_lineas, Matlab\_generadores, Resultado\_flujo\_DC, Peajes\_Paises, Peajes\_Gen y Peajes\_Car.

A continuación se explicará el contenido de cada una de las hojas de cálculo antes mencionadas.

#### 5.2.1.INGRESO DE DATOS EN LA PLANILLA RED\_PRUEBAMSER.XLS

El ingreso de los datos tanto para el cálculo del flujo DC como para el cálculo de los peajes se efectúa mediante las siguientes hojas de cálculo: Matlab\_nodos, Matlab\_nodoflot, Matlab\_lineas y Matlab\_generadores.

##### 5.2.1.1.HOJA MATLAB\_NODOS:

NODOS			POTENCIAS MEDIAS DEMANDADAS (MW)		
Pais	NOMBRE	MATLAB	PICO	RESTO	VALLE
Arg	ALICURA	'A_ALIC'	27.4	27.4	27.4

Figura 5.1: Hoja de cálculo Matlab\_nodos.

En la figura 5.1 se aprecia la forma de la planilla a ser completada en la hoja de cálculo Matlab\_nodos. La idea de esta planilla es que cada fila pertenece a una barra o nodo de la red a ser estudiada, a continuación se explica su contenido por columna:

columna “Pais”(obligatorio): se ingresa el nombre del país<sup>4</sup> al cual pertenece dicha barra.

columna “NOMBRE”(opcional): se ingresa el nombre completo con el cual se identifica la barra.

<sup>4</sup> El nombre del país debe ingresarse entre apóstrofes, recordar que para que Excel reconozca el primer apóstrofe debe ingresarse dos veces. Ejemplo: ‘Urugu’

columna “MATLAB”(obligatorio): se ingresa el nombre abreviado de la barra, este nombre es el que manejarán las distintas aplicaciones de cálculo creadas y es mediante el mismo que las aplicaciones identifican las barras al devolver los resultados, tanto de la corrida de flujo DC como del cálculo de peajes.

Columnas correspondientes a “POTENCIAS MEDIAS DEMANDADAS” (obligatorio): Potencias en MW correspondientes a las tres franjas (punta, valle y llano). En los casos de una sola franja de todas formas es requerido llenar las tres columnas, aunque sea con las mismas potencias.

Observaciones: - Al ingresar los nombres de los países, la extensión de los mismos debe ser la misma.

O sea todos deben tener la misma cantidad de caracteres, se recomienda por ejemplo utilizar las tres o cuatro primeras letras del país.

- La misma observación vale para el ingreso de los nombres abreviados de las barras, la cantidad de caracteres de cada barra debe ser la misma.

### 5.2.1.2.HOJA MATLAB\_NODOFLOT:

<b>NODO DE FLOTACION</b>	'A_ALIC'
--------------------------	----------

Figura 5.2: Hoja de cálculo Matlab\_nodoflot.

En esta planilla se debe ingresar el nombre del nodo que será considerado como el nodo slack del sistema. El nombre ingresado aquí debe coincidir con alguno de los nombres ingresado en la columna “MATLAB” de la hoja de cálculo Matlab\_nodos, detallada en el punto anterior.

### 5.2.1.3.HOJA MATLAB\_LINEAS:

LINEAS - MATLAB						
Nodo inicial	Nodo final	x(%)	Longitud (km)	Costo por año	Capacidad (A)	Tension (kV)
'A_ALIC'	'A_ETPA'	0.848	76	10.00		500.00

Figura 5.3: Hoja de cálculo Matlab\_lineas.

En esta hoja se definen e ingresan los parámetros de las líneas que componen la red a ser estudiada. Cada una de las filas de la planilla define una línea por completo. A continuación se explica el contenido por columna:

Columna “Nodo inicial”: se ingresa el nombre abreviado de la barra en la cual “comienza” la línea, dicho nombre debe coincidir con el asignado a la barra deseada en la columna “MATLAB” de la planilla “Matlab\_nodos”.

Columna “Nodo final”: se ingresa el nombre abreviado de la barra en la cual “finaliza” la línea, dicho nombre debe coincidir con el asignado a la barra deseada en la columna “MATLAB” de la planilla “Matlab\_nodos”.

Columna X(%): se ingresa la reactancia de la línea en porcentaje.

Columna “Longitud”: se ingresa la longitud de la línea en km.

Columna “Costo por año”: se ingresa el costo total de la línea por año.

Columna “Capacidad”: esta columna no es utilizada al momento de ser escrita esta redacción, por lo cual no es necesario ingresar ningún valor.

Columna “Tensión”: esta columna no es utilizada al momento de ser escrita esta redacción, por lo cual no es necesario ingresar ningún valor.

#### 5.2.1.4.HOJA MATLAB\_GENERADORES:

NODOS GENERADORES MATLAB			POTENCIAS MEDIAS GENERADAS (MW)			
NOMBRE	MATLAB	CAPACIDAD (MW)	1	2	3	4
ALICURA	'A_ALIC'	1000	155.1	155.1	155.1	155.1
CH PIEDRA DEL AGUILA	'A_PIAG'	1400	448.8	448.8	448.8	448.8
PICHI PICUN LEUFU	'A_PIPL'	240	79.4	79.4	79.4	79.4
AGUA DEL CAJON	'A_AGCA'	364	306.5	306.5	306.5	306.5
CHOCON GENERADOR 1	'A_CHG1'	400	122.0	122.0	122.0	122.0

Figura 5.4: Hoja de cálculo Matlab\_generadores.

En esta hoja se definen donde se encuentran los generadores y cuanto generan. Cada fila corresponde a la generación neta en un barra.

A continuación se explica el contenido por columna:

Columna “NOMBRE”: se indica el nombre completo con el cual se asocia ese nodo o ese generador.(este campo es opcional, es simplemente para asociar el nombre abreviado al nombre completo del nodo. )

Columna “MATLAB”: se ingresa el nombre abreviado de la barra en la cual se inyecta la generación, dicho nombre debe coincidir con el asignado a la barra deseada en la columna “MATLAB” de la planilla “Matlab\_nodos”.

Columna “Capacidad”: se ingresa la capacidad máxima de generación en dicha barra. (Este campo es opcional, no es utilizado por las aplicaciones desarrolladas hasta el momento)

Columnas “Potencias medias generadas”: se ingresa la potencia media generada por la barra en cuestión. Cada una de las columnas está asociada a un escenario distinto de generación.

## 5.2.2. ALMACENAMIENTO DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

Los resultados obtenidos luego de ejecutar las rutinas implementadas son almacenados en las hojas de cálculo: Resultado\_flujo\_DC, Peajes\_Paises, Peaje\_Gen y Peaje\_Car. Dichas hojas se encuentran como ya se mencionó anteriormente en la planilla Excel red\_pruebaMSER.xls.

### 5.2.2.1. HOJA RESULTADO\_FLUJO\_DC.

RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA ACTIVA SEGÚN ESCENARIOS (MW)					
LINEA		ESCENARIO			
NODO INI	NODO FIN	1	2	3	4
A_ALIC'	A_ETPA'	63.85	63.85	63.85	63.85
A_ALIC'	A_ETPA'	63.85	63.85	63.85	63.85
A_PIAG'	A_ETPA'	224.40	224.40	224.40	224.40
A_PIAG'	A_ETPA'	224.40	224.40	224.40	224.40
A_ETPA'	A_P IPL'	-79.40	-79.40	-79.40	-79.40
A_ETPA'	A_CHOO'	130.21	130.21	130.21	130.21

Figura 5.5: Hoja de cálculo Resultado\_flujo\_DC.

En esta hoja de cálculo se almacenan los resultados del flujo de carga DC, en donde cada fila corresponde a una línea. La información almacenada en esta hoja de cálculo consiste en el flujo por cada línea, el sentido del mismo queda definido de la siguiente manera: un flujo positivo sale del nodo “NODO INI” y llega al nodo “NODO FIN”. En caso que el valor que aparezca en la tabla sea negativo esto nos estará indicando que el sentido positivo del flujo es saliente del nodo “NODO FIN” y entrante en el nodo “NODO INI”.

Los nombres con los cuales se identifican los distintos nodos son los indicados en la hoja de cálculo Matlab\_nodos en la columna MATLAB. En el caso de haber ingresado varios escenarios posibles en cada una de las columnas aparecerá el valor asociado al escenario correspondiente.

5.2.2.2.HOJA PEAJES\_PAISES.

Matriz "Costocruzpais"					
Paises	Paisx	Paisx1			
Paisx	630	100			
Paisx1	300	211			

Figura 5.6: Matriz "Costocruzpais".(Hoja de cálculo Peajes\_Paises.)

Matriz "Costoslinfrontera"					
Lineas frontera		Paises			
Nodo origen	Nodo fin	Paisx	Paisx1		
nodo1	nodo2	100	89		

Figura 5.7: Matriz "Costoslinfrontera".(Hoja de cálculo Peajes\_Paises.)

Matriz "Costopais"	
Paises	U\$S
Paisx	830
Paisx1	600

Figura 5.8: Matriz "Costopais".(Hoja de cálculo Peajes\_Paises.)

En esta hoja de cálculo se agrupan los resultados del cálculo de peajes del punto de vista de los países. La información se presenta agrupada en tres tablas distintas, dichas tablas llevan el mismo nombre que la matriz que devuelve la rutina de Matlab conteniendo la información presentada en la tabla. A continuación se explica la lectura de cada una de las tablas.

**Matriz "Costocruzpais"**

En esta matriz se indica cuanto debe pagar el país A por el uso de las líneas del país B. Si miramos el ejemplo propuesto en la figura 5.6, la tabla se debe leer como el país "Paisx" paga 630 por el uso de sus propias líneas y paga 100 por el uso de las líneas del país "Paisx1". O sea el lugar "ij" de la matriz **Costocruzpais** nos da cuanto paga el país "i" por el uso de las líneas del país "j". Tener en cuenta que estos valores no incluyen los cargos por el uso de las líneas frontera, o sea aquellas líneas en las cuales un extremo pertenece a un país y el otro extremo a otro país. Esta información se encuentra en la tabla Matriz "Costoslinfrontera", la cual se explica a continuación.

### Matriz “Costoslinfrontera”

Como se menciona en el punto anterior en esta tabla encontramos cuanto paga cada país por el uso de cada una de las líneas frontera. Esta tabla la podemos apreciar en la figura 5.7. En esta tabla cada fila corresponde a una línea frontera, y cada columna a un país. Las columnas “Nodo origen” y “Nodo fin” contienen el nombre abreviado de las barras en que comienza y finaliza una línea respectivamente. Cada una de las siguientes columnas corresponde a uno de los países integrantes de la red en estudio, el nombre de los países se encuentra en la fila de color naranja. Al igual que en los demás casos, los nombres abreviados de cada barra que aparecen son los definidos en la hoja de cálculo “Matlab\_nodos” en la columna “MATLAB”. Y los nombres de los países que aparecen en esta tabla coinciden con los definidos en la tabla “Matlab\_nodos” en la columna “País”.

### Matriz “CostoPaís”

Esta tabla contiene cuanto paga en total cada país por el uso de la red en estudio. En la columna país de la tabla CostoPaís aparece el nombre del país tal cual se ingreso en la hoja de cálculo Matlab\_nodos en la columna País de dicha tabla. En la columna U\$\$ se encuentra el monto en dólares a pagar por el país.

### 5.2.2.3.HOJA PEAJE\_GEN.

Barra generadora	Paises	
	Arg	
A_ALIC'	21.66938	
A_ETPA'	1.04E-13	
A_PiAG'	51.01188	
A_PiPL'	12.25567	

Figura 5.9: Matriz “Costoscruzgen”.(Hoja de cálculo Peaje\_Gen.)

En esta hoja de cálculo se presenta una tabla en la cual se indica cuanto debe pagar cada barra generadora por el uso de las líneas de cada país<sup>5</sup>. En la columna verde se encuentra el nombre de la barra generadora y en las columnas blancas cuanto debe pagar a cada país<sup>6</sup>.

<sup>5</sup> Este valor no incluye el costo de las líneas frontera.

<sup>6</sup> Cada columna pertenece a un país, el mismo se indica en la fila de color anaranjado.

#### 5.2.2.4.HOJA PEAJE\_CAR.

Barra de carga	Paises	
	Arg	
A_CHOE'	0.468358	
A_PTOM'	11.95086	
A_CHOC'	4.729146	

Figura 5.10: Matriz "Costoscruzcar".(Hoja de cálculo Peaje\_Car.)

En esta hoja de cálculo se presenta una tabla en la cual se indica cuanto debe pagar cada barra de carga por el uso de las líneas de cada país<sup>7</sup>. En la columna verde se encuentra el nombre de la barra de carga y en las columnas blancas cuanto debe pagar a cada país<sup>8</sup>.

---

<sup>7</sup> Este valor no incluye el costo de las líneas frontera.

<sup>8</sup> Cada columna pertenece a un país, el mismo se indica en la fila de color anaranjado.



### 5.3.MODO DE UTILIZACIÓN DE LA APLICACIÓN.

El primer paso para efectuar un cálculo de peajes es el ingreso de los datos de la red a ser estudiada, esto se realiza de acuerdo a lo indicado en el punto 5.2.1.

Luego de ingresados los datos, se deben borrar todos los datos que pueda haber en las hojas de cálculo en que se devuelven los resultados (Resultado\_flujo\_DC, Peajes\_Paises, Peaje\_Gen y Peaje\_Car). Esto es porque la aplicación no borra lo que haya en las tablas de la planilla sino que reescribe los casillero que necesite, por lo cual si antes de correr la aplicación no se borra lo que haya en las planillas, pueden quedar entrecorridos datos de varias corridas en una misma planilla.

A continuación debe cerrarse la planilla de Excel red\_pruebaMSER.xls, de lo contrario Matlab dará un error al tratar de escribir en la planilla.

Luego debe correrse el archivo fdcypeajes.m, el mismo corre desde Matlab. Al correrse esta aplicación se preguntará en el escritorio de Matlab si se desea o no correr el cálculo de peajes. En caso de seleccionarse que “no” la aplicación solo calculará el flujo DC almacenando los resultados en la planilla red\_pruebaMSER.xls. Si se selecciona la opción de correr el cálculo de peajes la aplicación nos preguntará el factor de peso de los generadores, este factor varía entre 0% y 100%. En donde 0% implica que todos los costos serán repartidos entre las cargas y 100% implica que todos los costos serán repartidos entre los generadores.

Luego que la aplicación terminó de correr podemos consultar los resultados abriendo la planilla de Excel red\_pruebaMSER.xls.

## 6.EVALUACIÓN DE COSTOS DE OPERACIÓN

### 6.1.INTRODUCCIÓN

En este capítulo se dará una breve explicación de los costos involucrados en todo proyecto y como calcular el costo anual del mismo [13]. Se aplicará lo estudiado al caso de la instalación de una “Línea de Transmisión”. No es la intención de este capítulo abordar el análisis completo de los costos sino que se pretende dar una breve explicación de cómo obtener el costo anual de un proyecto.

### 6.2.COSTOS

Se entiende por “Costo” todo sacrificio que se debe realizar en pro de obtener un producto o resultado deseado. Están incluidos dentro de la definición el dinero, trabajo, materiales, recursos, esfuerzo, la pérdida de oportunidad, y cualquier cosa que es dejada de lado para conseguir el fin deseado.

En todo desarrollo de un proyecto existen distintos tipos de costos. Los mismos se pueden agrupar en Costos Iniciales, Costos Continuos, Costos Fijos y Costos Variables.

Por Costos Iniciales se entiende todo aquel costo que se debe afrontar en el inicio de un proyecto. Por lo general se asocia al costo necesario para obtener el bien deseado. En el caso de análisis, en la instalación y puesta en servicio de una “Línea de Transmisión”, el costo inicial compone el costo de comprar, instalar y conectar “La Línea”, así también como impuestos, permisos, etc.

Costos Continuos hacen referencia a los costos necesarios para mantener el proyecto en funcionamiento. Impuestos, repuestos, mantenimiento son ejemplos de costos continuos. Subsisten a lo largo de la vida útil del bien.

Costos Fijos son aquellos que no pueden asociarse al comportamiento de ninguna variable conocida. Impuestos anuales, certificaciones, seguro e inspecciones son ejemplos de Costos Fijos. El costo de arrendar el lugar físico por donde se instala “La Línea” compone un costo fijo.

Costos Variables son aquellos que cambian según el “uso” que se le de al bien. En el caso de una “Línea de Transmisión”, mientras más potencia transmita mayor será el mantenimiento que se le realizará.

	Costo Inicial	Costo Continuo
Costo Fijo	Costo Inicial Fijo, independiente del uso.	Costo Periódico Fijo, independiente del uso.
Costo Variable	Costo Inicial Variable, dependiente del uso.	Costo Periódico Variable, dependiente del uso.

Tabla 6.1: Tipos de costos.

### 6.3. VALOR DEL DINERO EN EL TIEMPO

Es usual que, en todo proyecto, los costos iniciales sean, casi en su totalidad, compuestos de costos fijos y los costos continuos estén compuestos de costos variables. Esto último se debe a que el costo de adquirir el recurso, “*la Línea*”, usualmente es más elevado que el de mantener ese recurso en funcionamiento.

Por ello cuando se desea realizar un proyecto es necesario analizar no solo los costos que ese proyecto absorberá en una primera instancia, sino también los costos asociados a su funcionamiento y mantenimiento posterior.

Todos los costos se pueden medir en una variable única, *el dinero*. Gracias a ello es posible comparar distintos proyectos entre sí y definir cuál de ellos es más oportuno.

Para analizar un proyecto es necesario analizar sus costos, tanto iniciales como continuos. No solamente importa cuanto hay que pagar para poner en marcha una “Línea de Transmisión”, sino también es muy importante cuanto se debe pagar para mantenerla en funcionamiento. Y esto último debe estar contemplado a la hora de tomar una decisión.

#### 6.3.1. ANÁLISIS BASADO EN EL VALOR ACTUAL DEL DINERO

El dinero es la magnitud principal en la que se miden y comparan los bienes. Gracias a él se pueden comparar bienes tan disímiles como una sesión en el dentista y el comprar un auto. También se utiliza en el análisis y comparación de la oportunidad de invertir dinero entre dos o más proyectos.

La clave del asunto es bien clara: ¿cuanto voy a pagar por el proyecto A a lo largo de su vida útil y cuanto voy a pagar por el proyecto B a lo largo de su vida útil?

Si bien esta pregunta es sencilla su respuesta puede resultar un poco más complicada. Primero el dinero no vale lo mismo hoy que dentro de un año. Esto se debe a que si hoy coloco ese dinero en un banco y espero a recuperarlo dentro de un año, entonces para esa fecha el banco me devolverá mi dinero más los intereses que el mismo generó. Por ello si hoy tengo X pesos dentro de un año tendré:

$$X^1 = X^0 \cdot (1 + i)$$

Siendo  $i$  el interés generado. Siguiendo con este razonamiento dentro de  $n$  años esos pesos valdrán:

$$X^n = X^0 \cdot (1 + i)^n$$

Conocido entonces el valor del dinero a gastar en el futuro en un valor base actual, se pueden sumar los distintos costos involucrados en el proyecto. Pero este razonamiento también se puede leer en el otro sentido. Si dentro de un año voy a tener  $Z$  pesos, entonces en la actualidad esos pesos valen:

$$X^0 = \frac{Z}{(1 + i)}$$

Este razonamiento es muy útil a la hora de analizar los costos involucrados en la instalación y puesta en servicio de una “Línea de Transmisión”.

### 6.3.2. ANUALIDAD DE UN PROYECTO

Todo proyecto se realiza con un fin determinado, por lo general en proyectos privados ese fin es lucrativo. El empresario decide invertir en un proyecto para ganar con él cierta suma de dinero, superior a la que obtendría si depositase ese dinero en el banco. Con este fin entonces el empresario deberá recaudar cierta suma de dinero a lo largo de la vida útil del proyecto que le permita recuperar el dinero invertido más los intereses que esa inversión generó. Esa suma de dinero se puede suponer constante y anual, es la llamada anualidad del proyecto. Esto es, el dinero que debe recaudar el empresario anualmente para recuperar la inversión y el interés de la misma, en un valor base actual del dinero.

Si la inversión total del proyecto es  $X$ , el interés es  $i$  y la vida útil del mismo es  $n$  entonces el empresario deberá recaudar una anualidad  $R$  tal que:

$$X = \sum_{j=1}^n \frac{R}{(1+i)^j}$$

De esta manera la suma de  $R$  a lo largo de los  $n$  años de vida útil del proyecto, le permitirán recaudar el valor de la inversión más los intereses que la misma generó. Entonces conocido  $X$  viendo que la sumatoria es una serie geométrica finita se puede calcular  $R$ , y vale:

$$R = X \cdot \frac{i \cdot (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

De esta manera se pueden comparar proyectos que poseen distintos costos de inversión e incluso vida útil disímiles. Se aplicará este análisis al caso ejemplo mencionado al principio sobre la “Línea de Transmisión”

#### 6.4. CÁLCULO DE LA ANUALIDAD DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Se calculará la anualidad de un kilómetro de “Línea de Transmisión”, este valor se extenderá a toda la línea multiplicando la anualidad por la longitud total de “La Línea”. Como costos de este proyecto se tendrán en cuenta el costo de instalación y el costo de mantenimiento. Se dejarán de lado los impuestos, permisos, seguros y todos los otros costos mencionados anteriormente.

El costo de instalación en este ejemplo se supondrá como Costo Inicial Fijo y el costo de mantenimiento y operación como Costo Continuo Fijo. La vida útil de la “Línea de Transmisión” será de 30 años y la tasa de interés se supondrá del 10% anual.

El VNR (Valor Nuevo de Reemplazo) para un kilómetro de Línea se asumirá igual a 300000 USD. El costo de operación y mantenimiento se considera igual al 2,7% del VNR. Con estos valores se calcula el costo total de “La Línea” como:

$$C_{Total} = C_{Inicial Fijo} = 300000USD$$

Este valor representa el costo total de la línea en un valor de dinero actual.

Finalmente se calcula la anualidad de este Costo como:

$$R = 300000 \cdot \frac{0.1 \cdot (1 + 0.1)^{30}}{(1 + 0.1)^{30} - 1} + 0.027 * 300000 = 39924 USD$$

Este valor representa la anualidad de la instalación y puesta en servicio durante 30 años de un kilómetro de “Línea de Transmisión”.

Nótese que el costo de operación y mantenimiento se suma como una constante ya que no genera intereses por ser un costo que se recupera al final de cada período de pago.

A lo largo del análisis de la asignación de peajes se utilizará este valor como el costo de un kilómetro de Línea.

## 7.CASO DE ESTUDIO

### 7.1.INTRODUCCIÓN

El mundo globalizado se encuentra sumergido en una corriente de crecimiento cuya inercia la acelera cada vez más. Este crecimiento acelerado se sustenta en base al consumo, cada vez mayor, de energía. La principal fuente de energía utilizada son los derivados del petróleo. Como es sabido ésta es una fuente no renovable de energía la cual, además, posee una reserva limitada que hace elevar su precio de acceso.

En la figura 7.1 se muestran las distintas fuentes de energía y su participación en el mercado energético mundial. [14].

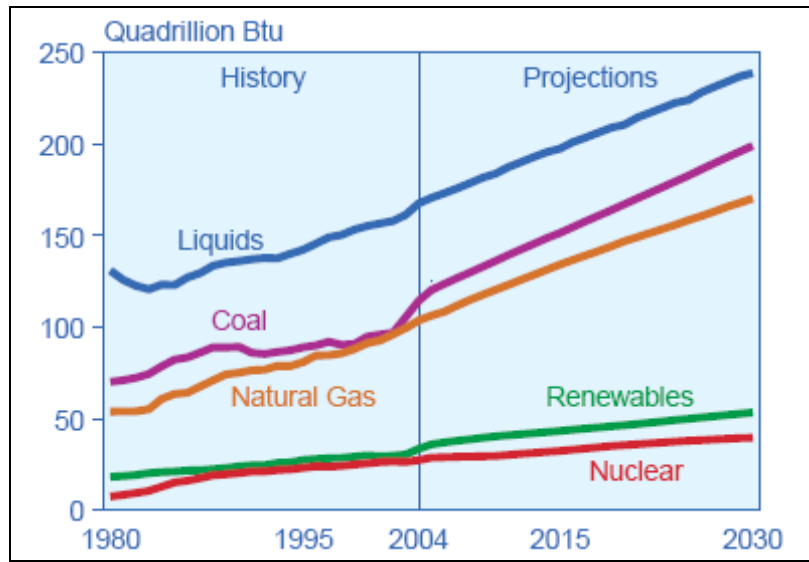


Figura 7.1: Fuentes de energía

Como se puede apreciar del gráfico la fuente principal de energía, históricamente y en las proyecciones, se compone de los derivados del petróleo. El principal uso de este recurso es para el transporte, seguido del sector industrial. Otro uso de este recurso se da en la generación de energía eléctrica.

Las predicciones de crecimiento de la demanda de este tipo de energía son las que se muestran en la figura 7.2. En la misma se muestran las proyecciones divididas entre países miembros del OECD y los miembros del OECD.

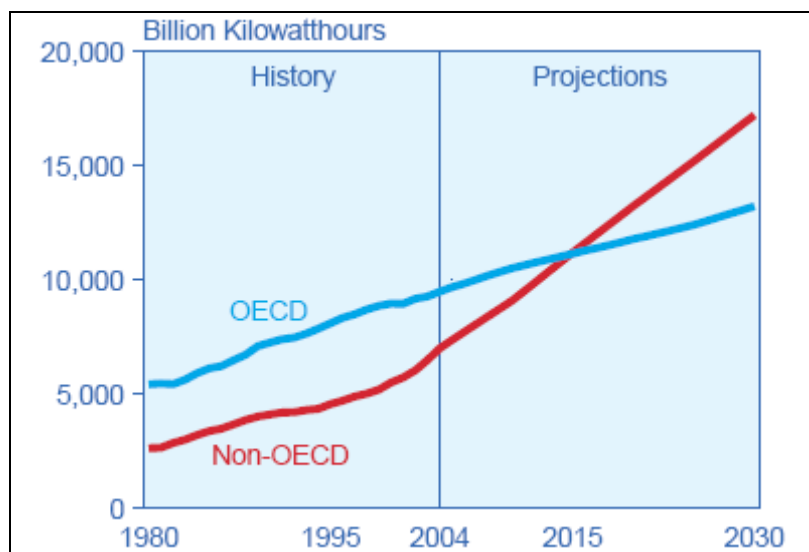


Figura 7.2: Generación de Energía Eléctrica

Se aprecia un crecimiento constante en ambos grupos y principalmente en el conjunto de países no miembros de la OECD. Entre estos países se encuentran los países de América del Sur y particularmente los pertenecientes al MERCOSUR.

El estudio realizado se enmarca en una etapa de integración energética entre los países de la región. Dicha integración pretende dar una mayor eficiencia económica y una mayor seguridad en el abastecimiento de energía eléctrica. Estos factores han sido determinantes en los últimos años debido a la constante alza del precio del petróleo y al constante crecimiento del consumo energético tanto en la región como en el resto del mundo. Como ya se mencionó en el capítulo 4 un elemento derivado de la necesidad de interconexión entre los países de la región, es la unificación de criterios para la tasación de los cobros por el transporte de energía a través de las líneas de los distintos territorios.

Con el fin de analizar los cargos por el transporte de energía eléctrica, a ser asumidos por los países MERCOSUR en un determinado escenario de carga y generación, se realiza el estudio desarrollado en este capítulo. El mismo se desarrolla en el marco del escenario planteado en el trimestre febrero, marzo y abril de 2006. Mediante el análisis de los resultados obtenidos se pretende evaluar la viabilidad de la aplicación de esta metodología tanto a nivel regional como a nivel de cada país.

La red en estudio es la integrada por las redes en nivel de tensión 500kV<sup>9</sup> de Uruguay, Brasil, Argentina y Paraguay. El modelo utilizado para las redes en cuestión es el presentado en el capítulo 2.

## 7.2.COSTO DE LA ENERGÍA PARA LA REGIÓN.

A continuación se presentan los valores del precio spot para el período de tiempo en estudio<sup>10</sup>. [15] Estos valores están expresados en Dólares Americanos tasados en el período descrito y no incluyen el costo de transporte.

AÑO 2006			VALORES EN USD/MWH		
			BRASIL SUR	ARGENTINA	URUGUAY
5ta	semana	(28/01/06- 03/02/06)	28.96	18.38	165.53
6ta	semana	(04/02/06- 10/02/06)	27.06	20.11	173.07
7ma	semana	(11/02/06- 17/02/06)	38.84	19.8	172.99
8va	semana	(18/02/06- 24/02/06)	24.47	20.64	195.24
9na	semana	(25/02/06- 03/03/06)	19.83	17.18	186.84
10ma	semana	(04/03/06- 10/03/06)	20.89	18.41	169.24
11va	semana	(11/03/06- 17/03/06)	21.32	20.1	170.96
12va	semana	(18/03/06- 24/03/06)	19.49	18.75	150.25
13ra	semana	(25/03/06- 31/03/06)	17.9	18.95	153.8
14ta	semana	(01/04/06- 07/04/06)	10.97	19.9	173.17
15ta	semana	(08/04/06- 14/04/06)	9.98	19.34	111.73
16ta	semana	(15/04/06- 21/04/06)	8.15	17.15	171.13
17ma	semana	(22/04/06- 28/04/06)	7.59	18.5	163.42
PROMEDIO			19.65	19.02	165.95

Tabla 7.1: Costos de la energía en la región para el período de estudio.

<sup>9</sup> Están incluidas en el estudio las líneas de 500kV y 525kV.

<sup>10</sup> Febrero-Marzo-Abril de 2006

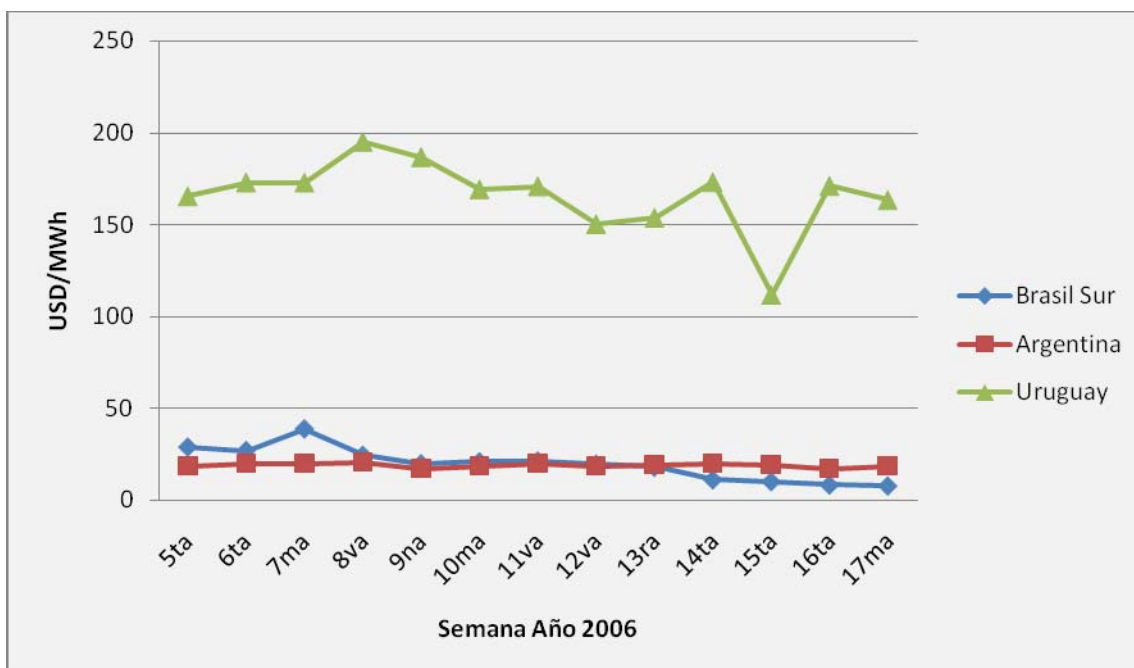


Figura 7.3: Evolución del costo de la energía en la región para el período en estudio.

## 7.3.RESULTADOS

### 7.3.1.INTRODUCCIÓN

A continuación se presentan los resultados correspondientes al análisis de peajes para los países de la región. Se estudiaron dos escenarios distintos, por un lado la red regional actual y por otro la red actual incluyendo la futura interconexión con la red Brasileña. Para cada uno de estos análisis se utilizaron tres modalidades distintas para la asignación de costos. En primera instancia se asignaron costos compartidos entre cargas y generadores (50%-50%). Luego se asignó la totalidad de los costos a las barras generadoras, y finalmente se asignaron los costos en su totalidad a la demanda.

Todos los estudios realizados referentes a los peajes correspondientes a cada uno de los actores del mercado energético en cuestión, fueron bajo las hipótesis de que la situación de carga y generación de la red en estudio se mantuviese invariante durante todo un año. Para todos los estudios se utilizó la metodología de “Participaciones Proporcionales” para la asignación de costos asociados al transporte de energía. En todos los casos no se tuvieron en cuenta las pérdidas en la red.

Bajo las hipótesis antes mencionadas para el caso de la convertora de Garabi se tomó un costo mensual de 6 millones<sup>11</sup> de USD, este valor es un valor fijo impuesto por “alguien”, no es un valor derivado del cálculo de la anualidad de la misma. En esta sección el costo utilizado para las líneas fue idéntico para todas y es el calculado en la sección 6.4. Luego en vista de los resultados obtenidos se realizó nuevamente el análisis tomando en cuenta la situación de Argentina y modificando el costo de las líneas para dicho país. Esto se desarrolla en la sección 7.5.

<sup>11</sup> Este valor corresponde a los 300MW que estaban circulando a través de Garabi en el período de estudio.



### 7.3.2.ESTUDIO DEL MODELO ACTUAL DE LA RED REGIONAL

Este estudio se realizó con la red sin tener en cuenta la nueva interconexión con Brasil proyectada.

#### 7.3.2.1.MODALIDAD DE PAGO “COMPARTIDA” (50%-50%)

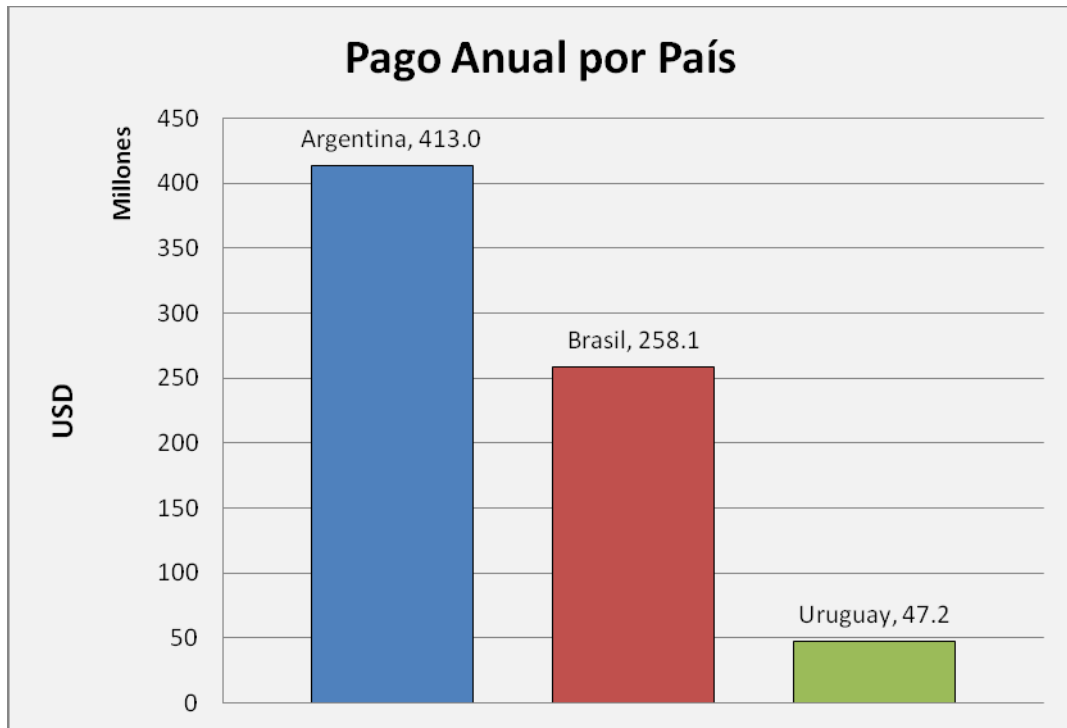


Figura 7.4: Pago anual por país.

En la figura 7.4 se aprecia los costos totales que cada país debe afrontar por la utilización de las diferentes líneas de la red. Dentro de los costos asociados a cada país se encuentran los asignados tanto a generadores como a cargas.

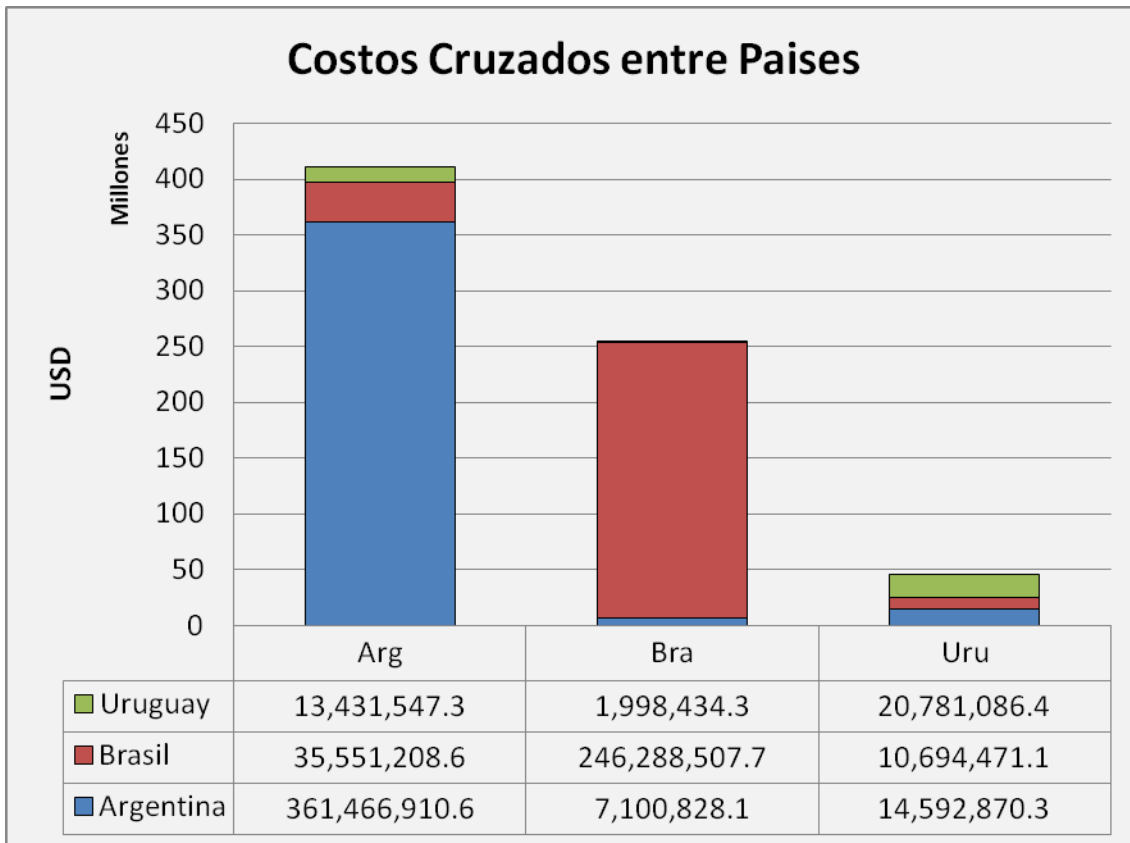


Figura 7.5: Costos de cada país diferenciados por red utilizada.

La figura 7.5 muestra cuanto debe pagar cada país por el uso de las líneas de los distintos países. Cada barra representa a un país, y los diferentes colores en cada barra indican cuanto debe pagar el país al cual corresponde dicha barra por el uso de la red de cada país. Por ejemplo la primer barra comenzando de la izquierda pertenece a Argentina, la misma nos dice que argentina deberá pagar 361.466.910 USD por el uso de su propia red (azul), 35.551.208 USD por el uso de la red brasileña (roja) y 13.431.547 USD por el uso de la red uruguaya(verde). No se incluyen en estos costos los asociados a las líneas fronteras ya que las mismas no pueden ser asociadas a un único país.

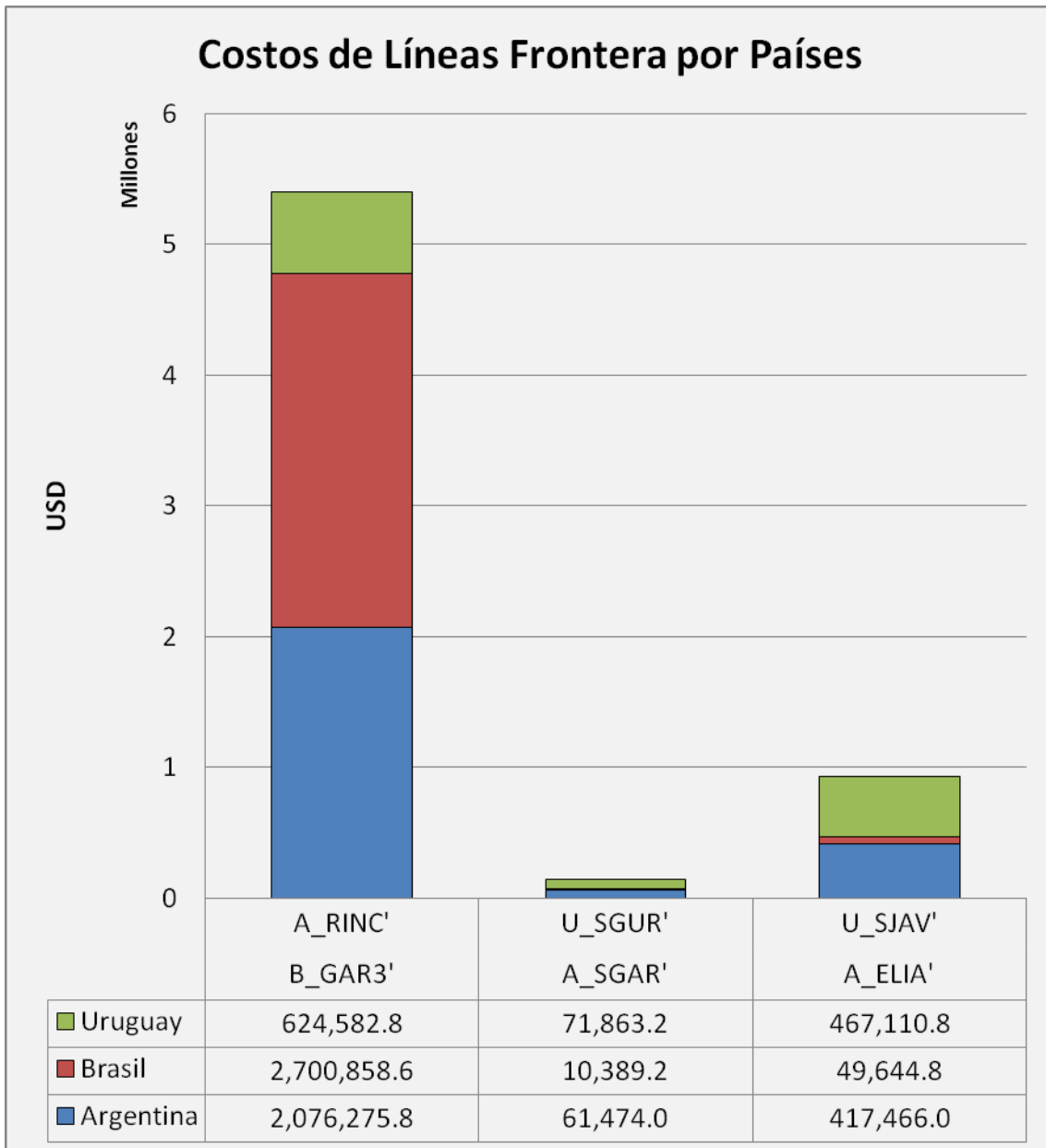


Figura 7.6: Costos asociados a las líneas fronteras.

En la figura 7.6 se detallan los costos asociados a cada línea frontera, discriminando por el uso de cada país. O sea cada barra corresponde a una línea frontera. La altura de cada barra representa el costo anual de dicha línea y en los diferentes colores se representan cuanto de dicho costo corresponde a cada país.

Las figuras 7.7 y 7.8 indican los costos asociados a las distintas barras generadoras y a las distintas barras de carga respectivamente. Los mismos se encuentran diferenciados según el uso de las líneas de cada país, o sea cada barra en la gráfica representa cuanto debe pagar cada “barra” de la red. Los distintos colores en cada barra representan cuanto del monto a pagar es causado por el uso de la red de cada país.

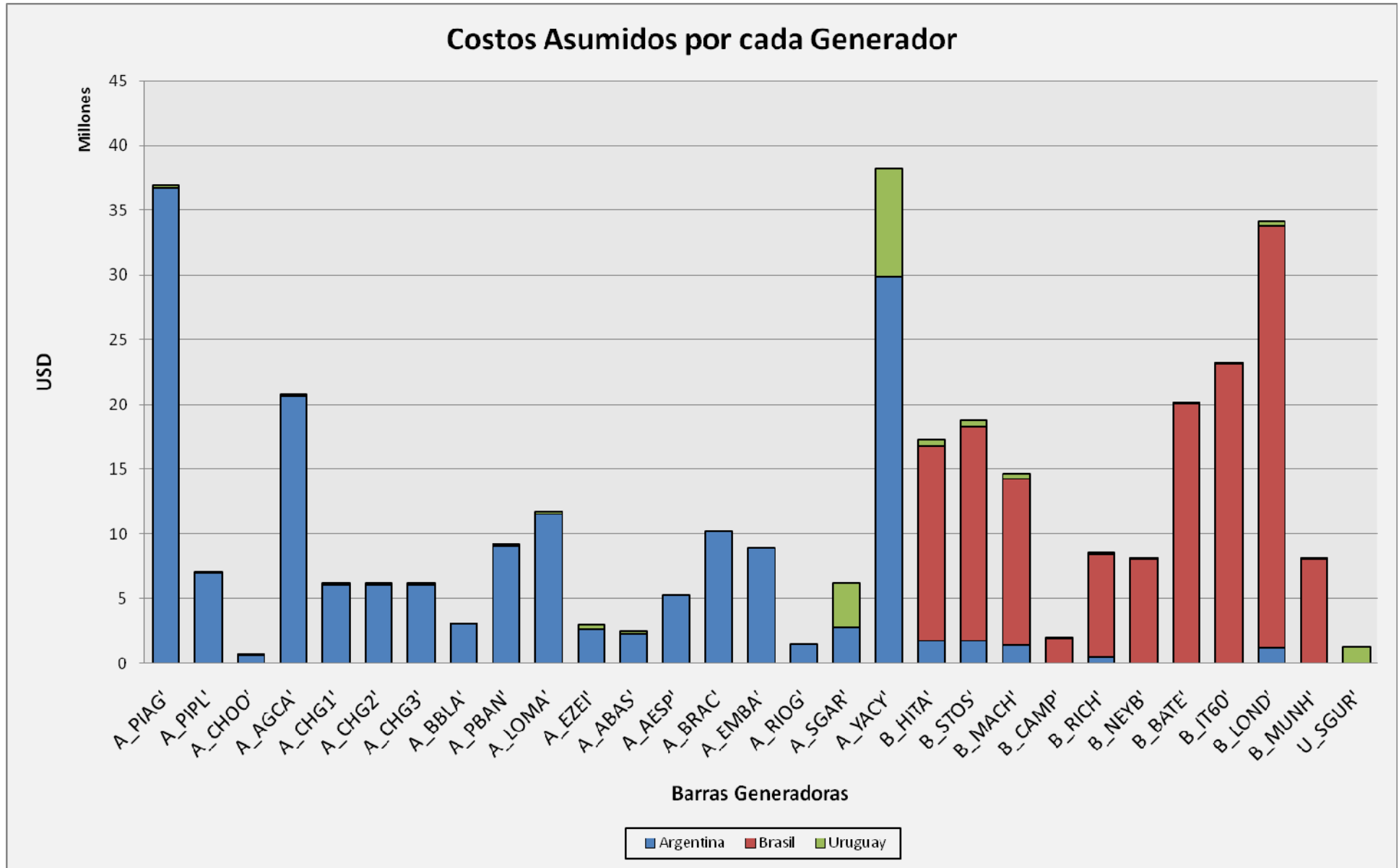


Figura 7.7: Costos asignados a los generadores.

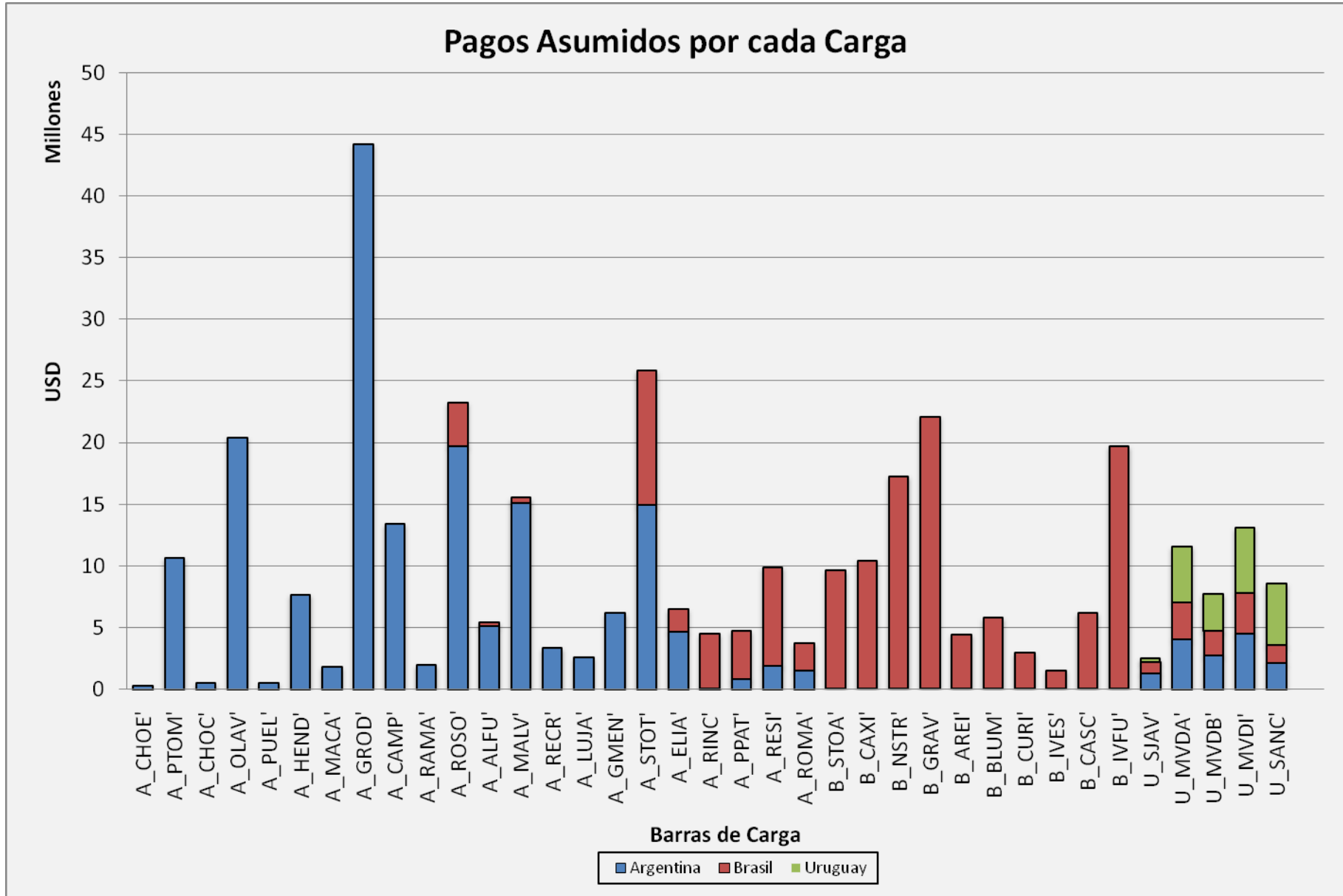


Figura 7.8: Costos asignados a las cargas.

7.3.2.2.MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: GENERADORES.

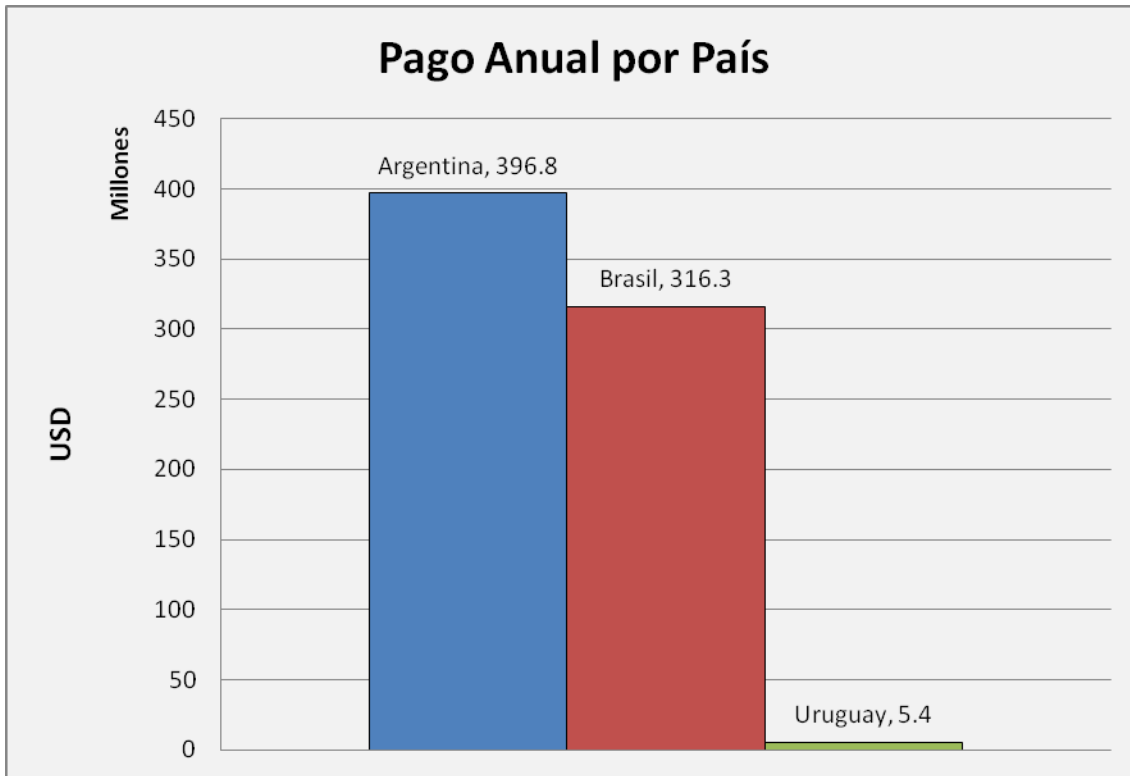


Figura 7.9: Pago anual por país.

