



Comisión Federal de Electricidad®

Consejo de Administración

Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad del segundo semestre de 2017

Sesión del 22 de febrero de 2018

1. Rentabilidad de los proyectos

Como Anexo 1 se presenta la información relativa a la rentabilidad de los proyectos de inversión que, bajo la modalidad de PIDIREGAS, entraron en operación durante el segundo semestre de 2017, y por lo cuales la Comisión Federal de Electricidad (CFE) obtuvo financiamiento para su pago.

2. Condiciones financieras

Uso de financiamiento para capital de trabajo

Durante el segundo semestre de 2017, para financiar las actividades que establece la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la CFE realizó la colocación de diversas emisiones de Certificados Bursátiles (CEBURES) por un total aproximado de \$18,000 millones de pesos. Asimismo, CFE realizó una disposición por \$2,500 millones de pesos del crédito en cuenta corriente contratado con BBVA Bancomer en agosto de 2017. Las características de estos financiamientos se presentan a continuación:

Tabla 1. Características de financiamientos aplicados con cargo a líneas de crédito contratadas

	29-jun-17	29-jun-17	02-ago-17	12-oct-17	12-oct-17	12-oct-17
Fecha de Contratación	29-jun-17	29-jun-17	02-ago-17	12-oct-17	12-oct-17	12-oct-17
Fecha de Disposición	06-jul-17	06-jul-17	23-ago-17	19-oct-17	19-oct-17	19-oct-17
Tipo de financiamiento	Cebures Primera Emisión CFE 17	Cebures Primera Emisión CFE 17-2	Crédito Directo en Cuenta Corriente (Revolvente)	Cebures Primera Reapertura Emisión CFE 17	Cebures Primera Reapertura Emisión CFE 17-2	Cebures Primera Emisión CFE 17U
Banco / Agente	Banorte, BBVA Bancomer, Santander	Banorte, BBVA Bancomer, Santander	BBVA Bancomer	Banamex, BBVA Bancomer, Actinver	Banamex, BBVA Bancomer, Actinver	Banamex, BBVA Bancomer, Actinver
Monto contratado	7,000 millones	1,000 millones	2,500 millones	3,000 millones	1,500 millones	944.1 millones (equivalentes aprox. a \$5,500 millones de pesos)
Monto desembolsado	7,000 millones	1,000 millones	2,500 millones	3,000 millones	\$1,500 millones	\$5,499.9 millones de pesos
Moneda	Pesos	Pesos	Pesos	Pesos	Pesos	UDIS
Plazo	3,822 días (Aprox. 10.5 años).	1,092 días (Aprox. 3 años)	Hasta 1 año	3,717 días (Aprox. 10.2 años)	987 días (Aprox. 2.7 años)	5,460 días (Aprox. 15 años)
Tasa	Tasa fija: 8.18%	TIIE 28 días más 0.40%	TIIE 28 días más 0.48%	Tasa fija: 8.18%	TIIE 28 días más 0.40%	Tasa fija: 4.54%
Pago intereses	Semestral	Mensual	Mensual	Semestral	Mensual	Semestral
Pago principal	Al Vencimiento (23-dic-2027)	Al Vencimiento (2 de julio de 2020)	2 de agosto 2018	Al Vencimiento (23-dic-2027)	Al Vencimiento (2 de julio de 2020)	Al Vencimiento (30 de septiembre de 2032)

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

Uso de financiamiento para pago de proyectos de Obra Pública Financiada (OPF)

Asimismo durante el segundo semestre de 2017, para financiar diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada (OPF), la CFE desembolsó recursos provenientes de financiamientos contratados en 2016 y en 2017. Las características de estos créditos se presentan a continuación:

Tabla 2. Características de financiamientos aplicados con cargo a financiamientos contratados en 2016 y en 2017

Fecha de Contratación	9-dic-16	15-dic-16	22-jun-17	29-jun-17
Fecha de Disposición	Del 5-jul-17 al 18-oct-17	Del 24-jul-17 al 11-oct-17	Del 28-jul-17 al 22-dic-17	Del 20-jul-17 al 22-dic-17
Tipo de financiamiento	Crédito Directo	Crédito Directo en 2 Tramos	Emisión de Bonos Formosa REG S	Crédito Directo
Banco / Agente	Banorte	Deutsche Bank Trust Co. Americas	Credit Suisse, Morgan Stanley HSBC	Scotiabank Inverlat
Monto contratado	4,000 millones	400 millones	750 millones	4,000 millones
Monto desembolsado	727.2 millones	380 millones	674 millones	1,910.7 millones
Moneda	Pesos	Dólares	Dólares	Pesos
Plazo	10 años	Tramo A: 5 años Tramo B: 10 años con 5 de gracia	30 años	10 años
Tasa	TIIE 91d +0.75%	Tasa Libor más 2.24%	Tasa fija: 5.15%	TIIE 28d +1.53%
Pago intereses	Trimestral	Semestral	Semestral	Mensual
Pago principal	Semestral	Semestral	Anual	Semestral

