



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª avenida 15-70 zona 10, Edificio Paladium, nivel 12, Guatemala, C.A.

Tel. PBX: (502) 23-66-42-18; Fax: (502) 23-66-42-02

Sitio web : www.cnee.gob.gt; e-mail: cnee@cnee.gob.gt

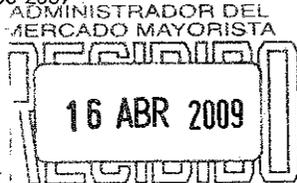
CÉDULA DE NOTIFICACIÓN

En la Ciudad de Guatemala, siendo las 11 horas con 48 minutos del día **dieciséis de abril de dos mil nueve**, en **Diagonal 6, 10-65, zona 10, Centro Gerencial Las Margaritas, Torre I, Nivel 15**, NOTIFIQUÉ la resolución **CNEE-66-2009 y su anexo**, de fecha **dieciséis de abril de dos mil nueve**, dictada por la COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA con un total de 17 folios, a **Administrador del Mercado Mayorista**, por medio de cédula de notificación que entrego a Laura Benitez, quien de enterado SI () - NO () firma. DOY FE.


(f) Notificado

Doc.: GTA-Varios-09-55

CNEE-66-2009



ORA: _____


(f) Notificador



RESOLUCIÓN CNEE-66-2009
Guatemala, 16 de abril de 2009
LA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA

CONSIDERANDO:

Que el artículo 4 de la Ley General de Electricidad, Decreto número 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, establece que, entre otras, es función de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, cumplir y hacer cumplir dicha ley y sus reglamentos en materia de su competencia.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, preceptúa que antes del treinta y uno de marzo de cada año, el Administrador del Mercado Mayorista presentará a la Comisión el cálculo de los precios de energía y potencia para ser trasladados a las tarifas para cada uno de los Distribuidores, a efecto de que la Comisión Nacional de Energía Eléctrica apruebe o impruebe dicho cálculo; y que en caso de improbar el referido informe, solicitará al Administrador del Mercado Mayorista el recálculo correspondiente.

CONSIDERANDO:

Que el artículo 88 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, establece que para el trasladado de los costos y precios de energía y potencia a las tarifas de los usuarios regulados de los Distribuidores, el Administrador del Mercado Mayorista deberá elaborar el informe de costos mayoristas, en las bandas horarias definidas, y que deberá calcular el costo de la compra mayorista de energía en sus componentes de mercado a término y mercado de oportunidad, adicionando componentes de costos; asimismo la Norma de Coordinación Comercial Número Once, se refiere al Informe de Costos Mayoristas, indicando los componentes que deberá incluir.

CONSIDERANDO:

Que con fecha veintisiete de marzo de dos mil nueve, el Administrador del Mercado Mayorista mediante nota GG-214-2009, remitió a esta Comisión el Informe de Costos Mayoristas correspondiente al período comprendido del uno de mayo de dos mil nueve al treinta de abril de dos mil diez, en cumplimiento al artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, por lo que en cumplimiento a este mismo artículo, a esta Comisión le corresponde la aprobación o improbación del referido Informe de Costos Mayoristas.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

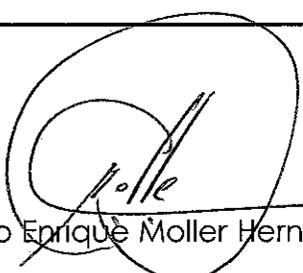
4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

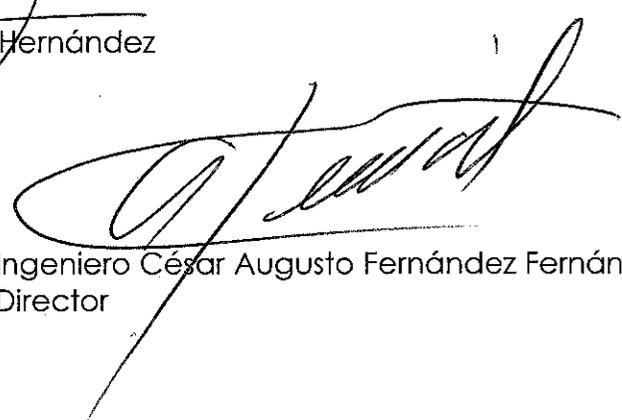
POR TANTO:

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica, con base en la normativa citada y en lo considerado

RESULEVE:

- I. Improbar el Informe de Costos Mayoristas correspondiente al período comprendido del uno de mayo de dos mil nueve al treinta de abril de dos mil diez, presentado a esta Comisión por el Administrador del Mercado Mayorista, con fecha veintisiete de marzo de dos mil nueve, mediante nota identificada como GG-214-2009.
- II. Que el Administrador del Mercado Mayorista proceda a realizar el recálculo del Informe de Costos Mayoristas, debiendo integrar en el mismo, lo indicado en el Anexo de la presente Resolución, y remitirlo a la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, antes del día veinticuatro de abril del año en curso, para dar cumplimiento al plazo de publicación de las tarifas a usuarios finales, establecido en la normativa vigente.
- III. Notifíquese.-