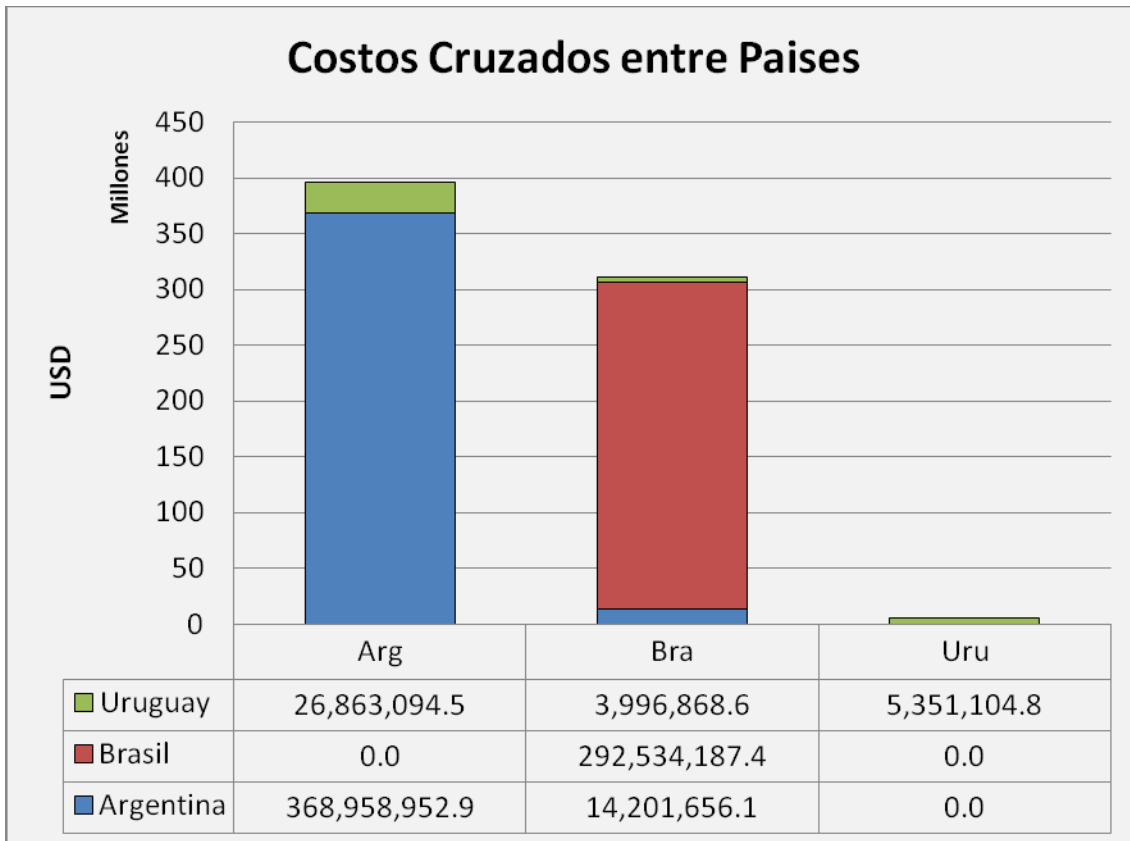


Figura 7.10: Costos de cada país diferenciados por red utilizada.

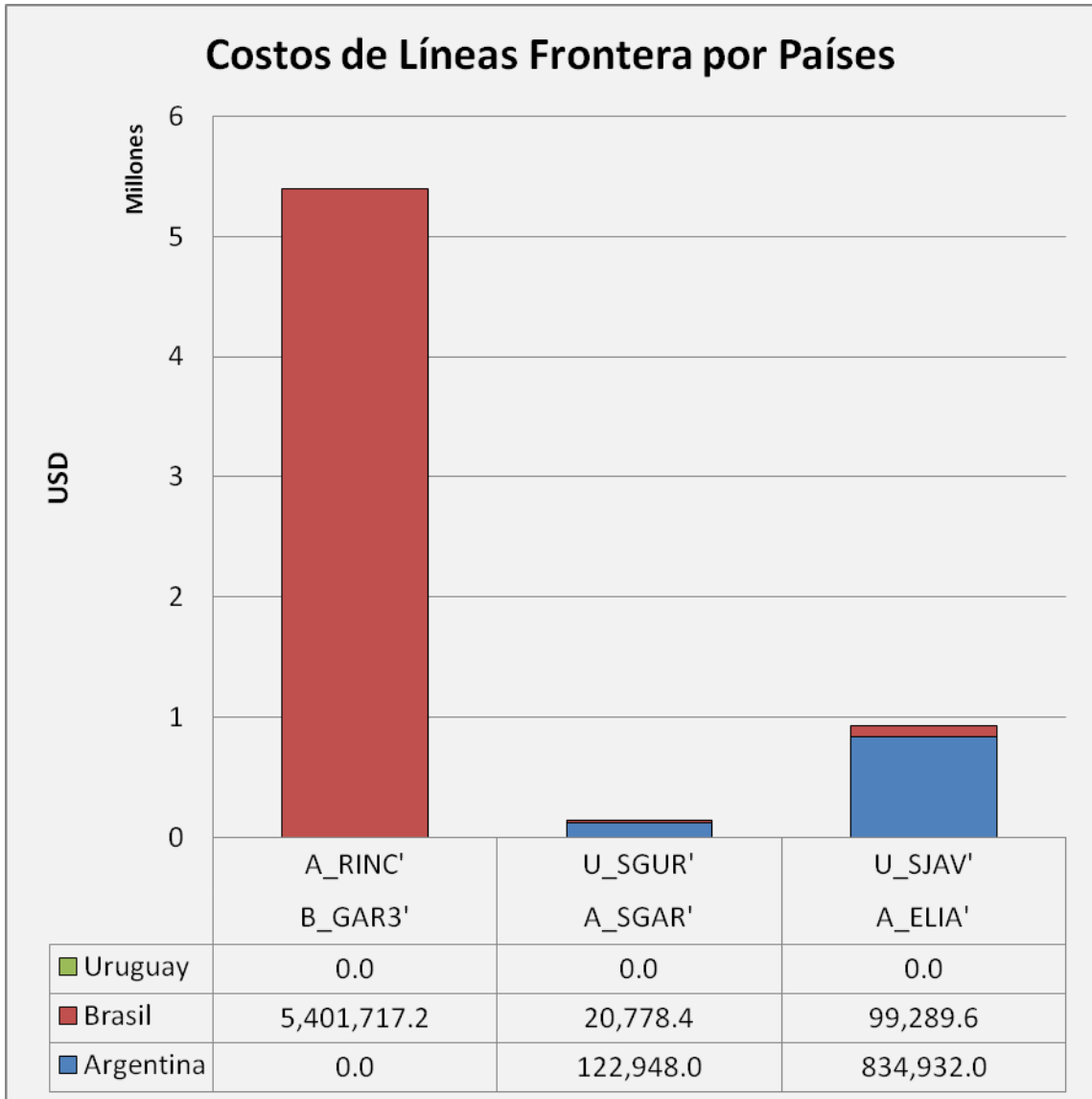


Figura 7.11: Costos asociados a las líneas fronteras.

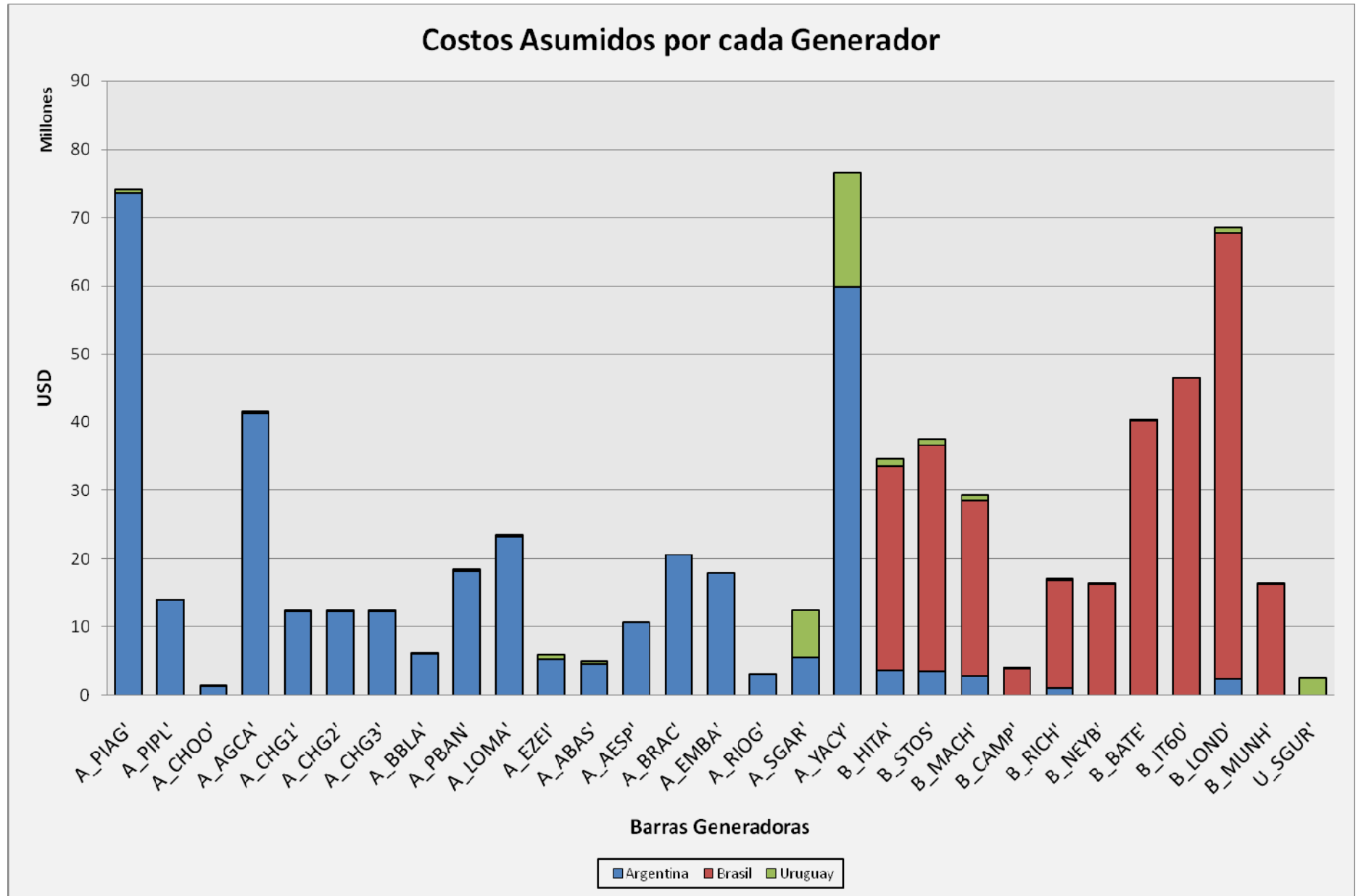


Figura 7.12: Costos asignados a los generadores.



### 7.3.2.3.MODALIDAD DE PAGO EXCUSIVA: CARGAS

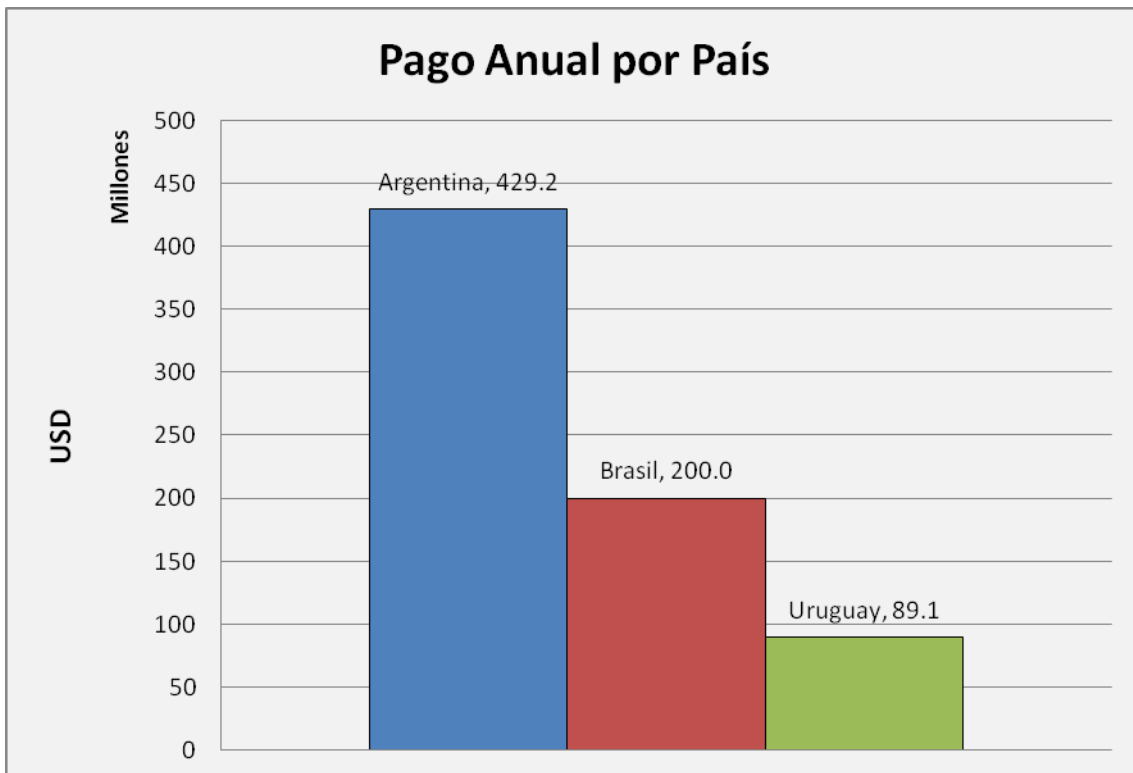


Figura 7.13: Pago anual por país.

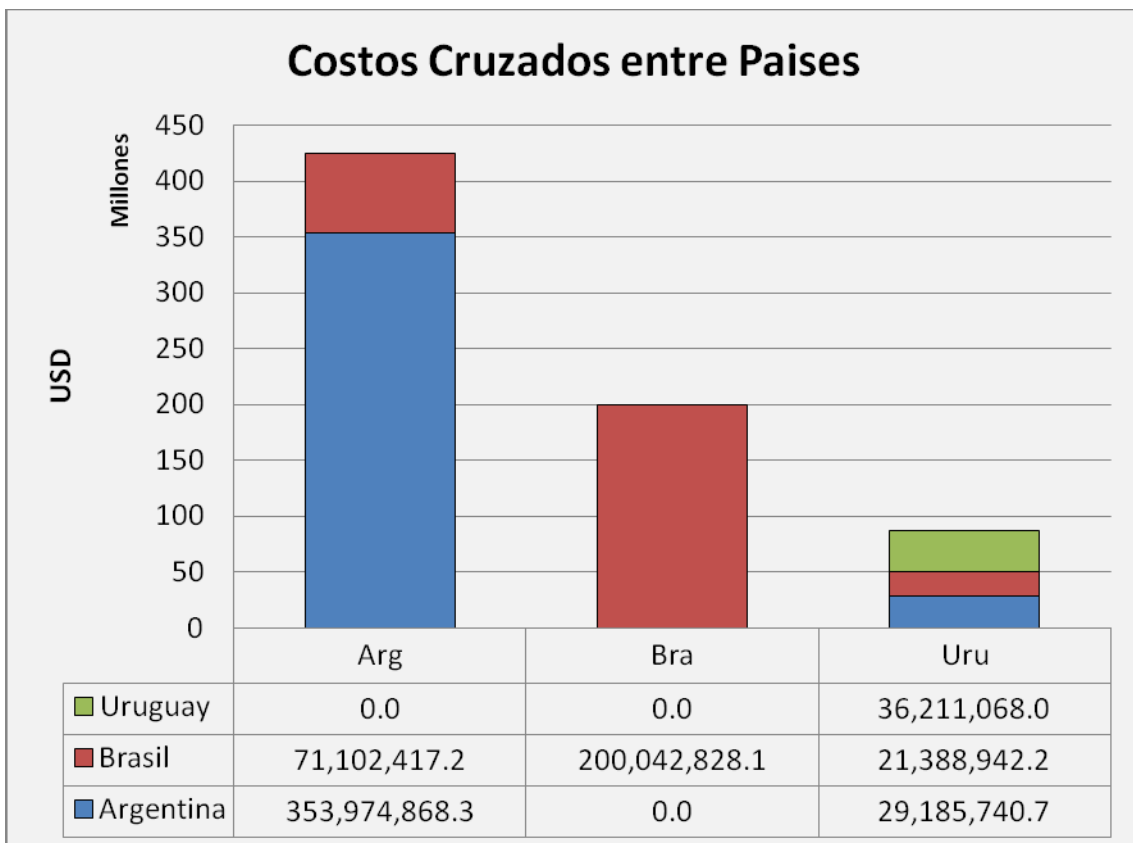


Figura 7.14: Costos de cada país diferenciados por red utilizada.

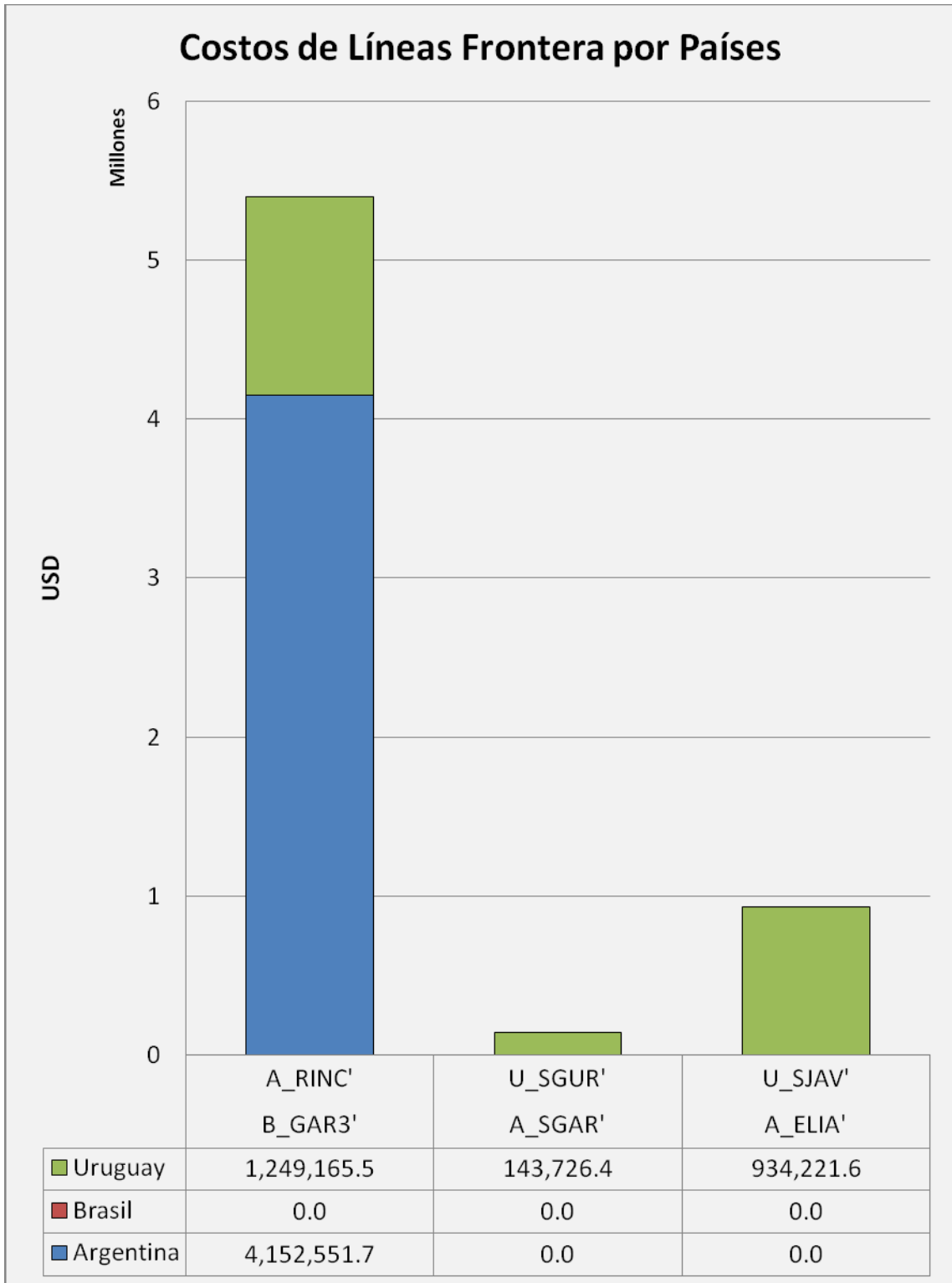


Figura 7.15: Costos asociados a las líneas fronteras.

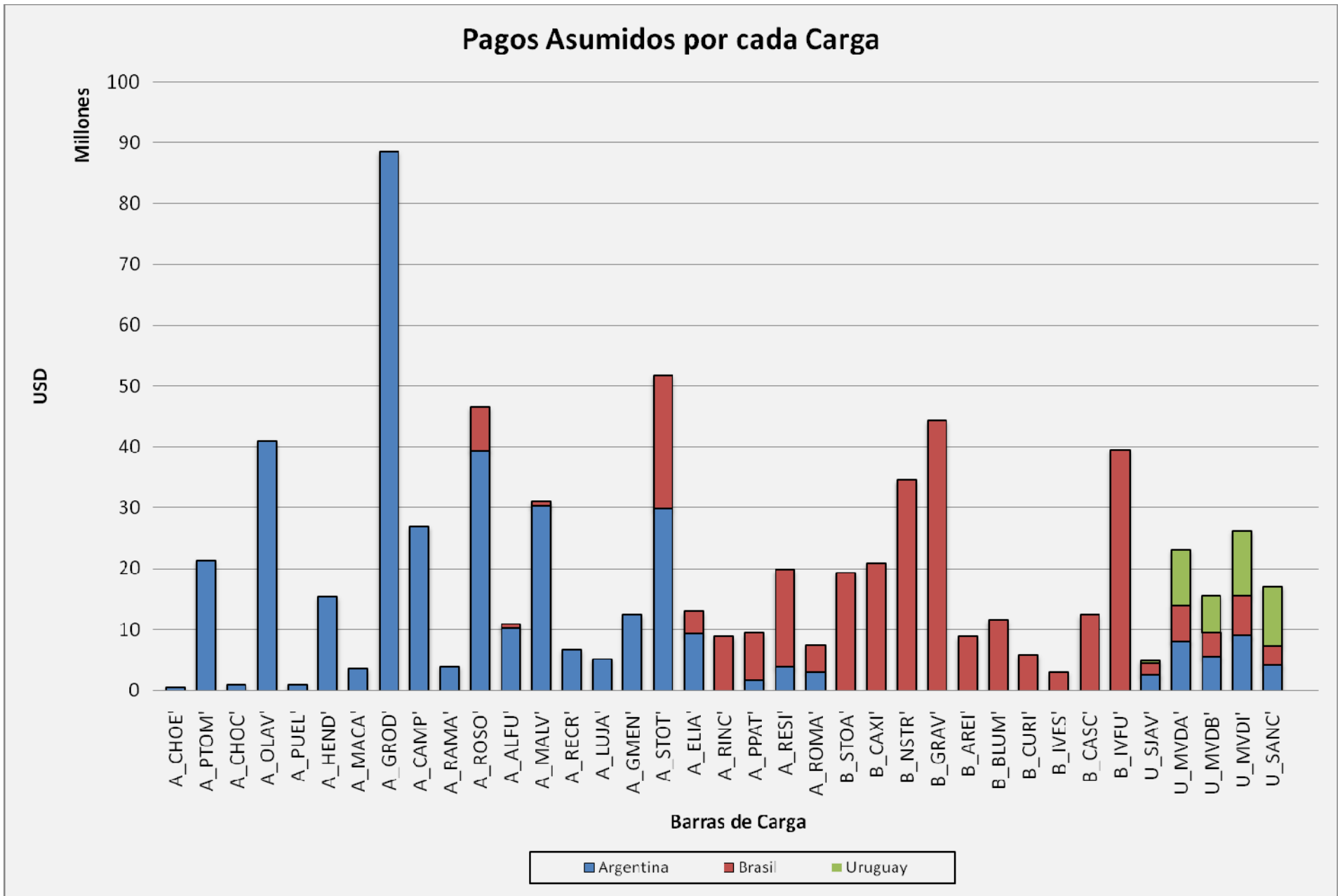


Figura 7.16: Costos asignados a las cargas

## 7.4. ANALISIS DE RESULTADOS

### 7.4.1. ANALISIS DE LAS VARIACIONES EN LOS DISTINTOS CASOS A NIVEL PAÍS

En la figura 7.17 se presenta un gráfico en el cual se muestran las variaciones de los montos a abonar por cada país debidos a peajes, en diferentes opciones de asignación de costos.

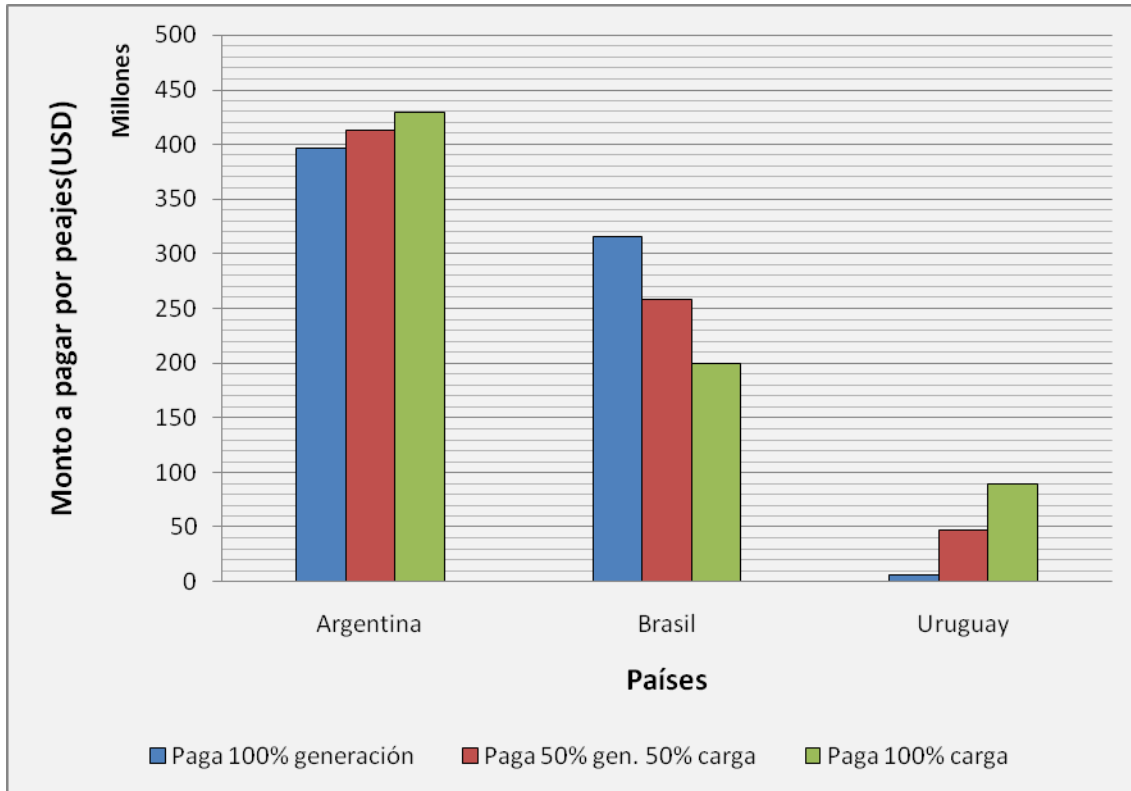


Figura 7.17: Variaciones de los montos a pagar por concepto de peajes.

La gráfica presentada en la figura 7.17 nos muestra claramente como es la situación carga-generación de cada uno de los países en el período de estudio. Se ve que el monto a abonar por Argentina y por Uruguay se comporta de la misma manera ante los distintos tipos de asignación de cargos, este hecho viene ligado a que para el escenario planteado tanto Uruguay como Argentina son “cargas” respecto de Brasil. Para el caso de Uruguay esto es bastante evidente, dado que Uruguay consume 548MW más de los que genera. En cambio Argentina genera 248MW más de los que consume e igualmente el monto a pagar por razones de peajes aumenta cuanto más pagan las cargas en proporción a los generadores. Esto es debido a que la mayor parte de la potencia que Uruguay toma desde Brasil pasa a través de Argentina, creando de esta manera un flujo entrante a Argentina desde Brasil. A causa de este flujo es que Argentina debe pagar peaje por “el uso” de las líneas de Brasil. En cuanto a Brasil, este se comporta como un “país generador” ya que genera más de lo que consume. Dicho hecho queda de manifiesto en la figura 7.17, a medida que los generadores pagan menos (proporcionalmente) el monto a abonar por Brasil disminuye. En cambio Uruguay se comporta como era de esperar de forma inversa a Brasil ya que demanda más de lo que genera.

Como conclusión se puede afirmar que en este escenario de carga y generación para el modelo de red planteado y en el caso de pagar 100% carga, Argentina se vería “perjudicada” por el intercambio energético entre Uruguay y Brasil dado que a causa del mismo aumentan sus peajes. Desde una óptica global los resultados obtenidos coinciden con lo esperado dejando de manifiesto claramente el intercambio energético entre Uruguay y Brasil, al igual que el hecho de que dicho intercambio se realiza en su mayor parte a través de Argentina.

## 7.4.2. ANÁLISIS GLOBAL

Al observar los resultados a nivel global lo primero que se nota es el hecho de que Argentina es quien más debe abonar por conceptos de peajes. En una primera impresión este hecho puede parecer extraño, pero al analizarlo un poco más en profundidad, el que Argentina pague más que Brasil es razonable a pesar que Brasil demanda mucha más potencia que Argentina (Brasil=10834MW y Argentina=5134MW). Las líneas argentinas (en 500kV) recorren una distancia total de 9733km aproximadamente, mientras que las líneas de la región sur de Brasil recorren una distancia total de 5655km aproximadamente. Con lo cual dado que para el escenario en estudio ambos países generan más de lo que demandan es lógico que pague más aquel que tiene más kilómetros de líneas en su territorio. Esto es debido a que con el método utilizado<sup>12</sup> siempre se recuperan todos los costos de las líneas independientemente del nivel de carga de cada una de las mismas. O sea se paga por el uso en sí y no por nivel de uso (da lo mismo si la línea está cargada a su nominal o al 50% de la misma). A su vez para cada una de las líneas el costo de cada kilómetro de línea se está asumiendo igual. Esto hace que el costo a pagar por transmitir o demandar una determinada potencia este ligado fuertemente a la cercanía geográfica entre generador y carga, y no tanto a la potencia transmitida.

Dada las características de Uruguay entre los países de la región<sup>13</sup>, la opción de cobro que más le favorece es aquella en la que todos los cargos por concepto de peajes son asociados a los generadores. En cambio como ya se mencionó anteriormente Brasil se ve más favorecido al asignarse la totalidad de los cargos por concepto de peajes a las cargas, esto se debe a la condición de país generador que posee Brasil en este escenario. Como se mencionó anteriormente, a Argentina a pesar de ser un país “generador” en el escenario planteado le conviene más la asignación de la totalidad de los costos a generación.

### 7.4.2.1. ANÁLISIS DETALLADO PARA EL CASO EN EL QUE ASUMEN 100% LOS COSTOS DE PEAJE LOS GENERADORES

#### 7.4.2.1.1. ANÁLISIS A NIVEL DE NODOS

Comparando los resultados obtenidos del cálculo de peajes para cada nodo, para el caso en el cual se asignan todos los costos de transmisión a los generadores, con el valor total de la energía producida se obtiene el gráfico presentado en la figura 7.19. En la misma se presenta un histograma en el cual cada barra representa un nodo generador, y se indica con cada una de ellas que porcentaje del valor de la energía producida debe ser destinado a cubrir los costos de peaje.

En la figura 7.19 puede apreciarse que para ciertas barras de Argentina el costo del peaje supera el valor de la energía producida. Esto puede explicarse dado que las barras generadoras ubicadas en la región sur de Argentina, tal como se muestra en la figura 7.18, producen poca potencia<sup>14</sup> en relación a la distancia que la tienen que transportar. Si se observa la Tabla 7.2 se puede apreciar otro factor importante, el hecho de que la región está produciendo solo un tercio de la potencia que puede generar. Este factor no es menor ya que el método utilizado<sup>15</sup> asigna el costo de la red utilizada proporcionalmente entre quienes la utilicen indiferentemente de la potencia total que por ella transmitan. Como se ha destacado anteriormente lo que importa en cuanto a la potencia para la asignación del peaje es la relación entre, lo que se transmite por la línea y la potencia que circula por la línea correspondiente al nodo en cuestión. Esto causa que si se está subutilizando la red la relación costo/beneficio crezca. Si observamos las cifras globales de la región sur de Argentina se aprecia que el valor a pagar por razón de peajes representa el 73% del valor de la energía facturada por dicha región.

---

12 Participaciones proporcionales.

13 Uruguay se comporta como una “carga” para el resto de los países de la región.

14 En el escenario de carga-generación planteado.

15 Participaciones Proporzionales.

Nombre	Nombre abreviado	Capacidad (MW)	Potencia generada (MW)	Valor de la energía prod.(USD)	Peaje a pagar(USD)
ALICURA	'A_ALIC'	1000	155,1	25.842.018	27.003.618
CH PIEDRA DEL AGUILA	'A_PIAG'	1400	448,8	74.776.902	74.023.532
PICHI PICUN LEUFU	'A_P IPL'	240	79,4	13.229.247	14.094.804
CHOCON GENERADOR 1	'A_CHG1'	400	122,0	20.327.054	12.441.480
CHOCON GENERADOR 2	'A_CHG2'	400	122,0	20.327.054	12.441.480
CHOCON GENERADOR 3	'A_CHG3'	400	122,0	20.327.054	12.441.480
AGUA DEL CAJON	'A_AGCA'	364	306,5	51.067.559	41.614.966
CHOCON OESTE	'A_CHOO'	620	11,2	1.866.090	1.444.815
LOMA DE LA LATA	'A_LOMA'	375	208,6	34.755.931	23.476.261
BAHIA BLANCA	'A_BBLA'	620	274,6	45.752.534	6.201.761
<b>TOTALES=</b>		5819	1850,2	308.271.443	225.184.198

Tabla 7.2: Potencias generadas por las barras de la región sur de Argentina.

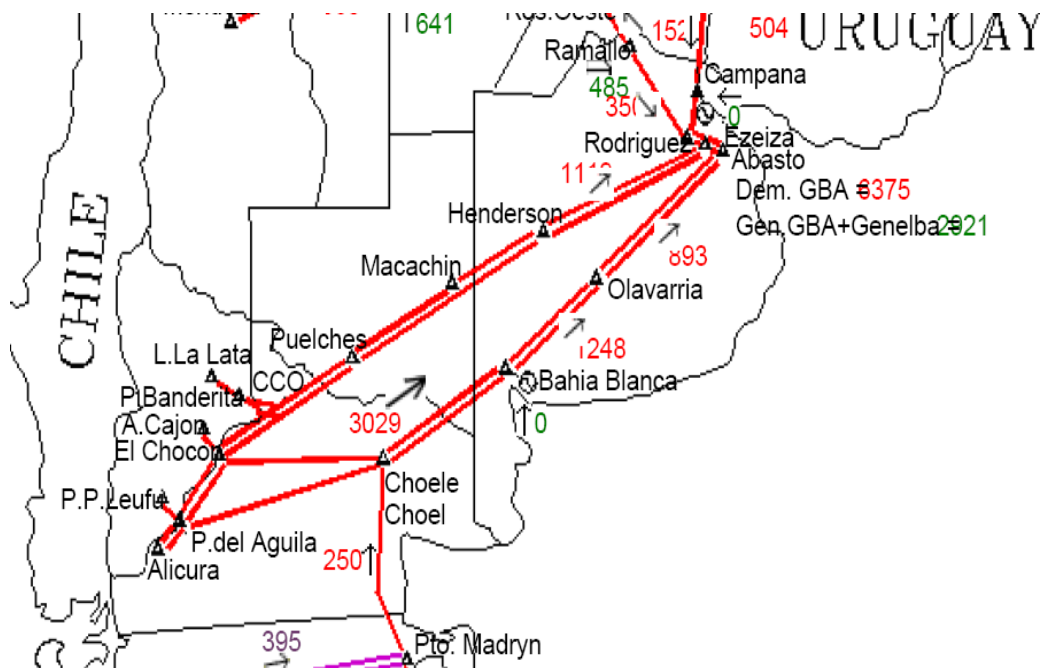


Figura 7.18: Mapa de la red Argentina, región sur.

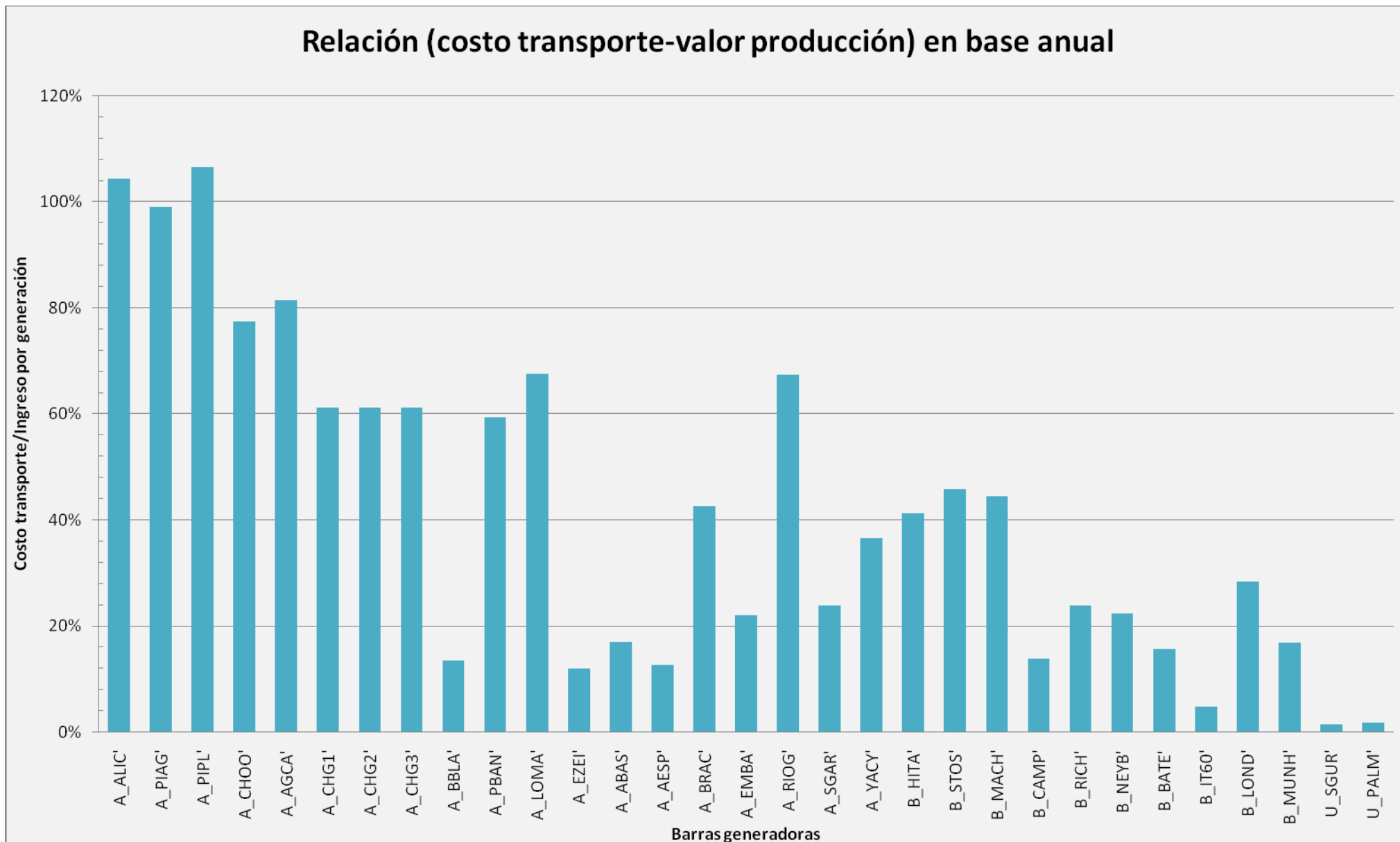


Figura 7.19: Porcentaje del costo del peaje respecto al valor de la energía generada por cada barra.

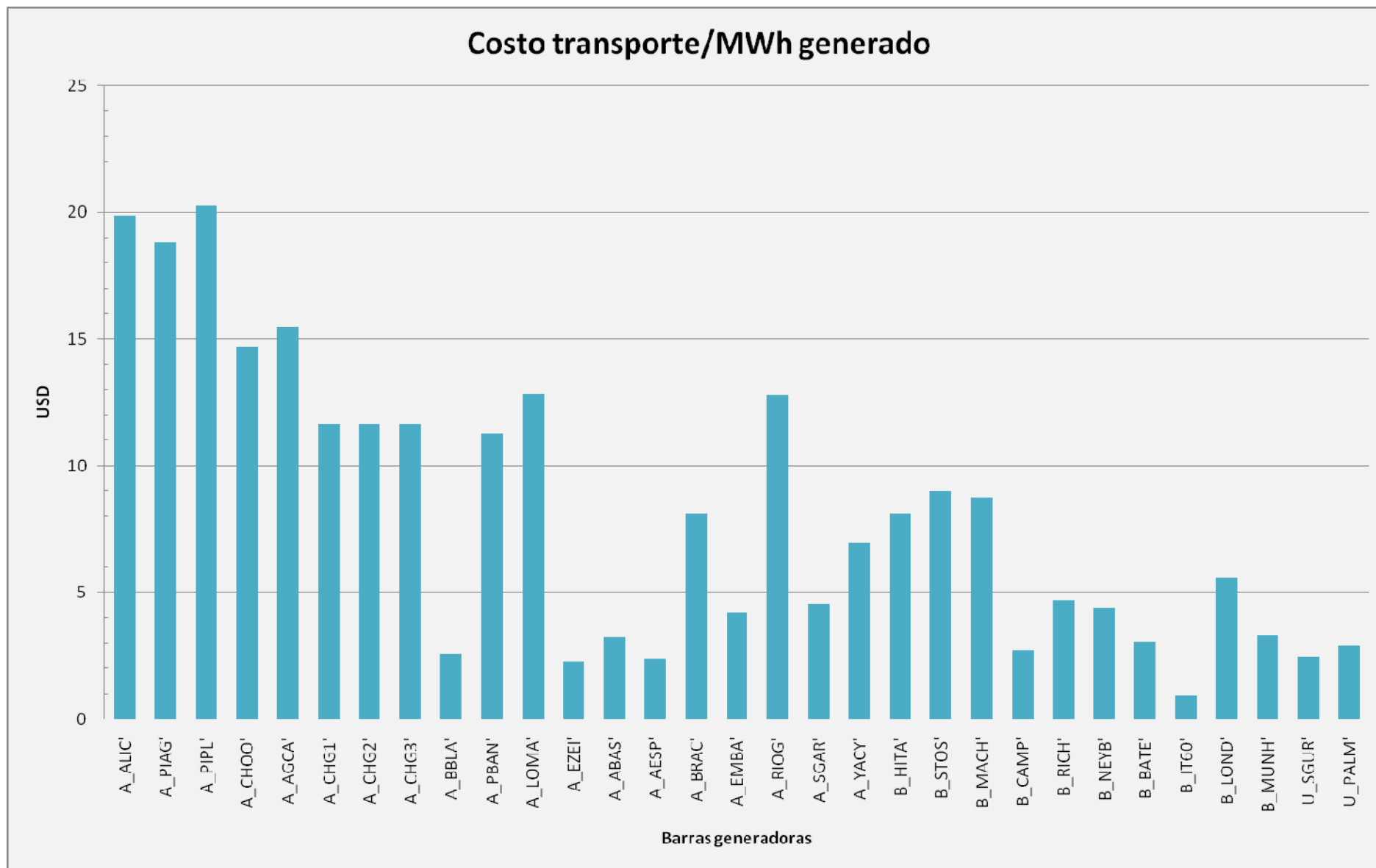


Figura 7.20: Valor del peaje por MWh generado.



### 7.4.3. ANÁLISIS POR PAÍSES

#### 7.4.3.1. ANÁLISIS DETALLADO A NIVEL DE PAÍSES

En este punto se analizarán los resultados obtenidos desde el punto de vista de los países.

	Uruguay	Argentina	Brasil
Pot. Generada(MW)	228	5,383	11,143
Energía(MWh)	1,997,280	47,151,576	97,612,680
Valor de la energía anual(USD)	331,451,689	896,641,623	1,918,089,162
Monto a pagar por peajes(USD)	5,351,105	396,779,927	316,254,497
Costo Transporte/Valor Energía(%)	2%	44%	16%

Tabla 7.3: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

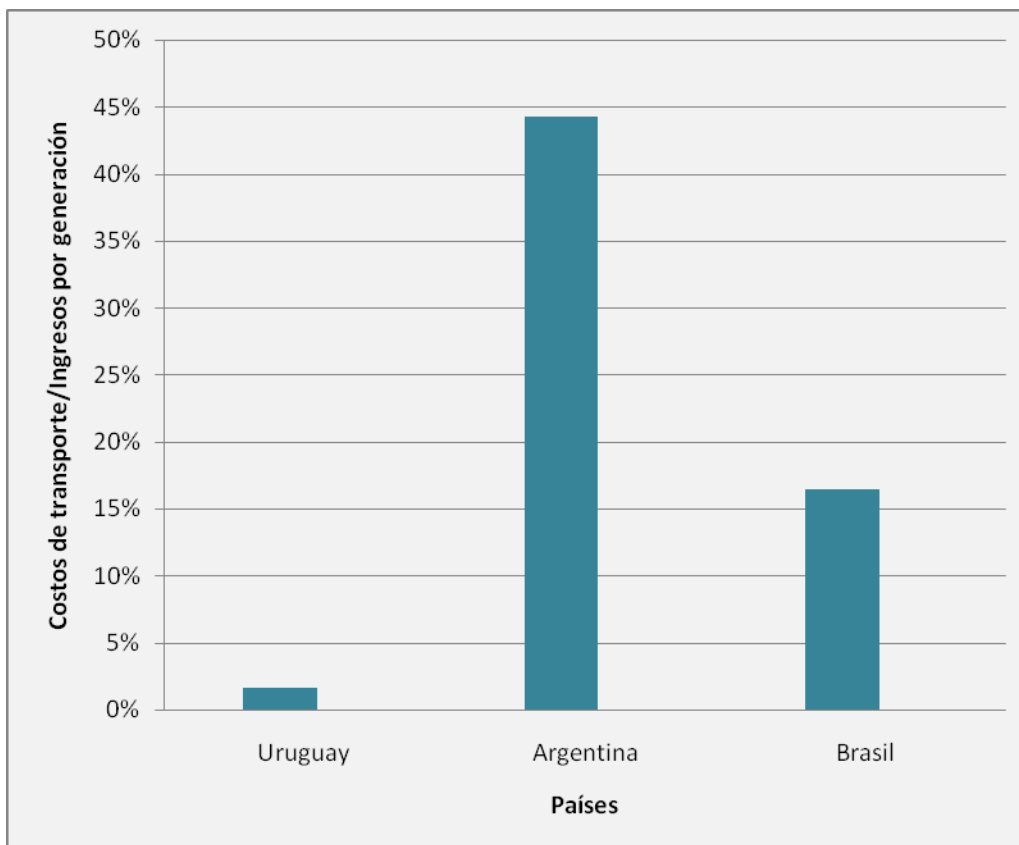


Figura 7.21: Porcentaje de la venta de energía destinado al pago de peajes

El resultado del cálculo de peajes a “nivel países” resulta más razonable que el resultado a nivel nodo. Para Uruguay y Brasil los costos asociados a los peajes se mantienen por debajo del 20% de los ingresos por generación de energía, en cambio para Argentina el monto asciende al 44%. Este hecho es razonable si tenemos en cuenta dos aspectos, por un lado en el escenario planteado la generación de Argentina se encuentra en torno al 50% de su nominal y por otro lado como ya se mencionó anteriormente Argentina es el país<sup>16</sup> con más kilómetros de líneas de los incluidos en este análisis. Por otro lado la situación de Argentina es un tanto particular, ya que los precios de la energía utilizados para el mercado spot están fuertemente controlados por el gobierno Argentino. Dichos precios no representan con veracidad la realidad de los costos de generación y mantenimiento de la red.[16] [17] El gobierno Argentino desde hace años mantiene una política la cual apunta a mantener los precios finales de los consumidores, dicha política lleva al gobierno a fijarle precios de la energía a las empresas generadoras y distribuidoras que no representan la realidad del mercado. Resulta bastante poco creíble que el verdadero costo de la producción y distribución de energía permita de por sí solo<sup>17</sup> tener un costo de aproximadamente 20 USD/MWh en el mercado spot. A su vez esta política ha desembocado con el correr de los años en un estancamiento en la expansión y mantenimiento de la red Argentina de transmisión.[18]

Estos factores son los responsables de que Argentina sea el país que más peajes deba pagar con la aplicación de esta metodología. Además Argentina es el país que más porcentaje de sus ingresos por concepto de generación de energía debe volcar al pago de peajes por transmisión de energía.

#### 7.4.3.2.CONCLUSIONES

Como principal resultado del estudio se desprende que esta metodología bajo las condiciones planteadas en este estudio<sup>18</sup> no solo no beneficia a Argentina sino que resulta inviable para dicho país. Los resultados de la aplicación de la metodología de “Participaciones Proporcionales” indican que a nivel “país” Argentina debería destinar el 44% de su producción de energía al pago de peajes. Este valor por sí mismo ya es demasiado elevado y teniendo en cuenta los resultados para cada generador hay barras que deberían pagar más por concepto de peajes que los ingresos que perciben por la comercialización de la energía producida. A esto se le suma el hecho de que no se están teniendo en cuenta las pérdidas de la red, si estas fuesen tenidas en cuenta la energía en realidad facturada sería aún menor ya que parte de la energía facturada se perdería en las líneas. Por otro lado los resultados para Uruguay y Brasil han sido satisfactorios, los valores de peajes obtenidos se mantuvieron dentro de los márgenes esperados a nivel de países. A nivel de generadores los resultados fueron positivos, siendo el valor de los peajes en la mayoría de los generadores menor al 25% de sus ingresos por concepto de la venta de energía.

Desde el punto de vista del método de asignación de costos, el mismo retornaría valores coherentes para la red argentina en el escenario planteado si el precio de la energía en dicho país fuese “un poco más real”. Y un valor “un poco más real” rondaría en los 100USD/MWh.[19]

La obtención de estos resultados y la comprensión un poco mayor de la política energética Argentina nos llevó a plantearnos un nuevo encare para la simulación de la red en estudio. El mismo se desarrolla en la siguiente sección.

---

<sup>16</sup> Considerando Brasil solo como su región sur.

<sup>17</sup> Sin mediar subsidios por parte del estado Argentino.

<sup>18</sup> Estado de carga/generación de la red, valores de USD/MWh y costo de las líneas USD/km uniforme.

## 7.5.CALCULO DE PEAJES CON COSTOS DE LÍNEAS DIFERENCIADO.

### 7.5.1. INTRODUCCIÓN

Para los estudios realizados en esta sección se diferenció el costo de las líneas de Argentina del resto de las líneas de la red. En las secciones anteriores el costo anual de las distintas líneas que componen la red en estudio se asumió igual y es el calculado en la sección 6.4, el mismo se calculó como VNR(Valor Nuevo de Reemplazo) más el costo de operación y mantenimiento(2.7% del valor de la línea) tomando como valor del las líneas 300.000 USD/km. Lo hecho en esta sección fue, para las líneas argentinas, tomar como costo anual de las mismas solo el asociado a operación y mantenimiento. O sea el costo anual para una línea Argentina se calcula como el 2.7%<sup>19</sup> del costo de la misma, esto da un costo de 8100USD/km.

Este nuevo valor impuesto para el costo anual de las líneas argentinas se asemeja más al considerado por el gobierno Argentino al momento de fijar los peajes a ser abonados por las empresas. El fundamento de la utilización de este valor y no otro es el hecho de que cuando se realizaron las distintas privatizaciones de la red eléctrica Argentina, las líneas ya estaban construidas hace más de 30 años<sup>20</sup> en su gran mayoría con lo cual solo se tomó en cuenta el costo de operación y mantenimiento para la fijación de peajes. Como se mencionó anteriormente el afán del gobierno Argentino por mantener los precios de la energía eléctrica a nivel de los usuarios causa un “desbalance” en la industria eléctrica de dicho país llevando en muchos casos al límite de su rentabilidad a las empresas del sector. Por un lado el costo de los peajes es más bajo de lo que en verdad deberían ser, este hecho está ligado fuertemente al precio impuesto por el estado para la energía eléctrica (también mucho menor al que en realidad es) por otro lado esta manipulación en los costos de la energía impide a las empresas del sector eléctrico su correcto funcionamiento y expansión. Para tener una idea de que estamos hablando el precio del MWh fijado actualmente por el gobierno para el mercado mayorista ronda los 32USD, por otro lado el costo de generación para centrales térmicas nuevas se encontraría entre 100USD y 210USD. [20] Tomando en cuenta que gran parte de la demanda argentina es suplida mediante centrales térmicas (aproximadamente el 53%), las cuales no son precisamente de última generación queda en evidencia la manipulación a fuerza de subsidios impuestas por el gobierno de dicho país.

En definitiva con este nuevo valor pretendemos acercarnos un poco más a la realidad del sector eléctrico argentino, a su vez este valor es mucho más coherente con el precio de la energía argentina en el mercado spot.

---

<sup>19</sup> Este porcentaje representa el costo anual de la línea asociado a operación y mantenimiento de las mismas.

<sup>20</sup> 30 años es el tiempo estimado de recuperación de la inversión para el cálculo del VNR.

7.5.2.RESULTADOS DEL NUEVO MODELO PLANTEADO SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.<sup>21</sup>

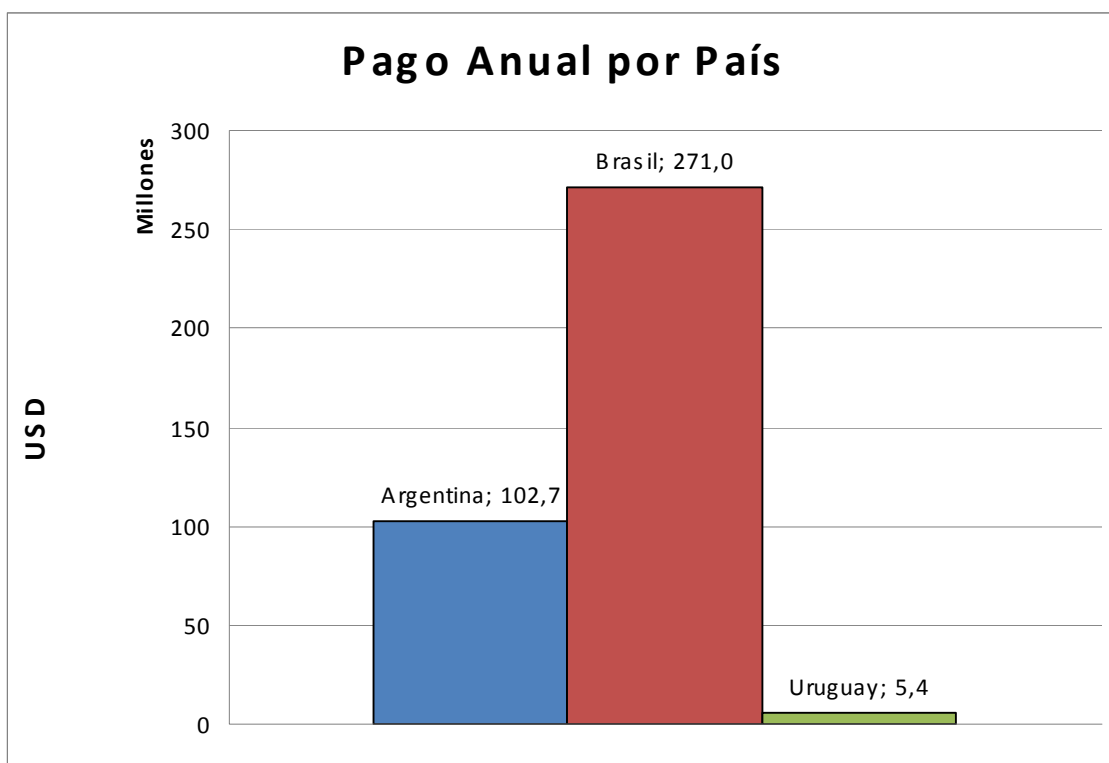


Figura 7.22: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

<sup>21</sup> Los resultados obtenidos para la modalidad de pago compartida y la modalidad de pago exclusiva a las cargas pueden encontrarse en el Anexo E.

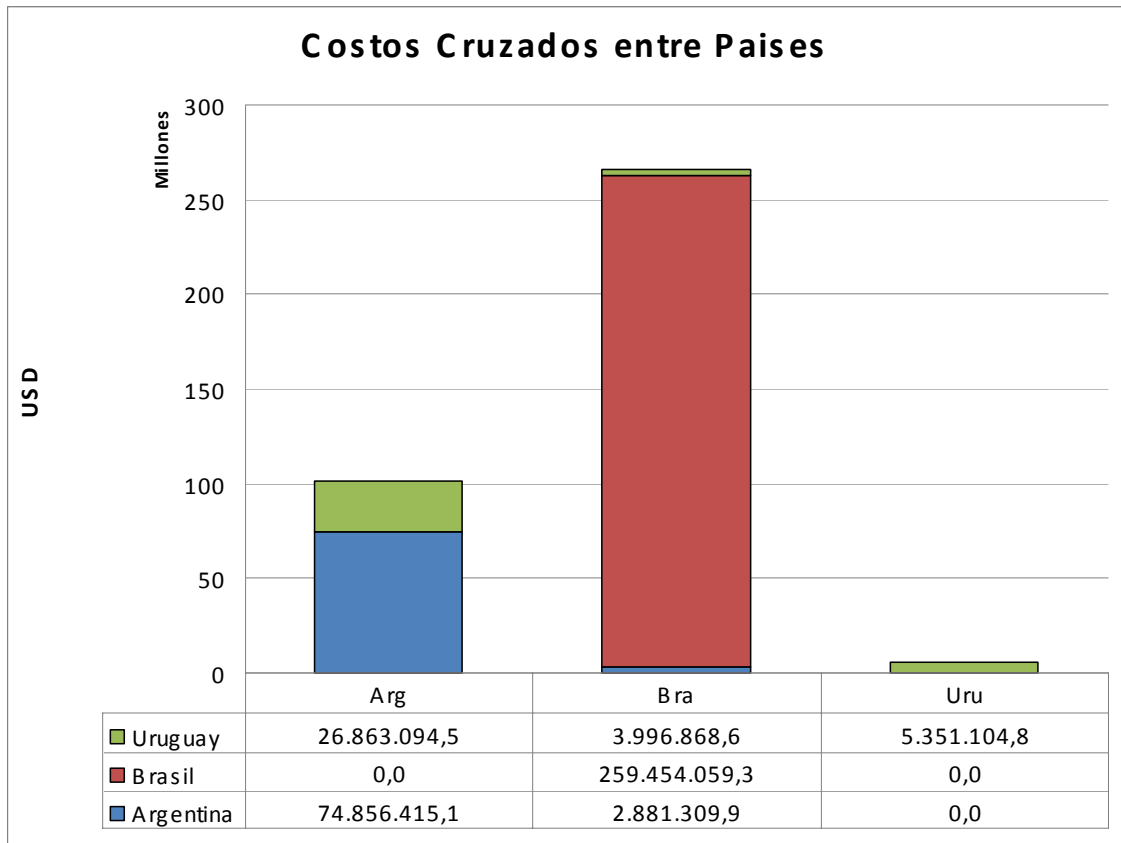


Figura 7.23: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

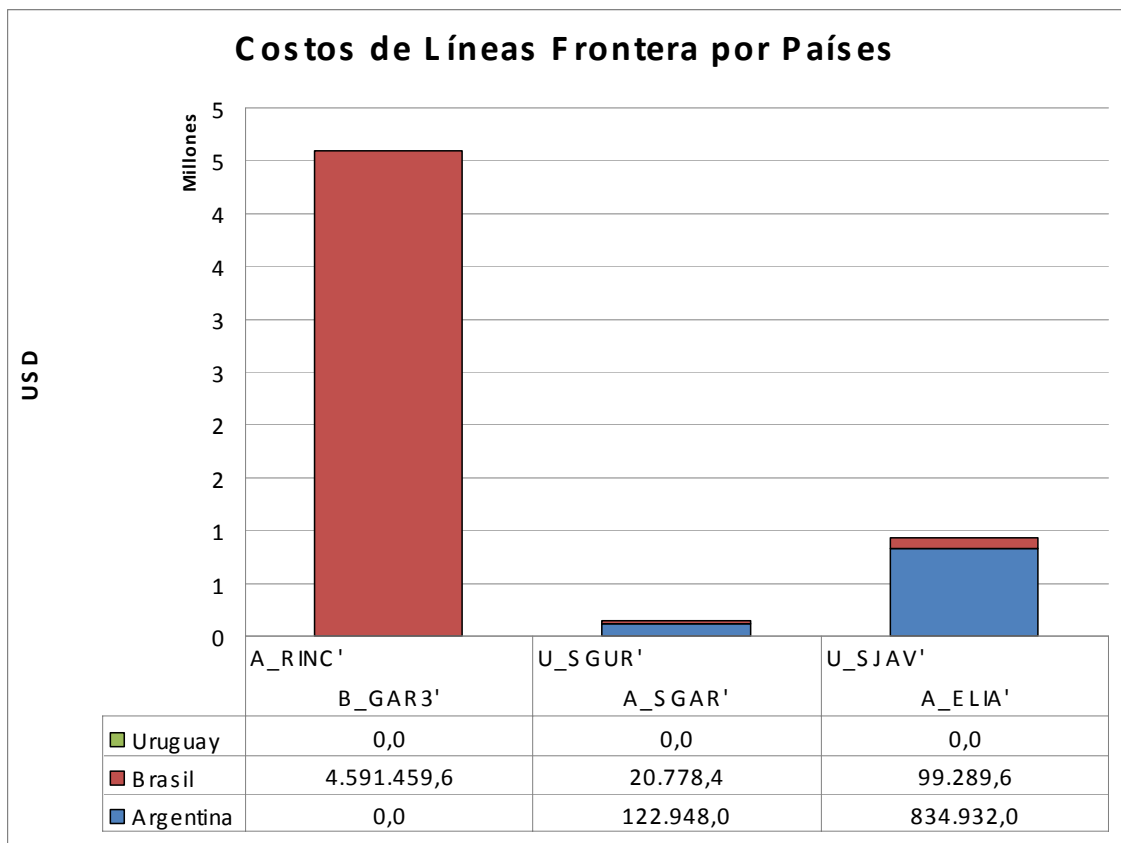


Figura 7.24: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

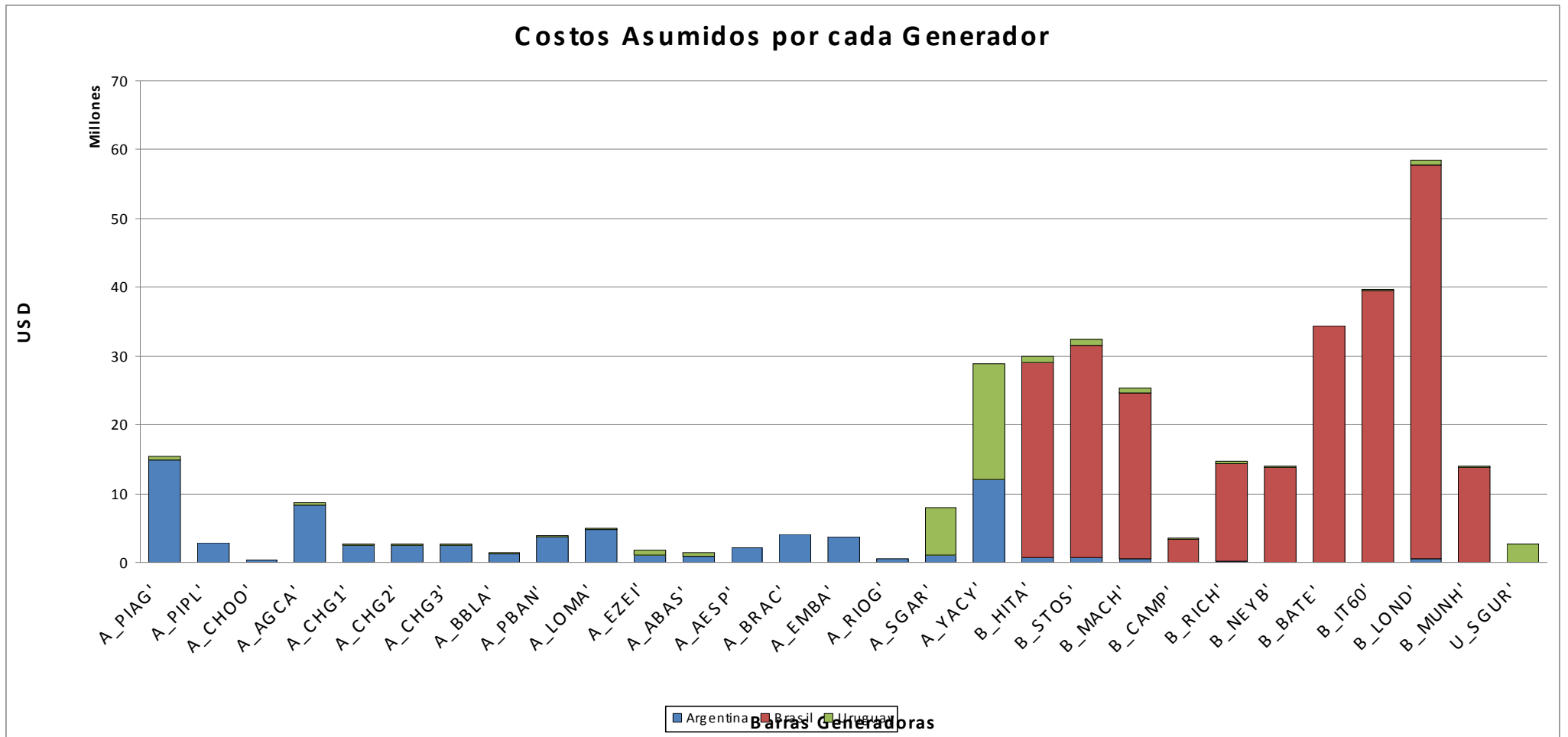


Figura 7.25: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

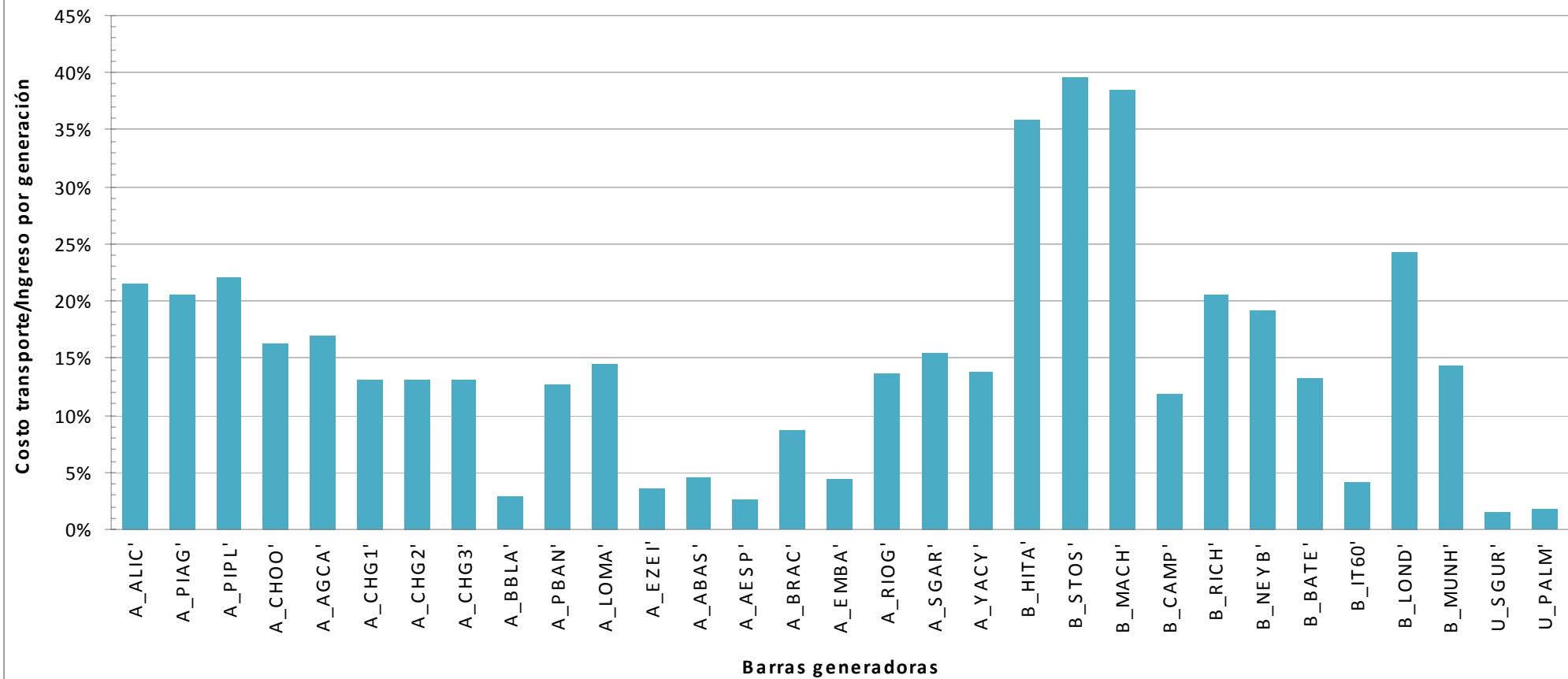


Figura 7.26: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.

## Costo transporte/MWh generado

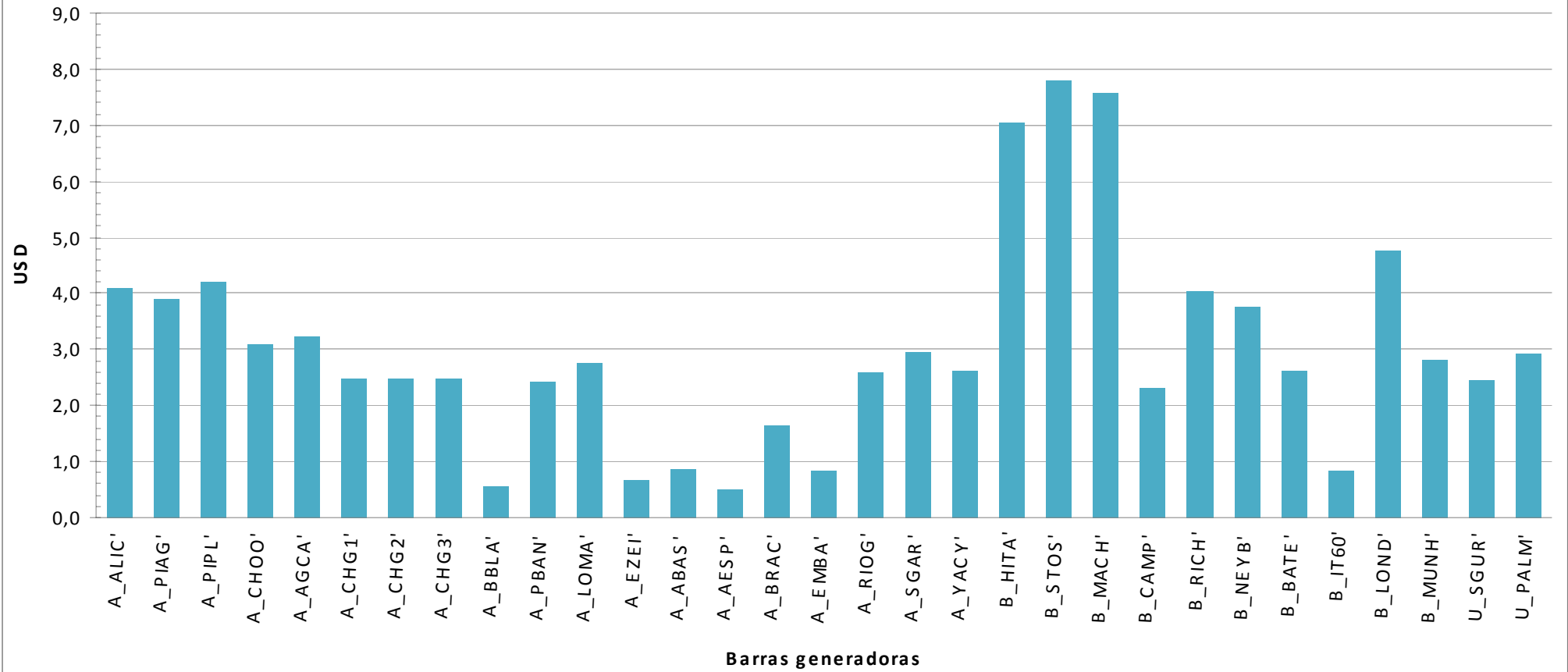


Figura 7.27: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.



	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	5.351.105	102.677.390	271.043.765
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	2%	11%	14%

Tabla 7.4: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

### 7.5.3.CONCLUSIONES

Para este nuevo escenario de costos planteado los resultados fueron mucho más satisfactorios, tanto a nivel “país” como a nivel “generador”. En todos los casos los montos a abonar por los generadores se mantuvieron por debajo del 40% del valor de la energía facturada y cerca del 90% de los generadores se mantuvo por debajo del 25% del valor de la energía facturada. Observando los resultados a nivel país los costos de los peajes son razonables para los tres países en análisis.

## 7.6.CALCULO DE PEAJES CON LA NUEVA INTERCONEXIÓN CON BRASIL.

### 7.6.1.INTRODUCCIÓN.

En esta sección se plantean los resultados del cálculo de peajes con la inclusión en el modelo de la región de la futura interconexión entre Uruguay y Brasil. Dicha interconexión se efectuará mediante una convertora instalada en la ciudad de Melo, Uruguay. Dicha convertora será íntegramente propiedad del mencionado país. Para realizar el estudio de los costos de peajes se tomó como costo inicial de esta convertora 170 millones de dólares [21] y se calculó la anualidad correspondiente de manera de poder asignar los costos anuales a los diferentes países. A su vez, en el presente estudio se estudiaron dos hipótesis para el funcionamiento del sistema. Uno en el que se mantiene en funcionamiento la convertora de Garabí, por la que en el periodo de estudio se transmiten 300MW desde Brasil a Argentina, y otro en el que se supone que la convertora de Garabí sale de servicio, es decir no se transmite potencia desde Brasil a Argentina por allí.

### 7.6.2. RESULTADOS DEL MODELO AGREGANDO CONVERTORA MELO, MANTENIENDO GARABÍ Y SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.<sup>22</sup>

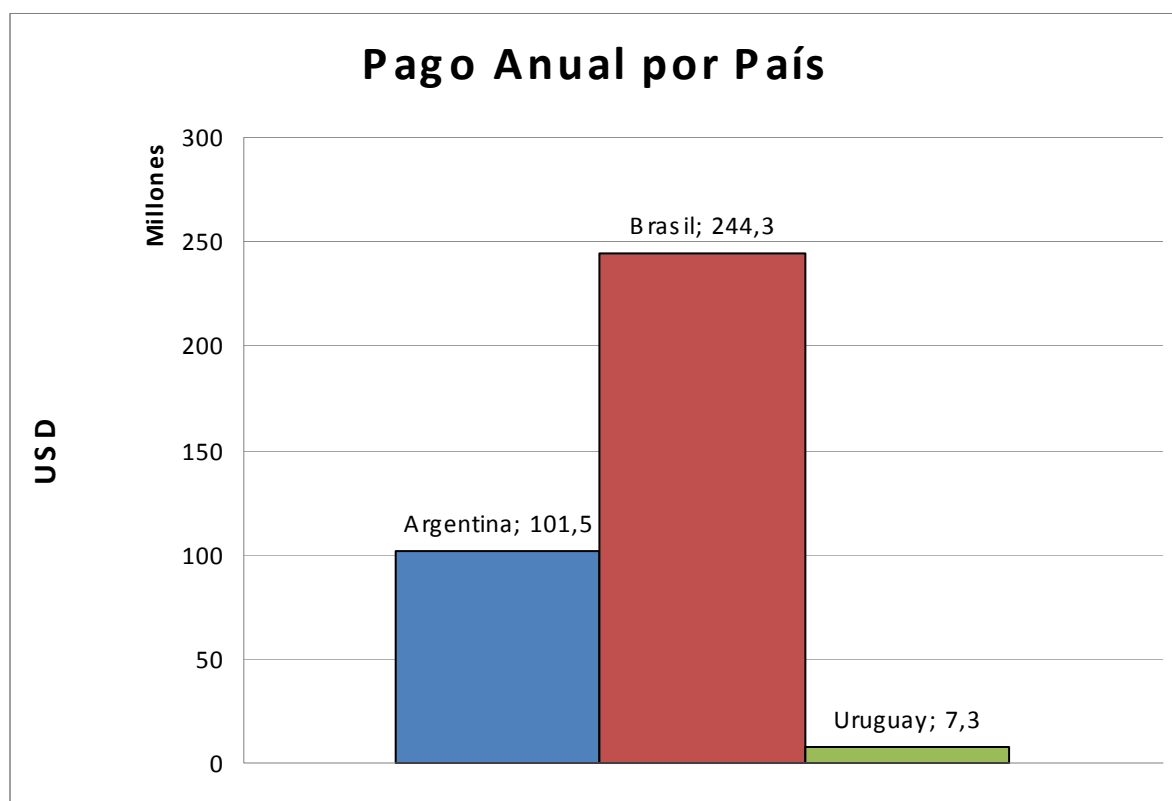


Figura 7.28: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

<sup>22</sup> Los resultados obtenidos para la modalidad de pago compartida y la modalidad de pago exclusiva a las cargas pueden encontrarse en el Anexo E.

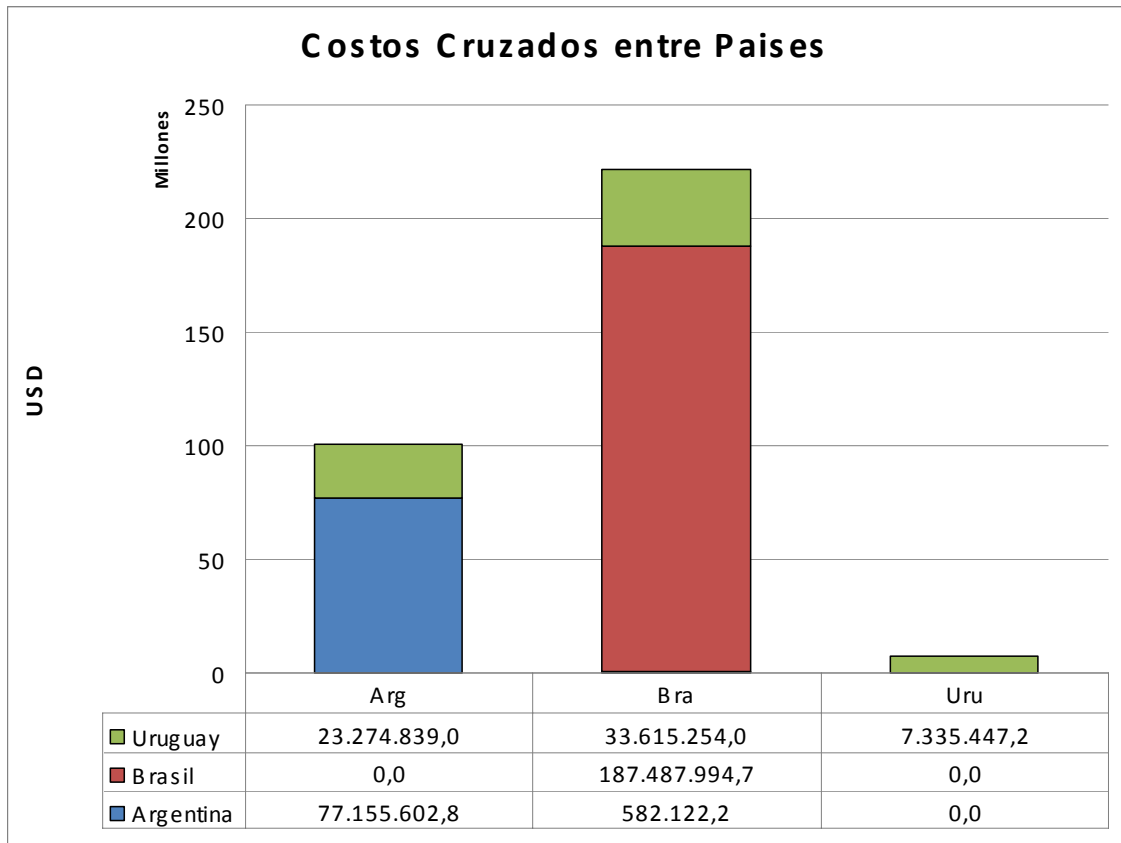


Figura 7.29: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

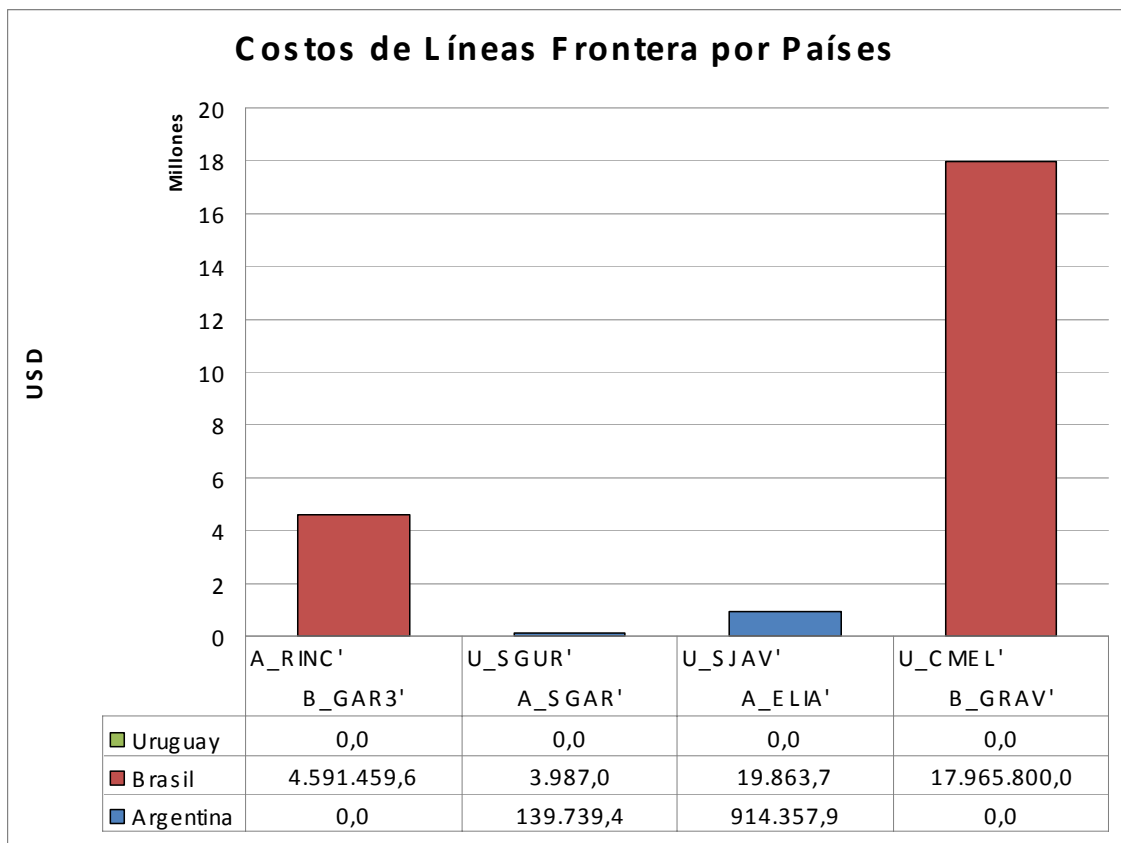


Figura 7.30 Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

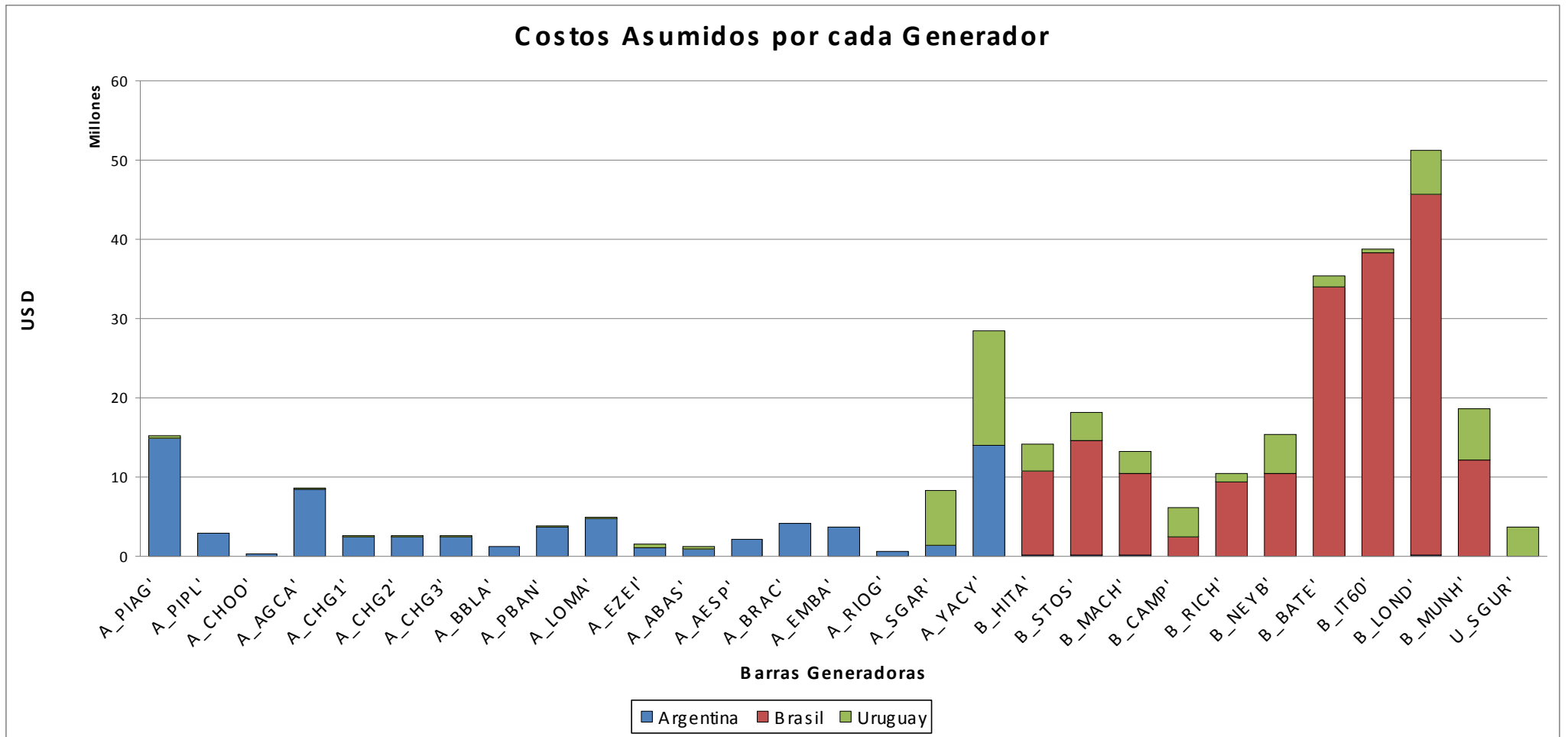


Figura 7.31: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

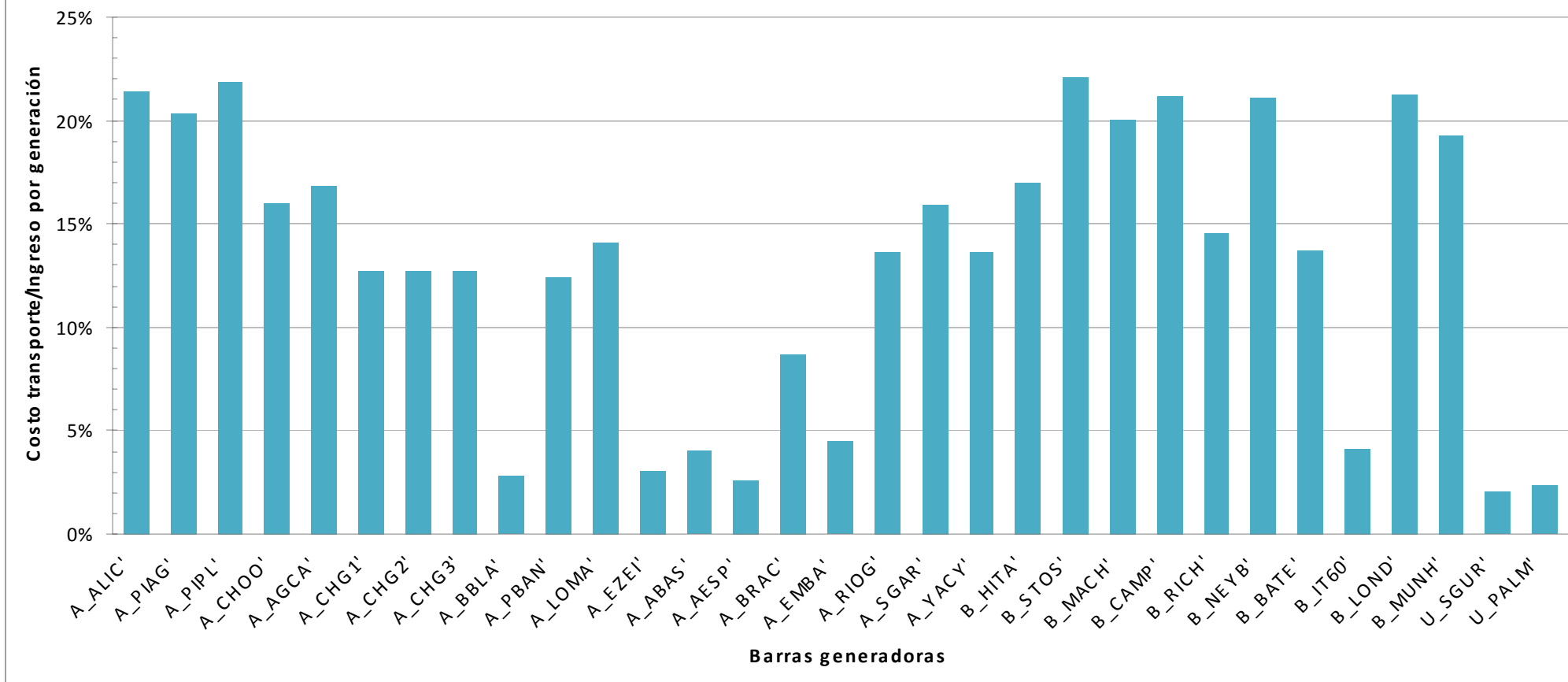


Figura 7.32: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.

	Uruguay	Argentina	Brasil
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	7.335.447	101.484.539	244.266.481
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	2%	11%	13%

Tabla 7.5: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

7.6.3.RESULTADOS DEL MODELO AGREGANDO CONVERTORA MELO, ELIMINANDO GARABÍ Y SUPONIENDO LA ASIGNACIÓN DE LOS PEAJES ENTERAMENTE A LOS GENERADORES.<sup>23</sup>

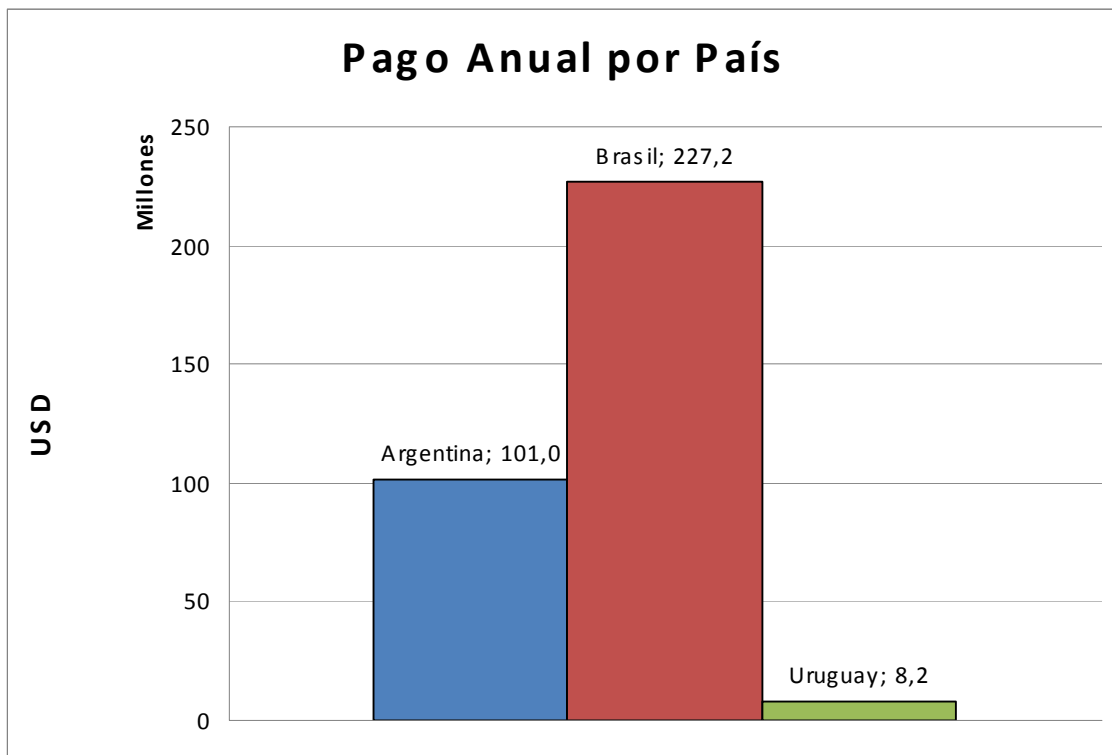


Figura 7.33: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

<sup>23</sup> Los resultados obtenidos para la modalidad de pago compartida y la modalidad de pago exclusiva a las cargas pueden encontrarse en el Anexo E.

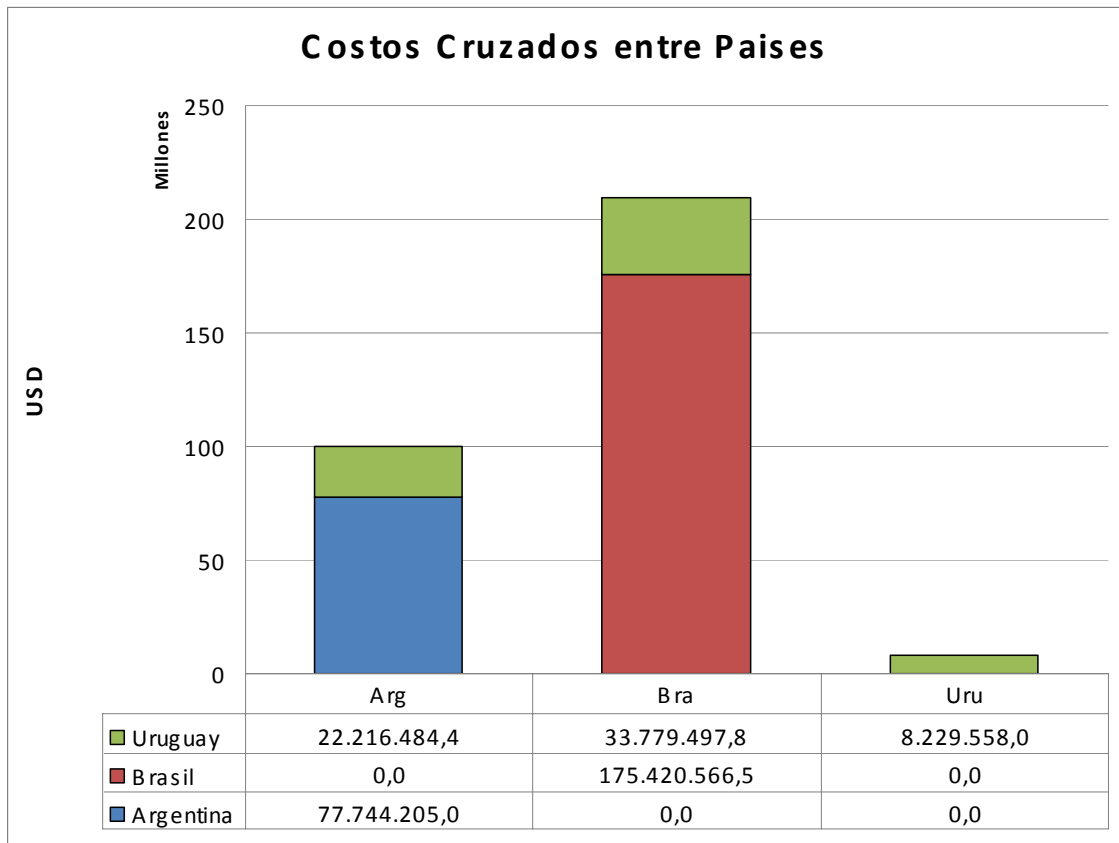


Figura 7.34: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

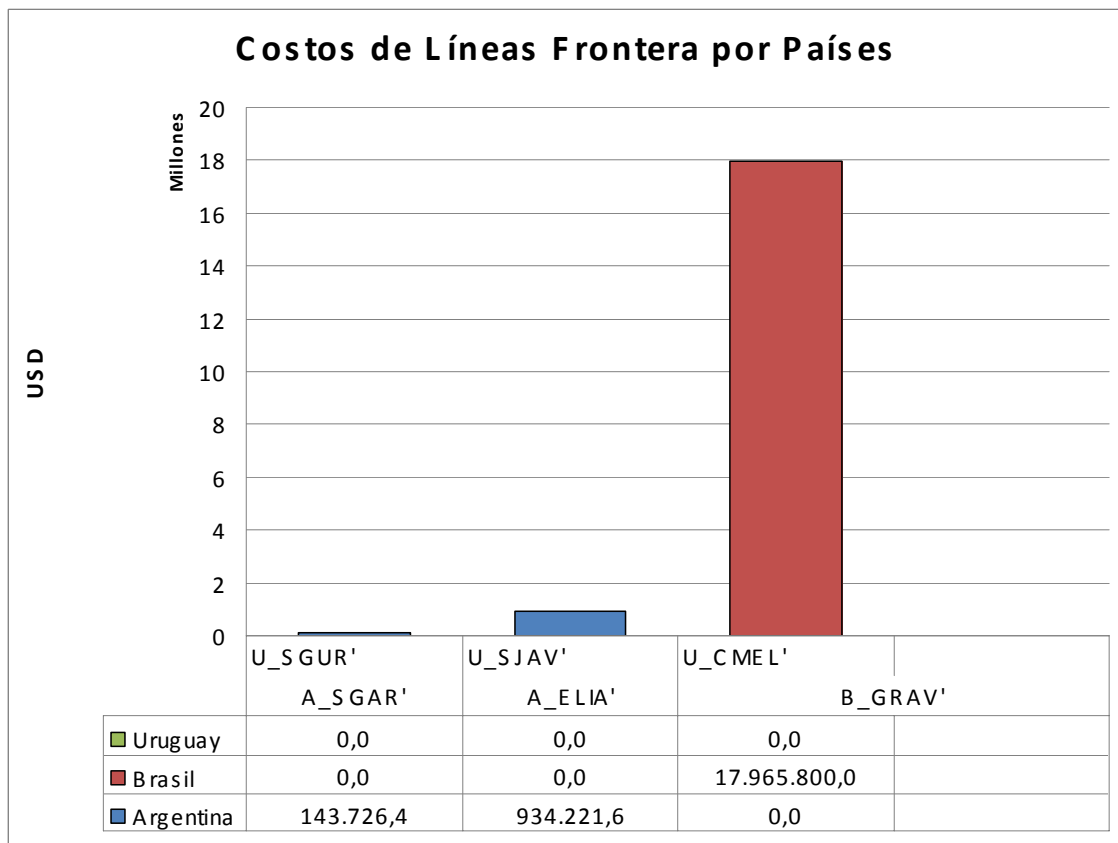


Figura 7.35 Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

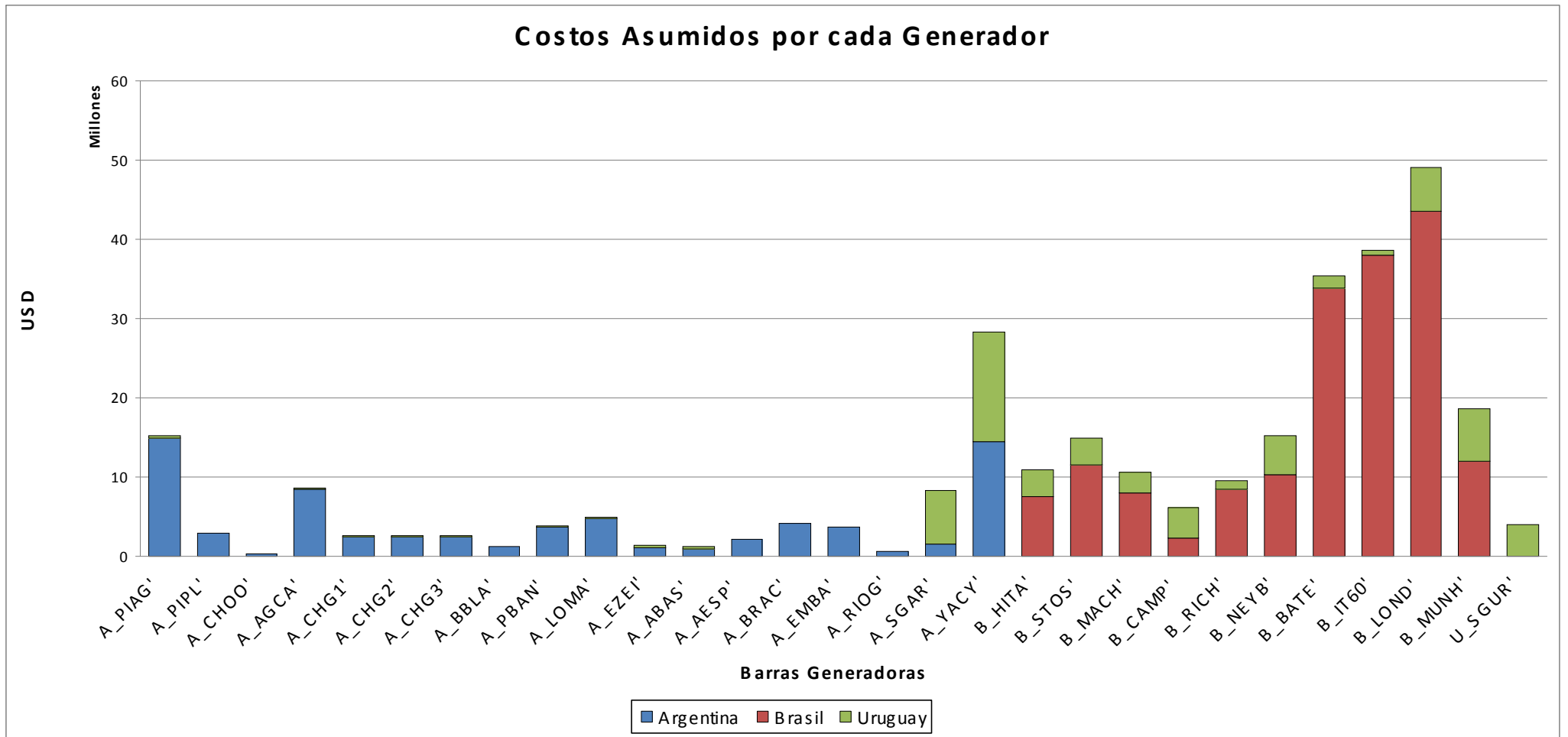


Figura 7.36: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.



## Relación costo transporte-valor producción en base anual

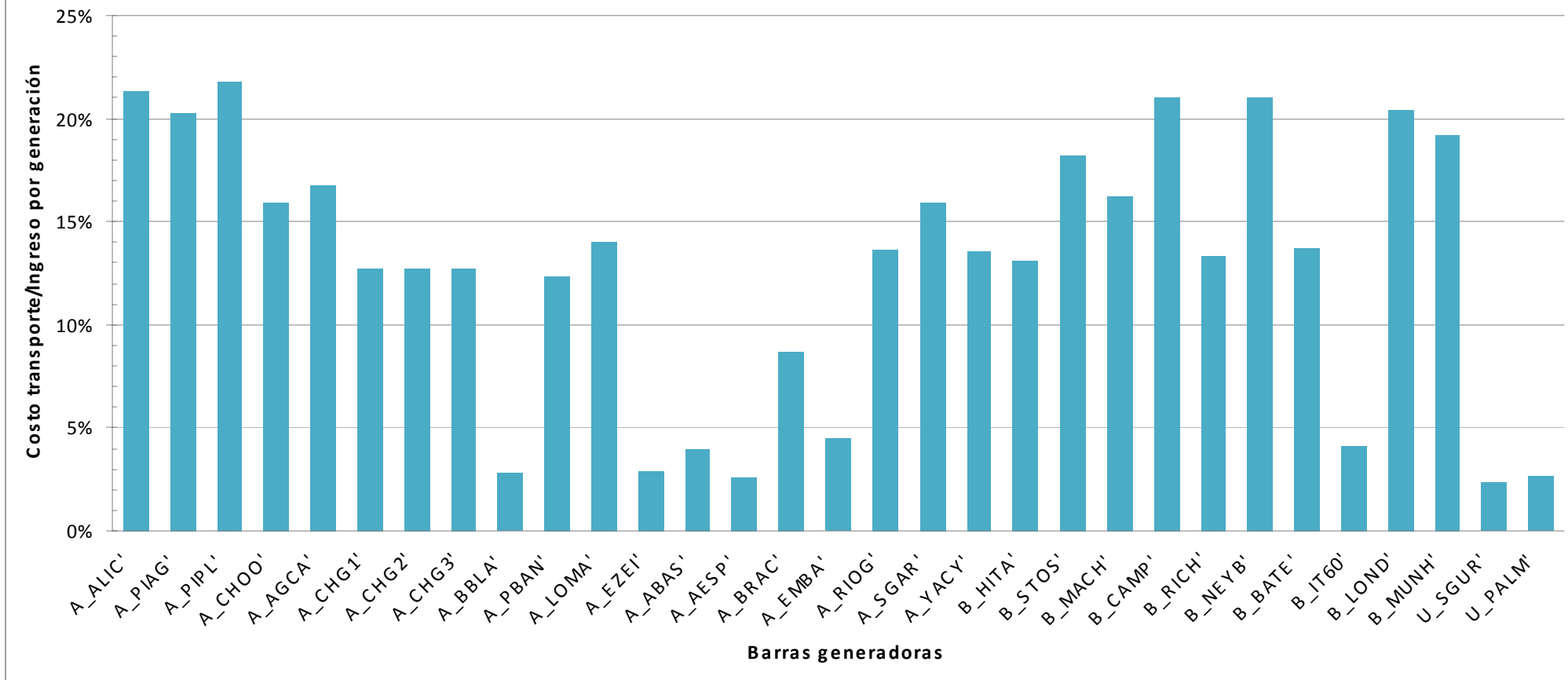


Figura 7.37: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.

	Uruguay	Argentina	Brasil
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	8.229.558	101.038.637	227.165.864
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	2%	11%	12%

Tabla 7.6: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

#### 7.6.4.CONCLUSIONES

Analizando los resultados obtenidos en las distintas simulaciones donde se agrega la nueva convertora en Melo, se observa que tanto para el caso en que la convertora de Garabí se mantiene en funcionamiento como para el caso en que la misma es eliminada, los montos a abonar por cada uno de las barras generadoras nunca supera el 25%. La mayor diferencia con respecto a los casos anteriores se observa en las barras de Itá, Salto Santiago y Machadinhos, todas pertenecientes a Brasil. En esas barras en el caso que no se esta instalada la convertora en Melo pagan por concepto de peajes cerca del 40% de su facturación, mientras que en el presente escenario esa relación supera el 25%.

Un resultado que merece mencionarse es la escasa diferencia que se obtiene en los valores de las asignaciones de costos para los casos en que la Convertora de Garabí se mantiene, contra el caso en que es eliminada. Dicha semejanza es atribuible a que la corrida de flujo de carga DC cuando se deja en funcionamiento Garabí dan como resultado que por esa convertora, de los 300MW que se transportaban originalmente cuando no se tomaba en cuenta Melo, solamente 52,64MW continuaron circulando, y la conexión en la nueva convertora transporta hacia Uruguay 247,36MW desde Brasil. Para las demás líneas no es considerable la variación en el flujo de carga y por tanto variación en la asignación de los costos a cada generador tampoco es significativa.