Ingeniero Enrique Moller Hernández
Director


Ingeniero César Augusto Fernández Fernández
Director



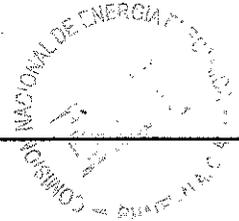


Anexo

Del análisis practicado al Informe de Costos Mayoristas presentado por el Administrador del Mercado Mayorista mediante nota GG-214-2009, para el periodo comprendido del uno de mayo de dos mil nueve al treinta de abril d dos mil diez, se determinaron carencias e inconsistencias en los datos consignados. Consecuentemente y por mandato legal, se solicita al Administrador del Mercado Mayorista recalculare el Informe de Costos Mayoristas, atendiendo los siguientes requerimientos:

1. Premisas de Calculo:

- 1.1. El AMM debe atender lo indicado en el artículo 86 del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en el sentido de que para cada distribuidora los costos asociados a contratos existentes y a los contratos de potencia que realicen mediante licitación abierta serán trasladados a las tarifas de usuarios finales de acuerdo a la metodología establecida en el Reglamento de la Ley; siguiendo los procedimientos para la Programación de Largo Plazo y cálculo de precios a trasladar a tarifas, de las Normas de Coordinación Comercial. Verificando que se incluya los resultados definitivos de la Programación de Largo Plazo.
- 1.2. Dado que el AMM es el responsable de determinar los costos asociados a contratos de las distribuidoras y por ende los requerimientos o compras a estos contratos siguiendo los procedimientos para la Programación de Largo Plazo, para establecer los precios de energía y potencia a trasladar a tarifas (Art. 86, 87 y 88 RAMM), el AMM deberá establecer cada uno de los costos asociados de los contratos de suministro suscritos por las Distribuidoras, considerando todas sus condiciones, formulas de indexación y ajustes, así como las cantidades de energía y potencia que se requerirá de cada uno de ellos, utilizando para aquellos contratos con precio indexado al combustible, las proyecciones utilizadas en la Programación de Largo Plazo. Por lo que los valores, proyecciones y estimaciones contenidas en el Informe de Costos Mayoristas deberán ser las que el AMM determine y no las indicadas por las distribuidoras.
- 1.3. Dado que se ha incluido en las diferentes proyecciones el sistema asilado de Peten, deberá considerarse tanto la demanda como la generación para el despacho y cálculos de los Costos Mayoristas para DEORSA tarifa no Social.
- 1.4. Ya que la proyección de combustibles (incluyendo el carbón) es utilizada para proyectar los precios de generación y por ende el precio de oportunidad de la energía, esta misma deberá ser utilizada para la determinación del precio de energía de todos los contratos de las distribuidoras que tengan precios indexados a combustibles, así como para la proyección de los Costos Diferenciales.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

1.5. Para el cálculo del Saldo de Potencia deberá incluirse todos aquellos cargos asociados a la potencia (peajes, Reserva Rápida, otros), de igual forma para el cálculo de la energía deberá adicionarse todos aquellos costos asociados a la energía comprada (Combustibles, Reserva Rodante operativa, Costos Diferenciales, otros)

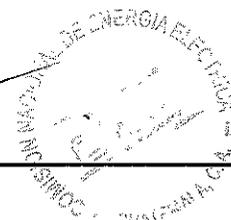
2. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA PARA LOS DISTRIBUIDORES:

2.1. Para las proyecciones de las demandas de Energía de EEGSA, DEORSA, DEOCSA y las Empresa Eléctricas Municipales en los bloques de tarifa social y tarifa no social, el AMM deberá revisar sus crecimientos, ya que se han detectado desviaciones respecto a las proyecciones de CNEE, en todo caso deberá justificar tales comportamientos, no está demás indicar que sus proyecciones deben estar acordes a lo indicado en la Programación de Largo Plazo, tal como lo estipula en el art. 86 del RAMM y la Norma de Coordinación Comercial No. 11. Se adjuntan las proyecciones que CNEE que difieren con lo presentado en el Informe de Costos Mayoristas:

Energía EEGSA Tarifa Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				
EEGSA SOCIAL				
AÑO	MES	PROYECCIÓN CNEE	PROYECCIÓN AMM (ICM)	DIFERENCIA PORCENTUAL
2009	MAYO	68.35	65.66	-3.93%
	JUNIO	64.77	63.18	-2.45%
	JULIO	69.07	65.84	-4.68%
	AGOSTO	69.55	65.56	-5.73%
	SEPTIEMBRE	66.94	64.58	-3.52%
	OCTUBRE	68.95	66.75	-3.19%
	NOVIEMBRE	65.36	64.38	-1.50%
	DICIEMBRE	65.56	66.30	1.13%
2010	ENERO	73.93	66.08	-10.61%
	FEBRERO	64.35	63.34	-1.57%
	MARZO	68.49	66.27	-3.25%
	ABRIL	68.81	64.92	-5.65%
				-3.75%

Como se puede observar en el cuadro anterior, el promedio de las variaciones entre la proyección de Demanda de Energía de Tarifa Social presentada por el AMM respecto a la proyección realizada por esta Comisión es de -3.75%, por lo que debe revisarse la proyección planteada en el ICM.