## ANEXOS

### A.FLUJO DE CARGAS

#### A.1.INTRODUCCIÓN

El tema flujo de cargas y su estudio está ligado muy fuertemente al avance y evolución de los sistemas eléctricos. Hasta los años 40 los sistemas eléctricos eran relativamente sencillos (básicamente radiales) por lo cual su estudio resultaba relativamente fácil, esto no duró mucho tiempo ya que pronto se apreció las ventajas de la interconexión de los sistemas eléctricos por múltiples factores. Este hecho trajo como consecuencia un aumento en la dificultad de la planificación y diseño de las redes eléctricas debido a las enormes cantidades de cálculos necesarios para modelar dichos sistemas. Las dificultades en el cálculo no yacían solamente en el número de cálculos que debían hacerse sino que como es sabido las ecuaciones necesarias para modelar los flujos de energía en los sistemas eléctricos son no-lineales, generando esto una dificultad aún mayor. La resolución de este problema vino dada por “las computadoras”, las cuales con su poder de cálculo permitieron y permiten realizar dichos cálculos en tiempos aceptables.

El objetivo entonces del flujo de cargas es obtener los voltajes en las barras de cargas dadas las cargas y obtener que potencias son necesarias generar en las barras de generación para una determinada configuración del sistema eléctrico.

#### A.2.RELACIÓN ENTRE LOS PARÁMETROS P-Q-V- $\delta$

Para comprender mejor la necesidad del estudio de flujo de cargas en un sistema eléctrico presentamos un pequeño análisis de la dependencia entre los parámetros de potencia activa (P), potencia reactiva (Q), tensión en barras (V) y diferencia entre tensiones ( $\delta$ ).

Consideremos el modelo presentado en la figura 1, el cual ilustra una línea de transmisión en la cual se modeló como una reactancia, el hecho de despreciar tanto la resistencia de la línea como su capacidad no afecta al razonamiento que se planteará a continuación.[23]



Figura B.1: Modelo simplificado de una línea de transmisión.

Primero plantearemos la ecuación de potencia transmitida.

$$S_{12} = V_{12} I^* = V_1 \left( \frac{V_1^* - V_2^*}{-jX} \right) = - \frac{|V_1|^2 - V_1 V_2^*}{jX} = j \left[ \frac{|V_1|^2 - |V_1| |V_2| e^{j(\theta_1 - \theta_2)}}{X} \right] =$$

$$j \left[ \frac{|V_1|^2}{X} - \frac{|V_1| |V_2| (\cos(\theta_1 - \theta_2) + j \text{sen}(\theta_1 - \theta_2))}{X} \right] = \frac{|V_1| |V_2|}{X} \text{sen}(\theta_1 - \theta_2) + j \left[ \frac{|V_1|^2 - |V_1| |V_2| \cos(\theta_1 - \theta_2)}{X} \right]$$

Haciendo el cambio de variable  $\delta = \theta_1 - \theta_2$  tenemos que:

$$S_{12} = \frac{|V_1||V_2|}{X} \text{sen}(\delta) + j \left[ \frac{|V_1|^2 - |V_1||V_2| \cos(\delta)}{X} \right] \Rightarrow \begin{cases} P = \frac{|V_1||V_2|}{X} \text{sen}(\delta) \\ Q = \frac{|V_1|^2 - |V_1||V_2| \cos(\delta)}{X} \approx \frac{|V_1|}{X} (|V_1| - |V_2|) \end{cases}$$

De las dos expresiones anteriores se puede concluir que hay una fuerte dependencia entre Q y V, al aumentar la potencia reactiva transmitida por la red y suponiendo que  $|V_1|$  está fijo lo que sucede es que  $|V_2|$  disminuye. Vale aclarar que la aproximación hecha para la potencia reactiva se debe a que el desfase entre las dos tensiones se supone muy pequeño por lo cual el coseno es aproximadamente 1.

Estas observaciones en cuanto a la relación entre la potencia reactiva transmitida y la tensión en las barras nos ayudan a comprender cuáles son las variables predominantes en los flujos de cargas.

Algunos de los aspectos más importantes al resolver flujos de cargas son los siguientes:

- Para todo diseño de una red es imprescindible el modelado y reiteradas corridas de flujo de carga.
- Debe mantenerse en todo momento el balance de energía, o sea la energía que se genera debe ser igual a la que se demanda.
- La potencia transmitida está limitada (cargabilidad).
- Los niveles de voltaje en las barras deben permanecer dentro de ciertos márgenes.

En cuanto a la resolución del flujo de carga se presenta a continuación un punteo con los principales puntos en su resolución:

- Formulación del modelo matemático para la red el cual la represente lo más fidedignamente posible.
- Restricción de potencia y voltaje que pueden soportar cada una de las barras
- Resolución de las ecuaciones que modelan los flujos de potencia teniendo en cuenta las restricciones de potencia mencionadas en el punto anterior.
- Obtención de los voltajes en las barras.
- Cálculo de los flujos de potencia en todos los elementos de la red y con ellos las pérdidas en la misma.

### A.3.EL PROBLEMA EN SI.

Para plantear el problema básico de la resolución de flujos de carga partimos del sistema mostrado en la figura B.2, el cual representa de forma muy simplificada lo que ocurre en una red eléctrica.

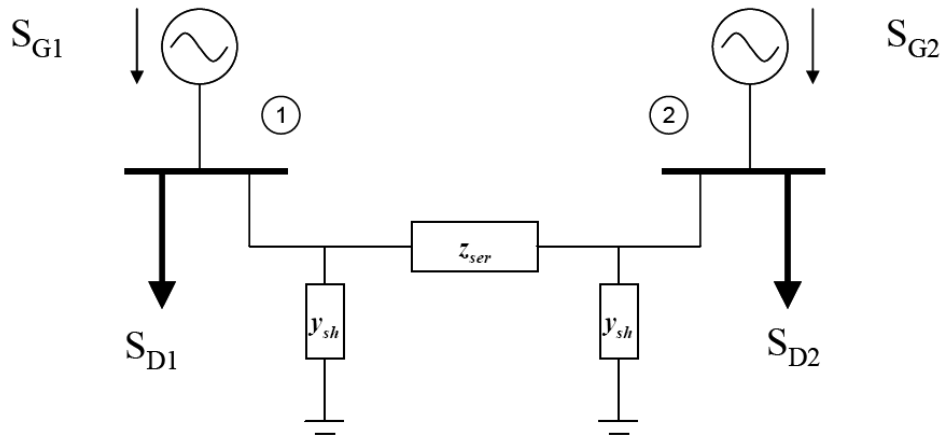


Figura B.2 : Modelo muy simplificado de una red eléctrica.

El sistema representado en la figura B.2 modela dos generadores (G1 y G2) los cuales inyectan una potencia a la red  $S_{G1}$  y  $S_{G2}$  respectivamente tal cual se indica en la mencionada figura. La línea de transmisión que une ambos generadores esta representada mediante un modelo pi equivalente.

Podemos definir la potencia inyectada en la línea por cada generador como la potencia generada por los mismos menos la potencia de carga de cada barra, a continuación se presenta las ecuaciones que modelan lo antes mencionado:

$$\begin{cases} S_1 = S_{G1} - S_{D1} = (P_{G1} - P_{D1}) + j(Q_{G1} - Q_{D1}) \\ S_2 = S_{G2} - S_{D2} = (P_{G2} - P_{D2}) + j(Q_{G2} - Q_{D2}) \end{cases}$$

Cabe destacar que la potencia activa generada es regulada mediante el par mecánico entregado por el motor primario y la potencia reactiva generada es regulada mediante la corriente de campo del generador.

Por lo tanto si llamamos  $I_1$  a la corriente neta inyectada por en el generador 1 en la barra 1 e  $I_2$  a la corriente neta inyectada en la barra 2 por el generador 2, podemos escribir las siguientes expresiones:

$$\begin{cases} I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 \cdot y_{sh} + (V_1 - V_2) y_{ser} \\ I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 \cdot y_{sh} + (V_2 - V_1) y_{ser} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} I_1 = V_1 \cdot Y_{11} + V_2 \cdot Y_{12} \\ I_2 = V_2 \cdot Y_{21} + V_1 \cdot Y_{22} \end{cases}$$

En donde:

$$\begin{aligned} Y_{11} &= y_{sh} + y_{ser} \\ Y_{12} &= -y_{ser} \\ Y_{21} &= -y_{ser} \\ Y_{22} &= y_{sh} + y_{ser} \end{aligned}$$

A partir de estas definiciones podemos escribir el sistema mediante un sistema de ecuaciones lineales de la forma:

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \Leftrightarrow I_{bus} = Y_{bus} \cdot V_{bus}$$

A la matriz  $Y_{bus}$  se la denomina matriz de admitancia nodal.

Ahora escribiremos nuevamente las ecuaciones de potencia utilizando las expresiones halladas para las corrientes:

$$\begin{aligned} P_1 + jQ_1 &= Y_{11} V_1 V_1^* + Y_{12} V_2 V_1^* \Rightarrow P_1 + jQ_1 = V_1 \cdot \sum_{k=1}^2 Y_{1k} V_k \\ P_2 + jQ_2 &= Y_{21} V_1 V_2^* + Y_{22} V_2 V_2^* \Rightarrow P_2 + jQ_2 = V_2 \cdot \sum_{k=1}^2 Y_{2k} V_k \end{aligned}$$

Escribiendo las ecuaciones anteriores en forma genérica y expresando las magnitudes en forma polar obtenemos que:

$$\begin{aligned} P_{i1} &= \sum_{k=1}^n |V_i| |Y_{1k}| |V_k| \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \\ Q_1 &= V_1 \cdot \sum_{k=1}^n |V_i| |Y_{1k}| |V_k| \text{sen}(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \end{aligned}$$

Donde  $\delta_k$  es la fase de la tensión k y  $\gamma_{ik}$  es la diferencia de fases entre la tensión “i” y la tensión “k”.

Se puede apreciar que estas ecuaciones resultan claramente no lineales y su resolución se torna analíticamente imposible de resolver cuando el número de ecuaciones del sistema comienza a crecer, por lo tanto es claro que para su resolución es necesario el empleo de métodos numéricos. Con las

expresiones de potencia halladas anteriormente podemos escribir las ecuaciones de balance de potencia quedando las mismas de la siguiente manera:

$$\left. \begin{aligned} P_{G1} + P_{G2} &= P_{D1} + P_{D2} + P_1 + P_2 \\ Q_{G1} + Q_{G2} &= Q_{D1} + Q_{D2} + Q_1 + Q_2 \end{aligned} \right\} \Rightarrow \begin{cases} P_{PERDIDAS} = P_1 + P_2 \\ Q_{PERDIDAS} = Q_1 + Q_2 \end{cases}$$

Observando las ecuaciones se distinguen las siguientes incógnitas  $|V_i|$ ,  $\delta_i$ ,  $P_G$ ,  $P_D$ ,  $Q_G$  y  $Q_D$ . Estas incógnitas o más bien variables pueden ser clasificadas en tres grupos, variables incontrolables, variables de estado y variables de control. En el grupo de las variables incontrolables podemos ubicar a  $P_D$  y  $Q_D$ , el grupo de las variables de estado lo conforman  $|V_i|$  y  $\delta_i$ , y por último el grupo de las variables de control agrupa a  $P_G$  y  $Q_G$ .

Antes de comenzar a analizar en concreto las variables antes mencionadas para la resolución de las ecuaciones que modelan el flujo de carga de la red es pertinente hacer algunas definiciones en cuanto a los distintos tipos de barras. Las barras en un sistema de potencia las podemos clasificar básicamente en tres tipos: barras PV o de generación, barras PQ o de carga y barras "slack" o de referencia. En las barras de carga (PQ) se especifican la potencia activa y reactiva "consumida" de la red, en las barras PV se especifican la potencia consumida de la red y la tensión en la misma y por último en la barra slack se especifica la tensión y se fija la fase de la misma imponiéndose así un ángulo de referencia. La barra slack es única en el sistema y esta no aporta ecuaciones para la resolución del algoritmo simplemente fija la tensión y da un ángulo de referencia para el resto de las ecuaciones, luego de calculados todos los ángulos y tensiones en el resto de las barras se calculan los valores de  $P_{SLACK}$  y  $Q_{SLACK}$ .

En general se toma como barra slack la correspondiente al generador más grande de la red o a la barra que "agrupa" a los generadores más importantes en el modelo, esto es intuitivo ya que estamos suponiendo que la barra slack podrá entregar toda la potencia necesaria de manera que el sistema de ecuaciones tenga solución.

A demás de estos parámetros hay otras restricciones que modelan el sistema y que dan forma al algoritmo de resolución del flujo de carga como son: las potencias reactiva máximas que se pueden generar en las barras PV o las tensiones mínimas y máximas admisibles en las barras PQ.

#### A.4. TÉCNICAS NUMÉRICAS PARA LA RESOLUCIÓN DE ECUACIONES NO LINEALES.

Como se vio en los puntos anteriores los sistemas de ecuaciones que describen sistemas eléctricos de potencia son claramente no lineales y la cantidad de ecuaciones necesaria para modelar un sistema completo puede llegar a ser considerablemente elevada. Por estos motivos es necesario tener un método de resolución eficiente, mediante el cual podamos resolver sistema de ecuaciones de la forma [24]:

$$\begin{aligned}f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0 \\&\bullet \\&\bullet \\&\bullet \\f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= 0\end{aligned}$$

La forma de resolver los sistemas de ecuaciones antes mencionados es mediante métodos numéricos, algunos de ellos son : Gauss-Seidel y Newton-Raphson.

A continuación se presentan los algoritmos de resolución de flujo de cargas mediante estos métodos.

##### A.4.1. MÉTODO DE NEWTON- RAPHSON

Consideremos el sistema de ecuaciones presentado a continuación:

$$\begin{aligned}f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_1 \\f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_2 \\&\bullet \\&\bullet \\&\bullet \\f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) &= y_n\end{aligned}$$

Llamamos vector de arranque al vector  $x^{(0)} = [x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}]^T$  y  $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$  a las correcciones requeridas por el vector  $x$  para que sea solución.



$$\begin{aligned}
f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_1 \\
f_2(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_2 \\
&\bullet \\
&\bullet \\
&\bullet \\
f_n(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) &= y_n
\end{aligned}$$

Si efectuamos la expansión en series de Taylor para cada una de las funciones que componen el sistema de ecuaciones no lineal obtenemos lo siguiente:

$$f_1(x_1^{(0)} + \Delta x_1, x_2^{(0)} + \Delta x_2, \dots, x_n^{(0)} + \Delta x_n) = f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 + \Phi_1$$

El término  $\Phi_1$  depende de las potencias de los valores  $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$  con lo cual si la condición de arranque (condición inicial para la iteración) se encuentra “próxima” a la solución los términos  $\Delta x_1, \Delta x_2, \dots, \Delta x_n$  son muy pequeños con lo cual podemos despreciar el término  $\Phi_1$ . Basándonos en esta hipótesis el sistema de ecuaciones puede ser expresado de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}
f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 &= y_1 \\
f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_0 &= y_2 \\
&\bullet \\
&\bullet \\
&\bullet \\
f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) + \Delta x_1 \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_0 + \Delta x_2 \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_0 + \dots + \Delta x_n \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_0 &= y_n
\end{aligned}$$

A su vez podemos expresar el sistema de ecuaciones anterior en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \\ \dots \\ y_n - f_n(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, \dots, x_n^{(0)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_0 \\ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_0 & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_0 & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1 \\ \Delta x_2 \\ \dots \\ \Delta x_n \end{bmatrix}$$

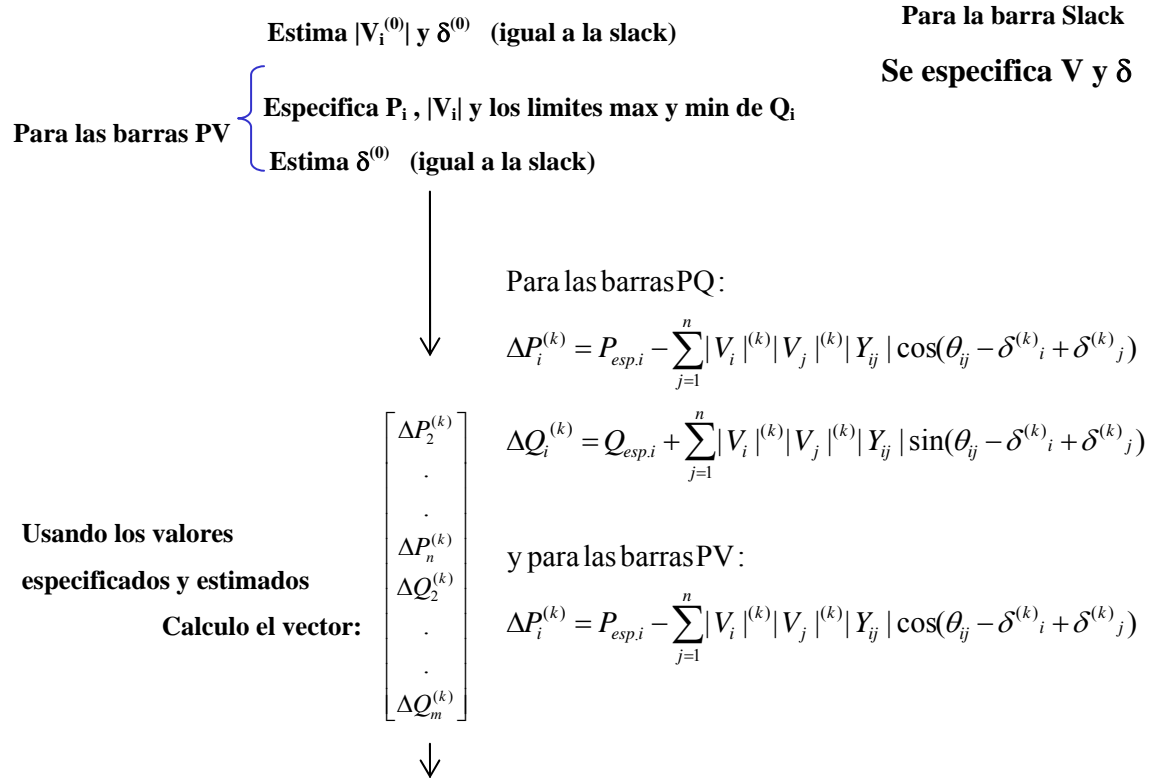
Y si el mismo lo escribimos de forma iterativa nos queda:

$$\begin{bmatrix} y_1 - f_1(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ y_2 - f_2(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \\ \dots \\ y_n - f_n(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_1} \right|_k & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_2} \right|_k & \dots & \left. \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \right|_k \\ \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_1} \right|_k & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_2} \right|_k & \dots & \left. \frac{\partial f_2}{\partial x_n} \right|_k \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_1} \right|_k & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_2} \right|_k & \dots & \left. \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \right|_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x_1^{(k)} \\ \Delta x_2^{(k)} \\ \dots \\ \Delta x_n^{(k)} \end{bmatrix}$$

Podemos escribir el sistema de forma matricial de la siguiente manera  $D=J.C$ , en donde J es la matriz Jacobiana evaluada en los valores obtenidos en cada iteración, D es el vector que nos indica que tan cerca de la solución estamos ya que es la diferencia entre el valor constante el cual deseamos igualar y la función evaluada en los resultados de la iteración ( $x^{(k)}$ ); y por último C es el vector de correcciones.

A.4.1.1.SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGAS MEDIANTE EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON.

A continuación presenta un diagrama de flujo mediante el cual se representa la solución del sistema mediante el método de Newton-Raphson. [24]





Se calculan los elementos de la matriz jacobiana  $J_1, J_2, J_3$  y  $J_4$ .

Se resuelve: 
$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta \delta_i^{(k)}$$

Se actualizan los  $|V_i|$  y  $\delta_i$ :  $|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta |V_i^{(k)}|$

Actualizo el vector de los  $\Delta P$  y  $\Delta Q$ :

Para las barras PQ:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i - \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i + \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

y para las barras PV:

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i - \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

Mientras halla algún:

$|\Delta P_i^{(k)}| > \epsilon$  o algún

$|\Delta Q_i^{(k)}| > \epsilon$

↓ **convergió**

Calculo la potencia reactiva en todas las barras PV:

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

para  $i$  de  $m+1$  a  $n$  (barras PV)

Si se violó al menos un límite tomo acción correctiva y vuelvo al algoritmo



$$P_{slack} = \sum_{j=1}^n |V_{slack}| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{slack} + \delta_j)$$

$$Q_{slack} = - \sum_{j=1}^n |V_{slack}| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{slack} + \delta_j)$$

Solución del problema de flujo de carga desacoplado rápido:

$$\begin{array}{l}
 \text{Para relación X/R alta} \left\{ \begin{array}{l}
 \Delta P \text{ está fuertemente acoplado a } \Delta \delta \\
 \text{y debilmente acoplado a } \Delta |V| \\
 \Delta Q \text{ está fuertemente acoplado a } \Delta |V| \\
 \text{y debilmente acoplado a } \Delta \delta
 \end{array} \right. \Rightarrow \begin{array}{l}
 \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & 0 \\ 0 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \\
 \text{o} \\
 \Delta P = J_1 \Delta \delta = \left[ \frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \Delta \delta \\
 \Delta Q = J_4 \Delta |V| = \left[ \frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \Delta |V|
 \end{array}
 \end{array}$$

Además considerables simplificaciones a  $J_1$  y  $J_4$  pueden ser hechas:  
Siendo

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

$$J_1 = \frac{\partial P}{\partial \delta}$$

Para los elementos de la diagonal:

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j=1, j \neq i}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) = \underbrace{\sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)}_{-Q_i} - |V_i|^2 \underbrace{|Y_{ii}| \sin(\theta_{ii})}_{B_{ii}}$$

Siendo  $B_{ii}$  la parte imaginaria de los elementos de la diagonal de  $Y$ , o sea, la suma de todas las suceptancias incidentes a la barra  $i$ .

En sistemas de potencia típicos  $B_{ii} \gg Q_i$ , además  $|V_i|^2 \approx |V_i|$

entonces

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = - |V_i| B_{ii}$$

Para los elementos fuera de la diagonal :

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \quad j \neq i$$

en condiciones de operación normal  $\delta_i - \delta_j \approx 0$ , entonces  $(\theta_{ij} - \delta_i - \delta_j) \approx \theta_{ij}$

$$\Rightarrow \frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij}), \text{ se puede simplificar asumiendo } |V_j| \approx 1$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| B_{ij} \quad \mathbf{B}_{ii}$$

En forma similar para  $J_4$  :

$$\text{diagonal: } \frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -|V_i| B_{ii}$$

$$\text{fuera diagonal: } \frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| B_{ij}$$

$$\Delta P = J_1 \Delta \delta = \left[ \frac{\partial P}{\partial \delta} \right] \Delta \delta$$

$$\Delta Q = J_4 \Delta |V| = \left[ \frac{\partial Q}{\partial |V|} \right] \Delta |V|$$

Llegamos entonces a que los sistemas de ecuaciones

Se pueden plantear como:

$$\frac{\Delta P}{|V|} = -B' \Delta \delta$$

$$\frac{\Delta Q}{|V|} = -B'' \Delta |V|$$

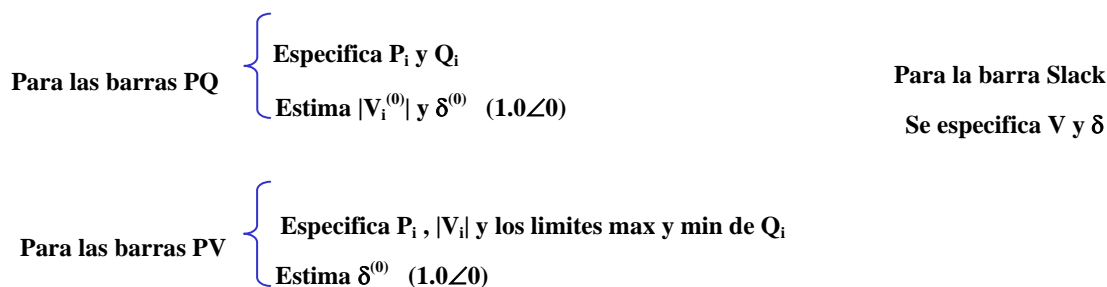
Siendo  $B'$  la susceptancia de los elementos de  $Y$  correspondientes a las barras PV y PQ y  $B''$  los correspondientes solo a las barras PQ.

Siendo  $B'$  y  $B''$  constantes, estas pueden ser invertidas una única vez antes de iniciar las iteraciones y luego durante el proceso de cálculo los cambios de  $|V|$  y  $\delta$  son dados en forma directa por:

$$\Delta \delta = -[B']^{-1} \frac{\Delta P}{|V|}$$

$$\Delta |V| = -[B'']^{-1} \frac{\Delta Q}{|V|}$$

A.4.1.2.SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGAS MEDIANTE EL MÉTODO DE NEWTON-RAPHSON DESACOPLADO RÁPIDO.



Determinar  $B'$  y  $B''$  y en consecuencia  $[B']^{-1}$  y  $[B'']^{-1}$



$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta P_2^{(k)}}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta P_n^{(k)}}{|V_n|} \end{bmatrix}$$

Para las barras PQ :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{esp.i} - \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta^{(k)}_i + \delta^{(k)}_j)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_{esp.i} + \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta^{(k)}_i + \delta^{(k)}_j)$$

Usando los valores

especificados y estimados

Calculo los vectores:

$$\begin{bmatrix} \frac{\Delta Q_2^{(k)}}{|V_2|} \\ \vdots \\ \frac{\Delta Q_m^{(k)}}{|V_m|} \end{bmatrix}$$

y para las barras PV :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_{esp.i} - \sum_{j=1}^n |V_i|^{(k)} |V_j|^{(k)} |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta^{(k)}_i + \delta^{(k)}_j)$$



Se calculan  $\Delta\delta$  y  $\Delta|V|$  mediante los productos :

$$\Delta\delta = -[B']^{-1} \frac{\Delta P}{|V|}$$

$$\Delta|V| = -[B'']^{-1} \frac{\Delta Q}{|V|}$$



$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)}$$

Se actualizan los  $|V_i|$  y  $\delta_i$  :  $|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}|$



Actualizo los  $\Delta P$  y  $\Delta Q$  :

Para las barras PQ :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i - \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i + \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

y para las barras PV :

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i - \sum_{j=1}^n |V_i^{(k)}| |V_j^{(k)}| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i^{(k)} + \delta_j^{(k)})$$

Actualizo los  $\frac{\Delta P}{|V|}$   $\frac{\Delta Q}{|V|}$

Mientras halla algún:

$|\Delta P_i^{(k)}| > \epsilon$  o algún

$|\Delta Q_i^{(k)}| > \epsilon$

↓ **convergió**

Calculo la potencia reactiva en todas las barras PV:

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j)$$

para  $i$  de  $m+1$  a  $n$  (barras PV)

Si se violó al menos un límite tomo acción correctiva y vuelvo al algoritmo.



$$P_{slack} = \sum_{j=1}^n |V_{slack}| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_{slack} + \delta_j)$$

$$Q_{slack} = - \sum_{j=1}^n |V_{slack}| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_{slack} + \delta_j)$$



#### A.4.2.FORMULACIÓN Y SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA POR EL MÉTODO DE GAUSS-SEIDEL.

Primero comenzaremos con la formulación del método de Gauss-Seidel para un sistema sin barras PV y luego lo extenderemos para un sistema que las posea.

Para la barra  $i$ -ésima tenemos que:

$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i$$

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k$$

Sustituyendo obtenemos:

$$I_i = Y_{i1}V_1 + Y_{i2}V_2 + \dots + Y_{ii}V_i + \dots + Y_{in}V_n = \sum_{k=1}^n Y_{ik}V_k = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*}$$

Despejando  $V_i$  obtenemos:

$$V_i = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - \sum_{k=1, k \neq i}^n Y_{ik}V_k \right] \quad i = 2, \dots, n \quad k \neq i \quad k \in i$$

Con respecto a los índices de las expresiones anteriores vale aclarar que  $i$  debe ser distinto a " $k$ " ya que la admitancia entre una barra y sí misma es cero. Los índices " $k$ " representan todas las barras conectadas directamente a la barra " $i$ ". El valor 1 se excluye del rango del índice " $i$ " debido a que corresponde a la barra slack, para la cual no es necesaria la ecuación de tensión ya que esta es impuesta.

Estas ecuaciones son en las cuales aplicaremos el método de Gauss-Seidel.

El método de Gauss-Seidel consiste en despejar una de las variables (en este caso las tensiones de las barras) en función de las demás variables, y dando valores iniciales a todas las variables menos a una comenzar la iteración, siempre utilizando los valores más recientes calculados.

$$\begin{aligned} x_1 &= \Phi_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ x_2 &= \Phi_2(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ x_3 &= \Phi_3(x_1, x_2, \dots, x_n) \\ &\bullet \\ &\bullet \\ &\bullet \\ x_n &= \Phi_n(x_1, x_2, \dots, x_n) \end{aligned}$$

Las iteraciones se continúan hasta que la máxima diferencia entre dos valores consecutivos  $x_i$  con  $i=2,3,4,\dots,n$  sean menor que un determinado valor.

$$\text{Max}_i \left| x_i^{(k+1)} - x_i^{(k)} \right| \leq \varepsilon$$

Por lo tanto las ecuaciones de tensión en barras escritas según el algoritmo son:

$$V_i^{(l+1)} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[ \frac{P_i - jQ_i}{(V_i^{(l)})^*} - \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^{(l+1)} - \sum_{k=i+1}^n Y_{ik} V_k^{(l)} \right] \quad i = 2, \dots, n \quad k \neq i \quad k \in i$$

Por lo tanto el algoritmo para la resolución del problema nos queda de la siguiente manera:

Primero: Construimos la matriz de admitancia (Y) y junto con los datos de potencias netas consumidas en cada barra ( $P_i, Q_i$ ) podemos escribir las ecuaciones de tensión que participarán de la iteración.

Segundo: Calculamos las tensiones en todas las barras, para ello se puede tomar como condiciones iniciales para comenzar la iteración tensiones con módulo igual a 1 y fase  $0^\circ$ . Esta práctica se basa en que en las redes de potencia la diferencia entre los módulos de las tensiones en las barras es pequeña y son cercanas a la unidad (módulo de referencia igual a 1). Y con las fases pasa lo mismo la diferencia entre las distintas barras suele ser muy pequeña y cercanas a  $0^\circ$  (ángulo de referencia igual a  $0^\circ$ ).

Tercero: Calculamos la potencia en la barra slack.

$$P_1 - jQ_1 = V_1^* \sum_{k=1}^n Y_{1k} V_k$$

Cuarto: Calculamos los flujos en las líneas. Para esto realizamos el siguiente análisis:

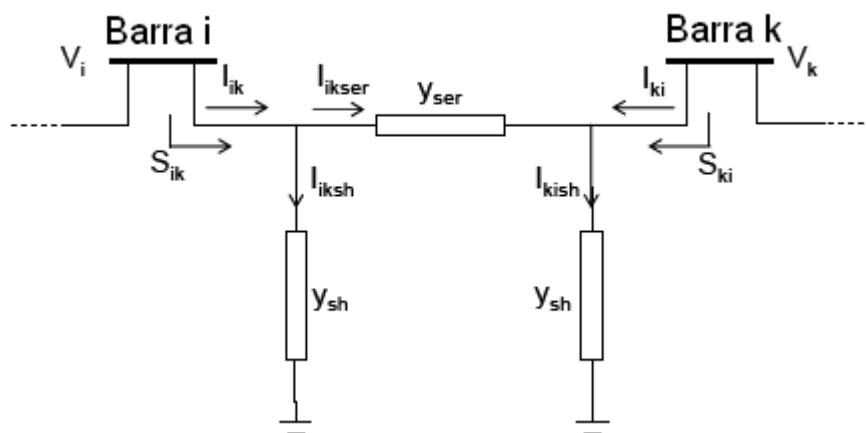


Figura B.3: Esquema de barras y flujo de corrientes.

Las corrientes aportadas por la barra  $i$  a la línea queda determinadas por la siguiente expresión:

$$I_{ik} = I_{ikser} + I_{iksh} = (V_i - V_k) y_{ser} + V_i y_{sh}$$

Por lo tanto la potencia entregada por la barra  $i$  a la línea será:

$$S_{ik} = P_{ik} + jQ_{ik} = V_i I_{ik}^* = V_i (V_i^* - V_k^*) y_{ser}^* + V_i V_i^* y_{sh}^*$$

Haciendo el mismo razonamiento para la barra  $k$  llegamos a que:

$$S_{ki} = V_k I_{ki} = V_k (V_k^* - V_i^*) y_{ser}^* + V_i V_i^* y_{sh}^*$$

Sumando las potencias suministradas por ambas barras obtenemos las pérdidas en las líneas.

A los pasos antes descriptos hay que agregarle la verificación de los límites operativos de la red a estudio, como pueden ser: margen de tensiones en las barras, márgenes de potencias reactivas generadas, márgenes de potencia activa generada y márgenes de fases en las tensiones de las barras.

Para completar el análisis ahora supondremos la existencia de barras PV en la red, con lo cual los valores de  $Q_i$  y  $\delta_i$  serán actualizados en cada iteración al igual que los de  $V_i$ .

Entonces en este caso utilizamos la siguiente expresión para determina la potencia reactiva en cada barra PV:

$$Q_i^{(l+1)} = -\Im m \left\{ (V_i^{(l)})^* \sum_{k=1}^{i-1} Y_{ik} V_k^{(l+1)} + (V_i^{(l)})^* \sum_{k=i}^n Y_{ik} V_k^{(l)} \right\}$$

Luego de actualizar los valores de  $Q_i$  en la iteración pasamos a actualizar los valores de  $\delta_i$  de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \delta_i^{(l+1)} &= \angle V_i^{(l+1)} \\ &= \text{Angulo de} \left\{ \frac{A_i^{(l+1)}}{(V_i^{(l)})^*} - \sum_{k=1}^{i-1} B_{ik} V_k^{(l+1)} - \sum_{k=i+1}^n B_{ik} V_k^{(l)} \right\} \end{aligned}$$

Donde:

$$A_i^{(l+1)} = \frac{P_i - jQ_i^{(l+1)}}{Y_{ii}}$$

## A.5.FLUJO DE CARGA DC

### A.5.1.INTRODUCCIÓN AL PROBLEMA DE FLUJO DE CARGA

Los problemas de flujo de carga consisten en la determinación de las magnitudes de tensión sobre nodos y el flujo de potencia a través de las líneas, a partir del conocimiento de condiciones de borde de la red eléctrica involucrada, como lo son las potencias de consumo y generación de los nodos que la componen.

La resolución de este tipo de problemas implica un gran esfuerzo a nivel de cálculo, utilizando métodos iterativos como ser Gauss-Seidel o Newton-Raphson, debido a la no linealidad del sistema de ecuaciones que representan la red de transmisión considerada y a la dimensión del sistema de ecuaciones a resolver en caso de linealizar dicho sistema para utilizar los métodos iterativos mencionados.

### A.5.2.FUNDAMENTO TEÓRICO DEL FLUJO DE CARGA DC

Dada una línea de transmisión representada en su modelo p equivalente, la potencia aparente que fluye desde el nodo i hacia al nodo j será de acuerdo a la ecuación:

$$S_{ij} = P_{ij} + jQ_{ij} = V_i \times I_{ij}^* = V_i \times \left( (V_i - V_j) \times (g_{ij} + j \times b_{ij}) + V_i \times j b_{ij} \right)^*$$

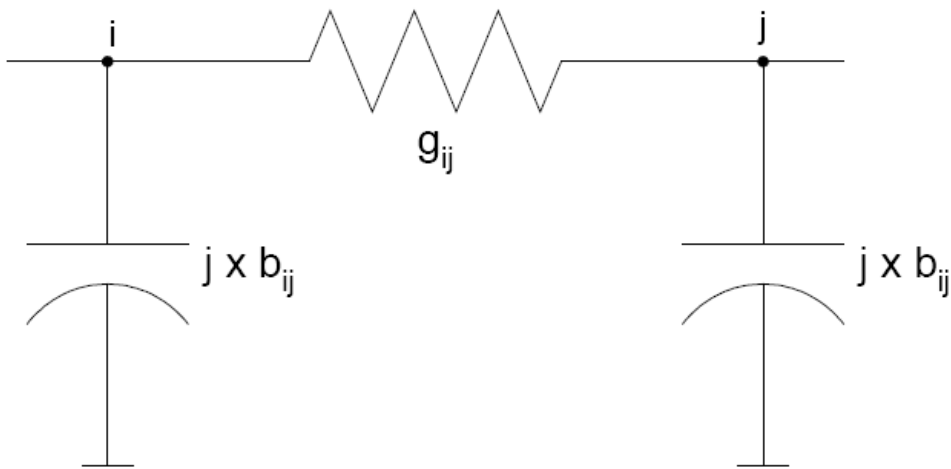


Figura B.4: Modelo de línea de transmisión.

La potencia activa, que es la magnitud de interés, puede hallarse extrayendo la parte real de la antes presentada y tomando en cuenta que:

$$V_i = |V_i| \times e^{j\theta_i}$$

$$V_j = |V_j| \times e^{j\theta_j}$$

Por lo tanto, la potencia activa que fluye desde el nodo i hasta el nodo j, se puede calcular de la siguiente manera:

$$P_{ij} = g_{ij} \times |V_i|^2 - g_{ij} \times |V_i| |V_j| \times \cos(\theta_i - \theta_j) - b_{ij} \times |V_i| |V_j| \times \text{sen}(\theta_i - \theta_j)$$

A partir de esta ecuación se realizarán las siguientes simplificaciones, que constituyen la simplificación del flujo DC:

1. Las magnitudes de las tensiones de las barras son iguales:

$$|V_i| = |V_j| = 1 \text{ p.u.}$$

2. La resistencia de las líneas son despreciables frente a la reactancia:

$$g_{ij} \approx 0$$

$$b_{ij} = -\frac{1}{x_{ij}}$$

3. La diferencia de ángulo de tensión entre dos barras conectadas es pequeña, simplificándose los términos de seno y coseno:

$$\text{sen}(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$$

$$\text{cos}(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

Sustituyendo en la ecuación que modela la potencia activa que circula entre dos barras (i y j) resulta:

$$P_{ij} = -b_{ij} \times (\theta_i - \theta_j) = \frac{1}{x_{ij}} \times (\theta_i - \theta_j)$$

Por lo tanto, la potencia activa resultante inyectada en la barra i-ésima se puede calcular como:

$$P_{ij} = \sum_{k=1}^n P_{ik} = \sum_{k=1}^n \frac{1}{x_{ij}} \times (\theta_i - \theta_k)$$

Considerándose el índice k como aquel que representa a todas las barras conectadas a la barra i.

## B. ANÁLISIS DE LA DOCUMENTACIÓN DEL PSAT Y VALIDACIÓN DEL MISMO

### B.1. INTRODUCCIÓN

Debido a la necesidad, impuesta por la temática del proyecto, de resolver flujos de carga para modelos de redes eléctricas complejas, es que se analizó la documentación de un programa computacional para la resolución de dichos flujos.

Se preseleccionó uno dentro de la gran variedad de programas que existen. Dicho programa es el PSAT, desarrollado por Federico Milano.

Las razones principales fueron que el grupo del proyecto ya había trabajado con este programa, en el curso de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia. El programa está basado en Matlab, herramienta muy utilizada a lo largo de la carrera, con una interfaz muy similar a los programas de Windows.

Es por estas razones que se decidió estudiar su documentación para validar su método de resolución de flujos de carga y poder así dar comienzo al desarrollo del proyecto [25].

A continuación se detalla el análisis.

## B.2. ANÁLISIS

### B.2.1. INTRODUCCIÓN

Como ya se mencionó en la introducción, PSAT es un programa basado en Matlab, desarrollado por Federico Milano para el análisis y control de sistemas eléctricos de potencia. Cuenta con un grupo variado de métodos, entre los que se encuentran:

- Power Flow (Flujo de Carga)
- Continuation Power Flow (Flujo de Carga Continuado)
- Optimal Power Flow (Flujo de Carga Óptimo)
- Small Signal Stability Analysis (Análisis de Estabilidad en Pequeña Señal)
- Time Domain Simulation (Simulación en el Dominio del Tiempo)

Además de poseer todas estas herramientas para el análisis de sistemas eléctricos de potencia, posee una variedad muy grande de modelos de componentes estáticos y dinámicos. Esto convierte a PSAT en una herramienta muy potente para el análisis de flujos de carga así como también estudios de estabilidad.

Entre los distintos modelos se encuentran, barras, líneas de transmisión, transformadores, barras slack, generadores PV, admitancias shunt, etc. También cuenta con distintos modelos de máquinas para el análisis de estabilidad dinámico, distintos modelos de carga, modelos de reguladores de tensión dinámicos, etc.

Al ser un programa basado en Matlab, su interfaz es muy conocida por los integrantes del grupo. A su vez se diseñó utilizando GUI (Graphical User Interface), que permite setear los parámetros, utilizar las funciones y ver los resultados al estilo de un programa Windows, como se puede ver en la figura C.1.

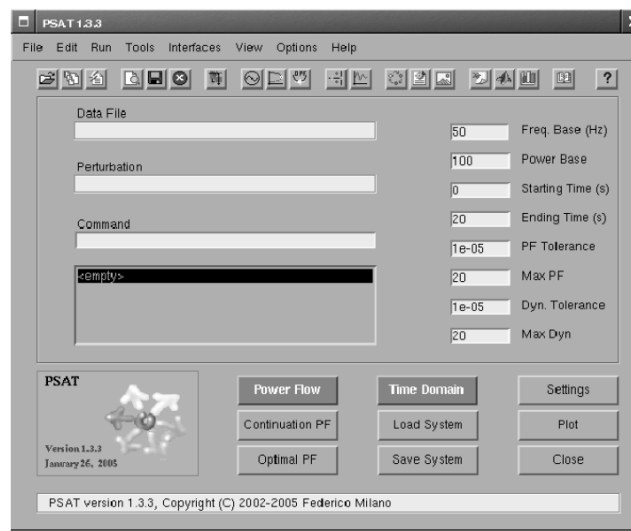


Figura C.1: Interfaz del menú principal del PSAT

Utilizaremos para la resolución de nuestros modelos de la red eléctrica únicamente la función de Power Flow. Por ello es que estudiaremos en las secciones siguientes esta rutina.

## B.2.2.RUTINA “POWER FLOW” FLUJO DE CARGA

Esta rutina es la rutina principal del programa y es en la que se basan el resto de las rutinas. Comprende el “Core” del programa ya que proporciona la solución del sistema que son las condiciones iniciales para el resto de las rutinas.

Utiliza para la resolución del flujo de carga los siguientes métodos computacionales:

- Newton-Raphson
- Fast Decoupled Power Flow

Para seleccionar cualquiera de estos métodos se debe configurar previamente. Además se pueden configurar varios parámetros utilizados en estas técnicas como son:

- Número máximo de iteraciones
- Tolerancia de convergencia
- Otros

También se pueden configurar otros parámetros como son

- Chequear límites de Reactiva en barras PV
- Permitir la conversión de barras PQ en impedancias constantes
- Chequear límites de Voltaje en componentes

El resultado de correr el flujo de carga se puede ver en el menú Static Report, que se muestra en la figura C.2.

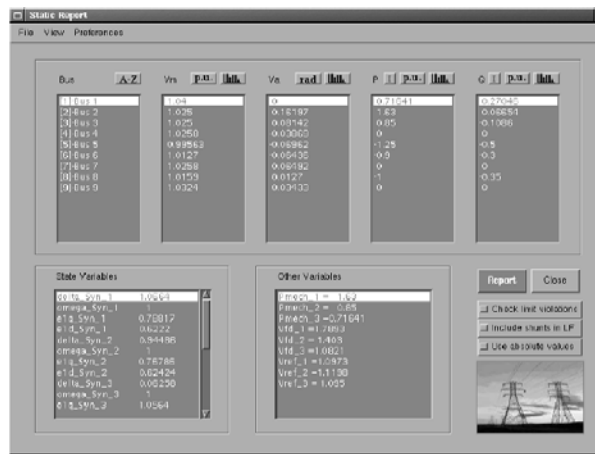


Figura C.2: Static Report

Como se ve en la figura este reporte desarrollado con GUI, despliega de forma interactiva los resultados del flujo de carga. Los resultados se despliegan por barra y seleccionando cualquiera de ellas se visualizan los mismos. A su vez los datos se pueden ver en valores absolutos o valores por unidad.

Este reporte se puede exportar a un archivo de texto “txt”, y en él se tiene los mismos datos que los que se reflejan en el Static Report.

También se puede incluir en el archivo de texto que se agreguen los valores absolutos, además de los valores por unidad y que se cheque la violación de límites de corriente. En la figura C.3 se observa un ejemplo de reporte en formato “txt”.



```

entregable42_01.txt - Bloc de notas
Archivo Edición Formato Ver Ayuda
POWER FLOW REPORT
P S A T 1.3.4
Author: Federico Milano, (c) 2002-2005
e-mail: fmlano@thunderbox.uwaterloo.ca
website: http://thunderbox.uwaterloo.ca/~fmlano
File: D:\Mis documentos\practicos facultad\10º semestre\ESEP\Entregable 4\entregable42.md1
Date: 06-Feb-2008 16:42:20

NETWORK STATISTICS
Buses:          4
Lines:          4
Generators:     2
Loads:          0

SOLUTION STATISTICS
Number of Iterations: 4
Maximum P mismatch [p.u.] 0
Maximum Q mismatch [p.u.] 0
Power rate [MVA] 100

POWER FLOW RESULTS
Bus      V      phase      P gen      Q gen      P Load      Q Load
  [p.u.]      [rad]      [p.u.]      [p.u.]      [p.u.]      [p.u.]
Bus1     1.073    0.42253    1          0.39248    0           0
Bus2     1.0134   0.21833    0          0          0           0
Bus3     1.0135   0.21861    0          0          0           0
Bus5     1         0          -1         0.04855    0           0

STATE VECTOR
delta_Sym_1      0.56077
omega_Sym_1      1

MECHANICAL POWERS & FIELD VOLTAGES
Pmech_1          1.001
Vfd_1            1.1471

LINE FLOWS
From Bus  To Bus  Line  P Flow  Q Flow  P Loss  Q Loss
  [p.u.]   [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]
Bus2      Bus5    1     0.5     0.08573  0     0.11001
Bus3      Bus5    2     0.5     0.08598  0     0.11026
Bus3      Bus2    3     0.5     0.08598  0     0.00025
Bus1      Bus3    4     1       0.39248  0     0.22052

LINE FLOWS
From Bus  To Bus  Line  P Flow  Q Flow  P Loss  Q Loss
  [p.u.]   [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]  [p.u.]
Bus5      Bus2    1    -0.5    0.02428  0     0.11001
Bus5      Bus3    2    -0.5    0.02428  0     0.11026
Bus2      Bus3    3    -0.5    -0.08573  0     0.00025
Bus3      Bus1    4    -1     -0.17196  0     0.22052

GLOBAL SUMMARY REPORT

TOTAL GENERATION
REAL POWER [p.u.] 0
REACTIVE POWER [p.u.] 0.44104

TOTAL LOAD
REAL POWER [p.u.] 0
REACTIVE POWER [p.u.] 0

TOTAL SHUNT
REAL POWER [p.u.] 0
REACTIVE POWER (IND) [p.u.] 0
REACTIVE POWER (CAP) [p.u.] 0

TOTAL LOSSES
REAL POWER [p.u.] 0
REACTIVE POWER [p.u.] 0.44104

```

Figura C.3: Resultados en formato “txt”

### B.2.3.DATOS PARA EL FLUJO DE CARGA

El modelo de sistema en el que se basa el PSAT, para correr la rutina Power Flow, es un modelo de barras. A partir de las barras del sistema se definen el resto de los componentes como ser:

- Líneas de transmisión
- Transformadores
- Barras Slack
- Barras PV
- Barras PQ

- Admitancias constantes

Existen dos formas de generar un modelo de red. Una es mediante un editor CAD, que utiliza una librería Simulink, en el que se puede de forma gráfica diseñar la red insertando los componentes en forma de bloques. Para mostrar mejor este modo la figura C.4 ilustra un modelo de red realizado con este editor.

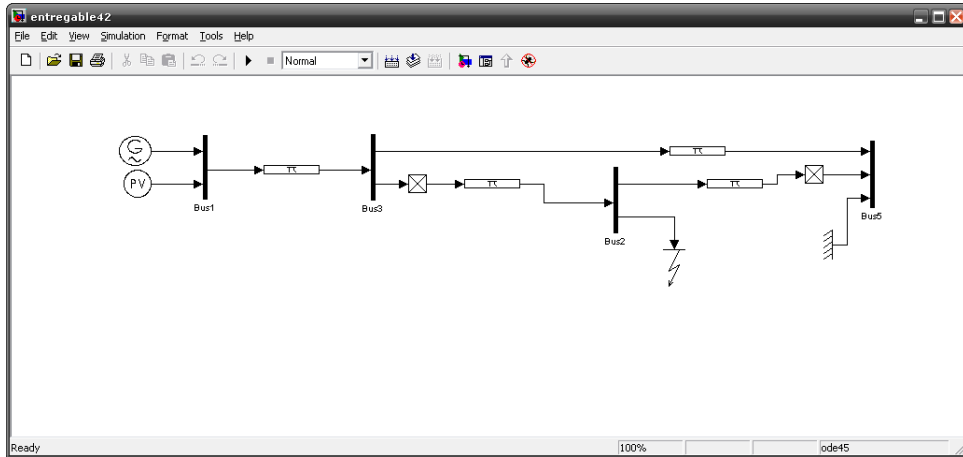


Figura C.4: Modelo gráfico de red

Este modelo es muy fácil de utilizar, ya que permite diseñar la red de forma visual. Además de “dibujar” la red, también es posible visualizar los resultados del flujo de carga en el propio modelo, lo cual hace a esta herramienta mucho más atractiva. Los valores de flujo de potencia activa y reactiva así como las tensiones y ángulos de las barras se muestran en el mismo modelo. En la figura C.5 se puede observar la ventaja de esta herramienta. El inconveniente de este editor es que se torna difícil diseñar redes complejas, como lo es en nuestro caso.

Es por esto que utilizaremos otra forma de diseñar la red que, aunque tiene la desventaja de no ser gráfica, es muy útil a la hora de diseñar redes “grandes”.

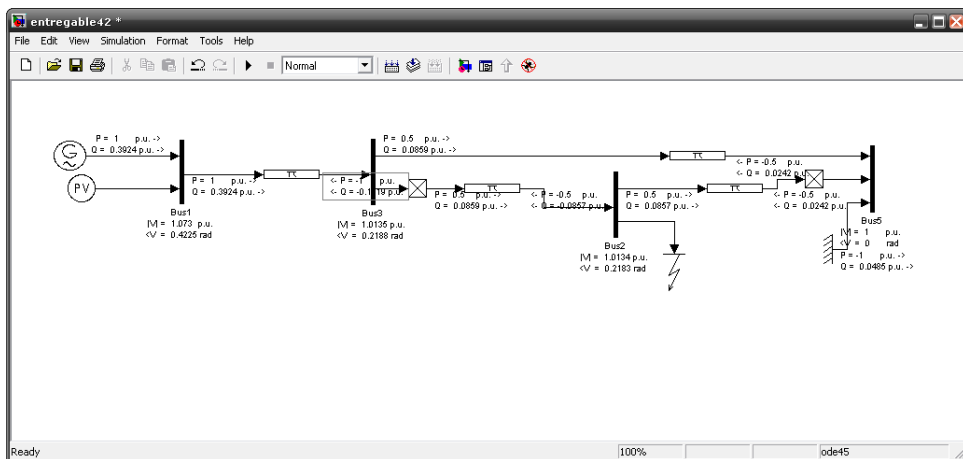


Figura C.5: Resultados sobre modelo de red

Este método utiliza el editor de Matlab y los parámetros de la red se ingresan de forma matricial de acuerdo a ciertas guías que detallaremos a continuación.

El formato del modelo de red se puede ver en la figura C.6, en ella se ven las distintas matrices que componen el diseño.

Como dijimos el modelo de red de PSAT está basado en un modelo de “Barras”, por ello la primer matriz del modelo es la llamada Bus.con. Esta matriz contiene todas las barras que componen la red.

La siguiente matriz que define el modelo es la matriz Lines.con, que como su nombre en inglés lo indica, contiene la información de todas las líneas que unen las distintas barras de la red. También se ingresa en esta matriz todos los transformadores que contenga la red. Para diferenciar líneas de transformadores el PSAT define ciertos parámetros distintos, de forma de diferenciar las líneas de los transformadores.

Seguida de la matriz Lines.con, viene la matriz Shunt.con que contiene todas las admitancias shunt específicas de la red.

La matriz SW.con contiene las barras Slack del sistema. Las matrices PV.con y PQ.con definen las barras PV y PQ respectivamente. Finalmente las matrices Demand.con y Supply.con se utilizan para las otras rutinas, como el Continuation Power Flow para estudiar la estabilidad en tensión del sistema.

Por último la matriz Varname.bus contiene el nombre de cada una de las barras para desplegar en los reportes.

```
1 Bus.con = [ ...
2
3 ];
4
5 Line.con = [ ...
6
7 ];
8
9 Shunt.con = [ ...
10
11 ];
12
13 Breaker.con = [ ...
14
15 ];
16
17 Fault.con = [ ...
18
19 ];
20
21 SW.con = [ ...
22
23 ];
24
25 PV.con = [ ...
26
27 ];
28
29 PQ.con = [ ...
30
31 ];
32
33 Demand.con = [ ...
34
35 ];
36
37 Supply.con = [ ...
38
39 ];
40
41 Varname.bus = { ...
42
43 };
44
```

Figura C.6: Modelo matricial de red de PSAT

En la tabla C.1 se detallan los parámetros que componen cada una de las barras definidas en la matriz Bus.con.

<i>Bus.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
<i>Número de Barra</i>	<i>Número de barra</i>	<i>int</i>
$V_{Base}$	<i>Voltaje Base</i>	<i>kV</i>
$V_0$	<i>Voltaje Inicial</i>	<i>pu</i>
$\theta_0$	<i>Fase Inicial</i>	<i>Pu</i>
$A_i$	<i>Número de Área</i>	-
$R_i$	<i>Número de Región</i>	-

Tabla C.1: Parámetros de la matriz Bus.con

En la siguiente matriz, Lines.con, se describen todas las líneas que componen la red. Para definir las líneas el PSAT utiliza el modelo  $\pi$  de línea. Este modelo se puede ver detallado en el capítulo 3 “Modelado de la Red”. También en esta matriz se definen los transformadores que componen la red e interconectan las distintas barras.

El PSAT soporta dos tipos de transformadores, los de dos bobinados y los de tres bobinados. El modelo del transformador de 2 arrollamientos es de dos reactancias serie sin pérdidas en el hierro. A su vez el modelo del transformador de 3 arrollamientos se realiza como si fueran dos transformadores de 2 arrollamientos cada uno, más una línea de transmisión formando una conexión Y.

Las tablas C.2 y C.3 muestran los parámetros que componen respectivamente las líneas y los transformadores.

Para los transformadores de 3 arrollamientos se debe generar otra matriz Twt.con en la que se ingresan los parámetros correspondientes.

<i>Lines.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
$k$	<i>Barra inicial</i>	<i>int</i>
$m$	<i>Barra final</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$f_n$	<i>Frecuencia nominal</i>	<i>Hz</i>
$l$	<i>Longitud de línea</i>	<i>km</i>
-	<i>No se usa</i>	<i>Km</i>

$r$	<i>Resistencia</i>	$pu (\Omega/km)$
$x$	<i>Impedancia</i>	$pu (\Omega/km)$
$b$	<i>Susceptancia</i>	$pu (\Omega/km)$
-	<i>No se usa</i>	-
-	<i>No se usa</i>	-
$I_{Max}$	<i>Límite de corriente</i>	$pu$
$P_{Max}$	<i>Límite de Potencia activa</i>	$pu$
$S_{Max}$	<i>Límite de Potencia aparente</i>	$pu$

Tabla C.2: Parámetros de las líneas

<i>Lines.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
$k$	<i>Barra inicial</i>	<i>int</i>
$m$	<i>Barra final</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$f_n$	<i>Frecuencia nominal</i>	<i>Hz</i>
-	<i>No se usa</i>	-
$k_t$	<i>Relación de transformación</i>	<i>KV/kV</i>
$r$	<i>Resistencia</i>	$pu (\Omega/km)$
$x$	<i>Impedancia</i>	$pu (\Omega/km)$
-	<i>No se usa</i>	-
$a$	<i>Relación de Tap fija</i>	$pu/pu$
$\emptyset$	<i>Cambio de Fase fijo</i>	<i>deg</i>
$I_{Max}$	<i>Límite de corriente</i>	$pu$
$P_{Max}$	<i>Límite de Potencia activa</i>	$pu$
$S_{Max}$	<i>Límite de Potencia aparente</i>	$pu$

Tabla C.3: Parámetros de los transformadores de 2 arrollamientos

Se desprende de los parámetros que se puede trabajar el modelo en valores por unidad como en valores de  $\Omega/km$ . Para diferenciar uno de otro se utiliza el parámetro  $l$  de las líneas. Si el mismo es 0 se toman los parámetros en por unidad, y si es distinto de 0 se toman en  $\Omega/km$ . A su vez la diferencia entre línea y transformador la da el parámetro  $k$ , si el mismo es 0 entonces se está definiendo una línea y si por el contrario es distinto de 0 entonces estamos definiendo un transformador.

No explicaremos como está compuesta la matriz para los transformadores de 3 arrollamientos ya que no los utilizaremos en el diseño de nuestra red. Pero igualmente mencionamos que es muy similar a la descripción para transformadores de 2 arrollamientos, con la diferencia que posee 3 parámetros por cada arrollamiento.

La matriz SW.con contiene como dijimos las barras Slack del sistema. Esta barra es necesaria pues es fija en tensión y define el ángulo de referencia del sistema. En la tabla C.4 se puede ver los parámetros que la componen.

<i>SW.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
-	<i>Número de Barra</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$V_0$	<i>Magnitud de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$\theta_0$	<i>Referencia de Fase</i>	<i>pu</i>
$Q_{Max}$	<i>Límite máximo de Reactiva</i>	<i>pu</i>
$Q_{Min}$	<i>Límite mínimo de Reactiva</i>	<i>pu</i>
$V_{Max}$	<i>Límite máximo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$V_{Min}$	<i>Límite mínimo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$P_0$	<i>Estimación inicial de potencia activa</i>	<i>pu</i>
$\gamma$	<i>Coefficiente de pérdida</i>	-

Tabla C.4: Parámetros de la matriz SW.con

La matriz PV.con define las barras que son generadoras. Estas se caracterizan por ser fijas en tensión y en potencia activa inyectada a la barra. Como vemos en la tabla C.5 estas barras poseen parámetros de potencia reactiva máxima y mínima. En la resolución del flujo de carga se puede chequear la violación de estos límites. En caso que se desee esto, en el momento que una barra viole estos límites la misma automáticamente se transforma en una barra PQ. La misma queda definida por la potencia activa y el límite de potencia reactiva que se violó.

<i>PV.con</i>
---------------

<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
-	<i>Número de Barra</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$P_g$	<i>Potencia Activa</i>	<i>pu</i>
$V_0$	<i>Magnitud de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$Q_{Max}$	<i>Límite máximo de Reactiva</i>	<i>pu</i>
$Q_{Min}$	<i>Límite mínimo de Reactiva</i>	<i>pu</i>
$V_{Max}$	<i>Límite máximo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$V_{Min}$	<i>Límite mínimo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$\gamma$	<i>Coefficiente de pérdida</i>	-

Tabla C.5: Parámetros de la matriz PV.con

Las barras PQ se definen, como se mencionó anteriormente, en la matriz PQ.con. Las mismas se modelan como cargas constantes de Potencia Activa y Reactiva. Cuando una de las barras viola alguno de los límites, máximo o mínimo, de voltaje la misma pasa a modelarse como una impedancia constante como se expresa en la ecuación C.1.

$$P = P_L \cdot \frac{V^2}{V_{lim}^2}$$

$$Q = Q_L \cdot \frac{V^2}{V_{lim}^2}$$

ec. C.1: Modelo de impedancia constante

Los parámetros que definen cada barra se pueden observar en la tabla C.6.

<i>PQ.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
-	<i>Número de Barra</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$P_L$	<i>Potencia Activa</i>	<i>pu</i>
$Q_L$	<i>Magnitud de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$V_{Max}$	<i>Límite máximo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$V_{Min}$	<i>Límite mínimo de Voltaje</i>	<i>pu</i>
$\mu$	<i>Permitir conversión a impedancia</i>	<i>Booleano</i>

Tabla C.6: Parámetros de la matriz PQ.con

Finalmente nos queda definir las impedancias Shunts de la red, las cuales se encuentran representadas en la matriz Shunt.con. El modelo que representa la impedancia Shunt es el de una conductancia mas una susceptancia en paralelo. La ecuación C.2 muestra este modelo. En la tabla C.7 podemos ver la definición de los parámetros que componen las impedancias Shunt.

$$\begin{cases} P = g \cdot V^2 \\ Q = b \cdot V^2 \end{cases}$$

ec. C.2: Modelo de Impedancia Shunt

<i>Shunt.con</i>		
<i>Parámetro</i>	<i>Descripción</i>	<i>Unidad</i>
-	<i>Número de Barra</i>	<i>int</i>
$S_n$	<i>Potencia nominal</i>	<i>MVA</i>
$V_n$	<i>Voltaje nominal</i>	<i>kV</i>
$f_n$	<i>Frecuencia nominal</i>	<i>Hz</i>
$g$	<i>Conductancia</i>	<i>pu</i>
$b$	<i>Susceptancia</i>	<i>pu</i>

Tabla C.7: Parámetros de la matriz Shunt.con



Por último la matriz `Vaname.bus` contiene en cada fila el nombre de la barra correspondiente al número de fila.

### B.3.CONCLUSIONES

Luego de analizado el programa y sus prestaciones, concluimos que es útil para analizar el sistema a estudiar.

Las razones de esta conclusión son las siguientes:

- El programa está construido en Matlab
  - Esto es de gran ayuda ya que Matlab es un programa muy conocido por los integrantes del grupo y del cuerpo docente.
  - A su vez permite integrar fácilmente los resultados obtenidos con otros programas, realizados por el grupo, en Matlab. También permite detectar los errores cometidos de forma rápida y sencilla en la ventana de comandos de Matlab.
  - El programa es de código abierto lo que permite realizar modificaciones, en el supuesto caso en que las mismas sean necesarias.
- Contiene el método de Newton Raphson para la resolución del flujo de carga.
  - Esto es importante ya que es un método muy utilizado para la resolución de flujos, y a la vez conocido por los integrantes del grupo. También ofrece la posibilidad de setear parámetros del método como el número máximo de iteraciones y tolerancia de convergencia, los cuales ofrecen un control sobre la aplicación y sus resultados.
- El modelo de la red que utiliza es el estudiado en el curso de Transporte de Energía Eléctrica
  - Esto no es menor ya que los integrantes tienen pleno conocimiento del mismo.
  - A su vez esto permite encontrar errores mas facilmente, lo cual ahorra tiempo.
  - El análisis del sistema puede ser realizado tanto en valores por unidad, como en valores nominales de la red.
- Modelado del sistema basado en barras
  - El sistema basado en barras ofrece una gran ayuda para el modelado de la red. Ya que define cada nodo del sistema y a el mismo se le adjudican luego las características deseadas. Esto simplifica el sistema y lo hace más robusto a errores que se puedan cometer.
  - El ingreso de parámetros se realiza a través de un conjunto de matrices, las cuales contienen la información de los distintos elementos. Estas matrices pueden contener tantos elementos como sea necesario, ello es ventajoso a la hora de modelar redes “grandes”, como lo es la red a estudiar.
- Resultados en formato GUI y “txt”
  - El beneficio del formato GUI es que rápidamente se pueden identificar los resultados obtenidos por barra y así tener un primer diagnóstico del sistema.
  - El formato “txt” ofrece la ventaja de que es fácilmente exportable a un script de Matlab para realizar análisis con esta herramienta, así como también se puede exportar a una planilla de excel.

De ahora en más utilizaremos PSAT como herramienta para analizar la red eléctrica regional.

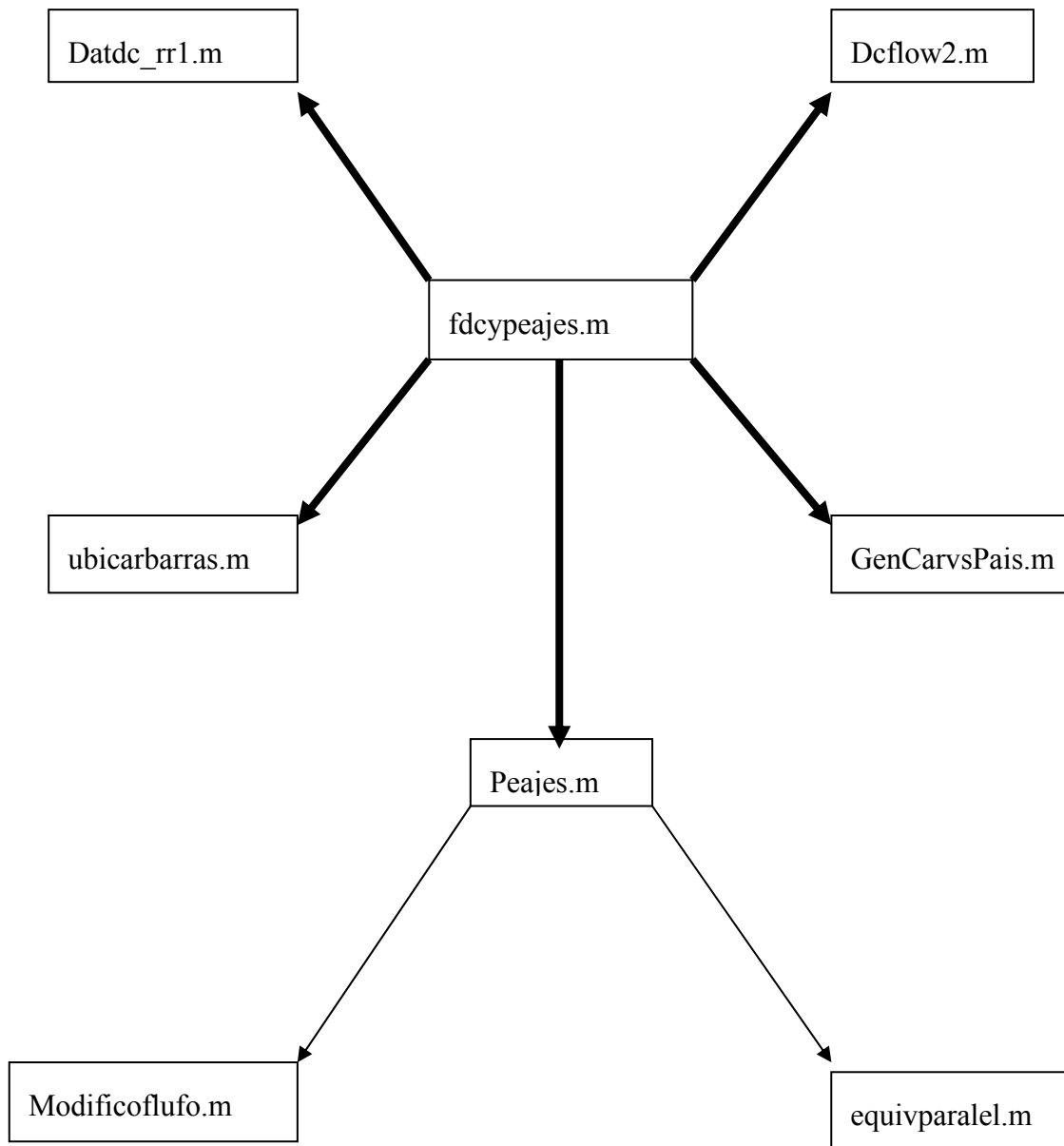
## C. ESTRUCTURA Y FUNCIONAMIENTO DE LA APLICACIÓN PARA EL CÁLCULO DE PEAJES.

### C.1. PAQUETE DE ARCHIVOS.

La aplicación para el cálculo de peajes consta de un paquete de archivos, estos son: Datdc\_rr1.m, dcflow2.m, equivparalel.m, fdcypeajes.m, GenCarvsPaise.m, modificoflujo.m, Peajes.m y ubicarbarras.m

De las cuales las funciones dcflow2.m y Datdc\_rr1.m ya estaban implementadas y fueron proporcionadas por los tutores del proyecto.

A continuación se presenta un diagrama en el cual se muestra la interacción entre las distintas aplicaciones. Las flechas indican quien llama a las funciones, por ejemplo la aplicación Fdcypeajes.m llama a la función Datdc\_rr1.m.



## C.2.APLICACIÓN FDCYPEAJES.M

Esta aplicación es la cual se corre para efectuar los cálculos de flujo DC y peajes.

A continuación se explica parte por parte el código de este archivo.

```
[nom_barra, lineas, nn, na, iflot, gen, igen, dem, idem, ...  
    pe, capgen, maxdem, ntc, rpeajetc, rpeajetz ...  
    nom_ini, nom_fin]=Datdc_rr1(caso);  
%-----  
% Calculo de la matriz beta, de los flujos, flujos maximos  
  
beta=dcflow2(nn, lineas, iflot);  
flujo=beta*(gen-dem); % una columna por estado operativo  
  
%% ESCRITURA DEL RESULTADO DE FLUJO DE CARGA EN LA PLANILLA EXCEL  
  
nom_ini=cellstr(nom_ini);  
nom_fin=cellstr(nom_fin);  
xlswrite('red_pruebaMSER.xls', nom_ini, 'Resultado_flujo_DC', 'b5');  
xlswrite('red_pruebaMSER.xls', nom_fin, 'Resultado_flujo_DC', 'c5');  
xlswrite('red_pruebaMSER.xls', flujo, 'Resultado_flujo_DC', 'd5');
```

Esta primer parte del código es la encargada de correr el flujo de carga DC y almacenar el resultado en la planilla Excel red\_pruebaMSER.xls. Esta parte del código y las funciones involucradas ya estaban implementados y nos fueron proporcionados por los tutores del proyecto.

Primero se llama a la función Datdc\_rr1, esta función devuelve una variedad de datos importantes de los cuales dos son los que utilizamos para nuestra aplicación:

### “nom\_barra “

Es una matriz  $n \times m$ <sup>24</sup>, la cual contiene en cada fila el nombre de una barra. A su vez este vector define un orden y asocia un número a cada barra, la barra ubicada en la fila “i” tiene asociado el número “i”. Este número asociado es mediante el cual el resto de la aplicación identifica cada barra.

### “líneas”

Es una matriz de  $h \times 2$ <sup>25</sup>, donde cada fila representa una línea. En la primera columna se encuentra el número asociado al nodo de “partida” de la línea y en la segunda columna el número asociado al nodo de “llegada” de la línea.

La importancia de estas dos matrices radica en que permiten asociar un nombre a un número.

---

<sup>24</sup> n es el número de barras.

<sup>25</sup> h es el número de líneas de la red ingresada.

Como resultado de este fragmento de código obtenemos la matriz de flujos(denominada “**flujo**”), la cual en el lugar “ij” tiene el valor del flujo que circula por la línea ubicada en el lugar “i” de la matriz “líneas” en el escenario “j”. Vale aclarar que el sentido positivo del flujo es el dado por la definición de cada línea. O sea si una línea es definida como líneas(i,1)=4 líneas(i,2)=100 significa que la línea une la barra asociada al número 4 con la barra asociada al número 100, y el flujo positivo es aquel que va desde la barra 4 hasta la barra 100.

`%COMIENZA EL CÓDIGO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES`

`%-----`

```
peajessi=input('Ingrese un 1 si desea que se realicen los cálculos de peajes de lo
contrario ingrese un 0 ');
```

```
if peajessi==1
```

```
% Creo la matriz PDAT
```

```
[costo, KK] = xlsread('red_pruebaMSER.xls', 'Matlab_lineas', 'f4:f3000');
PDAT=[lineas(:,1:2) flujo(:,1) costo];
```

```
%Creo el vector ubicbarr %%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
[ubicbarr, Países]=ubicarbarras(nn);
```

```
Países=cellstr(Países);
```

En este fragmento se pregunta si se desea o no realizar el cálculo de peajes, en caso de no desear realizar el cálculo de peajes la aplicación termina. Por el contrario si se indica que se desea realizar el cálculo de peajes lo primero que se hace es crear la matriz **PDAT** y el vector **ubicbarr**, estos dos elementos contienen toda la información necesaria para la realización del cálculo de peajes.

A continuación se detalla el contenido de las dos matrices antes mencionadas:

-Matriz **PDAT**:

Primer columna- es la barra de origen.

Segunda columna- es la barra de llegada.

Tercer columna-es la potencia transmitida por esa línea.

Cuarta columna- es el costo de la línea por año.

En esta matriz se indican los flujos por las líneas de la red a ser estudiada y el costo de cada línea por año. Cada fila de esta matriz representa una línea, la primera columna es la barra de la cual sale el flujo positivo, la segunda columna es el número de barra a la cual llega el flujo positivo, la tercer columna es el valor de dicho flujo<sup>26</sup> y la cuarta columna es el costo por año de la línea en cuestión.

---

<sup>26</sup> El flujo puede tener valores negativos o positivos

-Vector **ubicarr**:

La función de este vector es asociar cada barra al país que se le asigne. Es un vector 1xn, tal que n=número de barras. En el lugar "i" del vector se encuentra el número que identifica el país al cual pertenece la barra "i". La función "ubicar\_barras" es la encargada de generar el vector **ubicarr** y el vector **Países**. Este último es el que asocia un número<sup>27</sup> al nombre de un país, este nombre es el ingresado en la planilla Excel en la hoja de cálculo Matlab\_nodos en la columna País.

Teniendo estos datos ya estamos en condiciones de llamar a la función Peajes, la cual es la encargada de realizar el cálculo de peajes y prepara los resultados para su mejor explotación.

```
%%Ejecuto la función que calcula los peajes%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```
[Costocruzpais, Costopais, Costoslinfrontera, Costoscar, Costosgen, ...  
Costoscruzcar, Costoscruzgen, PDATmodif]=Peajes(PDAT, ubicarr);
```

La función Peajes<sup>28</sup> solicita que se ingrese el factor de peso de los generadores para la asignación de pagos, este factor asigna que porcentaje de los costos totales son asignados a los generadores y que porcentaje son asignados a las cargas. Luego de corrida la función Peajes obtengo un conjunto de matrices, las cuales contienen la información numérica de los distintos resultados que se presentan en la planilla Excel. A continuación se pasa a describir cada uno de los argumentos de salida de la mencionada función.

-Matriz **Costocruzpais**:

Es una matriz mxm, donde m es el número de países.

En el lugar "ij" de la matriz **Costocruzpais** tenemos cuanto debe pagar el país "i" por el uso de las líneas del país "j".

-Matriz **Costopais**:

Es una matriz mx2, en donde m es el número de países.

En la primera columna se encuentra el número que identifica al país y en la segunda columna cuanto paga en total dicho país.

-Matriz **Costoslinfrontera**:

Esta matriz contiene cuanto paga cada país por el uso de cada línea frontera. En la columna uno tengo la barra de "origen" de la línea, en la columna dos la barra de "llegada" de la línea y en la columna i+2 (con i>1) tengo el dinero que debe pagar el país "i" por el uso de la línea indicada en cada fila<sup>29</sup>.

-Matriz **Costoscar**:

Esta matriz nos muestra cuanto deberá pagar en total cada barra de carga por el uso de las distintas redes. Es una matriz nx2, en donde n es igual al número de barras. En la columna 1 tengo el número de barra y en la columna 2 cuanto deberá pagar en total dicha barra. Si la barra no es de carga no pagará como barra de carga por lo cual aparecerá un cero en la segunda columna.

---

<sup>27</sup> Los números con los cuales son identificados los países son números correlativos y comienzan en el número 1.

<sup>28</sup> En la función Peajes las barras son catalogadas en dos grupos, o bien barras generadoras o bien barras de carga. Esto es debido a que para el método de "Participaciones Proporcionales" solo interesa el balance neto de energía del nodo.

<sup>29</sup> Hay tantas filas como líneas fronteras existan y tantas columnas como países más dos columnas para definir la línea.

-Matriz **Costosgen**:

Ídem a la matriz **Costoscar** pero indican lo que pagan las barras de generación.

-Matriz **Costoscruzgen**:

Esta matriz nos muestra cuanto paga cada barra generadora por el uso de las líneas de cada país. Es una matriz  $n \times m$ , donde  $n$  es el número de barras y  $m$  el número de países. En el lugar “ $ij$ ” de la matriz **Costoscruzgen** tenemos cuanto paga el generador “ $i$ ” por el uso de las líneas del país “ $j$ ”. En esta matriz no se tienen en cuenta los costos asociados a las líneas frontera.

-Matriz **Costoscruzcar**:

Ídem a la matriz **Costoscruzcar** pero para las cargas.

-Matriz **PDATmodif**:

Esta matriz es la que utiliza la función Peajes para trabajar. A diferencia de la matriz **PDAT** que se le ingresa a la función Peajes, la matriz **PDATmodif** tiene todos sus flujos positivos y no posee líneas en paralelo, sino que estas son representadas mediante una única línea equivalente. En el caso del signo de los flujos, lo que se hace es si en la matriz **PDAT** original<sup>30</sup> hay una línea con flujo negativo se invierte el nodo de origen y el nodo de llegada. Esto quiere decir que si una línea en la matriz **PDAT** se define como que sale del punto 1 y llega al punto 2, y en este sentido el flujo vale  $-A$  con  $A > 0$ ; en la matriz **PDATmodif** esta línea saldrá del punto 2 y llegará al punto 1 con lo cual su flujo valdrá  $A$ , con  $A > 0$ .

En cuanto a las líneas en paralelo, como lo que nos interesa en definitiva es saber cuánto se debe pagar por el uso de la interconexión entre dos puntos (en este caso barras) los paralelos de líneas son representados como una línea equivalente. En cuanto al flujo equivalente este será la suma de los flujos por cada una de las líneas del paralelo, de igual manera el costo anual de la línea equivalente será la suma de los costos anuales de cada una de las líneas del paralelo.

En la siguiente parte del código lo que se hace es prepara los datos obtenidos mediante la función Peajes para ser almacenados en la planilla Excel de forma “más amigable”.

```
%Cambio los números de las barras por sus nombres en el vector
%Costoslinfrontera
[alto, ancho]=size(Costoslinfrontera);
if any(any(Costoslinfrontera))          %Hay dos any para que se un país no paga por
ninguna línea frontera igual entre.
    for i=1:alto
        Costoslinfronterasal(i,:)=nom_barra(Costoslinfrontera(i,1),:);
        Costoslinfronteraent(i,:)=nom_barra(Costoslinfrontera(i,2),:);
    end
else
    Costoslinfronterasal(1,:)=char('No hay');
    Costoslinfronteraent(1,:)=char('No hay');
end

Costoslinfronterasal=cellstr(Costoslinfronterasal);
```

---

<sup>30</sup> Aquella que se ingresa a la función Peajes.

```

Costoslinfronteraent=cellstr(Costoslinfronteraent);
%=====
%Creo los vectores para la matriz que nos muestra cuanto paga cada
%generador y cada carga por el uso de las lineas de cada país.

[Barrgen,Potgen,Barrcar,Potcar]=GenCarvsPais(nn,Costoscruzgen,Costoscruzcar,nom_barra);
Barrgen=cellstr(Barrgen);
Barrcar=cellstr(Barrcar);
%=====

```

En la primer parte de este fragmento se cambia la identificación de cada barra para la matriz **Costoslinfrontera**. Lo que se hace es colocar el nombre abreviado en vez de el número que identifica dicha barra.

En la segunda parte de este fragmento de código se preparan para ser almacenados en la planilla Excel los datos correspondientes a las matrices **Costoscruzcar** y **Costoscruzgen**.

Por último se graban todos los resultados del cálculo de peajes en la planilla Excel.

```

%Cargo los resultados en la planilla excel%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peajes_Paises','a6');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peajes_Paises','b5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Costocruzpais,'Peajes_Paises','b6');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Costopais(:,2),'Peajes_Paises','j5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peajes_Paises','i5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Costoslinfronterasal,'Peajes_Paises','l7');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Costoslinfronteraent,'Peajes_Paises','m7');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peajes_Paises','n6');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Costoslinfrontera(:,3:ancho),'Peajes_Paises','n7');

if any(any(Potgen)) %Lo agregamos para que no escriba si no pagan los generadores
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Barrgen,'Peaje_Gen','b5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Potgen,'Peaje_Gen','c5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peaje_Gen','c4');
end

if any(any(Potcar)) %Lo agregamos para que no escriba si no pagan las cargas
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Barrcar,'Peaje_Car','b5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Potcar,'Peaje_Car','c5');
xlswrite('red_pruebaMSER.xls',Países,'Peaje_Car','c4');
end

end

```



### C.3.FUNCIÓN PEAJES.M

Esta como ya se mencionó es la función encargada de realizar el cálculo de peajes. A continuación se describe el código implementado.

```
function[Costocruzpais, Costopais, Costoslinfrontera, Costoscar, Costosgen, ...
    Costoscruzcar, Costoscruzgen, PDATmodif]=Peajes(PDAT2, ubicbarr)

PDATx=Modificoflujo(PDAT2);

PDAT=equivparalel(PDATx);
PDATmodif=PDAT;
[nlineas,k]=size(PDAT); %encuentro el número de líneas(nlineas)
nnodos=max(max(PDAT(:,1)),max(PDAT(:,2))); %encuentro la cantidad de barras(nnodos)
%ubicbarr es un vector 1xn, tal que n=número de barras. En el lugar "i" del
%vector se encuentra el número que identifica el país al cual pertenece la barra "i".

npaises=max(ubicbarr);%encuentro la cantidad de países involucrados.
```

En esta primer parte se genera la matriz **PDATmodif** mediante las funciones “equivparalel” y la función “Modificoflujo”. Los cambios realizados a la matriz **PDAT** original por estas dos funciones son descritos en el punto x1.2 al hacer referencia a la matriz **PDATmodif**.

Además se identifican los siguientes valores el número de barras de la red, el número de líneas<sup>31</sup> de la red y el número de países.

En la siguiente parte del código se diferencian que barras inyectan potencia a la red(generadoras) y que barras consumen potencia de la red (barras de carga). Esto se realiza en dos pasos, primero se calcula la suma de todos los flujos entrantes y la suma de todos los flujos salientes en cada barra, luego se resta la suma de los flujos salientes menos la suma de los flujos entrantes y dependiendo si esta diferencia es positiva o negativa se cataloga dicha barra como “generadora” o como ”barra de carga”. Luego se verifica para cada barra que efectivamente se cumpla el balance de energía, o sea que toda la potencia generada más toda la potencia entrante sea igual a toda la potencia consumida mas la potencia saliente. En caso de que esto no se verifique la función se detiene y emite un mensaje de error ('Los datos ingresados no son correctos, flujos entrantes distintos de flujos salientes'). Esta verificación es importante si se utiliza esta función desligada de la función que implementa el flujo DC, ya que la función Peajes fue pensada para trabajar con datos provenientes de un flujo DC en el cuales no hay pérdidas en la red. Si se tratase de utilizar con datos provenientes de un flujo de carga en el cual se tuviesen en cuanta las pérdidas en la red los resultados arrojados serían erróneos.

---

<sup>31</sup> Luego de transformar las líneas en paralelo en líneas equivalentes.

```

%Creo las matrices Gen y Car. Son matrices nx2 la primer columna tiene en
%que barra hay un generador o carga según sea la matriz Gen o la Car
%respectivamente y la segunda columna indica el valor de carga o generación
%según sea el caso.

cuentagen=0; %esta variable va a contar el número de generadore y al final del siguiente
for va a contener la cantidad de generadores.

cuentacar=0; %esta variable va a contar el número de cargas y al final del siguiente for
va a contener la cantidad de cargas.

for i=1:nnodos
    sumflus=0;
    sumflue=0;

    for j=1:nlineas
        if PDAT(j,1)==i
            sumflus=sumflus+PDAT(j,3);
        end

        if PDAT(j,2)==i
            sumflue=sumflue+PDAT(j,3);
        end
    end

    dif=sumflus-sumflue;

    if dif<0
        cuentacar=cuentacar+1;
        Car(cuentacar,2)=-dif;
        Car(cuentacar,1)=i;
    end

    if dif>0
        cuentagen=cuentagen+1;
        Gen(cuentagen,1)=i;
        Gen(cuentagen,2)=dif;
    end
end

%Creo el vector G, el cual en el lugar "i" tiene la potencia generada por la
%barra "i"
G=zeros(1,nnodos);
for i=1:cuentagen
    G(Gen(i,1))=Gen(i,2);
end

%Creo el vector L, el cual en el lugar "i" tiene la potencia demandada por la
%barra "i"

```

```

L=zeros(1,nnodos);
for i=1:cuentacar
    L(Car(i,1))=Car(i,2);
end

flujos=zeros(nnodos);%creo la matriz de flujos, tal que el elemento ij es el flujo de la
barra i a la j y los flujos negativos aparecen como ceros

for i=1:nlineas;
    flujos(PDAT(i,1),PDAT(i,2))=PDAT(i,3)+flujos(PDAT(i,1),PDAT(i,2));
end

flusal=sum(flujos');%en el lugar "i" del vector flusal esta el total de flujo
saliente(hacia otras barras) de la barra "i"

fluent=sum(flujos);%en el lugar "i" del vector fluent esta el total de flujo
entrante(desde otras barras) a la barra "i"

PIN=fluent+G %total de flujos que atraviesan las barras
POUT=flusal+L*total de flujos que atraviesan las barras

aux=flusal+L-fluent-G;
tt=aux
if any(aux>0.00001);
    error('Los datos ingresados no son correctos, flujos entrentes distintos de flujos
salientes');
end

```

Luego se crea la matriz A, según se describe en el capítulo referido a la aplicación del método de participaciones proporcionales para el cálculo de peajes. Donde la matriz A se define como:

$$[A]_{ij} = \begin{cases} 1 & \longrightarrow \text{para } i = j \\ -c_{ji} = \frac{|P_{j-i}|}{P_j} & \longrightarrow \text{para } j \in \alpha_i \\ 0 & \longrightarrow \text{en otro caso} \end{cases}$$

En donde  $\alpha_i$  es el conjunto de las barras que están conectadas directamente por una o más líneas con la barra "i".

```

Ag=eye(nnodos);
Al=eye(nnodos);
for i=1:nlineas
    if PIN(PDAT(i,1))>0
        Ag(PDAT(i,2),PDAT(i,1))=-(PDAT(i,3))/(PIN(PDAT(i,1)));
    end
    if POUT(PDAT(i,2))
        Al(PDAT(i,1),PDAT(i,2))=-(PDAT(i,3))/(POUT(PDAT(i,2)));
    end
end
invAg=inv(Ag);
invAl=inv(Al);

```

En el siguiente fragmento de código se calcula que fracción de la potencia inyectada por cada generador o consumida por cada “carga” circula por cada línea. Las hipermatrices **Dgs** y **Dls** tiene dimensiones  $n \times n \times n$ , siendo  $n$  el número de barras. La información contenida en las mismas se lee de la siguiente manera el valor  $Dgs(i,j,k)$  es la fracción de la potencia generada por la barra “ $k$ ” que circula por la línea “ $i-j$ ”, siendo la barra “ $k$ ” una barra generadora. En estas matrices el sentido del flujo de potencia es muy importante ya que no es lo mismo decir el flujo por la línea “ $i-j$ ” que el flujo por la línea “ $j-i$ ”. Si la potencia circula en sentido “ $i-j$ ” el flujo en sentido “ $j-i$ ” tendrá factor cero y viceversa.

La diferencia entre las hipermatrices  $Dgs$  y  $Dls$  es que la primera contiene los factores de los “generadores” y la segunda contiene los factores de las “cargas”.

Vale aclarar que en la matriz  $Dls$  la forma de lectura de los datos es un poco distinta que la de la matriz  $Dgs$ . El valor  $Dls(i,j,k)$  se lee como la fracción de la potencia demandada por la barra “ $k$ ” que circula por la línea “ $j-i$ ”. La diferencia yace en que si el flujo circula desde la barra 1 a la 2 en la matriz  $Dgs$  los factores asociados a dicho flujo se encuentran en los lugares  $Dgs(1,2,k)$  en cambio en la matriz  $Dls$  los factores asociados a dicho flujo se encuentran en los lugares  $Dls(2,1,K)$ .

```

Dgs=zeros(nnodos,nnodos,nnodos);
Dls=zeros(nnodos,nnodos,nnodos);

for j=1:cuentagen
    for i=1:nlineas

        if PIN(PDAT(i,1))

Dgs(PDAT(i,1),PDAT(i,2),Gen(j,1))=(PDAT(i,3)*invAg(PDAT(i,1),Gen(j,1)))/PIN(PDAT(i,1));

        end
    end
end

for j=1:cuentacar
    for i=1:nlineas

        if POUT(PDAT(i,2))>0

Dls(PDAT(i,2),PDAT(i,1),Car(j,1))=(PDAT(i,3)*invAl(PDAT(i,2),Car(j,1)))/POUT(PDAT(i,2))
;

        end
    end
end

```

Luego se crean las matrices **facgen** y **faccar**. La matriz **facgen** contiene en la primera columna, desde que barra parte la línea, en la segunda columna a que barra llega la línea y en la columna  $i+2$  (con  $i>0$  y  $i\leq$ número de barras) la fracción de la potencia generada por la barra asociada al número “i” que circula por la línea asociada a esa fila (según se indiquen los nodos de origen y destino en las columna 1 y 2 respectivamente).

```
facgen=zeros(nlineas,nodos+2);
facgen(:,1)=PDAT(:,1);
facgen(:,2)=PDAT(:,2);

for h=1:nlineas

    for j=1:cuentagen
        facgen(h,(Gen(j,1)+2))=Dgs(PDAT(h,1),PDAT(h,2),Gen(j,1));
    end
end
```

```
faccar=zeros(nlineas,nodos+2);
faccar(:,1)=PDAT(:,1);
faccar(:,2)=PDAT(:,2);

for h=1:nlineas

    for j=1:cuentacar
        faccar(h,(Car(j,1)+2))=Dls(PDAT(h,2),PDAT(h,1),Car(j,1));
    end
end
```

En el siguiente fragmento de código se pide que se ingrese el peso de los generadores para la asignación de pagos, este factor indica que porcentaje del costo total de la red se le asocia a los generadores. El resto es asociado a las cargas.

```
Pesogen=input('Ingrese el peso de los generadores para la asignación de pagos(100%-0%)');
```

Luego se calculan las matrices **Costosgen**, **Costoscar**, **Costoscruzgen** y **Costoscruzcar**. La descripción de cada una de ellas se encuentra en el punto x1.2 .

```
Costosgen=zeros(nodos,2);
Costoscar=zeros(nodos,2);

Costoscruzgen=zeros(nodos,npaises);
Costoscruzcar=zeros(nodos,npaises);
```

```

for i=1:nodos
    Costosgen(i,1)=i;
    Costoscar(i,1)=i;

    for j=1:nlineas
        if PDAT(j,3)>0

            if ubicbarr(PDAT(j,1))==ubicbarr(PDAT(j,2))

                Costoscruzgen(i,ubicbarr(PDAT(j,1)))=Costoscruzgen(i,ubicbarr(PDAT(j,1)))+(G(i)/PDAT(j,
                3))*facgen(j,i+2)*PDAT(j,4)*Pesogen/100;

                Costoscruzcar(i,ubicbarr(PDAT(j,1)))=Costoscruzcar(i,ubicbarr(PDAT(j,1)))+(L(i)/PDAT(j,
                3))*faccar(j,i+2)*PDAT(j,4)*(1-Pesogen/100);
                    else
                Costosgen(i,2)=Costosgen(i,2)+(G(i)/PDAT(j,3))*facgen(j,i+2)*PDAT(j,4)*Pesogen/100;

                Costoscar(i,2)=Costoscar(i,2)+(L(i)/PDAT(j,3))*faccar(j,i+2)*PDAT(j,4)*(1-Pesogen/100);
                    end

                end

            end

        end

    end

    if npaises==1
        Costosgen(:,2)=Costoscruzgen;
        Costoscar(:,2)=Costoscruzcar;
    else
        Costosgen(:,2)=Costosgen(:,2)+sum(Costoscruzgen)';
        Costoscar(:,2)=Costoscar(:,2)+sum(Costoscruzcar)';
    end
end

```

Luego se calcula las matrices **Costoslinfrontera** y **Costopais**, el contenido de la misma se explica en el punto x1.2 .

```

K=0;
for i=1:nlineas
    if ubicbarr(PDAT(i,1))~=ubicbarr(PDAT(i,2))
        K=K+1;
    end
end

if K>0

    Costoslinfrontera=zeros(K,npaises+2);
    cuentlin=0;
    for i=1:nlineas

        if ubicbarr(PDAT(i,1))~=ubicbarr(PDAT(i,2))
            cuentlin=cuentlin+1;
            Costoslinfrontera(cuentlin,1:2)=PDAT(i,1:2);

            for j=1:nodos

                Costoslinfrontera(cuentlin,2+ubicbarr(j))=Costoslinfrontera(cuentlin,2+ubicbarr(j))+(G(
j)/PDAT(i,3))*facgen(i,j+2)*PDAT(i,4)*Pesogen/100+(L(j)/PDAT(i,3))*faccar(i,j+2)*PDAT(i
,4)*(1-Pesogen/100);
            end

        end

    end

else
    Costoslinfrontera=zeros(1,npaises+2);

end

Costopais=zeros(npaises,2);
Costopais(:,1)=1:npaises;
Costocruzpais=zeros(npaises,npaises);

for i=1:nodos

    Costopais(ubicbarr(i),2)=Costopais(ubicbarr(i),2)+Costosgen(i,2)+Costoscar(i,2);

    for j=1:npaises

        Costocruzpais(ubicbarr(i),j)=Costocruzpais(ubicbarr(i),j)+Costoscruzgen(i,j)+Costoscruz
car(i,j);
    end

end

```

## C.4.FUNCIÓN MODIFICOFLUJO.M

```
function[PDATx]=Modificoflujo(PDATAleatorio)

%Esta función toma la matriz PDAT original y la modifica de tal forma que
%las líneas queden definidas de manera que el flujo por las mismas sea
%positivo.

[F,C]=size(PDATAleatorio);
PP=PDATAleatorio;
for i=1:F
    if PP(i,3)<0
        PDAT0(i,1)=PP(i,2);
        PDAT0(i,2)=PP(i,1);
        PDAT0(i,3)=PP(i,3)*(-1);
    else
        PDAT0(i,1)=PP(i,1);
        PDAT0(i,2)=PP(i,2);
        PDAT0(i,3)=PP(i,3);
    end
    PDAT0(i,4)=PP(i,4);
end
PDATx=PDAT0;
```

## C.5.FUNCIÓN UBICBARRAS.M

Esta función devuelve dos vectores, el vector ubicbarr1 y el vector Paises. El vector ubicbarr1 contiene en el lugar “i” el número asociado al país al cual pertenece la barra “i”. El vector Paises contiene en el lugar “j” al nombre del país que tiene el asociado el número “j”.

Por ejemplo:

Si el vector ubicbarr(23)=2 esto significa que la barra asociada al número 23 pertenece al país asociado al número 2. A su vez el nombre del país asociado al número 2 se encuentra en Paises(2,;).

```
function[ubicbarr1,Paises1]=ubicarbarras(numbarr)

[n,paisorigen] = xlsread('red_pruebaMSER.xls','Matlab_nodos','a5:a3000');

paisorigen1=char(paisorigen);

Paises(1,:)=paisorigen1(1,:);

% El vector Paises contiene en el lugar i el nombre del pais asociado al número i.

ubicbarr(1)=1;
```



```

contadorpaises=1;
for i=1:numbarr %recorro todas la barras
    control=0;
    [alto,ancho]=size(Paises);
    for j=1:alto %recorro todos los paises almacenados
        if norm(Paises(j,:)-paisorigen1(i,:))==0 %verifico si la barra i pertenece
a algún pais almacenado
            ubicbarr(i)=j;%si lo encuentro le asigno el número correspondiente y
salgo
                control=1;
                break
            end
        end
    if control==0 %si no tengo almacenado el país de origende de la barra entro
        contadorpaises=contadorpaises+1; %le asigno un número a dicho pais
        Paises(contadorpaises,:)=paisorigen1(i,:); %lo agrego al vector paises
        ubicbarr(i)=contadorpaises; %le asigno un pais en el vector ubicbarr
    end
end
Paises1=Paises;
ubicbarr1=ubicbarr;

```

## C.6.FUNCIÓN EQUIVPARALEL.M

Esta función sustituye las líneas en paralelo por una única línea equivalente para el cálculo de peajes según la metodología implementada.

Esta función toma la matriz **PDAT** devuelta por la función `Modificoflujo.m`, la cual contiene todas las líneas ingresadas en el modelo, el flujo por las mismas<sup>32</sup> y el costo por año de cada una de ellas.

```
function[PDAT1]=equivparalel(PDAT2)

%Lo que hace esta función es sustituir el paralelo de dos o mas líneas por
%una única línea equivalente. El flujo por esta sera la suma de los flujos
%de c/u de las líneas del paralelo y el costo de la línea equivalente será
%la suma del costo de c/u de las líneas del paralelo. Si una línea tiene
%flujo igual a cero se le asigna un costo anual igual a cero, esto se debe
%a que si no circula potencia nadie pagará por esa línea.
%Esta función supone que anteriormente se ejecutó la función Modificoflujo.m

[numlin,tt]=size(PDAT2);
PDATR=PDAT2;
PDATR(:,5)=zeros(numlin,1);
PDAT=zeros(1,4);
n=0;
for i=1:numlin
    if PDATR(i,5)==0 %si es una línea a la que ya le ha efectuado el equivalente salta
a la próxima.
        n=n+1;
        for j=i:numlin %recorro todas las líneas en busca de líneas en paralelo a la
línea "i".
            if and((PDATR(i,1)==PDATR(j,1)),(PDATR(i,2)==PDATR(j,2))) %verifico que sean
líneas paralelas.
                if i==j %si "i" igual a "j" es porque es la misma línea.
                    PDAT(n,1:2)=PDATR(i,1:2);
                    PDAT(n,3)=PDATR(i,3);

                    if PDATR(j,3)==0
                        PDAT(n,4)=0; %por si una de las líneas tiene flujo cero para
que no se sumen los costos.
                    else
                        PDAT(n,4)=PDATR(i,4);
                    end

                    PDATR(j,5)=1;%coloco un 1 en la quinta columna para indicar que ya
se ha hecho el paralelo de la línea "j"
                else
```

---

<sup>32</sup> Al haber pasado ya por la función `Modificoflujo.m` todas las líneas están definidas de tal manera que sus flujos son positivos.

```

        PDAT(n,3)=PDAT(n,3)+PDATR(j,3);
        if PDATR(j,3)>0
            PDAT(n,4)=PDAT(n,4)+PDATR(j,4);    %por si una de las líneas
tiene flujo cero para que no se sumen los costos.
        end
        PDATR(j,5)=1;%coloco un 1 en la quinta columna para indicar que ya
se ha hecho el paralelo de la línea "j"
        end
    end
end
end
end
PDAT1=PDAT;

```

## C.7.FUNCIÓN GENCARVSPAIS.M

```
function[Barrgen,Potgen,Barrcar,Potcar]=GenCarvsPais(nbarras, Costoscruzgen,Costosacruzcar
,nom_barra)

%Esta función genera los vectores necesarios para poder ser grabados en la planilla
%Excel los valores contenidos en las matrices Costoscruzgen y
%Costoscruzcar. Las barras que no aparezcan en ninguno de los dos vectores
%es porque no pagan por el uso de las líneas de ningún país. Igualmente
%puede darse que paguen por alguna línea frontera.

contg=0;
contc=0;
nom_barral=char(nom_barra);

for i=1:nbarras

    if any(Costosacruzgen(i,:))
        contg=contg+1;
        Barrgen(contg,:)=nom_barral(i,:);
        Potgen(contg,:)=Costoscruzgen(i,:);
    end

    if any(Costosacruzcar(i,:))
        contc=contc+1;
        Barrcar(contc,:)=nom_barral(i,:);
        Potcar(contc,:)=Costoscruzcar(i,:);
    end

end

if contc==0 %lo agregamos porque si no pagan las cargas entonces no entraba en
el if anterior y Barrcar no era un string
    Barrcar='';
    Potcar=0;
end

if contg==0 %lo agregamos porque si no pagan los gen entonces no entraba en el
if anterior y Barrgen no era un string
    Barrgen='';
    Potgen=0;
end
```

## C.8.EJEMPLO

Este ejemplo pretende mostrar una situación sencilla en la cual pueden seguirse fácilmente las operaciones necesarias para efectuar la asignación de costos por la utilización de la red, mediante el método de las “participaciones proporcionales”. Y verificar de alguna manera que los cálculos realizados por la aplicación son correctos.

### C.8.1.MODELO A SER ESTUDIADO

A continuación se presenta un ejemplo numérico en el cual se puede apreciar el funcionamiento de la aplicación creada para el cálculo de peajes. El mismo compara los resultados obtenidos mediante la realización de cálculos manuales.

La red modelada en este ejemplo es la siguiente:

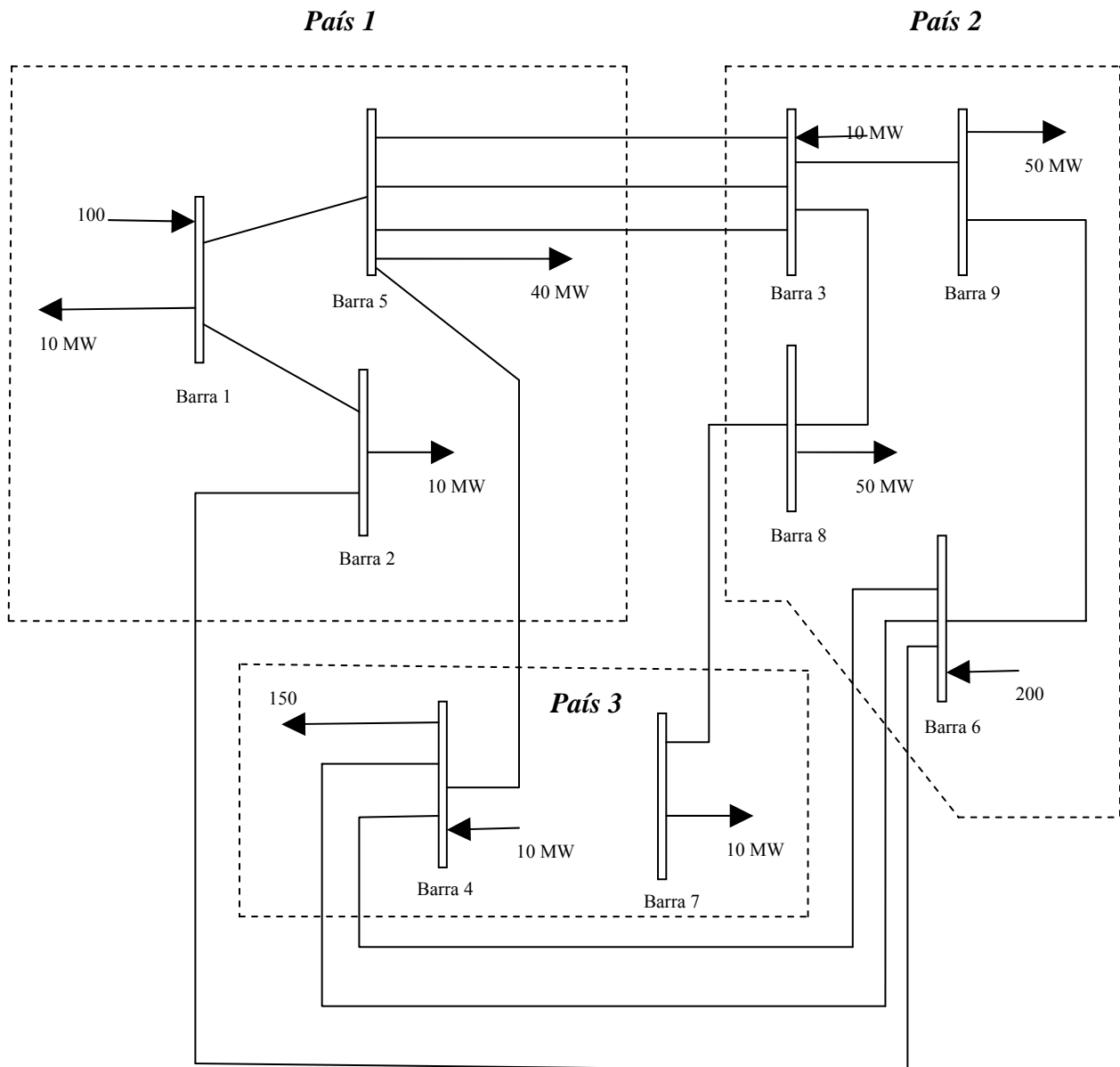


Figura D.1: Modelo e la red utilizada para el ejemplo.

En las tablas D.1, D.2 y D.3 se muestra los valores ingresados en la planilla Excel red\_pruebaMser.xls .

NODOS			POTENCIAS MEDIAS DEMANDADAS (MW)		
País	NOMBRE	MATLAB	PICO	RESTO	VALLE
'pa1'		'nodo1'	10,0	10,0	10,0
'pa1'		'nodo2'	10,0	10,0	10,0
'pa1'		'nodo5'	40,0	40,0	40,0
'pa2'		'nodo3'	0,0	0,0	0,0
'pa2'		'nodo8'	50,0	50,0	50,0
'pa2'		'nodo6'	0,0	0,0	0,0
'pa2'		'nodo9'	50,0	50,0	50,0
'pa3'		'nodo4'	150,0	150,0	150,0
'pa3'		'nodo7'	10,0	10,0	10,0

Tabla D.1: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab\_nodos

LINEAS - MATLAB						
Nodo inicial	Nodo final	x(%)	Longitud (km)	Costo por año	Capacidad (A)	Tension (kV)
'nodo1'	'nodo5'	0,848	76	1,00		500,00
'nodo2'	'nodo1'	0,848	76	10,00		500,00
'nodo2'	'nodo6'	0,062	5,6	10,00		500,00
'nodo4'	'nodo5'	0,062	5,6	7,00		500,00
'nodo9'	'nodo6'	0,301	27	10,00		500,00
'nodo8'	'nodo7'	1,897	170	10,00		500,00
'nodo4'	'nodo6'	1,841	165	10,00		500,00
'nodo4'	'nodo6'	1,841	165	10,00		500,00
'nodo5'	'nodo3'	1,841	97	2,00		500,00
'nodo9'	'nodo3'	0,301	50	5,00		500,00
'nodo3'	'nodo5'	1,841	97	2,00		500,00
'nodo3'	'nodo8'	1,660	222	21,00		500,00
'nodo5'	'nodo3'	1,841	97	2,00		500,00

Tabla D.2: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab\_lineas

NODOS GENERADORES MATLAB			POTENCIAS MEDIAS GENERADAS (MW)			
NOMBRE	MATLAB	CAPACIDAD (MW)	1	2	3	4
	'nodo1'	100	100,0	100,0	100,0	100,0
	'nodo3'	10	10	10	10	10
	'nodo6'	200	200	200	200	200
	'nodo4'	10	10	10	10	10

Tabla D.3: Datos ingresados en la hoja de cálculo Matlab\_generadores

Los valores tomados para la carga, generación y los parámetros de las líneas fueron tomados al azar, tratando de ser coherentes. Teniendo en consideración que la potencia inyectada en la red debe ser igual a la potencia demandada en la misma<sup>33</sup>.

Luego de corrido el flujo de carga DC obtenemos los siguientes flujos de potencia por cada una de las líneas:

RESULTADO DE FLUJO DE POTENCIA ACTIVA SEGÚN ESCENARIOS (MW)					
LINEA		ESCENARIO			
NODO INI	NODO FIN	1	2	3	4
nodo1'	nodo5'	84,50	84,50	84,50	84,50
nodo2'	nodo1'	-5,50	-5,50	-5,50	-5,50
nodo2'	nodo6'	-4,50	-4,50	-4,50	-4,50
nodo4'	nodo5'	-62,70	-62,70	-62,70	-62,70
nodo9'	nodo6'	-118,20	-118,20	-118,20	-118,20
nodo8'	nodo7'	10,00	10,00	10,00	10,00
nodo4'	nodo6'	-38,65	-38,65	-38,65	-38,65
nodo4'	nodo6'	-38,65	-38,65	-38,65	-38,65
nodo5'	nodo3'	-6,07	-6,07	-6,07	-6,07
nodo9'	nodo3'	68,20	68,20	68,20	68,20
nodo3'	nodo5'	6,07	6,07	6,07	6,07
nodo3'	nodo8'	60,00	60,00	60,00	60,00
nodo5'	nodo3'	-6,07	-6,07	-6,07	-6,07

Tabla D.4: Datos devueltos en la hoja de cálculo Resultado\_flujo\_DC luego de ejecutada la aplicación.

### C.8.2.CÁLCULO MANUAL DE PEAJES POR EL MÉTODO DE PARTICIPACIONES PROPORCIONALES.

Se realizan los cálculos de peajes suponiendo que los generadores se hacen cargo del 30% de los costos totales de la red.

#### Barra 1

Balance neto: genera 90 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
1-5	84.5	$1*0.3=0.3$
5-4	$(84.5*62.7)/(62.7+40)=51.6$	$5.76*0.3=1.73$
1-2	5.5	$10*0.3=3$

Tabla D.5: Potencias y costos asociados a la barra 1.