Energía DEORSA Tarifa No Social:

PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA (GWh)				
AÑO	MES	DEORSA TNS		
		PROYECCION ICM 2009 – 2010 AMM	PROYECCION 2009 – 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	39.42	49.38	3.49%
	JUN	36.52	43.00	1.52%
	JUL	44.67	42.72	-0.53%
	AGO	46.02	44.09	-0.91%
	SEP	44.96	43.52	-1.13%
	OCT	47.05	42.16	-2.57%
	NOV	44.81	40.52	-0.32%
	DIC	46.00	44.80	0.89%
2010	ENE	46.08	45.87	1.70%
	FEB	43.66	48.37	6.84%
	MAR	47.54	49.71	2.35%
	ABR	47.50	48.08	0.67%

No obstante las proyecciones de energía para DEORSA TNS del AMM y CNEE guardan similitud, es importante destacar que en el ICM se indica que la proyección del AMM no contiene los datos del Sistema Aislado de Petén y la demanda de CNEE si incluye los datos de dicho sistema, por lo que se considera que los datos del AMM son inconsistentes.

Energía DEORSA Tarifa Social:

PROYECCION DE DEMANDA DE ENERGIA (GWh)				
AÑO	MES	DEORSA TS		
		PROYECCION ICM 2009 – 2010 AMM	PROYECCION 2009 – 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	29.95	28.91	-3.48%
	JUN	27.98	28.08	0.36%
	JUL	28.86	30.52	5.78%
	AGO	29.72	31.87	7.25%
	SEP	28.85	30.18	4.59%
	OCT	29.81	30.25	1.48%
	NOV	29.31	30.28	3.30%
	DIC	31.44	31.72	0.88%
2010	ENE	31.05	32.25	3.86%
	FEB	29.41	31.75	7.98%
	MAR	31.76	33.35	5.00%
	ABR	29.99	30.28	0.99%

Aunque en el cuadro anterior, no se observan diferencias significativas entre la proyección de energía del AMM y la proyección de CNEE, cabe resaltar que el AMM indicó no haber incluido los valores del Sistema Aislado Petén, mientras que CNEE si incluyó dichos valores. Ante la similitud de las proyecciones se considera que los datos del AMM son inconsistentes toda vez que no incluyen la energía del Sistema Aislado Petén.






COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

2.2. Para las proyecciones de las demandas de Potencia de EEGSA, DEORSA, DEOCSA y las Empresa Eléctricas Municipales en los bloques de tarifa social y tarifa no social, el AMM deberá revisar sus crecimientos ya que se han detectado desviaciones respecto a las proyecciones de CNEE, en todo caso deberá justificar tales comportamiento, no está demás indicar que sus proyecciones deben de estar acordes a lo indicado en la Programación de Largo Plazo, tal como lo estipula en el art. 86 del RAMM y la Norma de Coordinación Comercial No. 11. Se adjuntan las proyecciones que CNEE que difieren con lo presentado en el Informe de Costos Mayoristas:

Potencia EEGSA Tarifa No Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA (MW)				
EEGSA NO SOCIAL				
AÑO	MES	PROYECCIÓN CNEE	PROYECCIÓN AMM (ICM)	DIFERENCIA PORCENTUAL
2009	MAYO	369.66	347.86	-5.90%
	JUNIO	346.70	325.56	-6.10%
	JULIO	345.48	327.98	-5.06%
	AGOSTO	350.35	333.34	-4.85%
	SEPTIEMBRE	363.46	329.80	-9.26%
	OCTUBRE	367.17	331.95	-9.59%
	NOVIEMBRE	385.32	341.29	-11.43%
2010	DICIEMBRE	401.74	349.17	-13.09%
	ENERO	364.75	338.12	-7.30%
	FEBRERO	372.16	335.50	-9.85%
	MARZO	383.06	343.38	-10.36%
ABRIL	372.40	339.30	-8.89%	
				-8.47%

Como se puede observar en el cuadro anterior, el promedio de las variaciones entre la proyección de Demanda de Potencia de Tarifa No Social presentada por el AMM respecto a la proyección realizada por esta Comisión es de - 8.47%, por lo que se recomienda el recálculo de la proyección planteada en el ICM; asimismo es necesario aclarar que para la proyección de la potencia debe incluirse la modificación de la repartición entre los bloques de tarifa social y tarifa no social, derivado de la modificación de la característica de consumo de los usuarios de tarifa social, tal como se estableció en la resoluciones CNEE-145-2008 y CNEE-146-2008.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

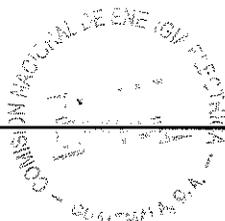
Potencia EEGSA Tarifa Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA (MW)				
EEGSA SOCIAL				
AÑO	MES	PROYECCIÓN CNEE	PROYECCIÓN AMM (ICM)	DIFERENCIA PORCENTUAL
2009	MAYO	137.58	153.23	11.37%
	JUNIO	134.71	152.35	13.09%
	JULIO	139.03	153.63	10.50%
	AGOSTO	139.99	152.99	9.28%
	SEPTIEMBRE	139.23	155.72	11.85%
	OCTUBRE	138.78	155.76	12.23%
	NOVIEMBRE	135.95	155.25	14.20%
2010	DICIEMBRE	131.97	154.75	17.26%
	ENERO	148.81	154.83	4.04%
	FEBRERO	143.40	162.37	13.23%
	MARZO	137.87	155.27	12.62%
ABRIL	143.11	157.18	9.83%	
				11.62%

Como se puede observar en el cuadro anterior, el promedio de las variaciones entre la proyección de Demanda de Potencia de Tarifa Social presentada por el AMM respecto a la proyección realizada por esta Comisión es de 11.62%, por lo que se recomienda el recálculo de la proyección planteada en el ICM; asimismo es necesario aclarar que para la proyección de la potencia debe incluirse la modificación de la repartición entre los bloques de tarifa social y tarifa no social, derivado de la modificación de la característica de consumo de los usuarios de tarifa social, tal como se estableció en la resoluciones CNEE-145-2008 y CNEE-146-2008.

Potencia DEOCSA Tarifa No Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA (MW) *				
AÑO	MES	DEOCSA TNS		
		PROYECCION ICM 2009 - 2010 AMM	PROYECCION 2009 - 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	127.523	140.79	10.40%
	JUN	123.137	133.79	8.65%
	JUL	127.754	117.20	-8.26%
	AGO	129.185	120.58	-6.66%
	SEP	126.46	131.32	3.84%
	OCT	123.961	138.59	11.80%
	NOV	131.043	158.85	21.22%
2010	DIC	140.152	155.23	10.76%
	ENE	139.266	139.25	-0.01%
	FEB	139.987	135.77	-3.01%
	MAR	140.71	143.49	1.98%
ABR	139.18	140.07	0.64%	





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Como se puede observar en cuadro anterior, existen diferencias significativas entre la proyección de demanda del AMM y la proyección de CNEE. Esta diferencia radica básicamente en la utilización por parte de CNEE de la nueva curva horaria de demanda resultante del estudio de caracterización de la demanda de DEOCSA, curva que el AMM no utilizó para sus proyecciones.

Potencia DEOCSA Tarifa Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA (MW) *				
AÑO	MES	DEOCSA TS		
		PROYECCION ICM 2009 – 2010 AMM	PROYECCION 2009 – 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	128.39	135.68	5.67%
	JUN	126.01	134.00	6.34%
	JUL	127.45	133.31	4.60%
	AGO	127.66	134.56	5.41%
	SEP	132.10	139.67	5.73%
	OCT	137.81	141.64	2.78%
	NOV	133.48	135.91	1.82%
	DIC	142.38	144.79	1.69%
2010	ENE	137.74	146.66	6.47%
	FEB	136.02	154.85	13.85%
	MAR	137.02	145.60	6.26%
	ABR	133.31	144.25	8.21%

Como se puede observar en cuadro anterior, existen diferencias significativas entre la proyección de demanda del AMM y la proyección de CNEE. Esta diferencia radica básicamente en la utilización por parte de CNEE de la nueva curva horaria de demanda resultante del estudio de caracterización de la demanda de DEOCSA, curva que el AMM no utilizó para sus proyecciones.

Potencia DEORSA Tarifa No Social:

PROYECCIÓN DE DEMANDA DE POTENCIA (MW)				
AÑO	MES	DEORSA TNS		
		PROYECCION ICM 2009 – 2010 AMM	PROYECCION 2009 – 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	85.20	122.30	43.53%
	JUN	77.72	107.86	38.77%
	JUL	79.58	82.03	3.09%
	AGO	80.70	81.95	1.55%
	SEP	80.58	91.68	13.77%
	OCT	78.55	98.47	25.35%
	NOV	79.69	113.77	42.77%
	DIC	87.80	119.31	35.88%
2010	ENE	87.23	101.57	16.44%
	FEB	89.33	97.41	9.05%
	MAR	93.21	110.64	18.70%
	ABR	90.75	103.58	14.13%

Como se puede observar en cuadro anterior, existen diferencias significativas entre la proyección de demanda del AMM y la proyección de CNEE.



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4°. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010

TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Esta diferencia radica básicamente en la utilización por parte de CNEE de la nueva curva horaria de demanda resultante del estudio de caracterización de la demanda de DEORSA, curva que el AMM no utilizó para sus proyecciones y que el AMM no incluyó los valores del Sistema Aislado de Petén, que CNEE si incluyó.