<sup>33</sup> Esto es debido a que se está utilizando el flujo de carga DC para calcular los flujos por la red.

### Barra 3

Balance neto: genera 10 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
3-5	$(10*3*6.07)/(60*3*6.07)=2.32$	$0.764*0.3=0.23$
5-4	$(2.32*62.7)/(40+62.7)=1.416$	$0.158*0.3=0.05$
3-8	$(10*60)/(60+3*6.07)=7.67$	$2.68*0.3=0.8$
8-7	$(7.67*10)/(10+50)=1.278$	$1.27*0.3=0.38$

Tabla D.6: Potencias y costos asociados a la barra 3.

### Barra 6

Balance neto: genera 200 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
6-9	118.2	$10*0.3=3$
9-3	68.2	$5*0.3=1.5$
3-8	$(60*68.2)/(60+3*6.07)=52.32$	$18.31*0.3=5.49$
8-7	$(52.32*10)/(50+10)=8.72$	$8.72*0.3=2.61$
3-5	$(68.2*3*6.07)/(3*6.07+60)=15.87$	$5.23*0.3=1.57$
5-4	$(15.87*62.7)/(62.7+40)=9.67$	$1.08*0.3=0.32$
6-2	4.5	$10*0.3=3$
6-4	77.3	$20*0.3=6$

Tabla D.7: Potencias y costos asociados a la barra 6



Barra 2

Balance neto: demanda 10 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
1-2	5.5	$10*0.7=7$
6-2	4.5	$10*0.7=7$

Tabla D.8: Potencias y costos asociados a la barra 2

Barra 5

Balance neto: demanda 40 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
1-5	$(84.5*40)/(84.5+3*6.07)=32.9$	$0.38*0.7=0.26$
3-5	$(3*6.07*40)/(84.5+3*6.07)=7.09$	$2.33*0.7=1.63$
9-3	$(7.09*68.2)/(10+68.2)=6.18$	$0.45*0.7=0.31$
9-6	6.18	$0.52*0.7=0.36$

Tabla D.9: Potencias y costos asociados a la barra 5.

Barra 9

Balance neto: demanda 50 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
6-9	50	$4.23*0.7=2.96$

Tabla D.10: Potencias y costos asociados a la barra 9.

### Barra 8

Balance neto: demanda 50 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
3-8	50	$17.5*0.7=12.25$
3-9	$(50*68.2)/(10+68.2)=43.6$	$3.19*0.7=2.23$
6-9	43.9	$3.71*0.7=2.59$

Tabla D.11: Potencias y costos asociados a la barra 8.

### Barra 7

Balance neto: demanda 10 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
8-7	10	$10*0.7=7$
3-8	10	$3.5*0.7=2.45$
3-9	$(10*68.2)/(68.2+10)=8.72$	$0.64*0.7=0.45$
9-6	8.72	$0.73*0.7=0.51$

Tabla D.12: Potencias y costos asociados a la barra 7.

### Barra 4

Balance neto: demanda 140 MW

Línea	Potencia por la línea MW	Costo por utilización de la línea \$
5-4	62.7	$7*0.7=4.9$
1-5	$(84.5*62.7)/(6.07*3+84.5)=51.58$	$0.61*0.7=0.43$
3-5	$(3*6.07*62.7)/(6.07*3+84.5)=11.11$	$3.66*0.7=2.56$
9-3	$(68.2*11.11)/(68.2+10)=9.69$	$0.71*0.7=0.5$
6-9	9.69	$0.82*0.7=0.57$
6-4	77.3	$20*0.7=14$

Tabla D.13: Potencias y costos asociados a la barra 4.

### C.8.3. ANÁLISIS DE RESULTADO DEL CÁLCULO “MANUAL”

	País1	País2	País3
País1	10.56	0.67	0
País2	0	30.82	0
País3	0.43	4.48	0

Tabla D.14: Matriz “costoscruzpaís”

País	Pago por año
País1	21.58
País2	44.97
País3	33.37

Tabla D.15: Matriz “costopais”

Línea frontera		Países		
Nodo origen	Nodo fin	País1	País2	País3
6	2	7	3	0
5	4	1,73	0,36	4,9
8	7	0	2.99	7
6	4	0	6	14
3	5	1,63	1,8	2,56

Tabla D.16: Matriz “costolinfrontera”

Barra generadora	Países		
	País1	País2	País3
<b>1</b>	<b>3,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>3</b>	<b>0</b>	<b>0,80</b>	<b>0</b>
<b>6</b>	<b>0</b>	<b>9,99</b>	<b>0</b>

Tabla D.17: Matriz “Peaje\_Gen”

Barra de carga	Países		
	País1	País2	País3
2	7	0	0
5	0,26	0,67	0
8	0	17,07	0
9	0	2,96	0
4	0,43	1,07	0
7	0	3,41	0

Tabla D.18: Matriz "Peaje\_Car"

#### C.8.4.RESULTADOS OBTENIDOS MEDIANTE LA APLICACIÓN CREADA EN MATLAB

Matriz "Costocruzpais"			
Países	pa1'	pa2'	pa3'
pa1'	10,5726484	0,68329552	0
pa2'	0	30,8316127	0
pa3'	0,42735158	4,48509174	0

Tabla D.19: Matriz "costocruzpais"

Matriz "Costopais"	
Países	U\$S
pa1'	21,6197418
pa2'	45,0037054
pa3'	33,3765528

Tabla D.20: Matriz "costopais"

<b>Matriz "Costoslinfrontera"</b>				
<b>Lineas frontera</b>		<b>Países</b>		
<b>Nodo origen</b>	<b>Nodo fin</b>	<b>pa1'</b>	<b>pa2'</b>	<b>pa3'</b>
nodo6'	nodo2'	7	3	0
nodo5'	nodo4'	1,72790734	0,37209266	4,9
nodo8'	nodo7'	0	3	7
nodo6'	nodo4'	0	6	14
nodo3'	nodo5'	1,63589051	1,8	2,56410949

Tabla D.21: Matriz "costolinfrontera"

<b>Barra generadora</b>	<b>Países</b>		
	<b>pa1'</b>	<b>pa2'</b>	<b>pa3'</b>
<b>nodo1'</b>	<b>3,3</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>nodo3'</b>	<b>0</b>	<b>0,805663</b>	<b>0</b>
<b>nodo6'</b>	<b>0</b>	<b>9,994337</b>	<b>0</b>

Tabla D.22: Matriz "Peaje\_Gen"

<b>Barra de carga</b>	<b>Países</b>		
	<b>pa1'</b>	<b>pa2'</b>	<b>pa3'</b>
<b>nodo2'</b>	<b>7</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>nodo5'</b>	<b>0,272648</b>	<b>0,683296</b>	<b>0</b>
<b>nodo8'</b>	<b>0</b>	<b>17,07044</b>	<b>0</b>
<b>nodo9'</b>	<b>0</b>	<b>2,961172</b>	<b>0</b>
<b>nodo4'</b>	<b>0,427352</b>	<b>1,071004</b>	<b>0</b>
<b>nodo7'</b>	<b>0</b>	<b>3,414088</b>	<b>0</b>

Tabla D.23: Matriz "Peaje\_Car"

### C.8.5.COMENTARIOS

Si se miran los resultados obtenidos en los puntos D.8.3 y D.8.4 se puede apreciar que ambos coinciden. Las pequeñas diferencias entre algunos valores son fruto de redondeos al efectuar las operaciones.

D.RESULTADOS OBTENIDOS PARA EL CÁLCULO DE PEAJES NO PRESENTADOS EN CAPÍTULO 7.

D.1.CÁLCULO DE PEAJES CON COSTO DE LÍNEAS DIFERENCIADO.

D.1.1.MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%)

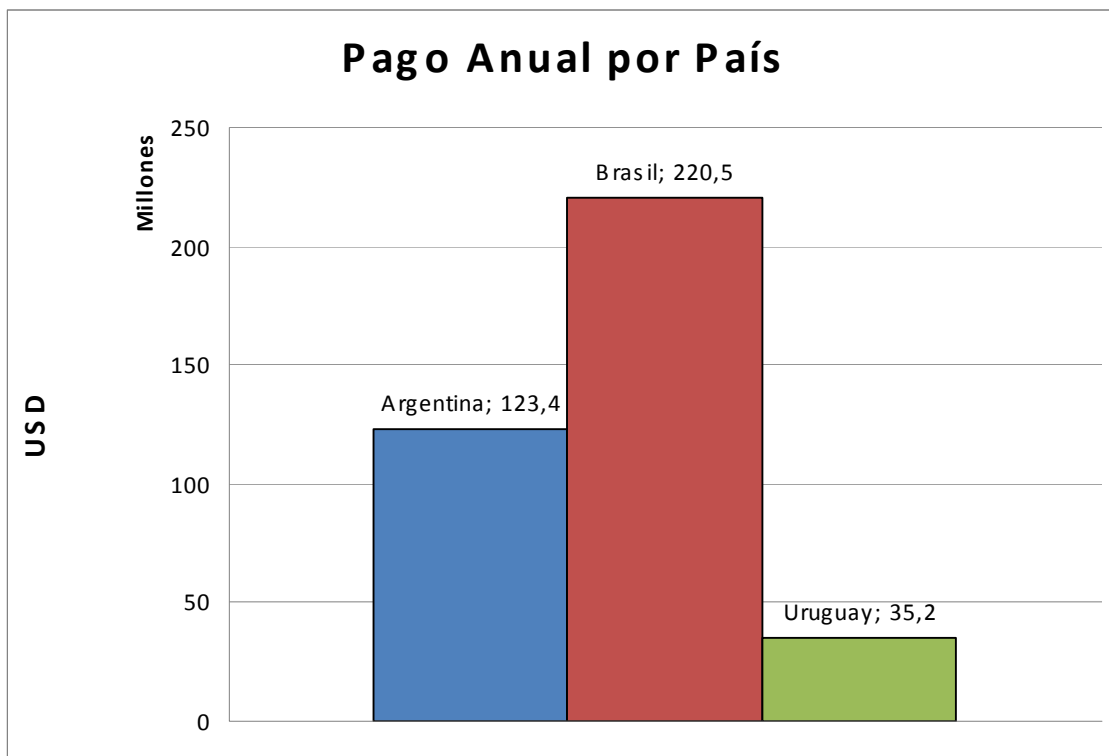


Figura E.1: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

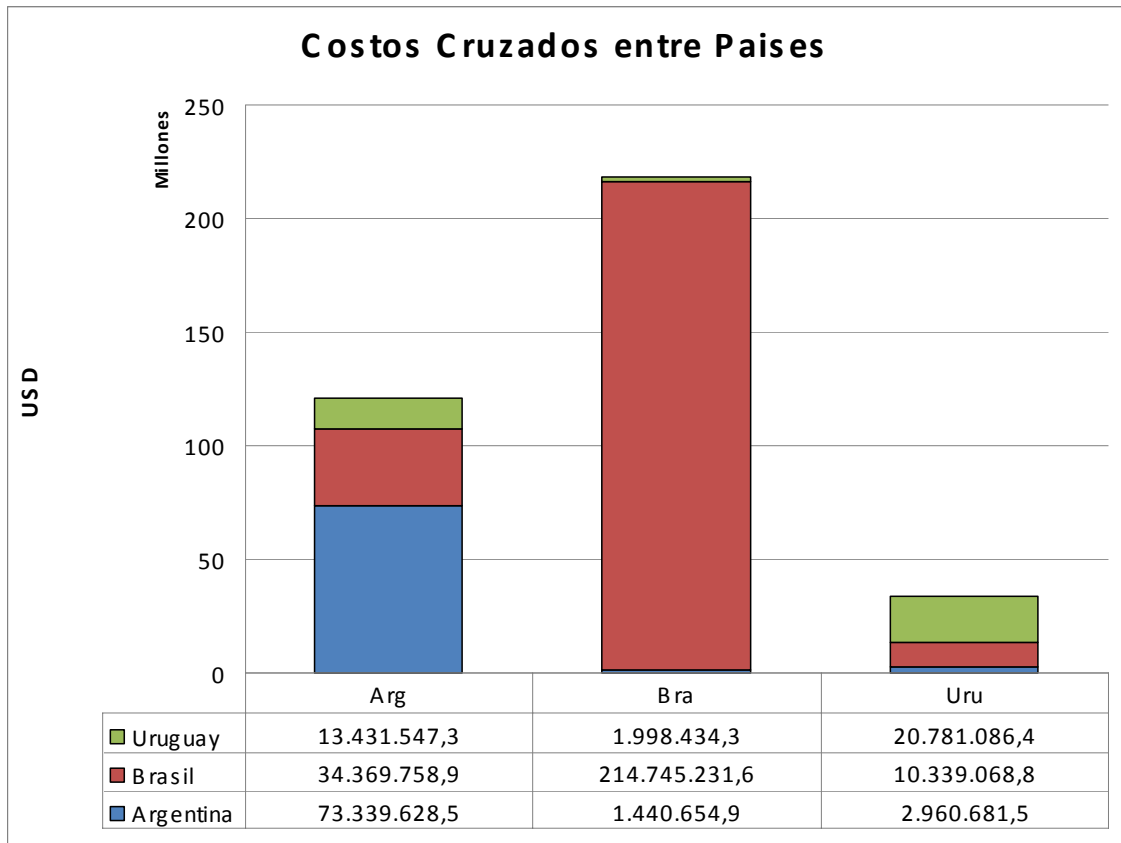


Figura E.2: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

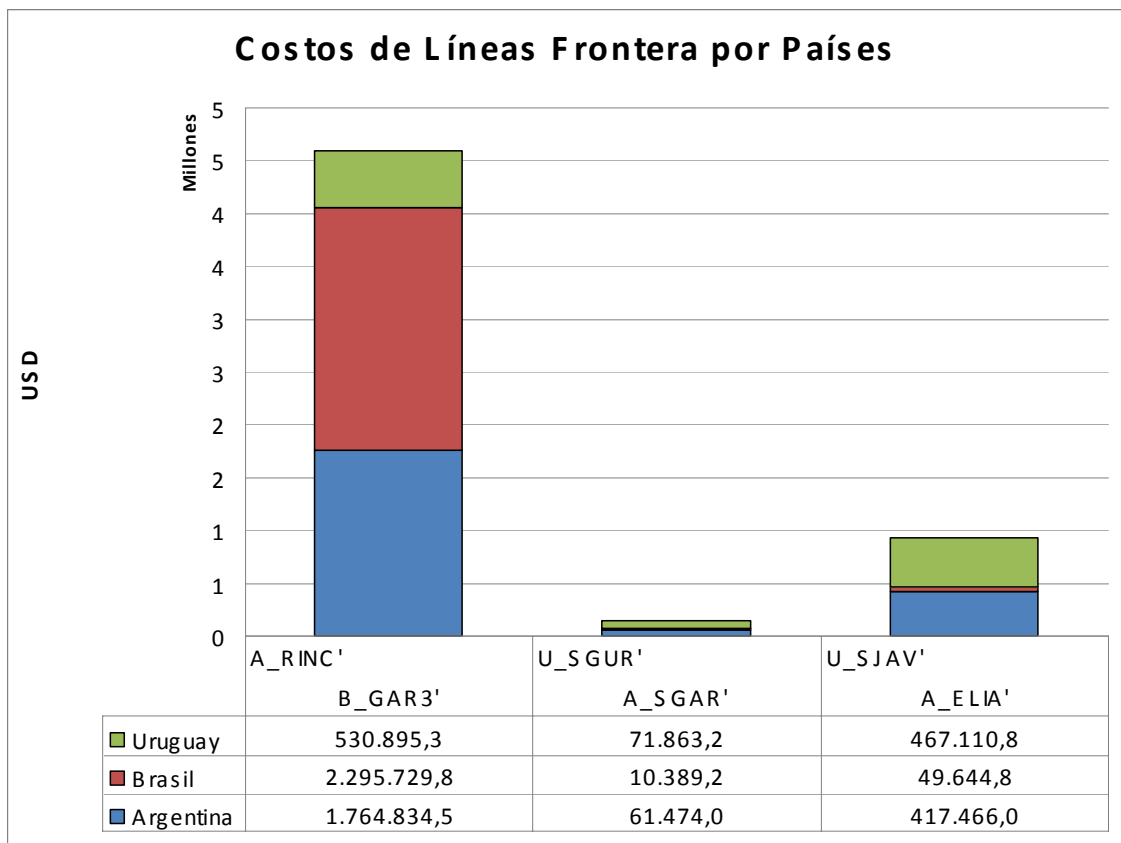


Figura E.3: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.



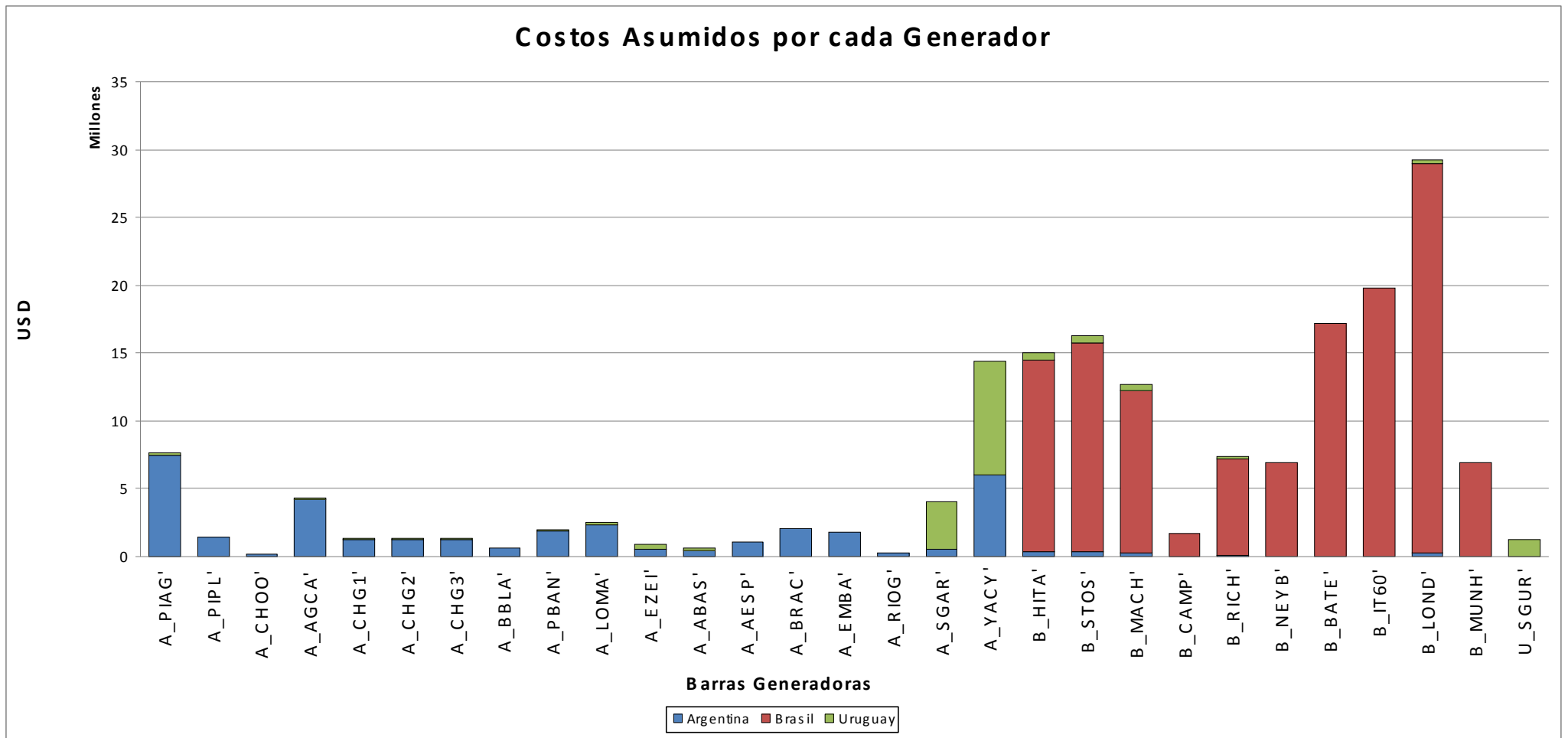


Figura E.4: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.

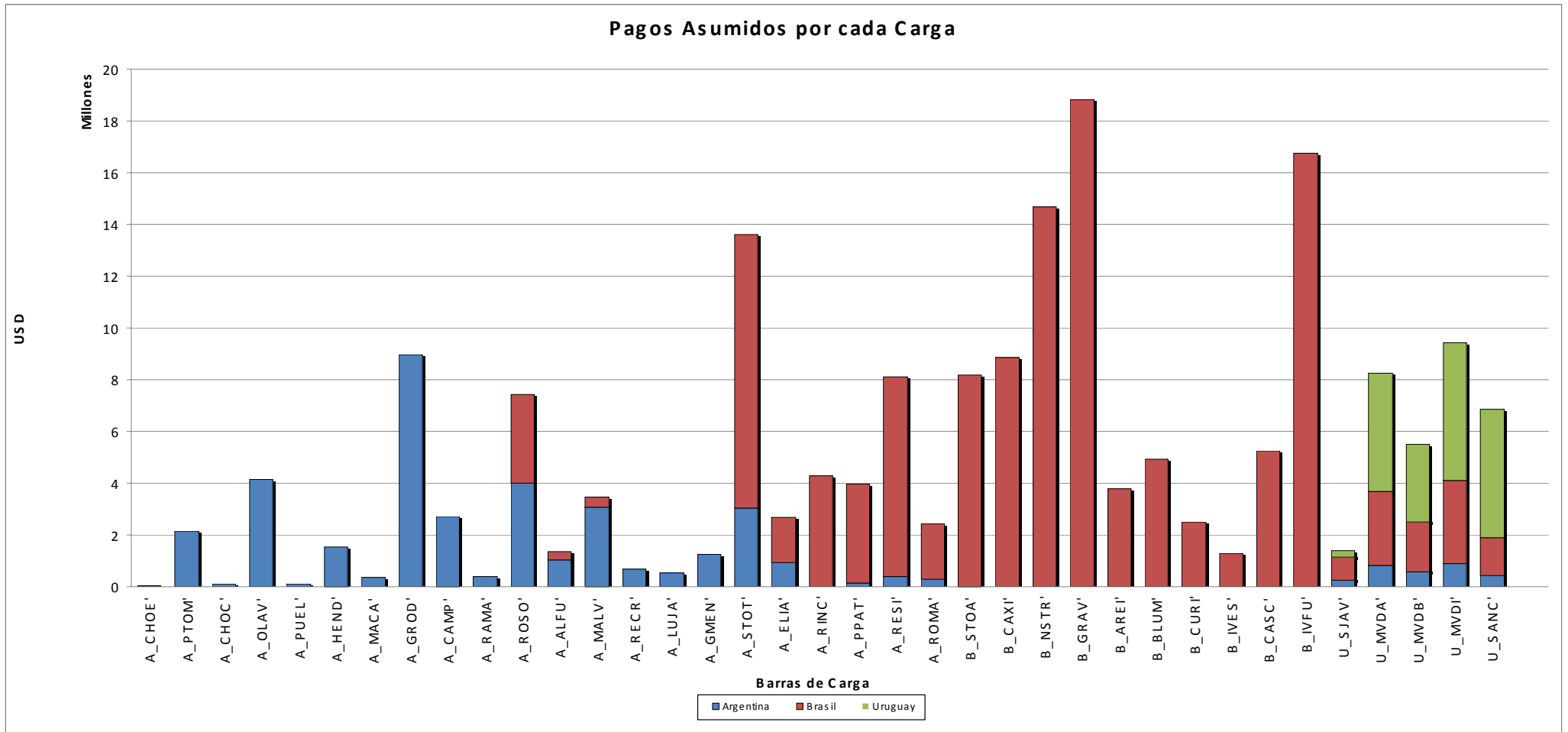


Figura E.5: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

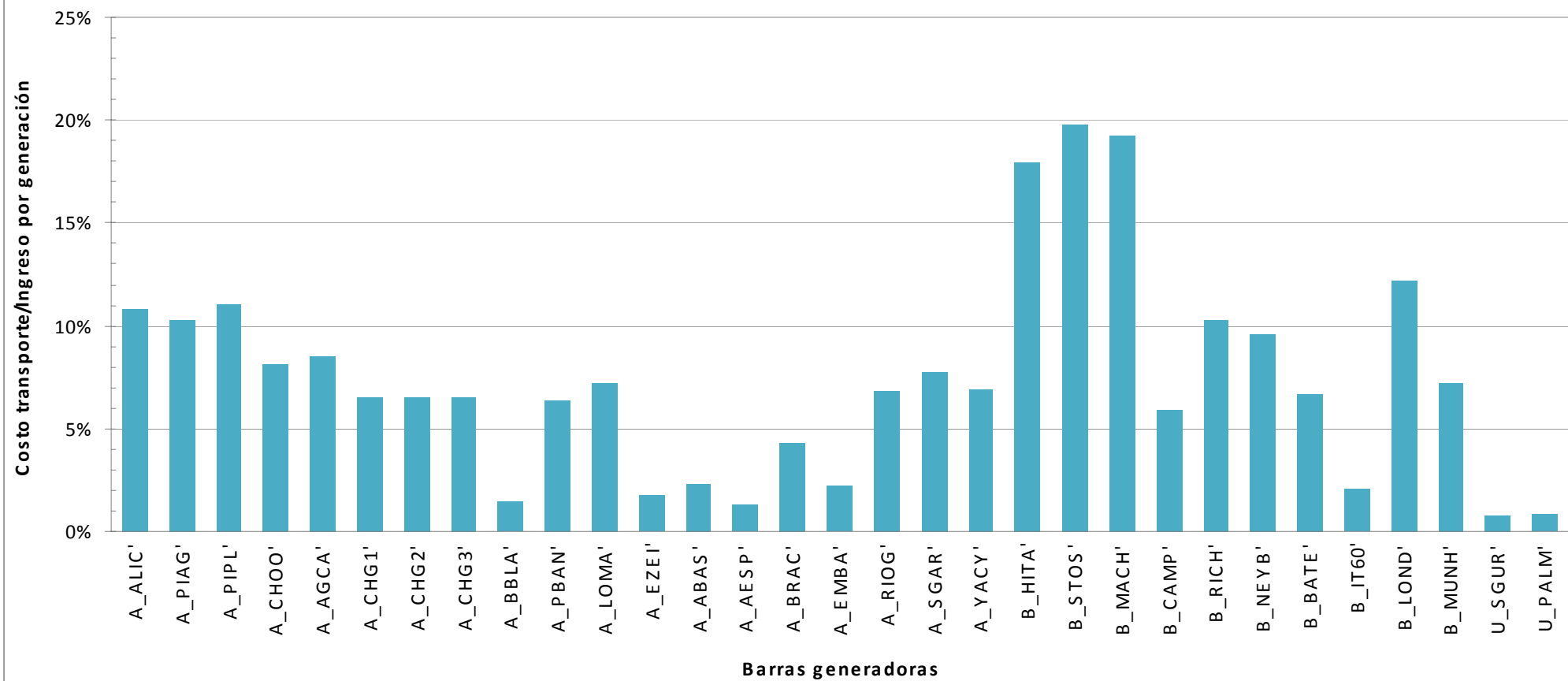


Figura E.6: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.

## Costo transporte/MWh generado

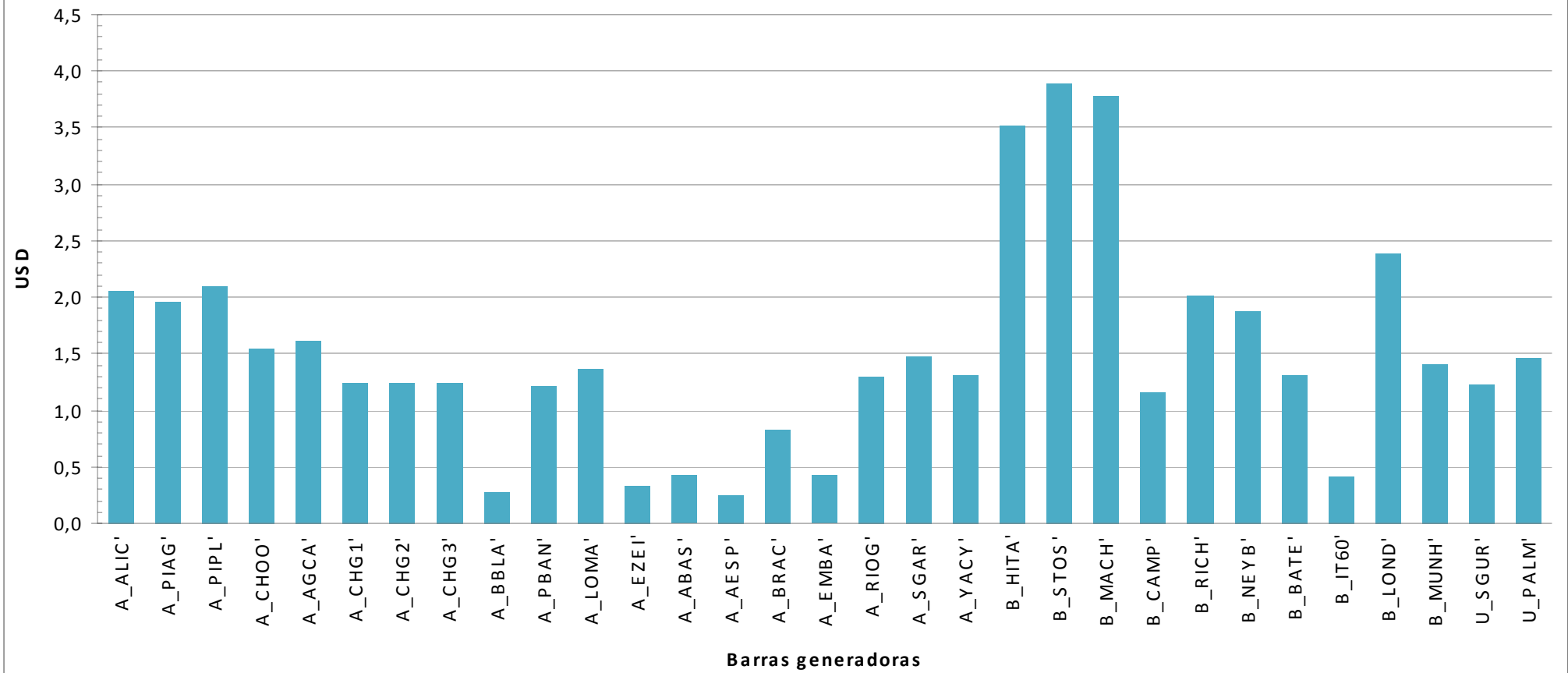


Figura E.7: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

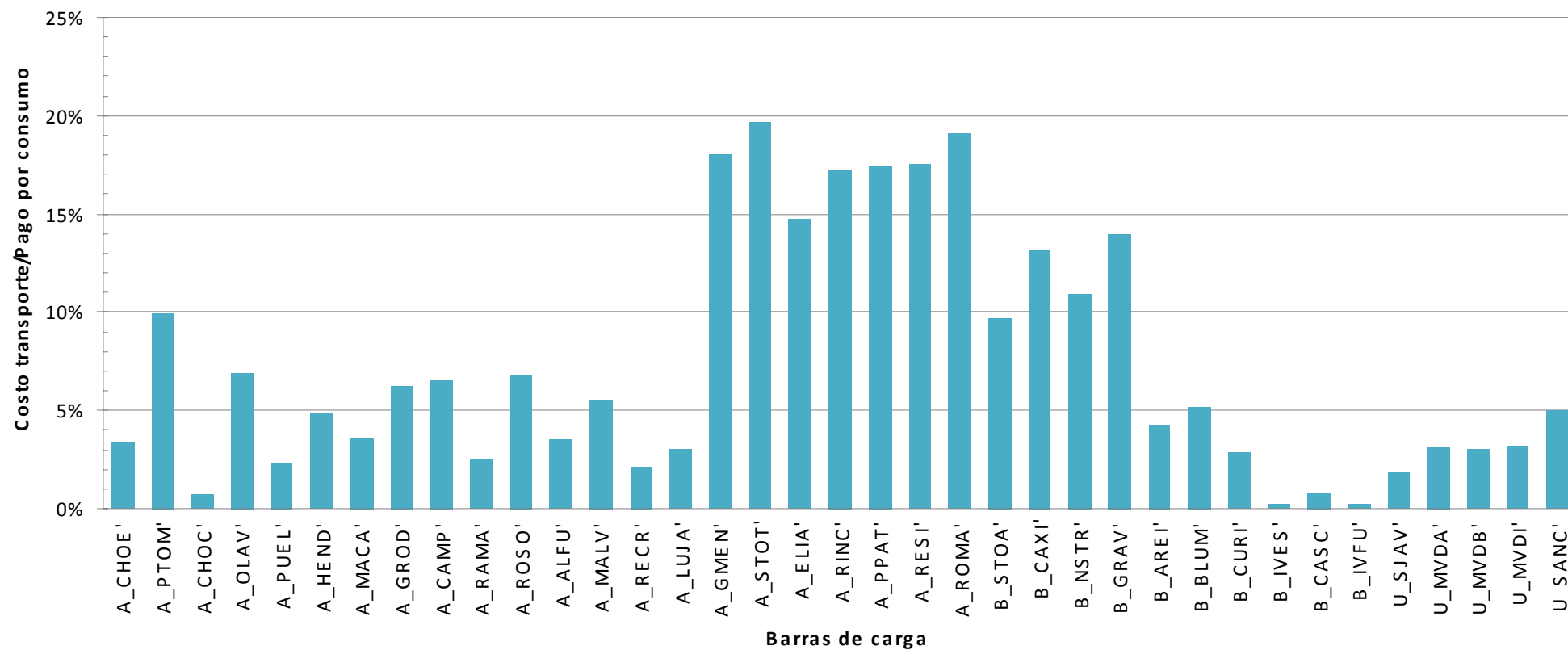


Figura E.8: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.

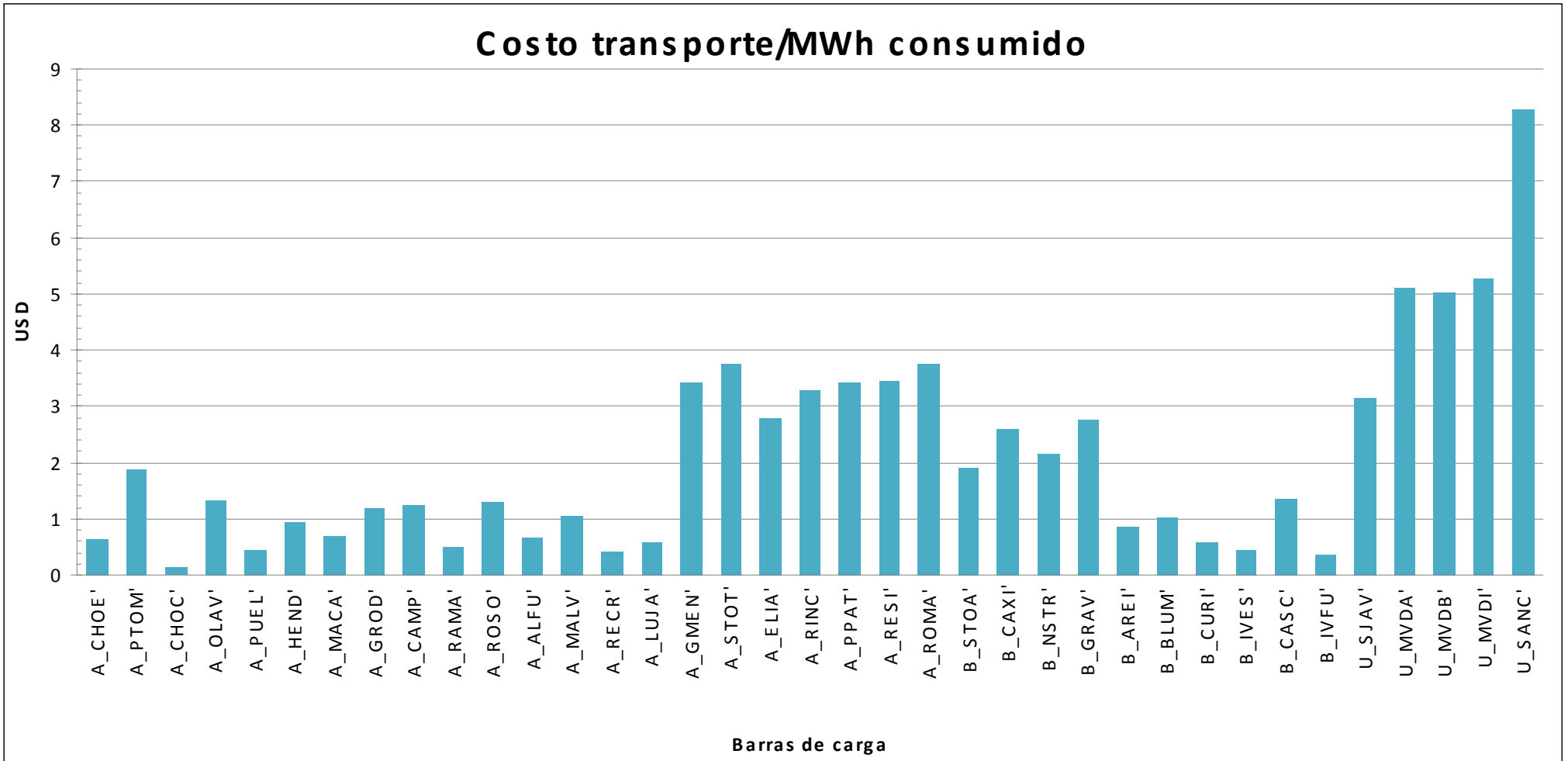


Figura E.9: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido.

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	3.210.487	51.981.642	134.344.001
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	1%	6%	7%

Tabla E.1: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Consumida(MW)</b>	776	5.134	10.843
<b>Energía(MWh)</b>	6.800.388	44.976.468	94.984.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	31.940.219	71.403.067	86.196.084
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	2,8%	8,3%	4,6%

Tabla E.2: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

D.1.2.MODALIDAD DE PAGO EXCLUSIVA: CARGAS

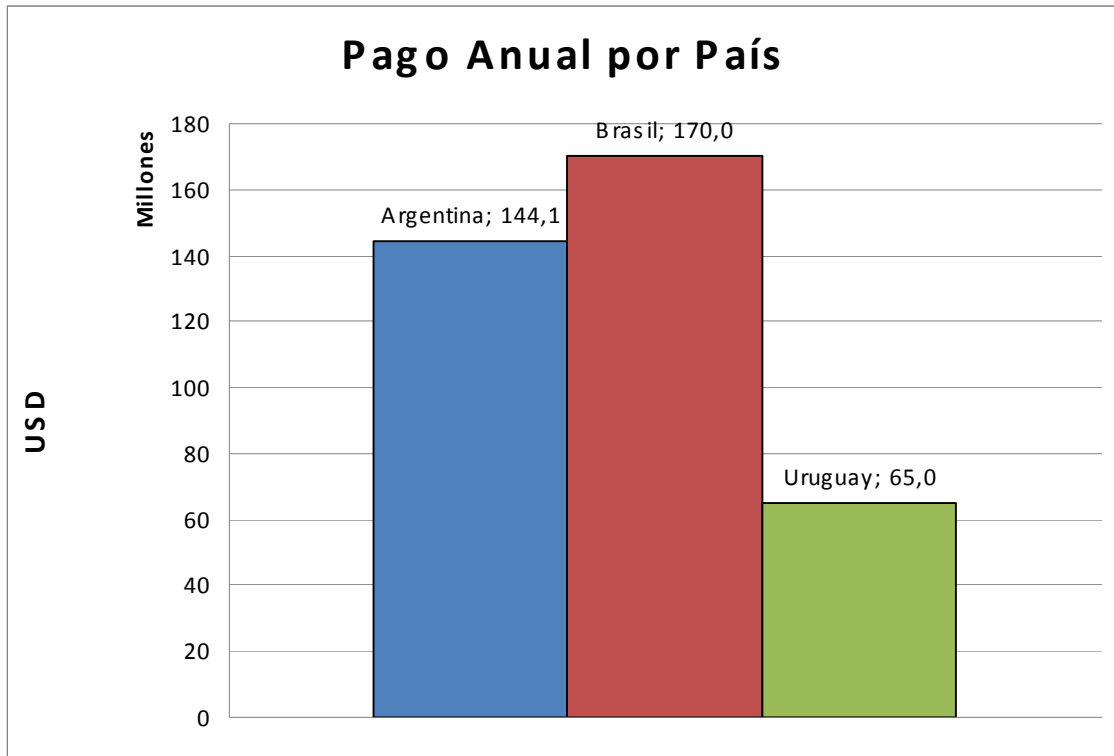


Figura E.10: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

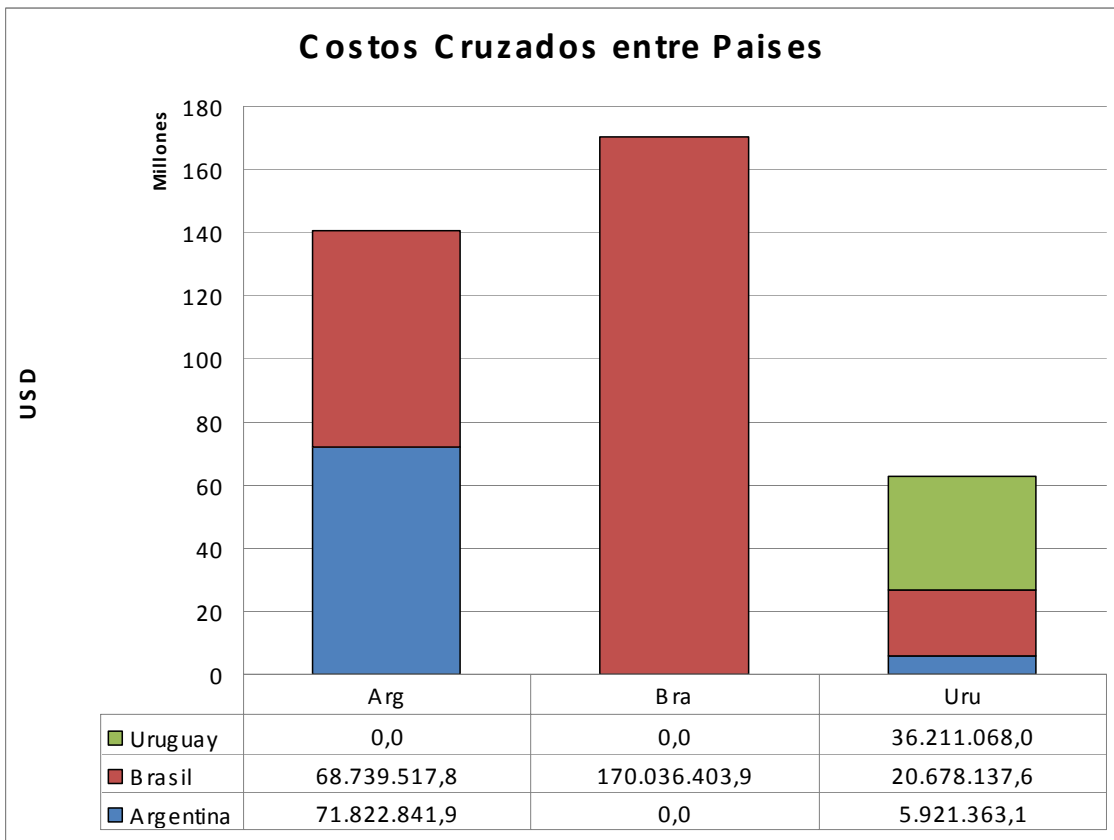


Figura E.11: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.



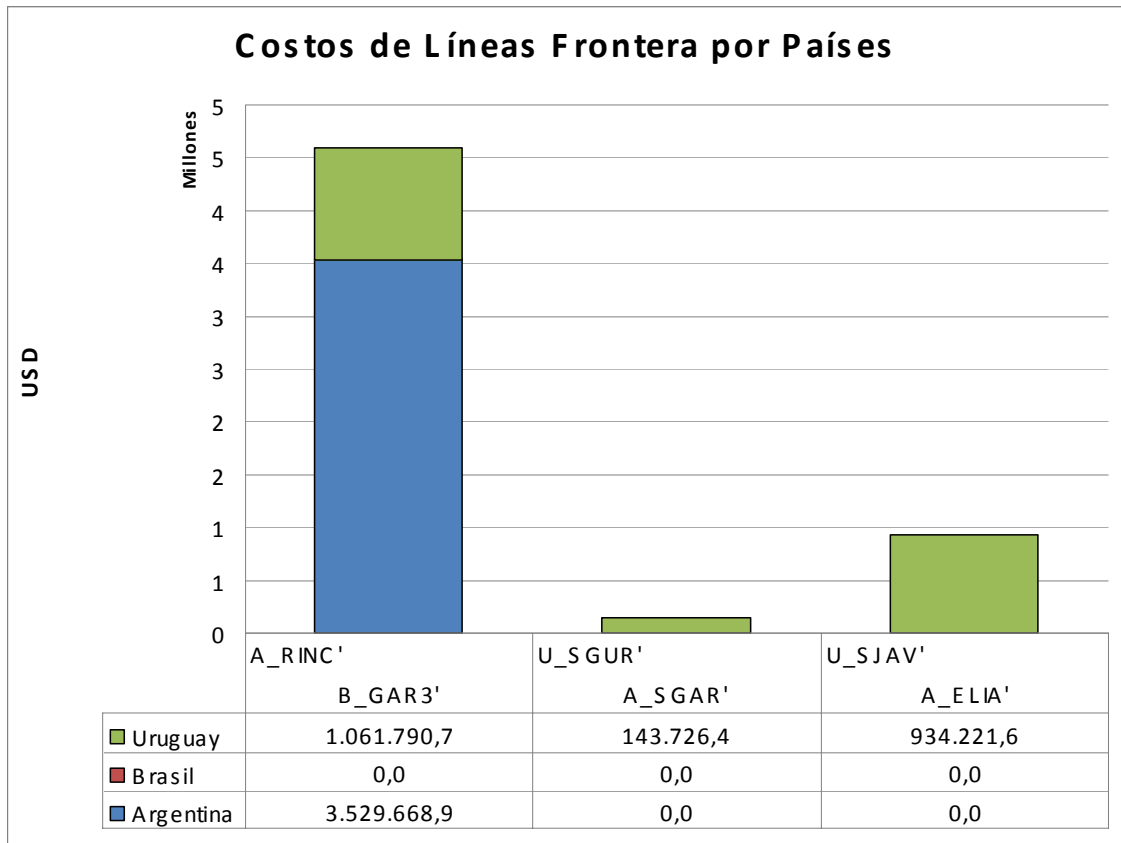


Figura E.12: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

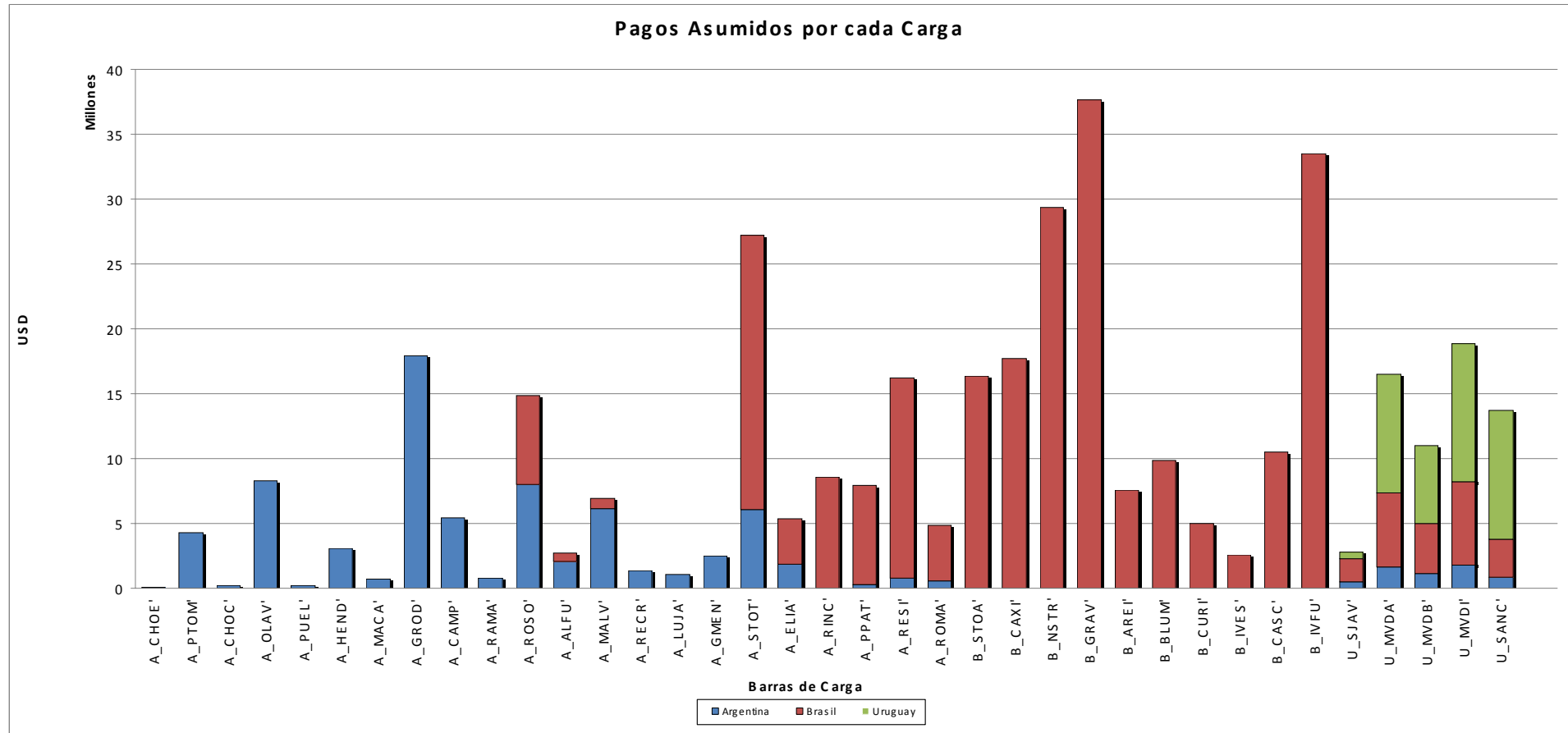


Figura E.13: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por paises.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

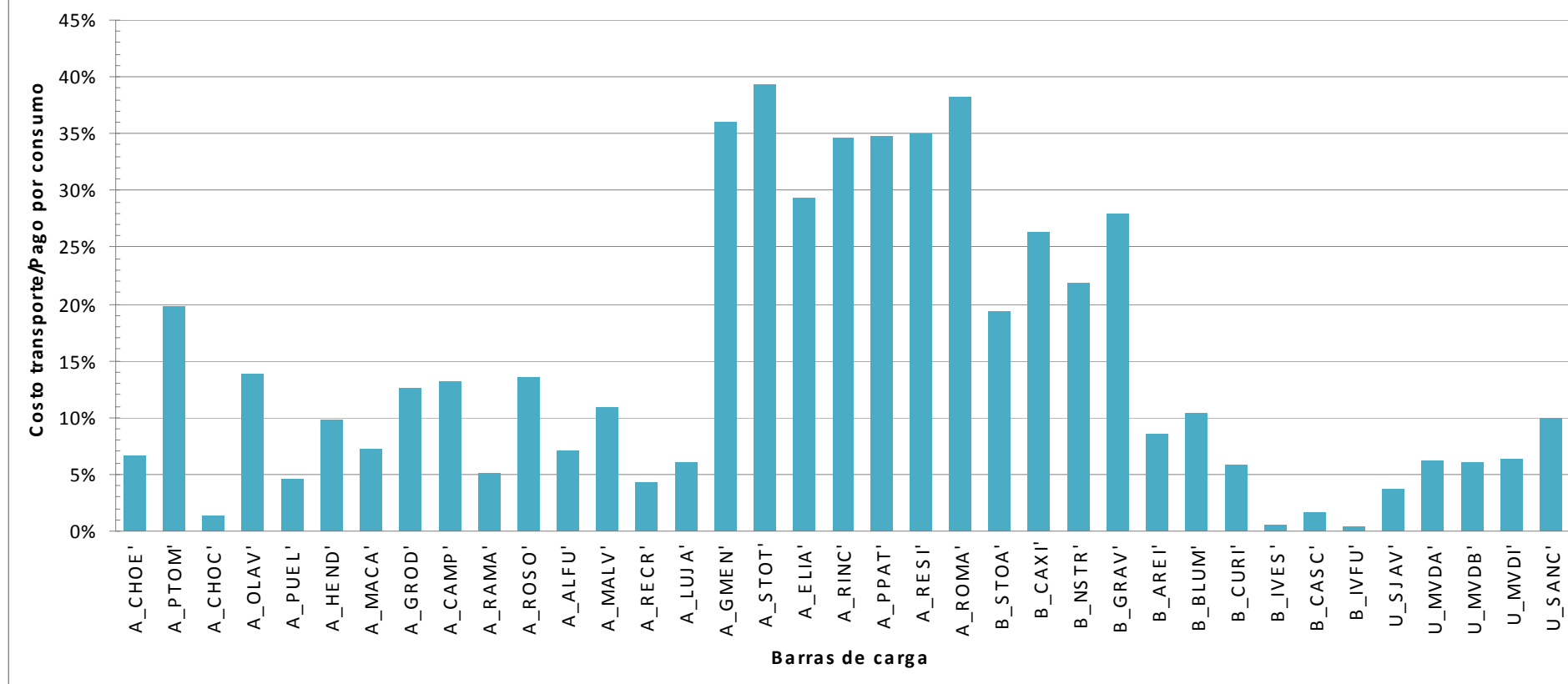


Figura E.14: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.