Potencia DEORSA Tarifa Social:

PROYECCION DE DEMANDA DE POTENCIA (MW)				
AÑO	MES	DEORSA TS		
		PROYECCION ICM 2009 – 2010 AMM	PROYECCION 2009 – 2010 CNEE	DIFERENCIA
2009	MAY	86.76	73.81	14.92%
	JUN	84.67	73.86	12.76%
	JUL	83.32	77.92	6.48%
	AGO	86.07	81.35	5.49%
	SEP	86.17	79.39	7.87%
	OCT	86.67	77.22	10.90%
	NOV	85.79	79.65	7.16%
DIC	90.42	80.96	10.45%	
2010	ENE	89.76	82.33	8.28%
	FEB	92.14	89.03	3.37%
	MAR	91.51	85.11	6.99%
	ABR	90.90	79.67	12.36%

Como se puede observar en cuadro anterior, existen diferencias significativas entre la proyección de demanda del AMM y la proyección de CNEE.

Esta diferencia radica básicamente en la utilización por parte de CNEE de la nueva curva horaria de demanda resultante del estudio de caracterización de la demanda de DEORSA, curva que el AMM no utilizó para sus proyecciones y que el AMM no incluyó los valores del Sistema Aislado de Petén, que CNEE si incluyó.

Potencia Empresas Eléctricas Municipales:

La proyección de la potencia para las Empresas Eléctricas Municipales se presenta en la siguiente tabla, dado que la proyección de la potencia informada por INDE/EGEE e INDE/ECOE, según planilla número 5, difiere a los datos reales de las distribuidoras y los proyectados por esta Comisión.

PROYECCION DE POTENCIA EEM'S				
	T1	T2	T3	T4
Distribuidora	TNS+TS	TNS+TS	TNS+TS	TNS+TS
Eem De Gualán	5.50	5.10	5.23	6.03
Eem De Guastatoya	10.14	10.27	10.29	11.34
Eem De Huehuetenango	42.95	44.06	46.71	46.96
Eem De Jalapa	17.02	15.93	16.63	17.23
Eem De Joyabaj	5.44	5.43	6.35	5.92



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Eem De Puerto Barrios	32.77	32.29	29.22	32.53
Eem De Quetzaltenango	99.33	99.46	102.92	106.41
Ehm De Retalhuleu	16.31	16.16	17.08	17.67
Eem De San Marcos	10.01	9.41	10.03	10.52
Eem De San Pedro Pinula, Jalapa	1.06	1.10	1.21	1.28
Eem De San Pedro Sac., S.M.	16.41	15.94	17.09	16.42
Eem De Santa Eulalia	1.84	1.90	1.94	2.07
Eem De Zacapa	22.42	22.07	20.98	24.19
Emre Ixcán, Quiché	2.74	2.45	2.29	2.45

3. COSTO DE COMPRAS DE POTENCIA

3.1. El AMM deberá recalcular los montos de potencia contratada para los bloques de Tarifa Social y Tarifa No Social, derivado de la asignación de la Demanda Firme contenida en la resolución CNEE-53-2009, debiendo tomar en cuenta:

- Las condiciones de los contratos de las distribuidoras que permitan la modificación de las potencias contratadas, a manera de contratar únicamente la Demanda Firme, a un mínimo costo.
- La modificación de la asignación de una de las maquinas de TAMPA por 39MW, en:
 - Otros ingresos de EEGSA TNS por venta a RRA y Desvíos de Potencia,
 - Costo de la RRA para todas las Distribuidora,
 - Calculo de los Costos Diferenciales.

3.2. **De los costos de Contratos:** El AMM se limita a trasladar lo informado por las distribuidoras, lo cual no corresponde a lo encomendado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Reglamento del AMM y las Normas de Coordinación Comercial.

3.3. De acuerdo al artículo 86 del Reglamento del AMM y el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el AMM sin excepción, para el cálculo del precio de la potencia deberá utilizar todos los costos asociados a los contratos existentes y/o a los nuevos contratos por licitación abierta, siguiendo los procedimientos para la programación de largo plazo y cálculo de precios a trasladar a tarifas de las Normas de Coordinación Comercial; Esto incluye cargos como: pérdidas, peajes, costos fijos, costos por operación y mantenimiento, otros. De lo anterior se requiere que el AMM calcule los costos totales de acuerdo a las condiciones contractuales de todos los contratos de las distribuidoras, en este sentido se encontraron las siguientes Inconsistencias:



COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010

TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Potencia Contratada DEOCSA Tarifa No Social:

DEOCSA NO SOCIAL							
POTENCIA CONTRATADA							
No.	PROVEEDOR	May-Oct 2009		Nov-Dic 2009		Ene-Abr 2010	
		MW	Precio \$/kW-mes	MW	Precio \$/kW-mes	MW	Precio \$/kW-mes
1	INDE Tipo_1	39.58	24.23	39.58	24.23	39.58	24.23
2	DUKE Tipo_3	104.86	8.00	104.86	8.00	104.86	8.00
3	EXCEL_Tipo 3	30.40	8.50	30.40	8.50	30.40	8.50
4	INDE Tipo_2	1.95	-	1.95	-	1.95	-
5	0	-	-	-	-	-	-
TOTAL (MW / MES)		176.78		176.78		176.78	

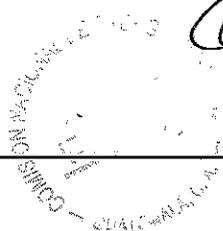
Al observar el cuadro anterior, es posible determinar las siguientes inconsistencias:

- La potencia asignada al contrato EXCEL Tipo 3 (Excelergy), equivalente a 30 MW, corresponde a la proyección de DEORSA y no de DEOCSA.
- Se desconoce el origen del contrato denominado INDE Tipo 2 al cual se le ha asignado una potencia de 1.95 MW, por lo que se solicita su justificación y copia del contrato.

Potencia Contratada DEOCSA Tarifa Social:

DEOCSA CON TARIFA SOCIAL							
POTENCIA CONTRATADA *							
No.	PROVEEDOR	MW					
		May -Ago 2008	Precio \$/kW-mes	Sep -Dic 2008	Precio \$/kW-mes	Ene - Abr 2009	Precio \$/kW-mes
1	INDE TIPO 4	144.96	-	144.96	-	144.96	-
2	INDE TIPO 4	2.70	8.90	2.70	8.90	2.70	8.90
3	0	-	8.90	-	8.90	-	8.90
Total		147.66		147.66		147.66	

- Al observar el cuadro anterior, es posible observar la inclusión de un contrato denominado INDE Tipo 4 al cual se le ha asignado una potencia de 2.70 MW, del cual CNEE no tiene conocimiento, por lo que se solicita su justificación y copia del contrato.



Potencia Contratada DEORSA Tarifa No Social:

DEORSA NO SOCIAL							
POTENCIA CONTRATADA							
No.	PROVEEDOR	May-Oct 2009		Nov-Dic 2009		Ene-Abr 2010	
		MW	Precio \$/kW-mes	MW	Precio \$/kW-mes	MW	Precio \$/kW-mes
1	INDE Tipo_1	27.43	16.29	27.43	16.29	27.43	11.61
2	DUKE Tipo_3	70.62	8.00	70.62	8.00	70.62	8.00
3	INDE Tipo_2	0.96		0.96		0.96	
TOTAL (MW / MES)		111.89		111.89		111.89	

Al observar el cuadro anterior, es posible determinar las siguientes inconsistencias:

- No se incluyó el contrato EXCEL Tipo 3 (Excelergy).
- Se desconoce el origen del contrato denominado INDE Tipo 2 al cual se le ha asignado una potencia de 0.96 MW, por lo que se solicita su justificación y copia del contrato.
- No se está considerando la incorporación del contrato de INTECCSA a la Tarifa No Social, al momento de incorporar el Sistema Aislado Petén, al Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo a las cláusulas especiales del contrato.

Potencia Contratada DEORSA Tarifa Social:

DEORSA CON TARIFA SOCIAL							
POTENCIA CONTRATADA *							
No.	PROVEEDOR	MW					
		May -Ago 2008	Precio \$/kW-mes	Sep -Dic 2008	Precio \$/kW-mes	Ene - Abr 2009	Precio \$/kW-mes
1	INDE TIPO 4	76.54	-	76.54	-	76.54	-
2	INDE TIPO 4	12.08		12.08		12.08	
3	Desvíos de Potencia	10.86	8.90	10.86	8.90	10.86	8.90
Total		99.48		99.48		99.48	

- Al observar el cuadro anterior, es posible observar la inclusión de un contrato denominado INDE Tipo 4 al cual se le ha asignado una potencia de 12.08 MW, del cual CNEE no tiene conocimiento, por lo que se solicita su justificación y copia del contrato.

3.4. No debe incluirse ningún descuento del INDE para DEORSA TNS, ya que este se aplica únicamente mientras el sistema de Santa Elena Peten No esté Interconectado, dado que se proyecta que este sistema sea interconectado este descuento no debe aplicarse.






4. COSTO DE COMPRAS DE ENERGÍA POR CONTRATOS

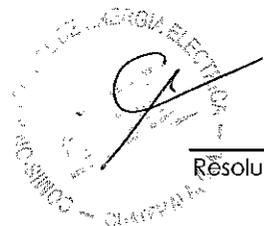
- 4.1. **De los costos de Contratos:** El AMM se limita a trasladar lo informado por las distribuidoras, lo cual no corresponde a lo encomendado por el Reglamento de la Ley General de Electricidad, el Reglamento del AMM y las Normas de Coordinación Comercial.
- 4.2. De acuerdo al artículo 86 del Reglamento del AMM y el artículo 86 del Reglamento de la Ley General de Electricidad, el AMM sin excepción, para el cálculo del precio de la energía deberá utilizar todos los costos asociados a los contratos existentes y/o a los nuevos contratos por licitación abierta, siguiendo los procedimientos para la programación de largo plazo y cálculo de precios a trasladar a tarifas, de las Normas de Coordinación Comercial; esto incluye cargos como: cargos por pérdidas de energía, compras de combustible, costos variables, otros. De lo anterior se requiere que el AMM calcule los costos totales de acuerdo a las condiciones contractuales de todos los contratos de las distribuidoras, en este sentido se encontraron las siguientes Inconsistencias:

Compras de Energía por contratos EEGSA TNS

- De acuerdo a lo descrito en la sección 4.1 (PROGRAMACIÓN DE LARGO PLAZO), donde se indica "Para la proyección del cálculo de precios y costos de energía se considera un costo promedio de barril de crudo WTI de US\$ 45.42, para el período en mención proyectado en el Short Term Energy Outlook, publicado en febrero de 2009 en la Energy Information Administration, de los Estados Unidos de Norteamérica. Derivado de lo anterior, el precio promedio proyectado para los derivados del crudo con contenido de azufre es de US\$42.56 por barril".
- Lo anterior difiere con las fórmulas de indexación al búnker para los INGENIOS y PUERTO QUETZAL POWER LLC (PQP), puesto que, si se utilizan dichas fórmulas se obtiene una indexación a un valor aproximado de de 49.10 US\$/BBL, para el New York (1%) en el caso de los ingenios y de 52.07 US\$/BBL para PQP, por lo que se requiere la revisión y corrección de los precios antes indicados.

Compras de Energía por contratos DEOCSA y DEORSA, TNS y TS

- Al analizar la distribución de la energía de DEORSA TNS comprada al contrato INDE TIPO 1 (Subrogados) en las bandas MÍNIMA, MEDIA y MÁXIMA, fue posible determinar que el AMM empleó los factores de distribución de las bandas de DEOCSA, lo cual provoca una inconsistencia en la proyección de todos los meses para las compras de energía de dicho contrato INDE TIPO 1.
- Igualmente, fue posible determinar que el AMM no está considerando dentro de las compras de energía por contratos, la incorporación del contrato INTECCSA a las compras de DEORSA TNS, incorporación que





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

se llevará a cabo al interconectar el Sistema Aislado Petén al Sistema Nacional Interconectado, de acuerdo a las cláusulas especiales del contrato.

- Por otro lado se comprobó la inclusión de un contrato denominado INDE 2, en las compras de energía de DEOCSA TS y DEORSA TS, del cual CNEE no tiene conocimiento, por lo que se solicita su justificación y copia del contrato.

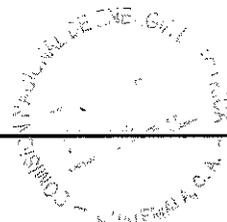
- 4.3. El AMM deberá incluir la proyección de ingresos por excedentes de precios nodales para EEGSA, DEOCSA y DEORSA en los Bloques de tarifa Social y tarifa No Social.
- 4.4. Para el cálculo de los precios de energía de DEOCSA-TNS, el AMM debe incluir los costos por pérdidas de transmisión de energía originadas desde las plantas de generación al punto de entrega, de acuerdo a lo estipulado en el contrato suscrito entre DEOCSA y DUKE ENERGY.
- 4.5. Para el cálculo de los precios de energía de DEORSA-TNS, el AMM debe incluir los costos por pérdidas de transmisión de energía originadas desde las plantas de generación al punto de entrega, de acuerdo a lo estipulado en el contrato suscrito entre DEORSA y DUKE ENERGY.
- 4.6. No debe incluirse ningún descuento del INDE para DEORSA TNS, ya que este se aplica únicamente mientras el sistema de Santa Elena Peten No esté Interconectado, dado que se proyecta que este sistema sea interconectado este descuento no debe aplicarse.

5. PRECIO MEDIO DE COMPRAS DE ENERGÍA

- 5.1. El precio medio de compra de energía, debe calcularse para cada Distribuidora, tomando en cuenta todos los cargos asociados a las compras de energía que las distribuidoras pagan de acuerdo a sus contratos y otros cargos del mercado tales como los Costos Diferenciales, la Reserva Rodante Operativa, otros; por lo que deben ser trasladados a tarifas, así mismo debe incluir el Saldo de Costo de la Potencia como lo indica la normativa vigente.

6. COSTO POR PEAJE

- 6.1. Deberá incluirse los Cargos por Peaje del Sistema Principal y Secundario a las Tarifas No Sociales de DEOCSA y DEORSA, de acuerdo a la normativa vigente y a las condiciones contractuales se suministro de estas distribuidoras, en especial con los Contratos Duke y Excelergy.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Peaje DEOCSA Tarifa No Social:

DEOCSA TARIFA NO SOCIAL	
PEAJE MENSUAL	
DESCRIPCIÓN	PEAJE MENSUAL (US\$)
PEAJE PRINCIPAL	\$
PEAJE SECUNDARIO	\$ 54,168.57
PEAJE MENSUAL:	\$ 54,168.57
PEAJE TRIMESTRAL	\$ 162,505.72

En el cuadro anterior, se observa que no se incluyeron los **costos de peajes por Sistema Principal de DEOCSA TNS**, los cuales deben ser efectivamente consignados en el ICM, asimismo se requiere la verificación del peaje Secundario, el cual debe contener los peajes de ETCEE y RECSA para los Contratos Duke y Excelergy y por Desvíos de Potencia cuando corresponda.