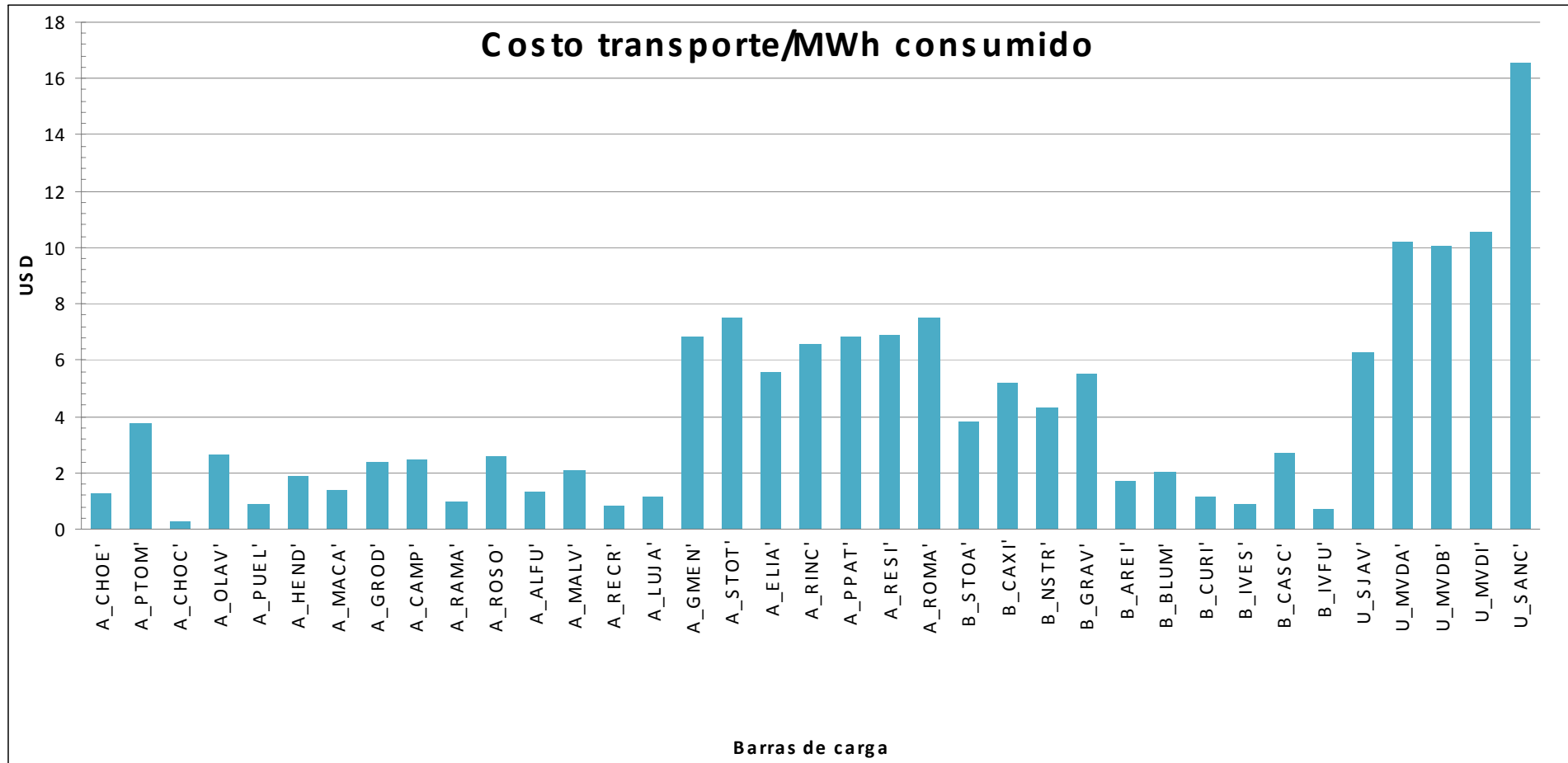


Figura E.15: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido.

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Consumida(MW)</b>	776	5.134	10.843
<b>Energía(MWh)</b>	6.800.388	44.976.468	94.984.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	64.950.307	144.092.029	170.036.404
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	6%	17%	9%

Tabla E.3: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

D.2. CÁLCULO DE PEAJES INCORPORANDO FUTURA CONVERSORA EN MELO.

D.2.1. CÁLCULOS MANTENIENDO CONVERSORA GARABÍ CONECTADA.

D.2.1.1. MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%)

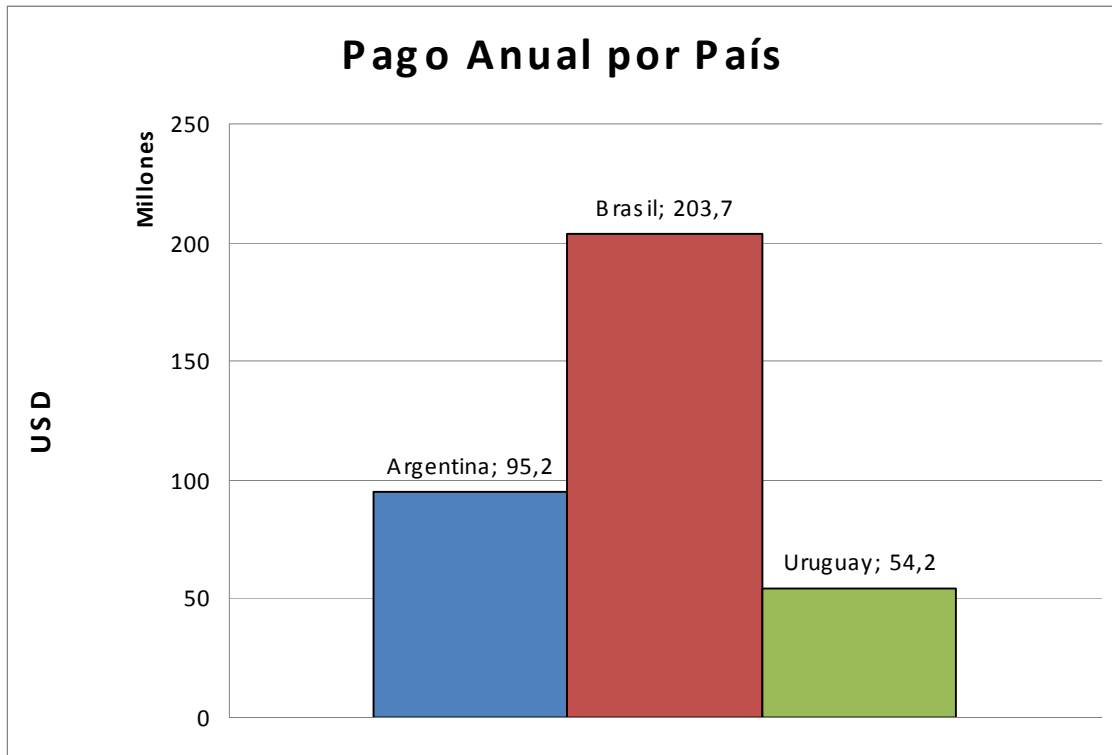


Figura E.16: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

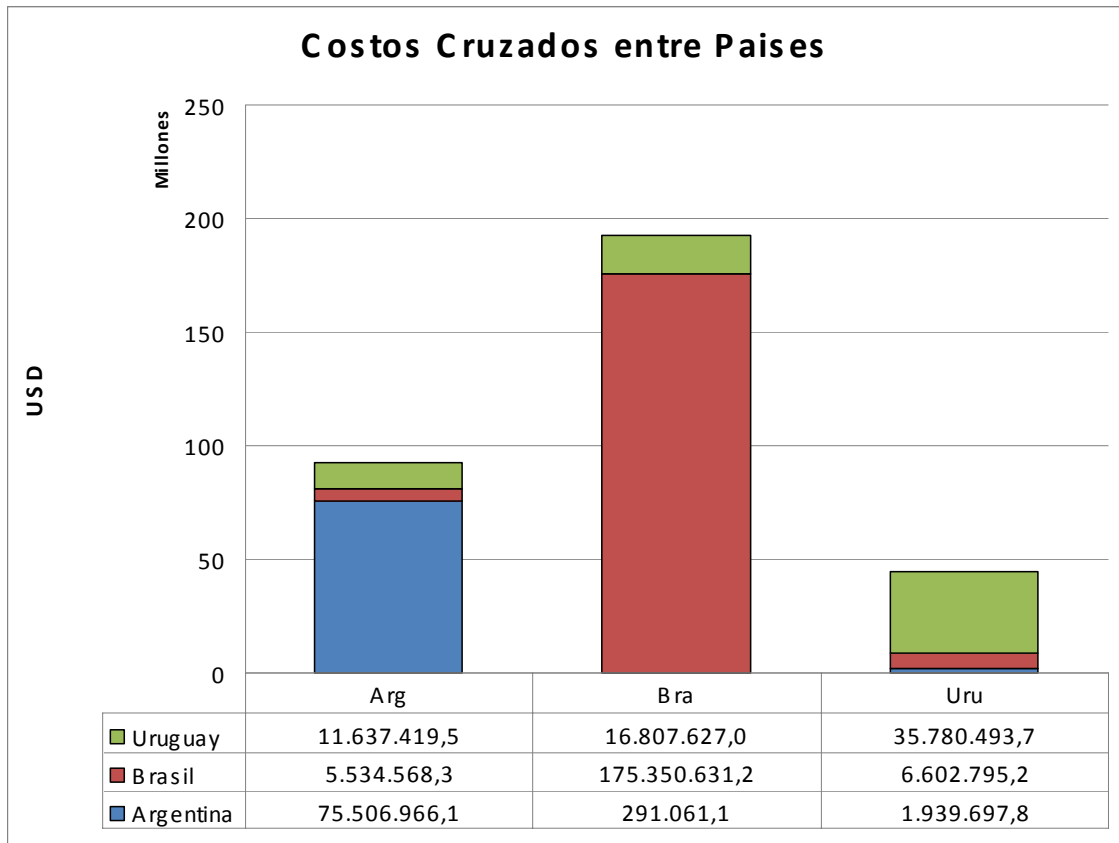


Figura E.17: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

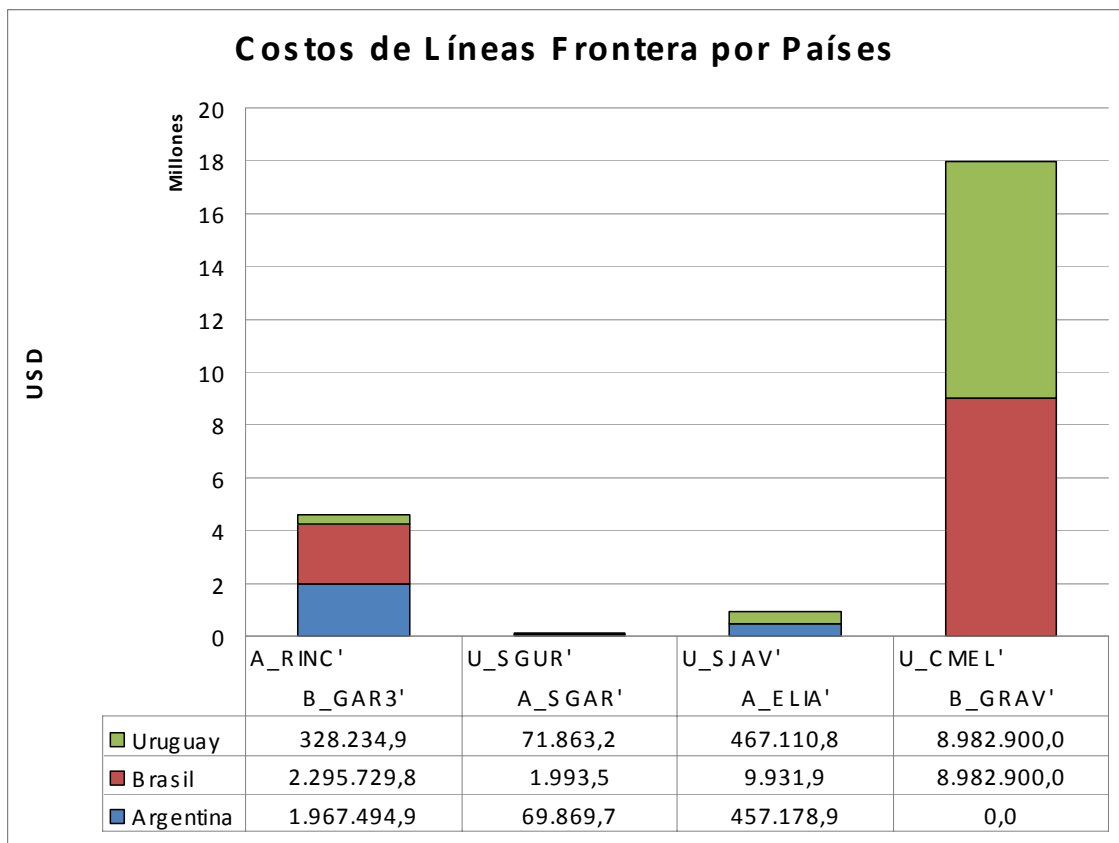


Figura E.18: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

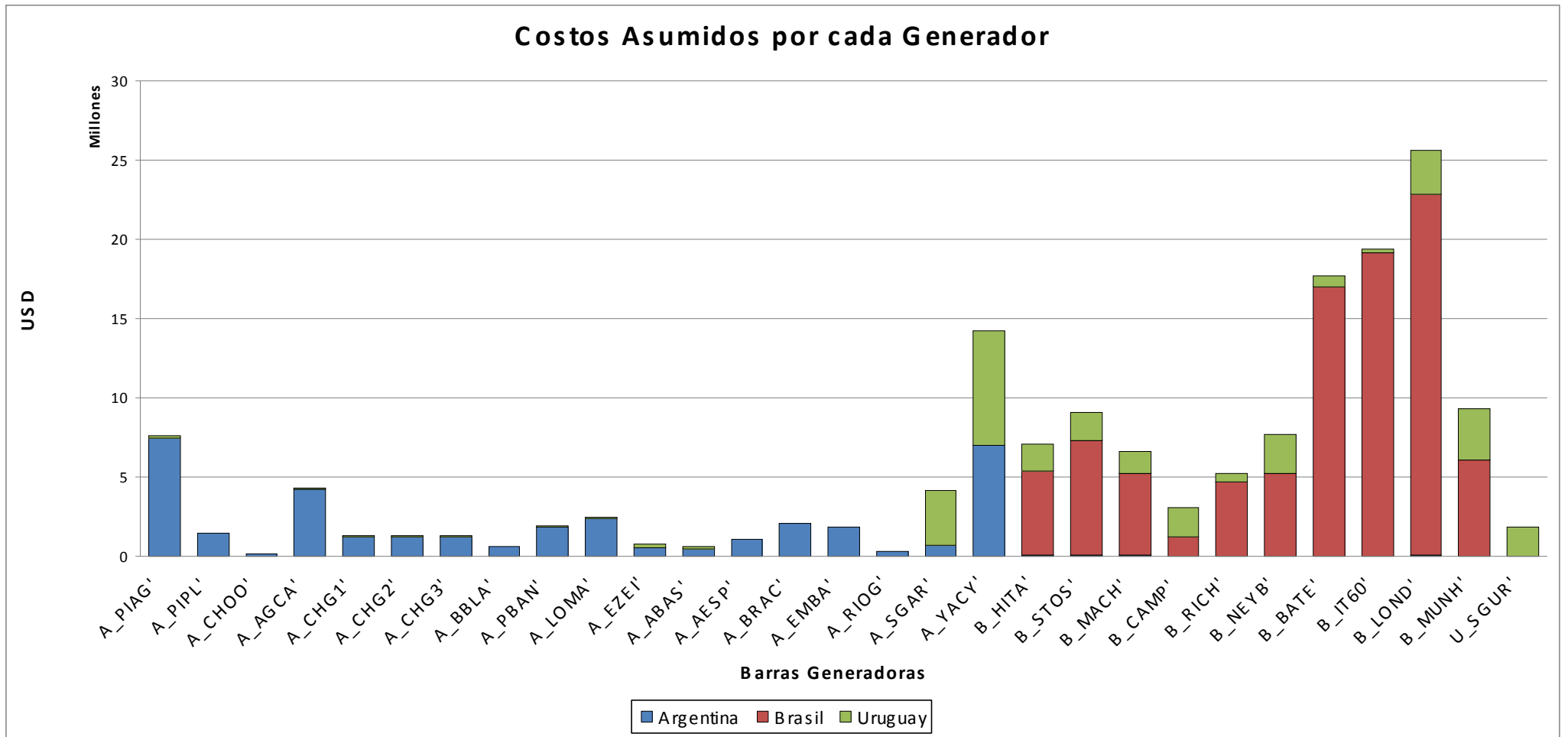


Figura E.19: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.



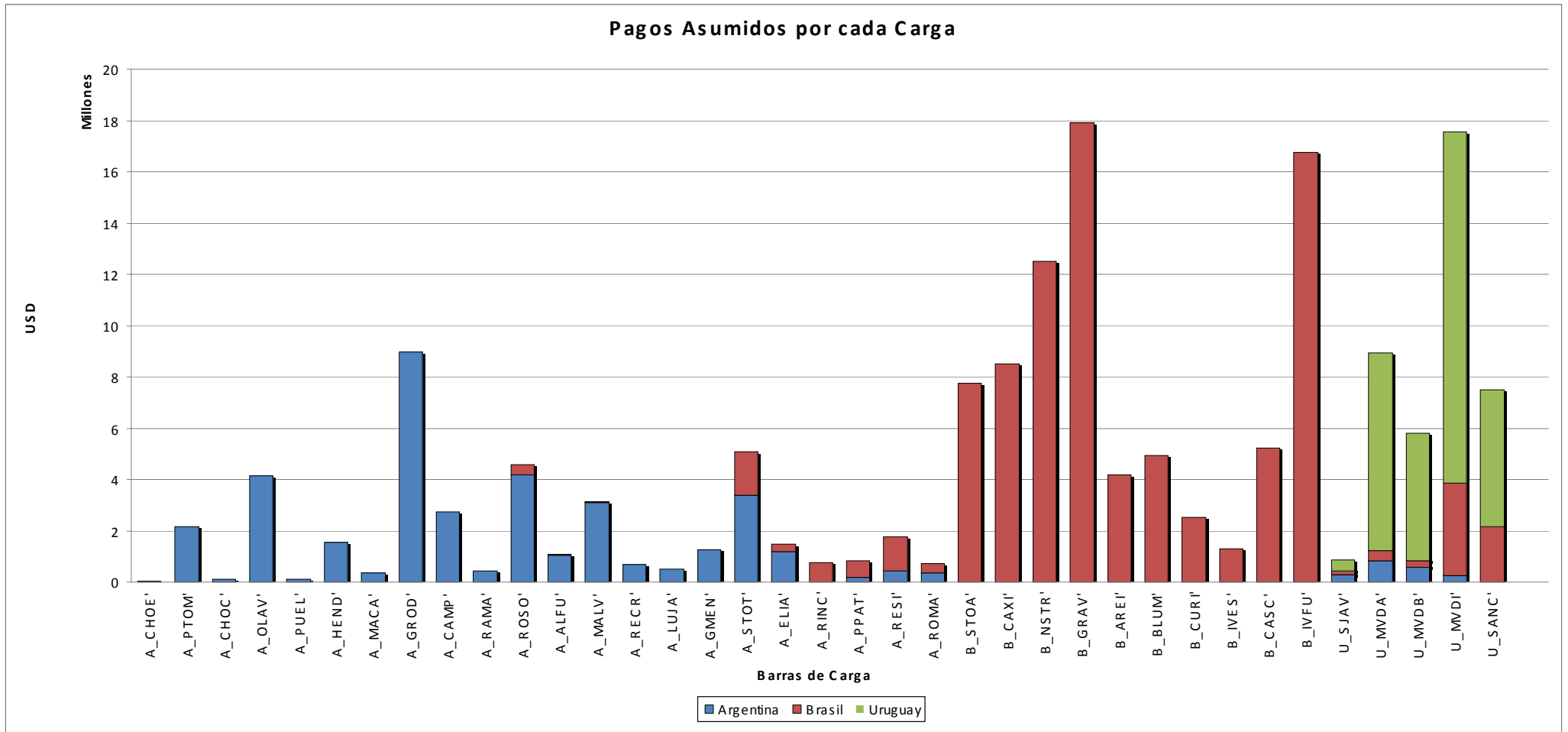


Figura E.20: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

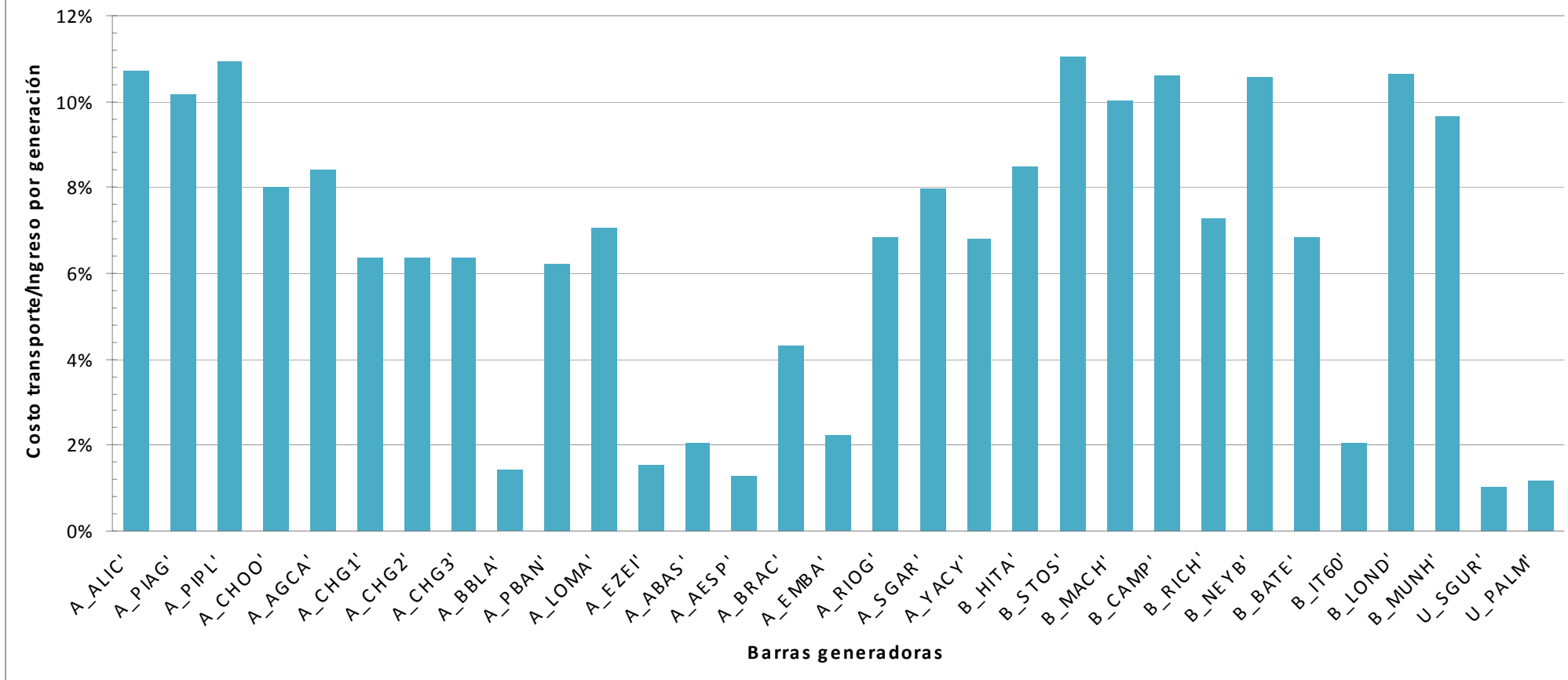


Figura E.21: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.

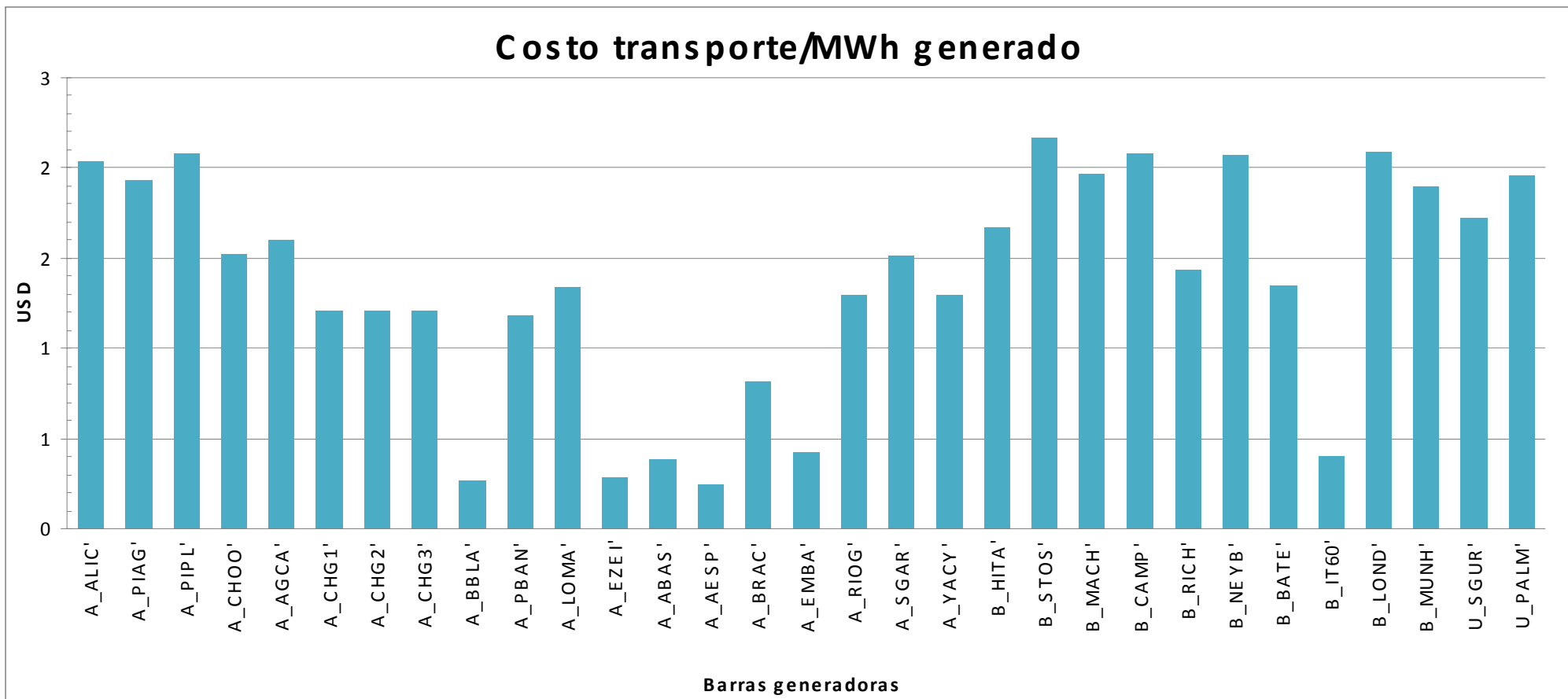


Figura E.22: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

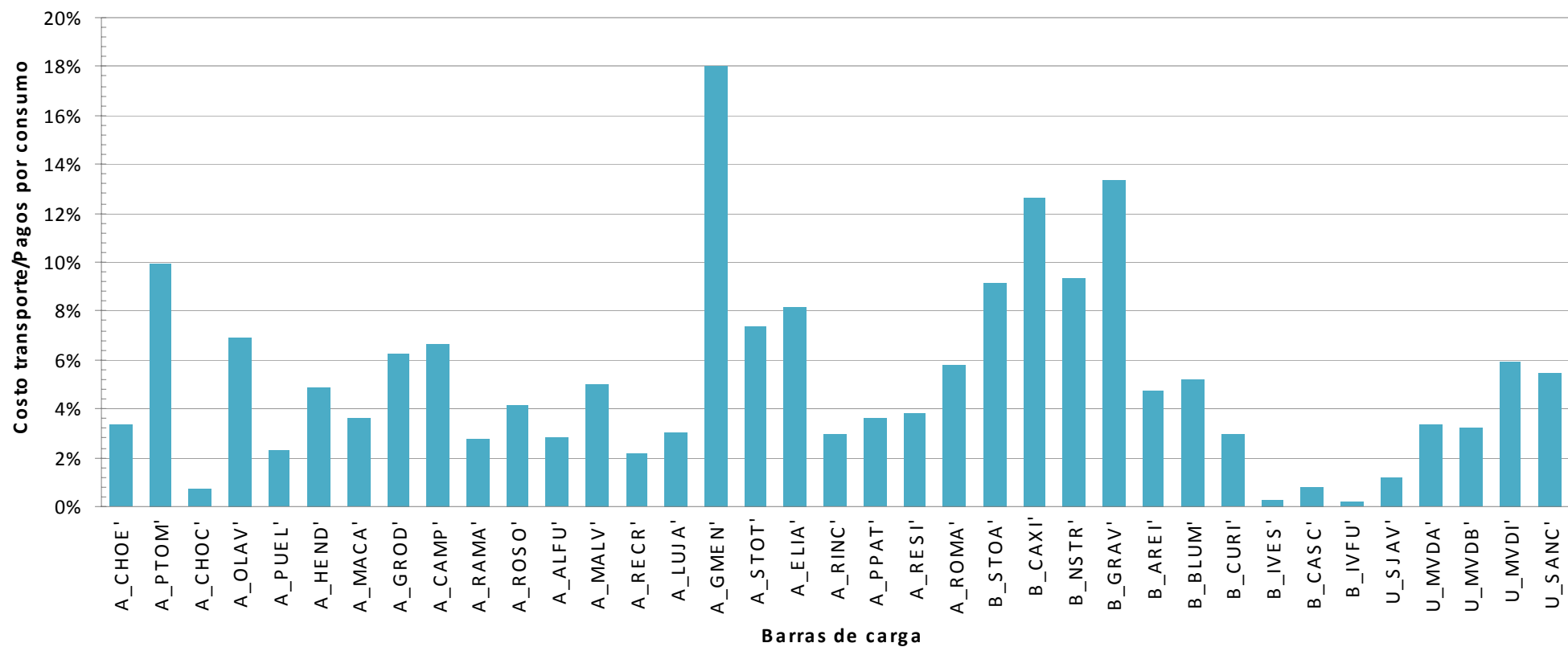


Figura E.23: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.

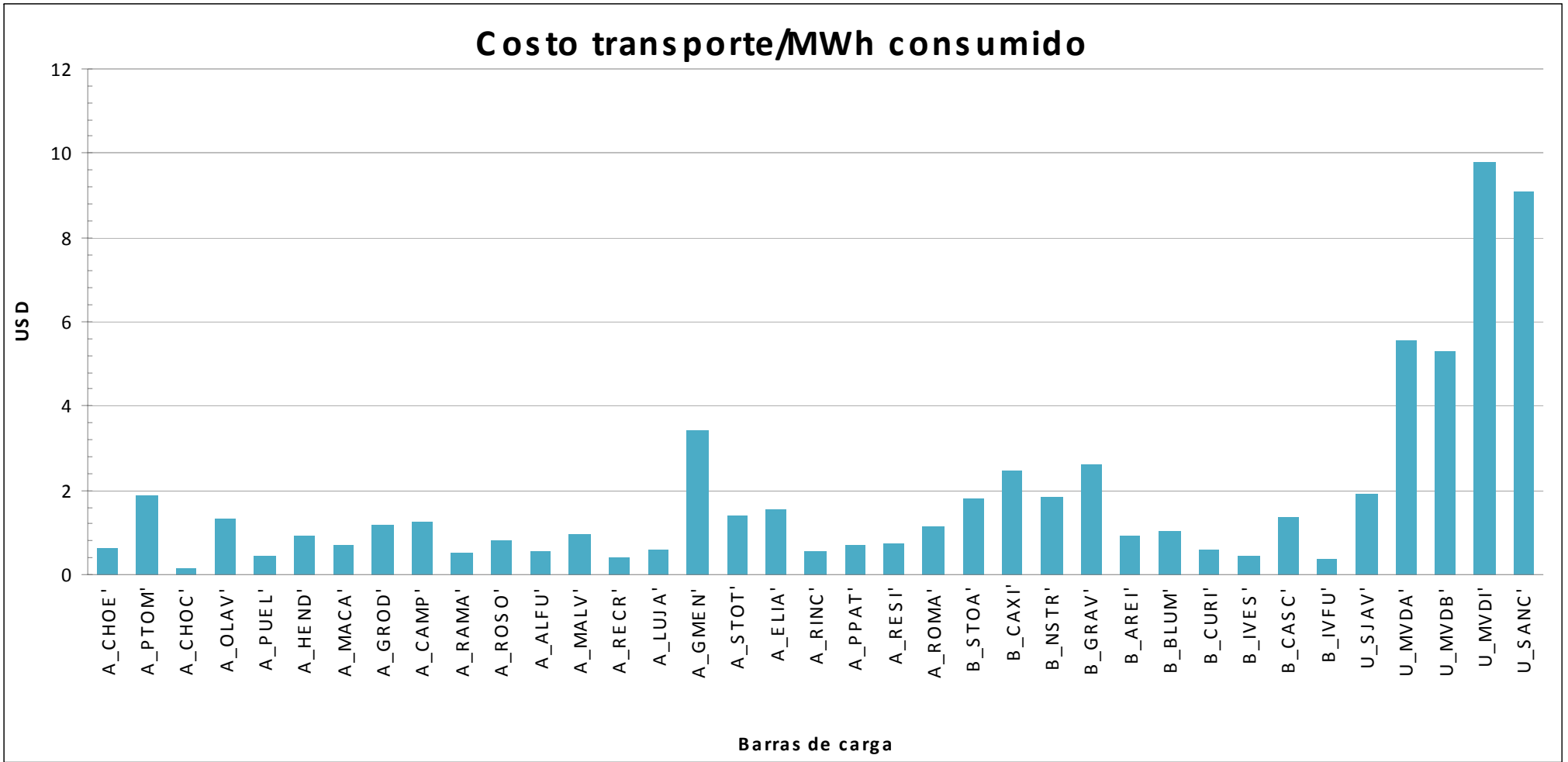


Figura E.24: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido.

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	8.592.778	51.462.493	116.487.963
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	3%	6%	6%

Tabla E.4: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Consumida(MW)</b>	776	5.134	10.843
<b>Energía(MWh)</b>	6.800.388	44.976.468	94.984.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	45.580.318	43.711.005	87.251.911
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	4,0%	5,1%	4,7%

Tabla E.5: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

D.2.1.2.MODALIDAD DE PAGO EXCUSIVA: CARGAS

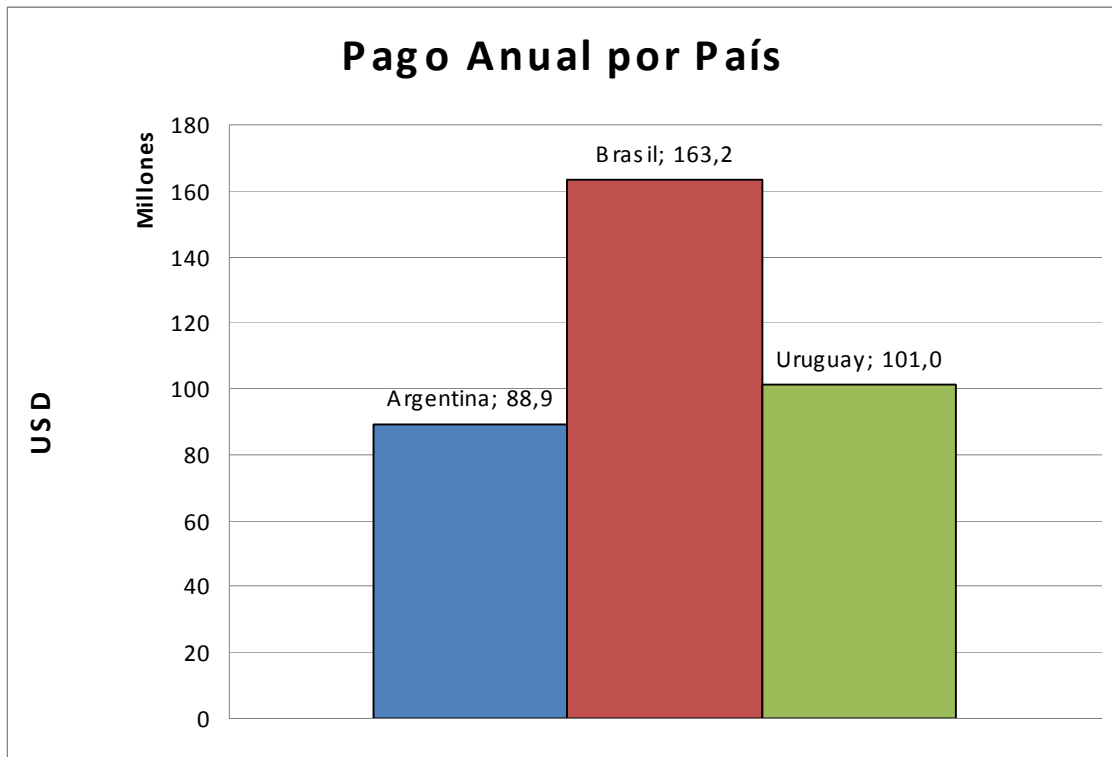


Figura E.25: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

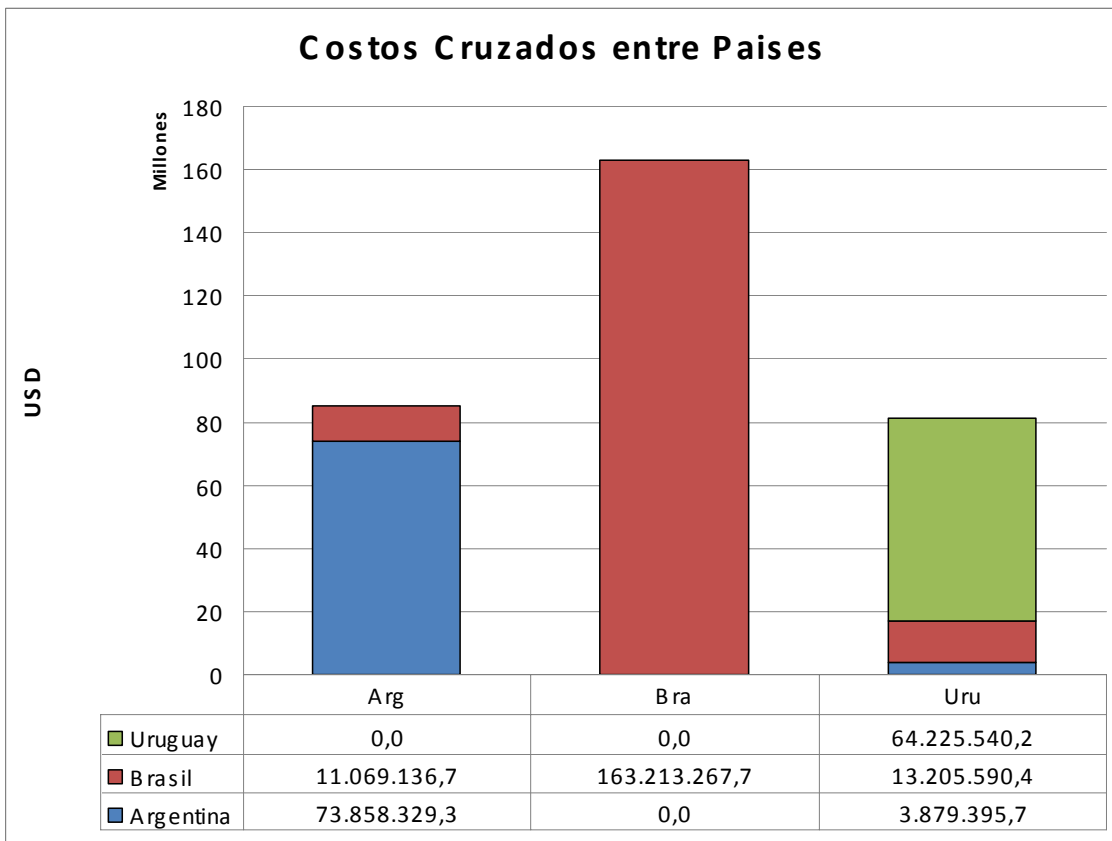


Figura E.26: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

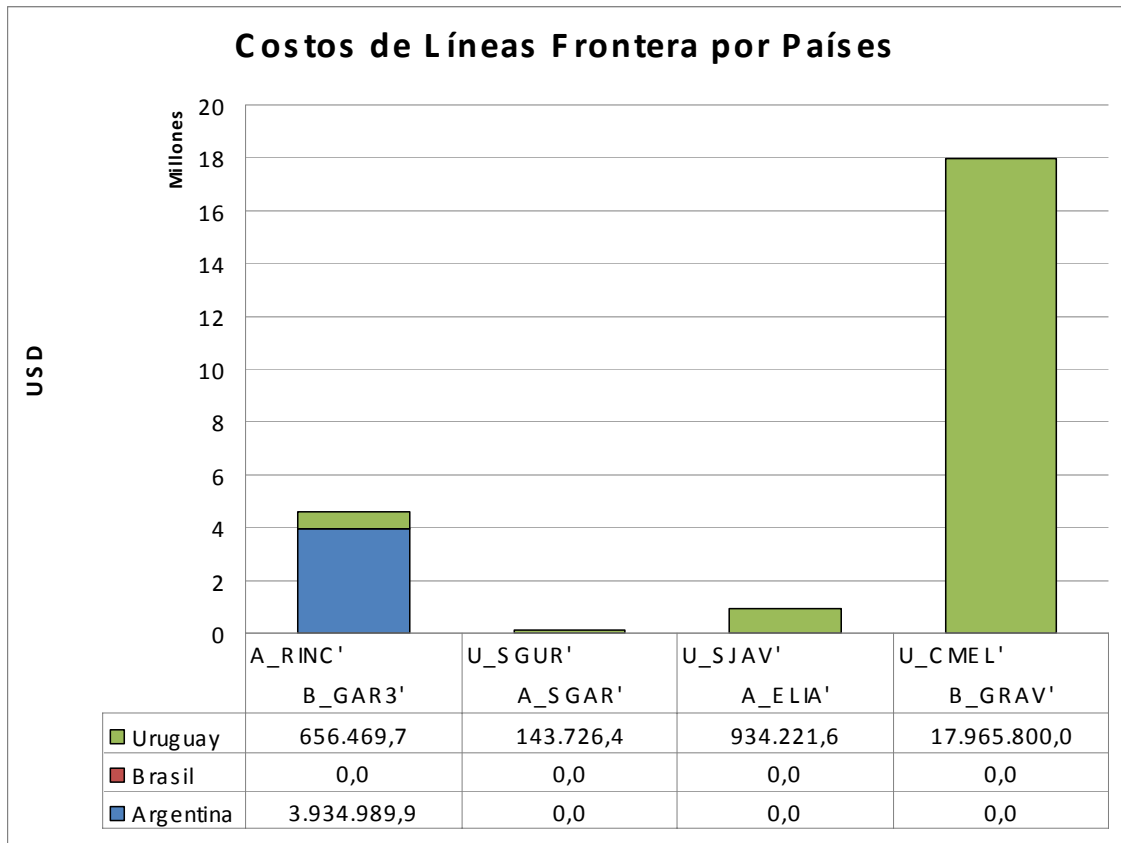


Figura E.27: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.



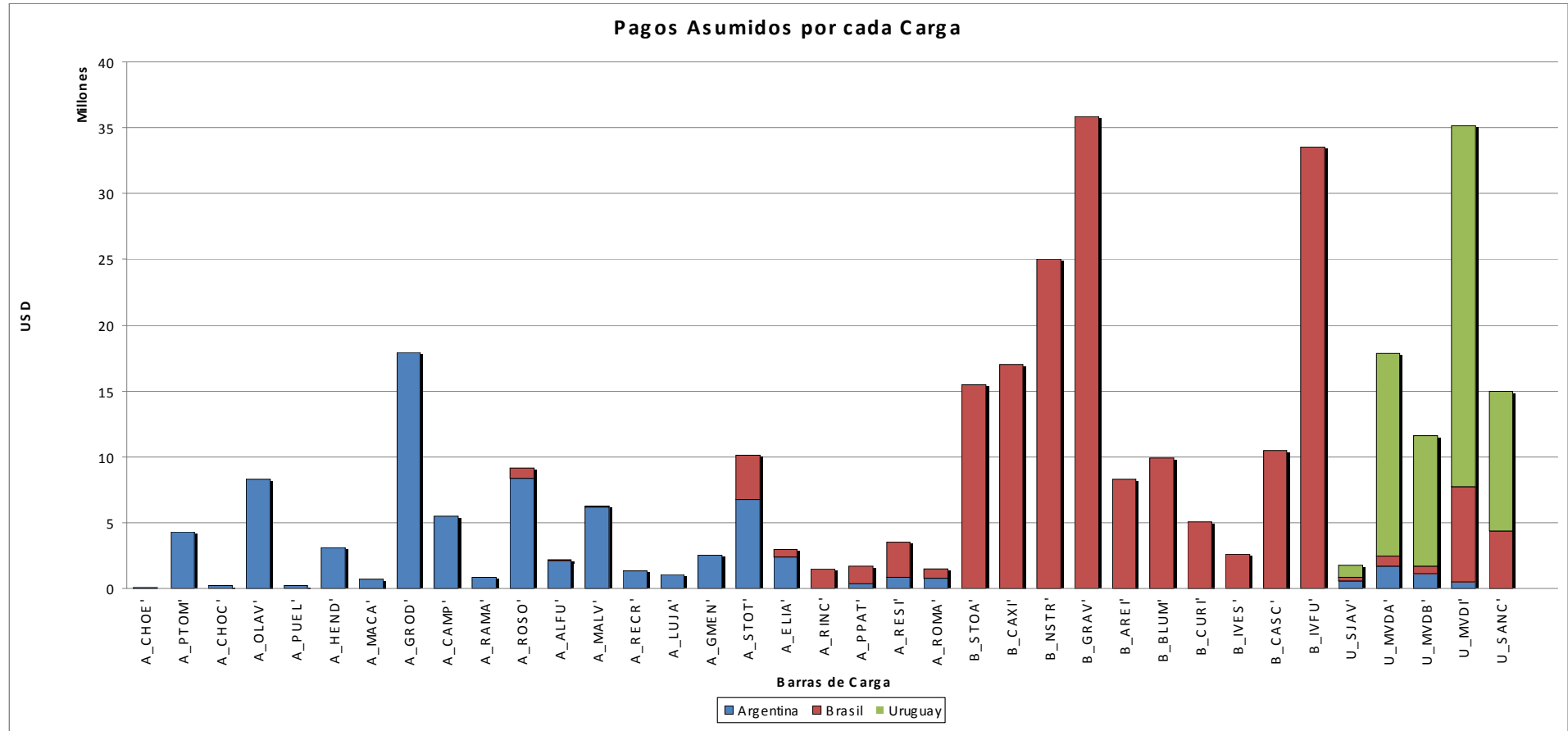


Figura E.28: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por paises.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

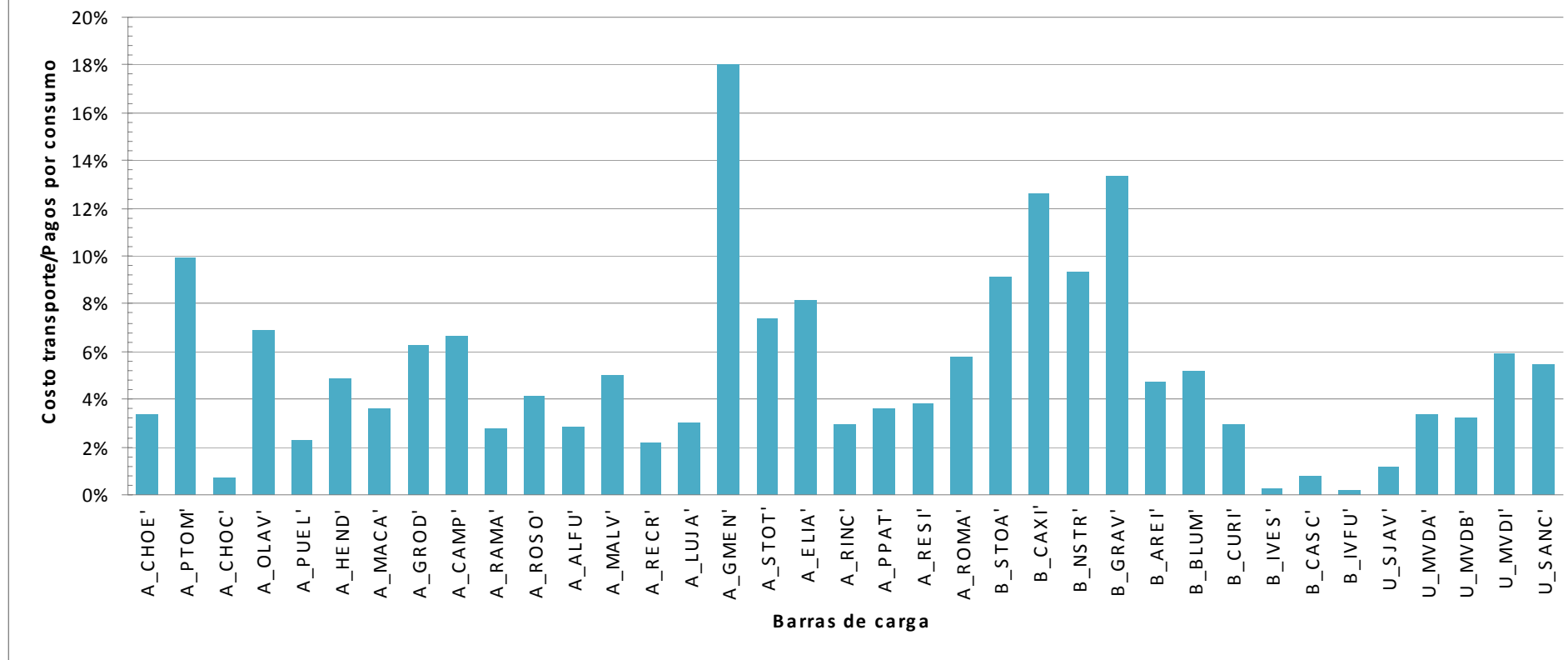


Figura E.29: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.

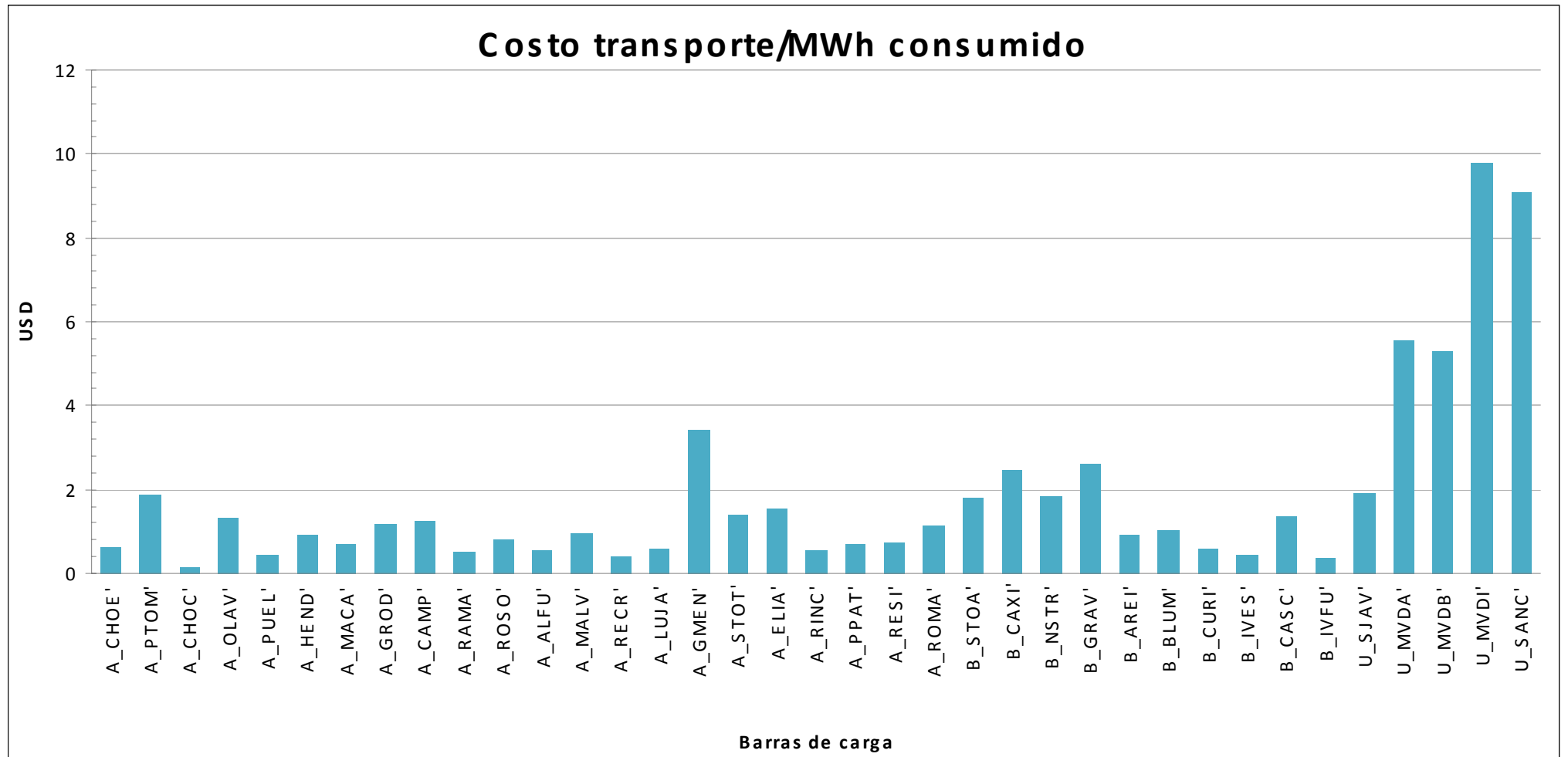


Figura E.30: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido.

	Uruguay	Argentina	Brasil
Pot. Consumida(MW)	776	5.134	10.843
Energía(MWh)	6.800.388	44.976.468	94.984.680
Valor de la energía anual(USD)	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
Monto a pagar por peajes(USD)	101.010.744	88.862.456	163.213.268
Costo Transporte/Valor Energía(%)	9%	10%	9%

Tabla E.6: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

## D.2.2.CÁLCULOS ELIMINANDO CONVERTSORA GARABÍ.

### D.2.2.1.MODALIDAD DE PAGO COMPARTIDA (50%-50%)

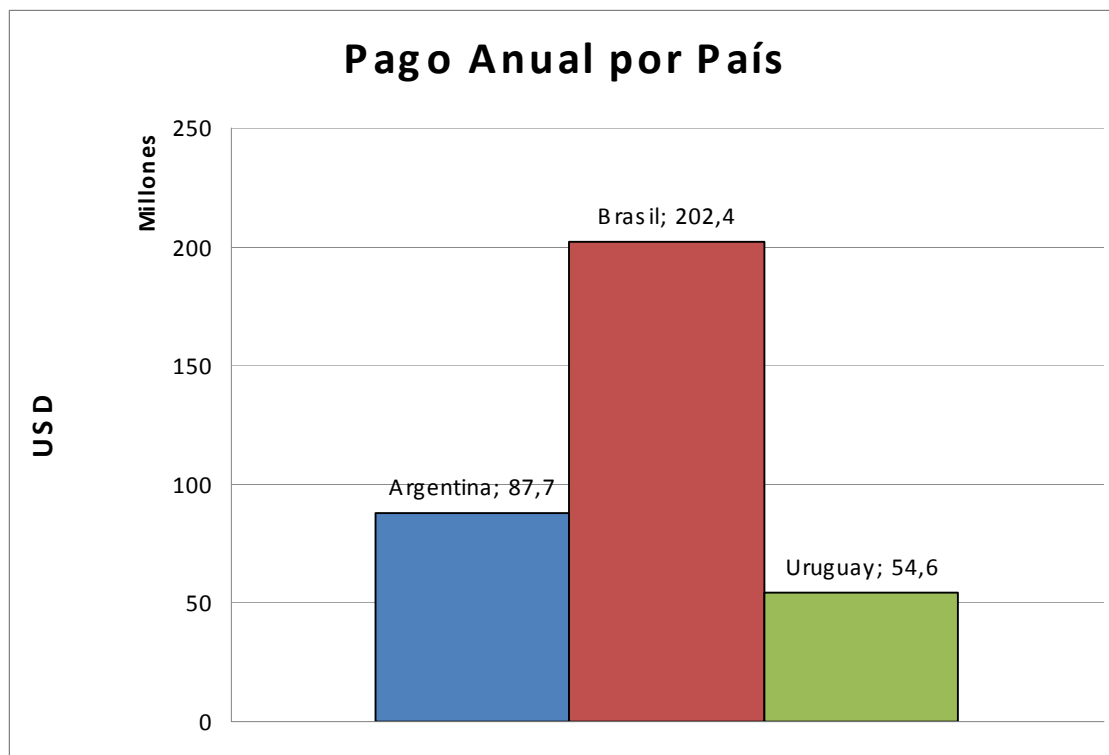


Figura E.31: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

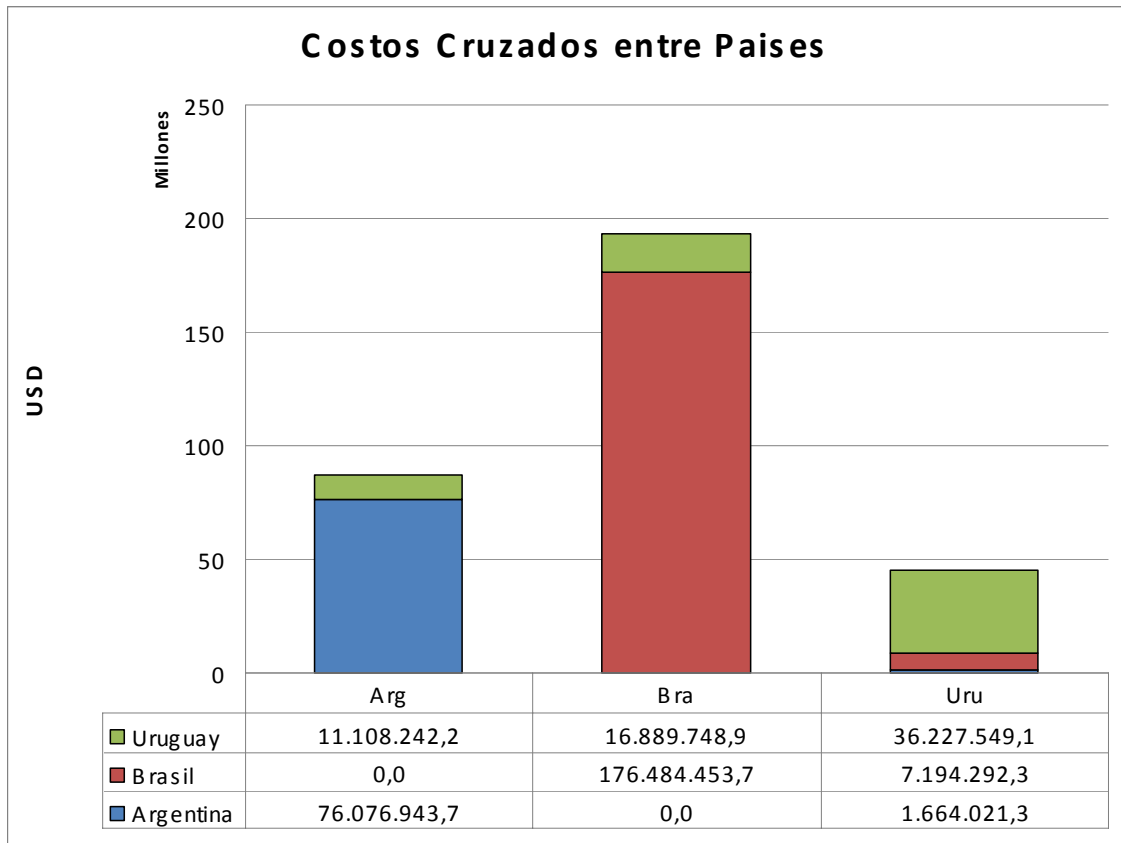


Figura E.32: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

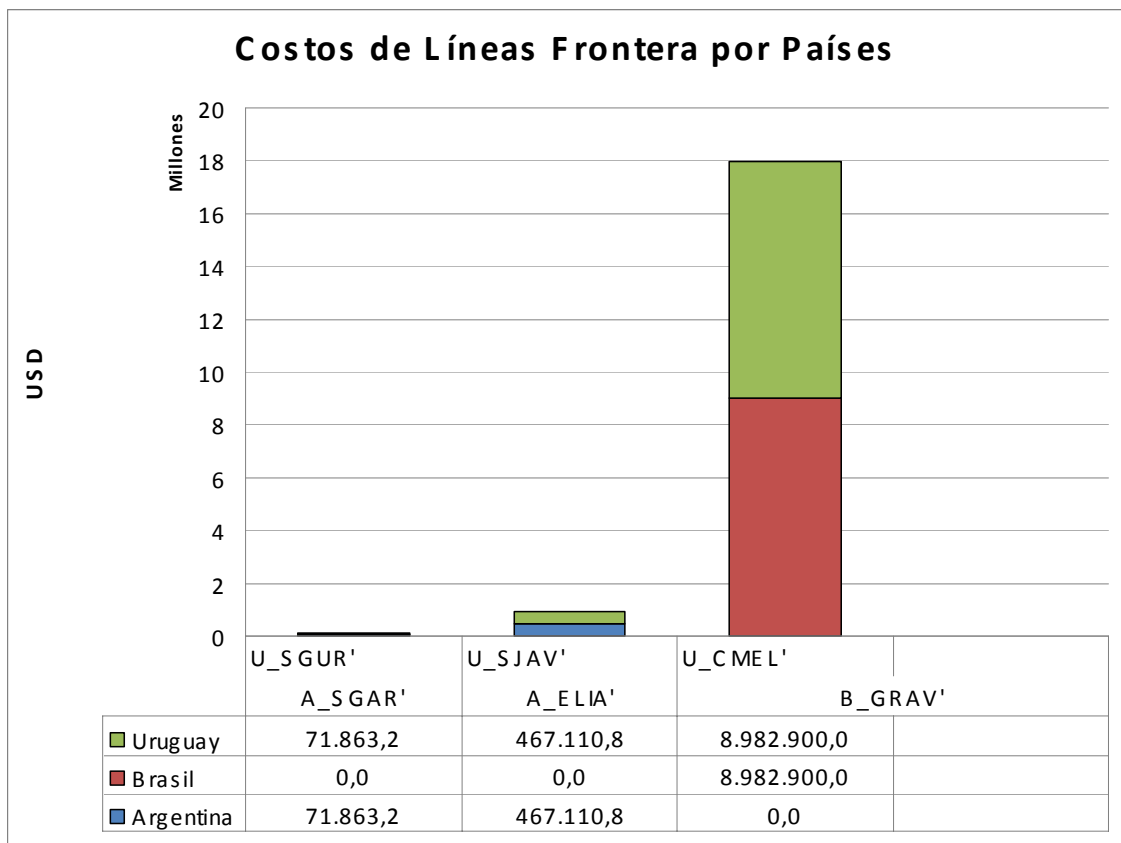


Figura E.33: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

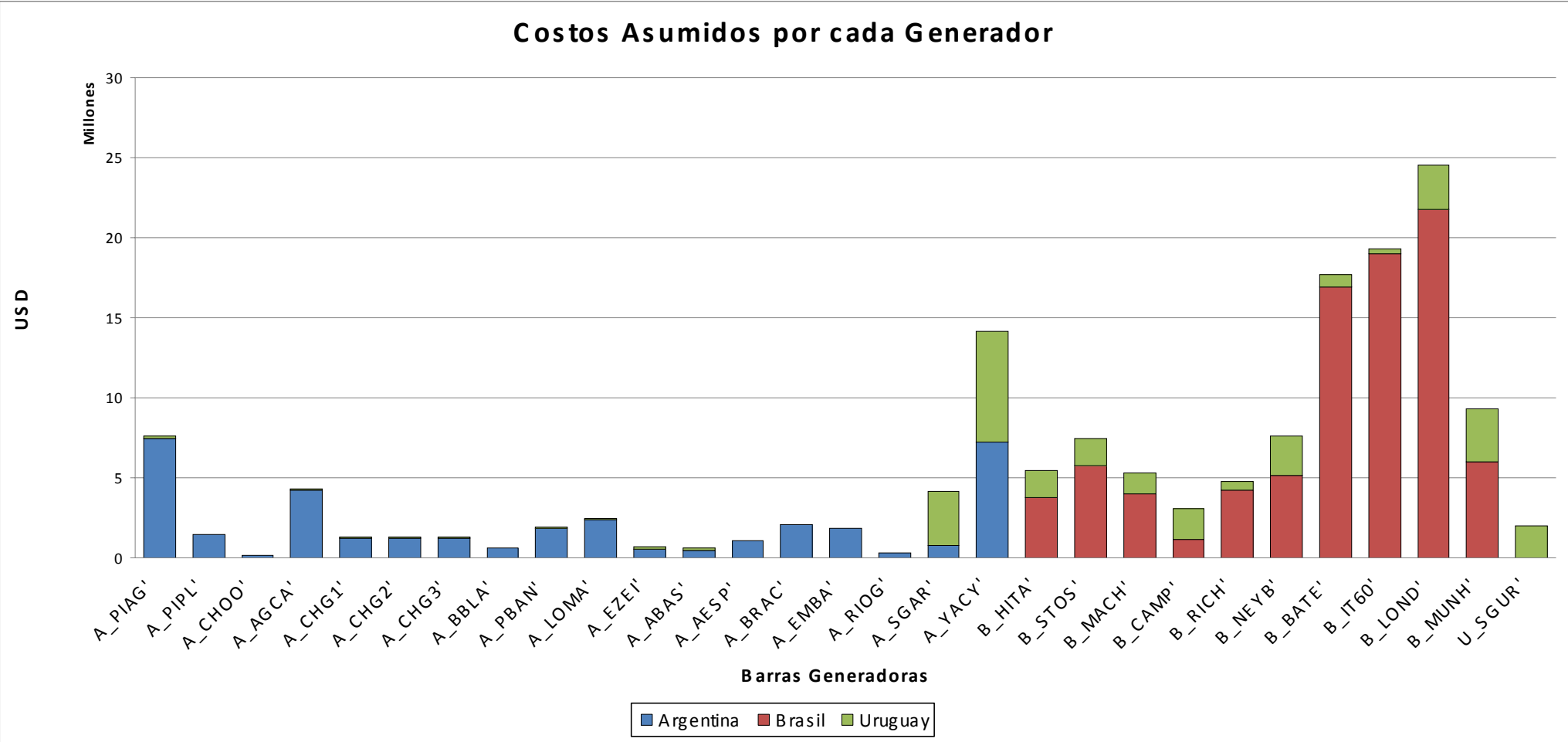


Figura E.34: Monto a abonar anualmente por cada generador por concepto de peajes, discriminados por países.

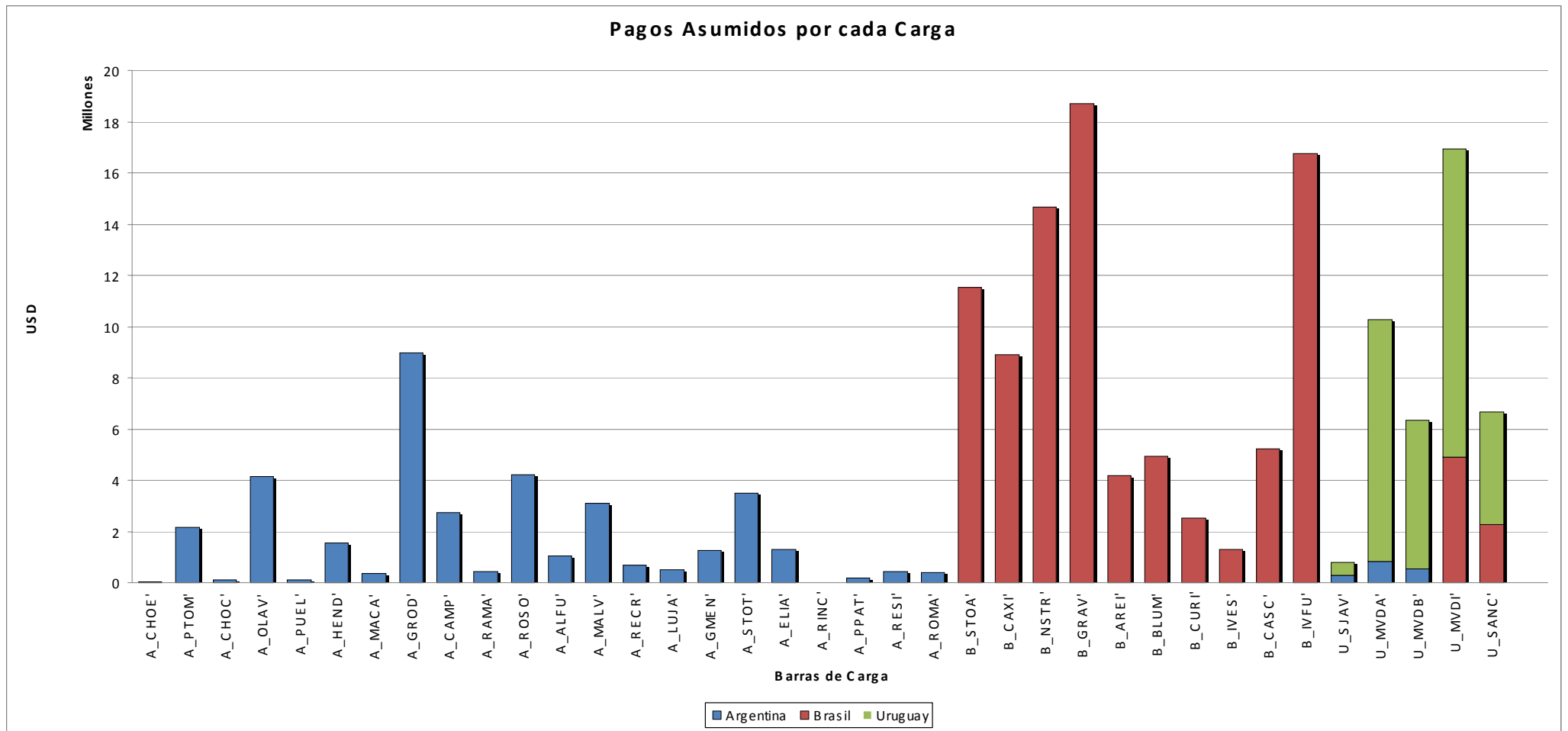


Figura E.35: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por países.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

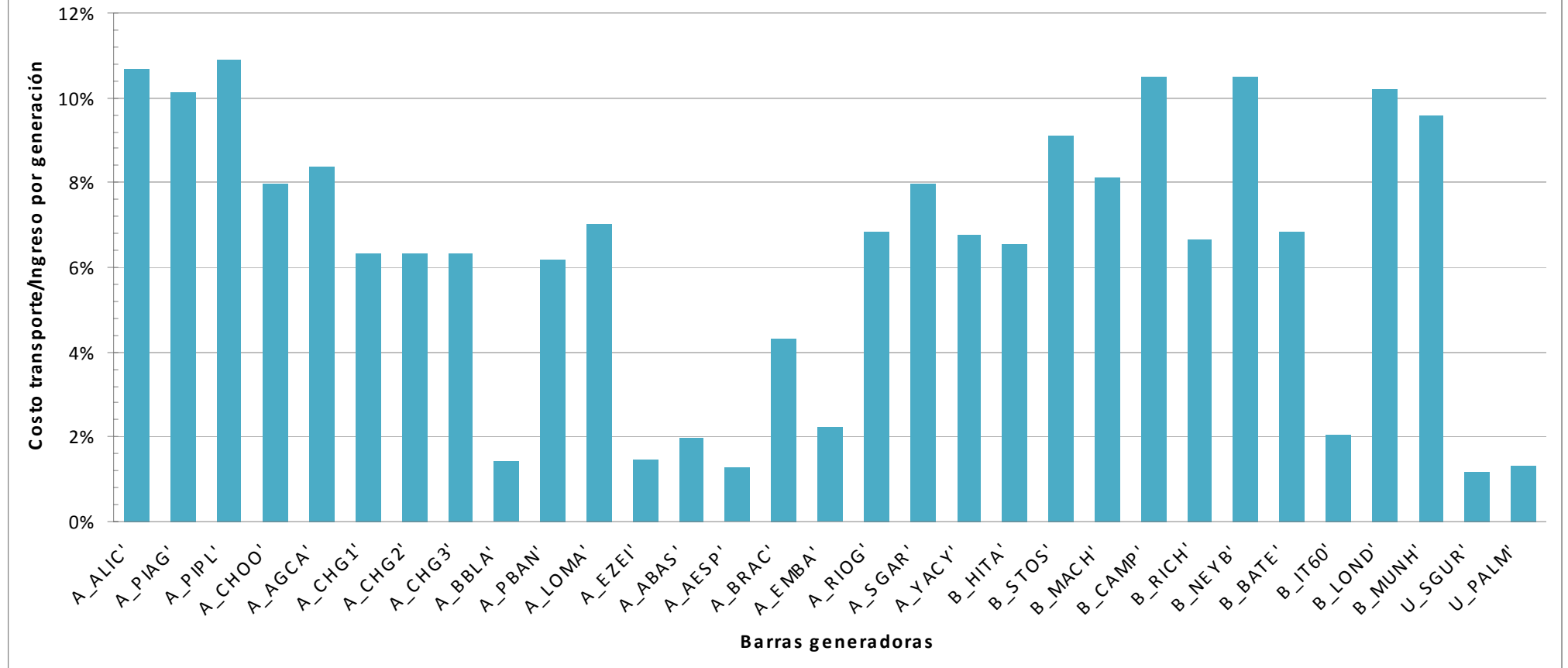


Figura E.36: Costos del peaje anual a abonar por cada generador sobre los ingresos del mismo debido a la energía facturada.



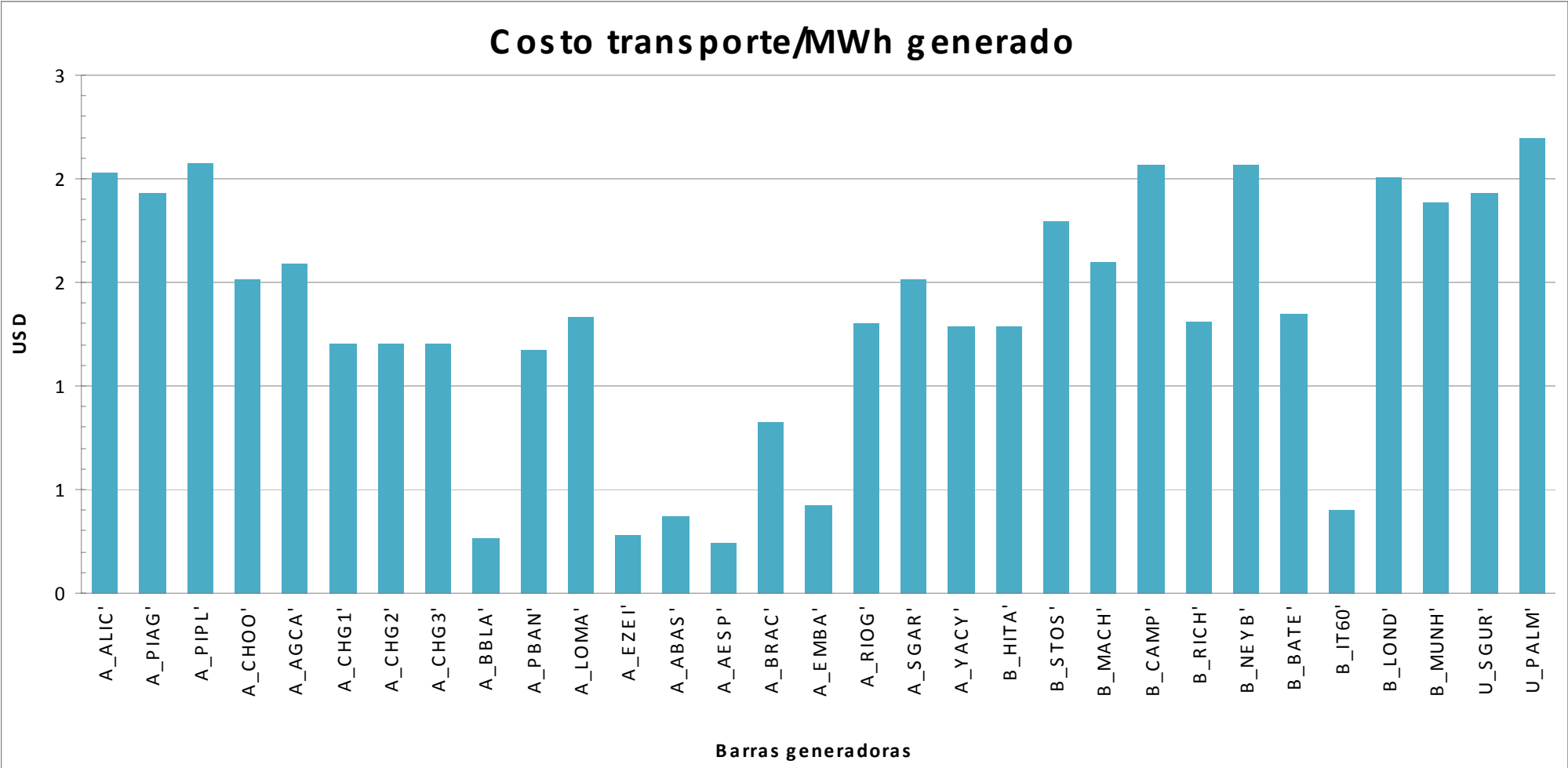


Figura E.37: Costos del peaje anual a abonar por cada generador por MWh generado.

## Relación costo transporte-valor producción en base anual

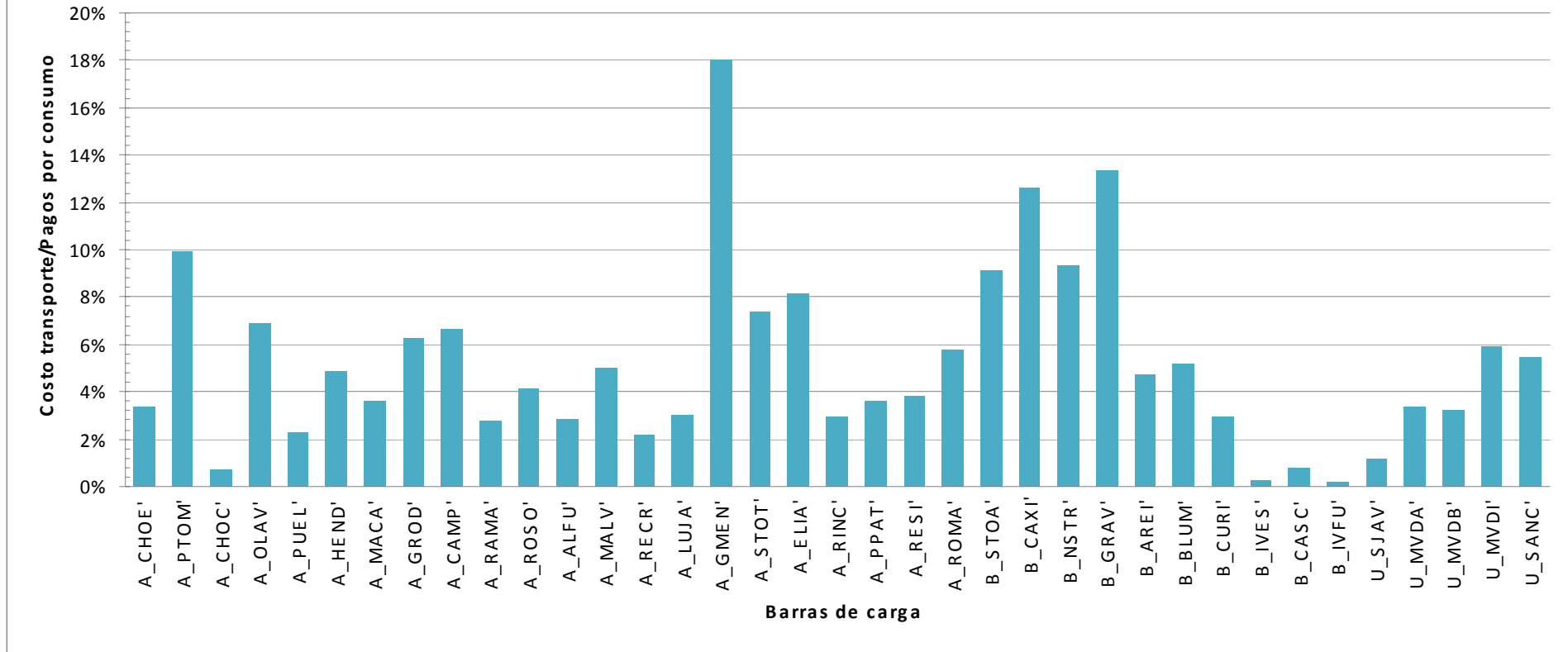


Figura E.38: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.

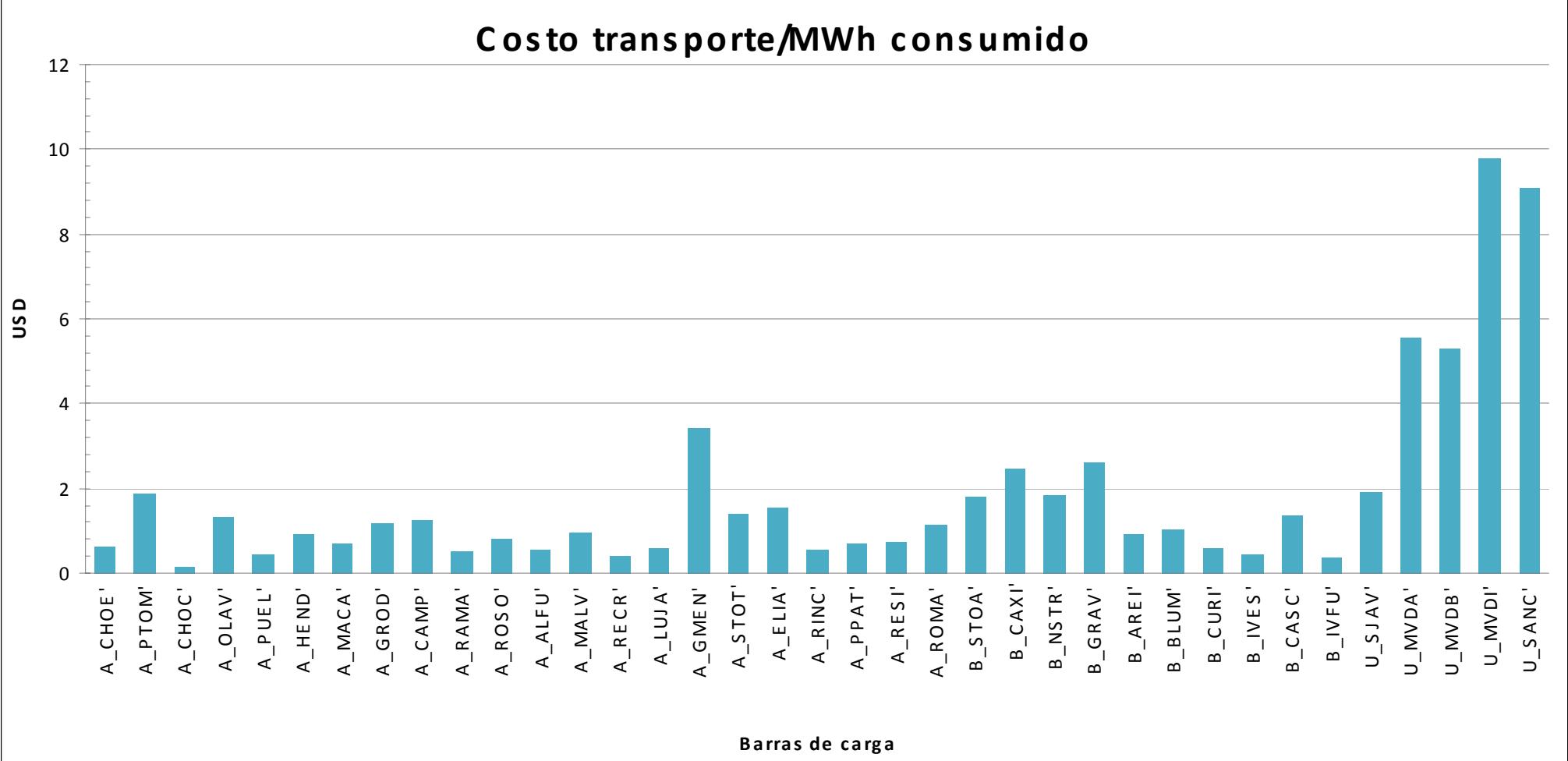


Figura E.39: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido.

	Uruguay	Argentina	Brasil
<b>Pot. Generada(MW)</b>	228	5.383	11.143
<b>Energía(MWh)</b>	1.997.280	47.151.576	97.612.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	331.451.689	896.641.623	1.918.089.162
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	8.875.716	50.249.832	109.091.482
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	3%	6%	6%

Tabla E.7: Análisis de costos de peajes vs ingresos por generación.

	Uruguay	Argentina	Brasil
<b>Pot. Consumida(MW)</b>	776	5.134	10.843
<b>Energía(MWh)</b>	6.800.388	44.976.468	94.984.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	45.732.021	37.474.328	93.265.620
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	4,1%	4,4%	5,0%

Tabla E.8: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

D.2.2.2.MODALIDAD DE PAGO EXCUSIVA: CARGAS

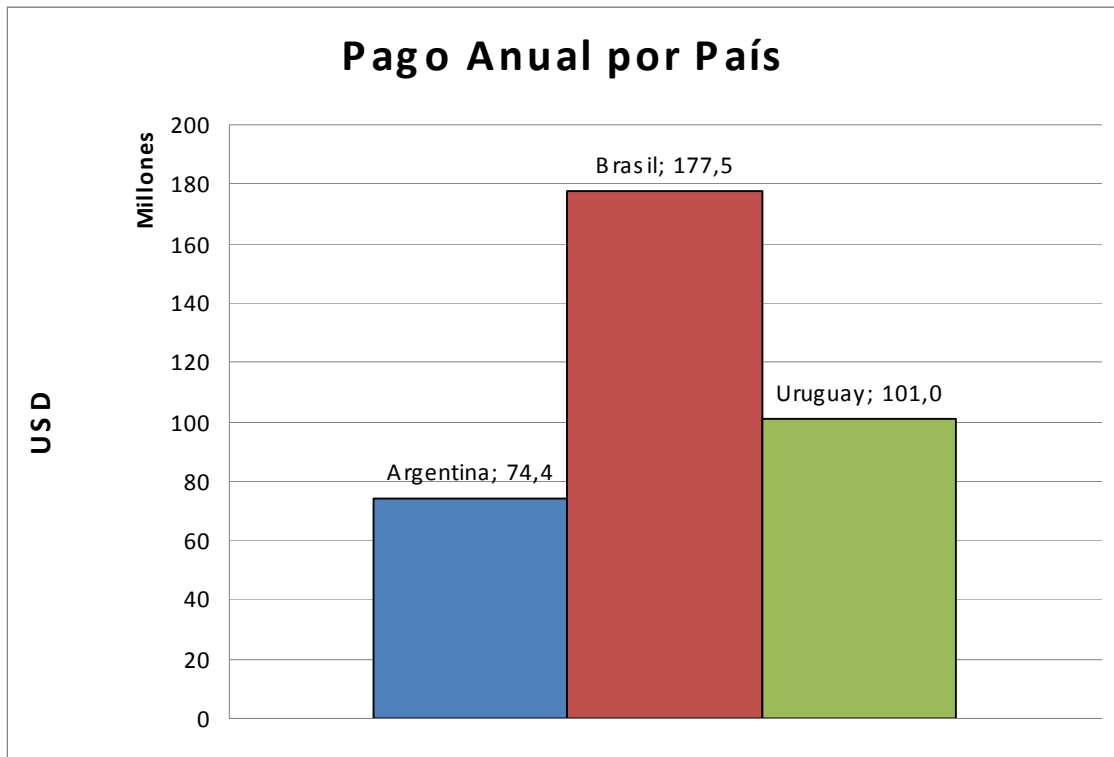


Figura E.40: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes.

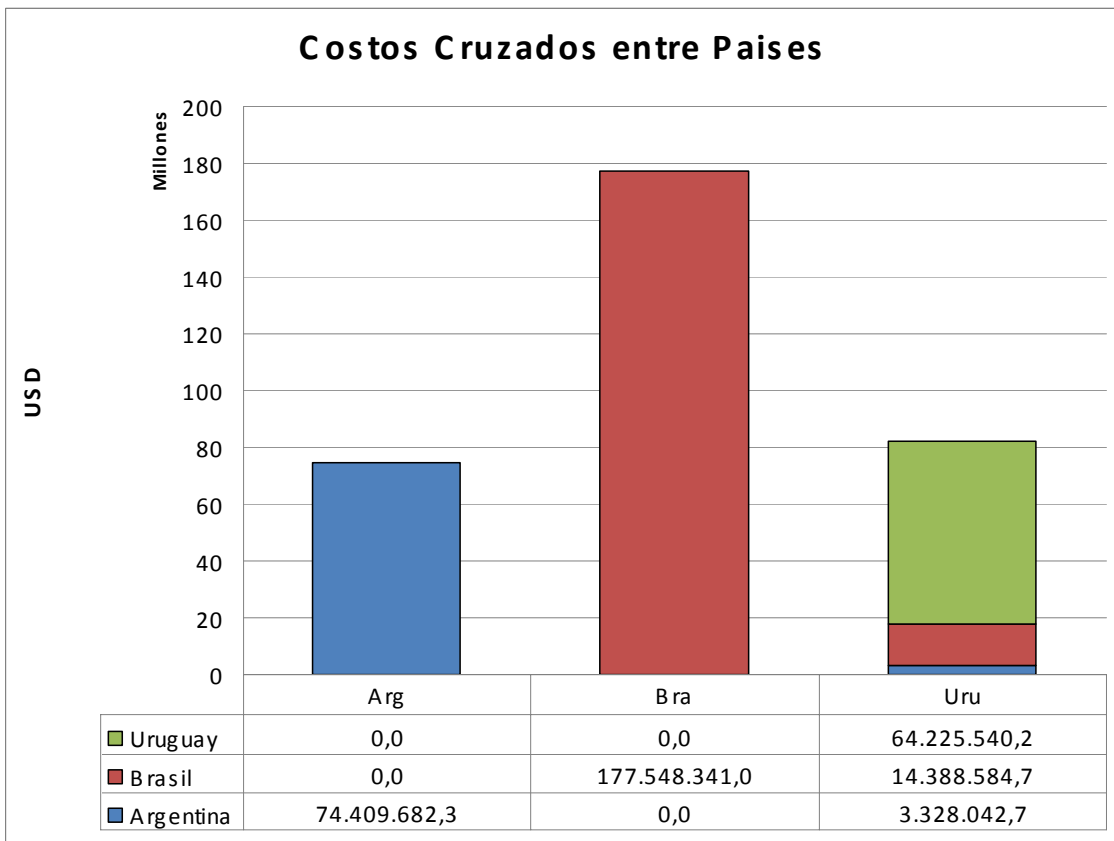


Figura E.41: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes diferenciado por países.

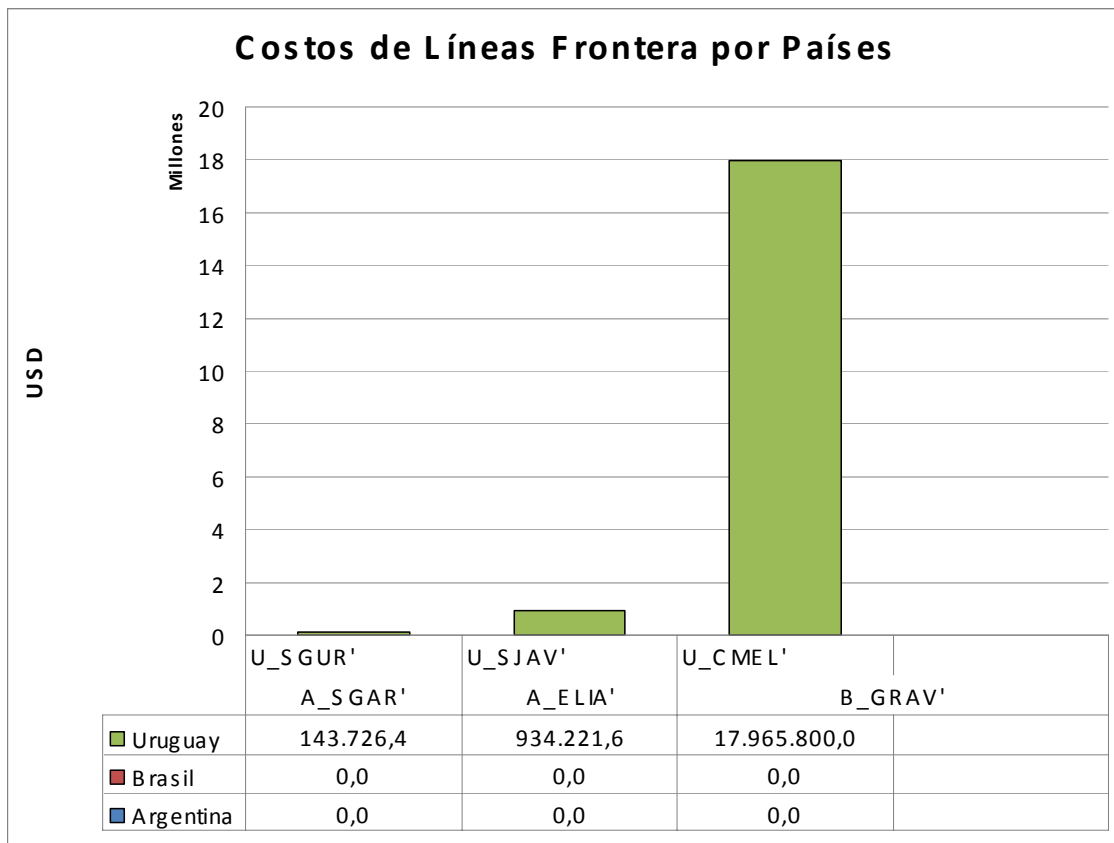


Figura E.42: Monto a abonar anualmente por cada país por concepto de peajes de líneas frontera.

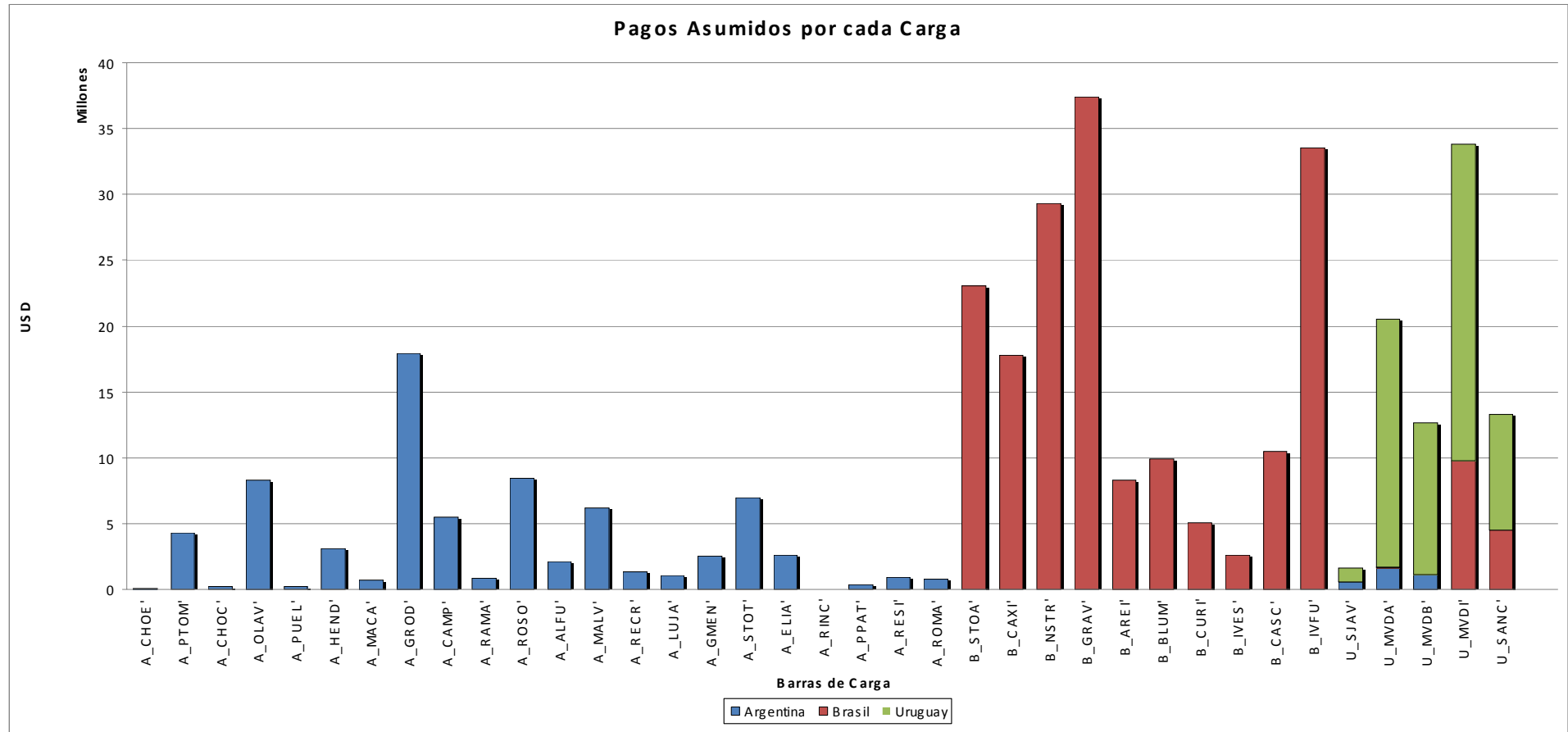


Figura E.43: Monto a abonar anualmente por cada carga por concepto de peajes, discriminados por paises.

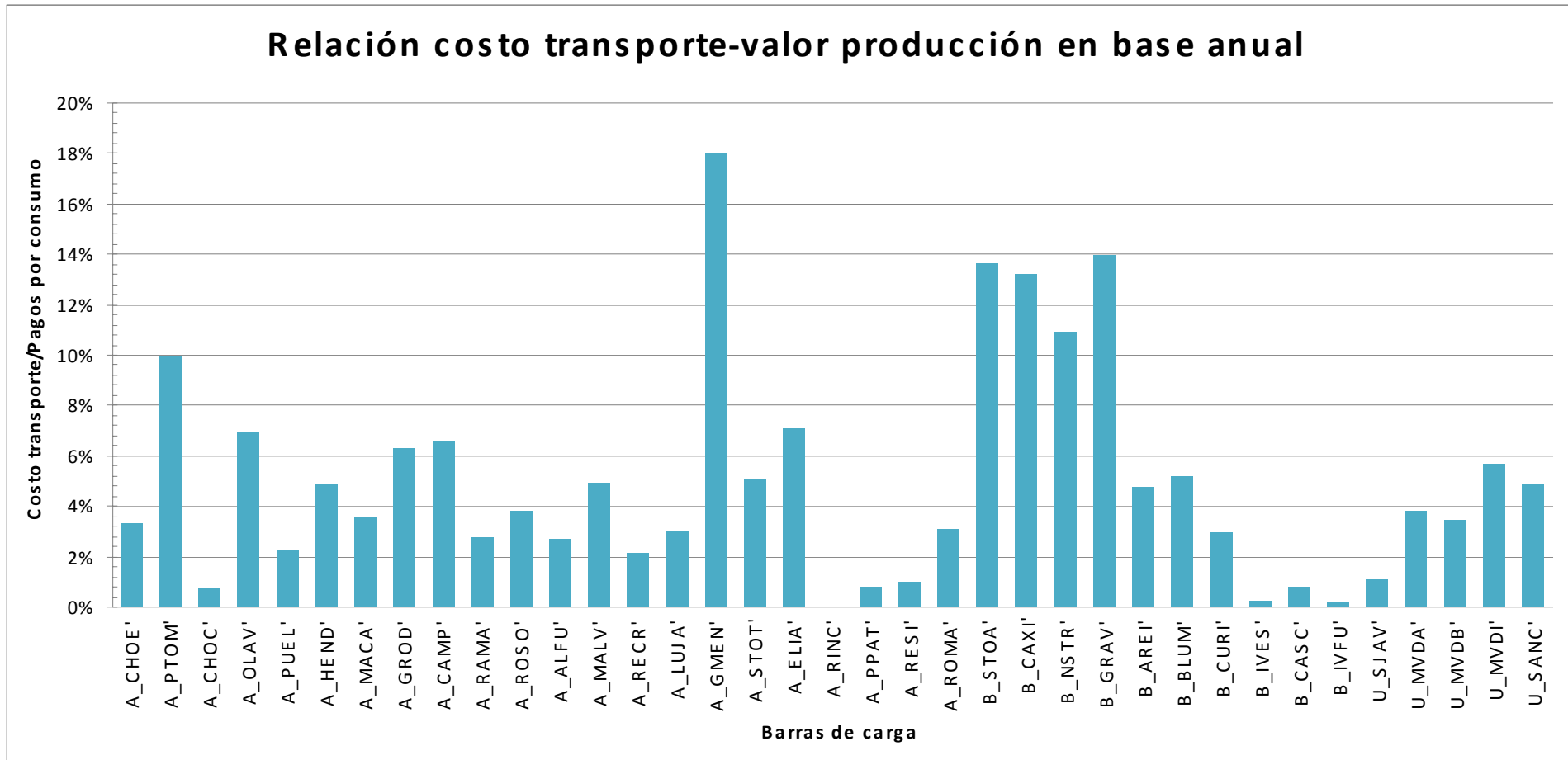


Figura E.44: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor sobre los pagos del mismo debido a la energía consumida.



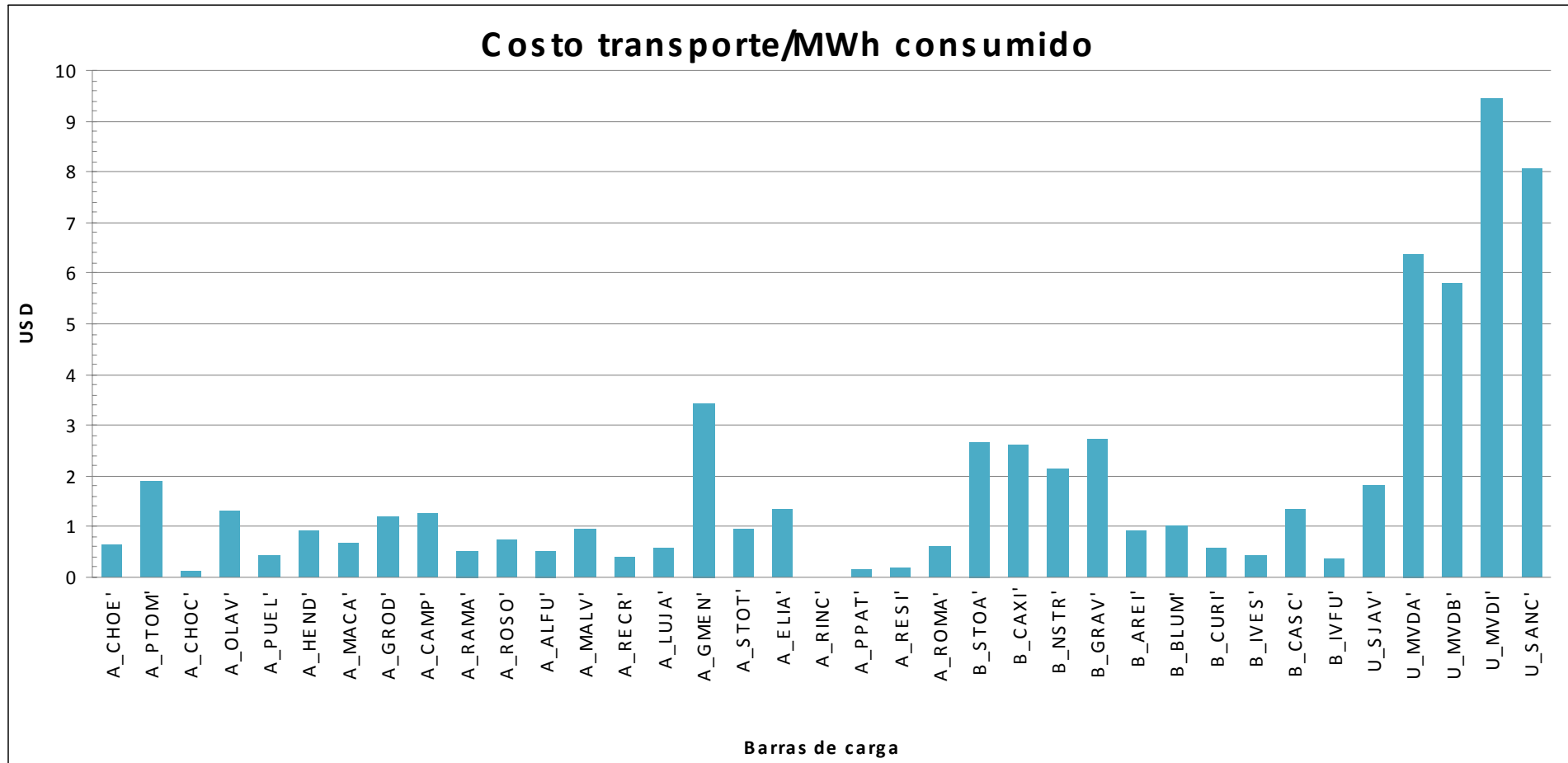


Figura E.45: Costos del peaje anual a abonar por cada consumidor por MWh consumido

	<b>Uruguay</b>	<b>Argentina</b>	<b>Brasil</b>
<b>Pot. Consumida(MW)</b>	776	5.134	10.843
<b>Energía(MWh)</b>	6.800.388	44.976.468	94.984.680
<b>Valor de la energía anual(USD)</b>	1.128.534.851	855.279.435	1.866.448.962
<b>Monto a pagar por peajes(USD)</b>	45.732.021	37.474.328	93.265.620
<b>Costo Transporte/Valor Energía(%)</b>	4,1%	4,4%	5,0%

Tabla E.9: Análisis de costos de peajes vs pagos por consumo.

## Bibliografía:

- [1] ONS, [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br)
- [2] Energía/Generación/Generación Actualizada, [www.itaipu.gov.py](http://www.itaipu.gov.py)
- [3] ONS, “Datos técnicos do SIN”, [http://www.ons.com.br/conheca\\_sistema/dados\\_tecnicos.aspx](http://www.ons.com.br/conheca_sistema/dados_tecnicos.aspx)
- [4] ONS, “Boletín de carga”, [http://www.ons.com.br/analise\\_carga\\_demanda/index.aspx](http://www.ons.com.br/analise_carga_demanda/index.aspx)
- [5] ONS, “Intercambio entre regiones”, [http://www.ons.com.br/historico/intercambio\\_entre\\_regioes.aspx](http://www.ons.com.br/historico/intercambio_entre_regioes.aspx)
- [6] FING, Curso “Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia”.
- [7] CAMMESA, [www.cammesa.com.ar](http://www.cammesa.com.ar)
- [8] José Carlos Fernández, “Experiencias Internacionales en mercados eléctricos liberalizados”, [https://www.ica.es/contenidos/publicaciones/anales\\_get.php?id=524](https://www.ica.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=524)
- [9] Ricardo Laguna Velasco, “Asignación de cargos por el porteo de flujos de potencia activa y reactiva en los sistemas de transmisión basada en el método de rastreo de la electricidad”, [http://www.dispositivosfacts.com.mx/dir\\_tesis\\_mae.html](http://www.dispositivosfacts.com.mx/dir_tesis_mae.html)
- [10] “The method of average participations. A case example”
- [11] “The method of marginal participations”. Ignacio J. Pérez-Arriaga, Luis Olmos Camacho
- [12] “On the selection of the slack bus in mechanisms for transmission network cost allocation that are based on network utilization”. Ignacio J. Pérez-Arriaga, Luis Olmos Camacho, Carlos Vázquez. <http://www.iit.upco.es>
- [13] H. Lee Willis, Walter G. Scott, “Distributed Power Generation - Planning and Evaluation”
- [14] “International Energy Outlook 2007, Chapter 1: World Energy and Economic Outlook”, <http://www.eia.doe.gov>
- [15] ADME, “Precio Spot en la Región Sur”, <http://www.adme.com.uy/informes/precios/spotreg/spotreg.htm>
- [16] Antonio Rossi, “Subirían las tarifas para el transporte de electricidad”, <http://www.clarin.com/diario/2008/04/25/elpais/p-01802.htm>, 25/4/2008.
- [17] Antonio Rossi, “Ocultan información sobre energía”, <http://www.clarin.com/suplementos/zona/2008/06/14/z-03301.htm>, 14/06/2008.
- [18] Jorge Lapeña, “El Estado, como el marido engañado, se enteró último de los riesgos”, <http://www.iae.org.ar/lacrisis/lacrisis76.pdf>, 28/10/2006.
- [19] Francisco A Mezzadri, “Energía: el precio de la imprudencia”, <http://www.iae.org.ar/lacrisis/lacrisis79.pdf>, 2/7/2008.
- [20] Antonio Rossi, “Energía: dos años para vivir con la capacidad al límite”, <http://www.iae.org.ar/lacrisis/lacrisis73.pdf>, 3/09/2006.
- [21] El PAÍS, “Argentina mantendrá el aumento del gas. Brasil proveerá electricidad durante este y próximo mes” [http://www.elpais.com.uy/08/07/19/pecono\\_358717.asp](http://www.elpais.com.uy/08/07/19/pecono_358717.asp)
- [22] M.C. Lino Coria Cisneros, “Líneas de Transmisión”, <http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/LCoria.html>
- [23] M.C. Lino Coria Cisneros, “Análisis de Flujos de Potencia”, <http://www.itmorelia.edu.mx/electrica/LCoria.html>
- [24] Ing. Rafael Hirsch, Material del curso “Transporte de energía eléctrica”, 2007.
- [25] Federico Milano, “Documentation for PSAT, version 1.3.4”, <http://thunderbox.uwaterloo.ca/~f milano>