Peaje DEORSA Tarifa No Social:

DEORSA TARIFA NO SOCIAL	
PEAJE MENSUAL	
DESCRIPCIÓN	PEAJE MENSUAL (US\$)
PEAJE PRINCIPAL	\$
PEAJE SECUNDARIO	\$ 15,138.03
PEAJE MENSUAL:	\$ 15,138.03
PEAJE TRIMESTRAL	\$ 45,414.10

En el cuadro anterior, se observa que no se incluyeron los **costos de peajes por Sistema Principal de DEORSA TNS**, los cuales deben ser efectivamente consignados en el ICM, asimismo se requiere la verificación del peaje Secundario el cual debe contener los peajes de ETCEE para el Contrato Duke y por Desvíos de Potencia cuando corresponda.

- 6.2. Deberá incluirse los Cargos por Peaje del Sistema Secundario a las Tarifas Sociales de DEOCSA y DEORSA, de acuerdo a la normativa vigente y a los contratos de suministro de estas distribuidoras con el INDE.

Peaje DEOCSA Tarifa Social:

DEOCSA TARIFA SOCIAL	
PEAJE MENSUAL	
DESCRIPCIÓN	PEAJE MENSUAL (US\$)
PEAJE PRINCIPAL	\$
PEAJE SECUNDARIO	\$ 23,148.57
PEAJE MENSUAL:	\$ 23,148.57
PEAJE TRIMESTRAL	\$ 69,445.71





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4º. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

Se requiera la verificación del peaje Secundario el cual debe contener los peajes de ETCEE y RECSA para el contrato con el INDE y por Desvíos de Potencia cuando corresponda.

Peaje DEORSA Tarifa Social:

DEORSA TARIFA SOCIAL	
PEAJE MENSUAL	
DESCRIPCIÓN	PEAJE MENSUAL (US\$)
PEAJE PRINCIPAL	\$ 20,069.27
PEAJE SECUNDARIO	\$ 3,126.42
PEAJE MENSUAL:	\$ 23,195.69
PEAJE TRIMESTRAL	\$ 69,587.07

Se requiera la verificación del peaje Principal y Secundario el cual debe contener los peajes de ETCEE para el contrato con el INDE y por Desvíos de Potencia cuando corresponda.

7. SERVICIOS COMPLEMENTARIOS

- 7.1. Para la Reserva Rápida el AMM incluye 78 MW de TAMPA para el semestre Nov09-Abr10, cuando solo pueden incluirse 39 MW, por lo que deberá recalcularse los cargos por Reserva Rápida para todas las distribuidoras, así como los ingresos para EEGSA TNS.
- 7.2. En la Reserva Rodante Operativa se incluye un aumento considerable a partir de Agosto 2009, se requiere que el AMM revise los valores consignados y justifique los valores utilizados.

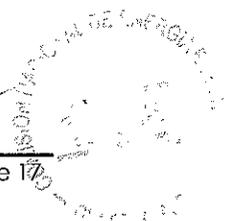
8. SALDO DEL COSTO DE LA POTENCIA

- 8.1. Para el cálculo del Saldo del Costo de la Potencia, se deberá incluir todos los cargos asociados a las compras de potencia que las distribuidoras pagan de acuerdo a sus contratos y otros cargos del mercado tales como los Peajes, Reserva Rápida, otros; y que deben ser trasladados a tarifas.

9. PROYECCIÓN DE LOS COSTOS DIFERENCIALES DE LOS CONTRATOS EXISTENTES

- 9.1. El AMM deberá recalcular la proyección de los CD tomando en cuenta:

- Lo dispuesto en las Resoluciones CNEE-53-2009 y CNEE-54-2009.
- Para el cálculo del costo de la energía de los Contratos Existentes deberá utilizar la fórmula de indexación y la proyección de los precios de combustible utilizados en la programación de Largo Plazo (incluyendo el precio del Carbón).
- Que EEGSA recibirá ingresos por venta de TAMPA a la Reserva Rápida únicamente por 39 MW para todo el año.
- Adicionar la proyección de descuentos de PQP.





COMISION NACIONAL DE ENERGIA ELECTRICA

4ª. AV. 15-70 ZONA 10, EDIFICIO PALADIUM NIVEL 12, GUATEMALA, C.A. 01010
TEL. PBX. (502) 2366-4218 E-mail: cnee@cnee.gob.gt FAX (502) 2366-4202

- Recalcular los ingresos por Desvíos de Potencia.
- 9.2. Deberá recalcularse la asignación de todos los cargos o ingresos por Costos Diferenciales con base al inciso anterior.
- 9.3. Para la asignación de la proyección mensual de los Costos Diferenciales realizada por el AMM, se incluyen valores diferentes para cada uno de los meses, lo cual no es correcto ya que de asignarse de acuerdo a lo dispuesto en la fórmula establecida en la resolución CNEE-1-2006, así:

$$CD_M = \overline{CD} + (CD_R - CD_{MP})$$

Por lo antes indicado, se requiere asignar mensualmente los Costos Diferenciales con la formula antes indicada.