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

3. Manejo de disponibilidades asociadas al endeudamiento

A continuación se presenta el promedio diario de las inversiones y el rendimiento total obtenido de las disponibilidades con las que contó la CFE durante el segundo semestre de 2017.

**Tabla 3. Inversión promedio y rendimientos de disponibilidades en pesos
Julio – Diciembre 2017**
(millones de pesos)

Periodo	Promedio mensual de inversión	Rendimiento mensual	Tasa de rendimiento anualizada
Enero - Junio 2017	12,894.7	67.8	6.36%
Julio	10,640.4	64.7	7.06%
Agosto	7,969.4	48.3	6.81%
Septiembre	4,944.4	28.7	6.96%
Octubre	7,847.6	47.5	7.03%
Noviembre	6,476.7	37.9	7.02%
Diciembre	13,548.1	84.3	7.22%
Julio - Diciembre 2017	8,571.1	51.9	7.02%

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

**Tabla 4. Inversión promedio y rendimientos de disponibilidades en dólares
Julio – Diciembre 2017**
(miles de dólares)

Periodo	Promedio mensual de inversión	Rendimiento mensual	Tasa de rendimiento anualizada
Enero - Junio 2017	241,750.2	93.3	0.46%
Julio	540,831.9	398.8	0.73%
Agosto	896,466.1	922.9	1.19%
Septiembre	839,964.9	832.9	1.19%
Octubre	537,076.5	553.2	1.19%
Noviembre	344,088.4	334.1	1.17%
Diciembre	231,157.9	216.9	1.21%
Julio - Diciembre 2017	564,931.0	543.1	1.11%

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

4. Calendarios de ejecución y desembolsos

Durante el segundo semestre de 2017, la CFE efectuó desembolsos para financiar los pagos a contratistas adjudicatarios de proyectos de OPF a la entrega y satisfacción de los mismos, por un total equivalente de 22,405 mdp. Estos desembolsos se hicieron sobre dos líneas de crédito contratadas en 2016, una con Banorte por 4,000 mdp y otra con Deutsche Bank Trust Co. Americas por 400 millones de dólares (mdd); adicionalmente se desembolsaron recursos contratados en 2017 de una emisión de bonos internacional Formosa por 750 mdd y de una línea de crédito contratada con Scotiabank Inverlat por 4,000 mdp (referidos en la Tabla 2).

La tabla 5 presenta la relación de los proyectos de OPF pagados, el financiamiento utilizado y los montos desembolsados:

Tabla 5. Pagos de proyectos OPF durante el 2º semestre de 2017

Proyecto	z	Línea de Crédito	Monto Total (pesos)
CC Agua Prieta II (con campo solar)		SCOTIABANK	46,284,089.17
CC CENTRO		BONO FORMOSA	4,242,466,342.61
		SCOTIABANK	324,732,895.62
		DEUTSCHE BANK TRUST	6,290,156,846.00
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1		BONO FORMOSA	49,590,212.49
CG Los Humeros III (FASE A)		SCOTIABANK	25,562,139.18
		DEUTSCHE BANK TRUST	753,442,740.00
LT 1905 Transmisión Sureste-Peninsular		BANORTE	4,152,517.85
		SCOTIABANK	23,234,546.11
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I		BONO FORMOSA	1,463,565,122.32
		SCOTIABANK	140,276,690.09
RM CH Temascal Unidades 1 a 4		BANORTE	120,034,599.87
SE 1210 NORTE - NOROESTE (9A FASE)		BANORTE	185,320,254.17
SE 1211 NORESTE - CENTRAL (4A FASE)		BONO FORMOSA	261,013,842.11
		SCOTIABANK	25,518,372.30
SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE (5A FASE)		BANORTE	154,845,456.05
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)		SCOTIABANK	88,505,224.58
SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)		BONO FORMOSA	80,985,541.30
		SCOTIABANK	38,724.74
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (5A FASE)		BONO FORMOSA	79,865,650.52
		SCOTIABANK	113,852.55
SE 1621 Distribución Norte - Sur (8A FASE)		SCOTIABANK	92,962,635.56
SE 1901 Subestaciones de Baja California		BANORTE	119,036,529.50
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5a Fase)		BONO FORMOSA	137,361,458.70
		SCOTIABANK	18,249,473.61
SLT 1302 Transformación del Noreste		BANORTE	313,158.88
		BONO FORMOSA	526,745,305.87
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte		SCOTIABANK	107,097,029.37
		BANORTE	34,477,041.23
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2A FASE)		BANORTE	4,438,417.32
		BONO FORMOSA	667,424,258.61
		SCOTIABANK	209,253,325.56
SLT 1821 Divisiones de Distribución (2A FASE)		BONO FORMOSA	119,838,150.61
		SCOTIABANK	403,875.69
SLT 1821 Divisiones de Distribución (4A FASE)		BANORTE	75,586,369.22
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)		BONO FORMOSA	252,856,033.65
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (7A FASE)		BONO FORMOSA	1,085,952,938.23
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)		SCOTIABANK	618,184,663.93
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (6A FASE)		BONO FORMOSA	298,350,787.37
		BANORTE	29,038,307.03
		BONO FORMOSA	704,658,824.41
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (8A FASE)		SCOTIABANK	6,293,844.32
		BONO FORMOSA	88,978,634.60
		SCOTIABANK	13,936,964.69
SE 1621 Distribución Norte - Sur (3a Fase)		BONO FORMOSA	106,217,960.53
		SCOTIABANK	1,495,458.01
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (6A FASE)		BONO FORMOSA	95,274,190.47
		SCOTIABANK	6,658,060.63
		SCOTIABANK	24,743,270.79
SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)		BONO FORMOSA	140,043,752.88

	SCOTIABANK	38,748,408.85
RM CT José López Portillo	BONO FORMOSA	1,022,930,700.00
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II	BONO FORMOSA	1,299,891,979.84
	SCOTIABANK	98,396,614.91
	TOTAL	22,405,544,084.51

Abreviaturas: SE – Subestaciones; SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión; CC- Ciclo Combinado; CCC – Central de Ciclo Combinado; CG – Central Geotérmica; RM – Rehabilitación y Modernización.
Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

Adicionalmente, se efectuó un desembolso proveniente de la línea de crédito para el financiamiento de importaciones con UBS Switzerland AG (UBS) por 218,049.75 francos suizos (CHF). En el Anexo 3 se detallan las características financieras de este desembolso.

5. Perfil de riesgos

La CFE tiene obligaciones de pago denominadas en moneda nacional y extranjera. Al cierre de diciembre de 2017, la composición de la deuda documentada y PIDIREGAS (inversión directa) en dólares incluyendo coberturas representó 29.3% (exposición al tipo de cambio).

Por otro lado, al mismo corte, el 28.9% de la deuda estaba expuesta a tasa variable. Por lo anterior, los principales riesgos financieros a los que se enfrenta la deuda de la CFE son el riesgo cambiario y el riesgo de tasa de interés. Para gestionar estos riesgos la CFE negocia contratos de derivados con fines de cobertura.

Es importante mencionar que el Consejo de Administración aprobó la estrategia de riesgos financieros para contemplar una visión global del portafolio, es decir, que si bien se atenderá en específico cada riesgo financiero, siempre prevalecerá una visión integral que analice en conjunto los activos y pasivos del balance de la empresa. Con esta visión estratégica integral, en las líneas de crédito que se ha dispuesto últimamente se considera cubrir una porción para mitigar la exposición cambiaria, fijando el tipo de cambio de dichas obligaciones.

6. Endeudamiento neto autorizado

Se informa que el monto de endeudamiento neto autorizado para el ejercicio 2017 fue de 10 mil millones de pesos, conforme a lo establecido en la Ley de Ingresos de la Federación para el presente ejercicio fiscal. Al cierre del segundo semestre de 2017, la diferencia entre disposiciones y amortizaciones fue de 7,463,191,013.92 pesos.

Asimismo, en relación al remanente de los bonos colocados en 2016 para el pago de diversos proyectos PIDIREGAS (297.3 millones de dólares), y que fueron considerados en el endeudamiento neto de 2016, se informa que se realizaron las correspondientes reclasificaciones de deuda documentada a deuda PIDIREGAS con el propósito de aplicar dicho financiamiento en diversos pagos de obra pública financiada realizados de enero a abril de 2017, alcanzando un monto de 5,799,956,086.97 pesos.

PROPUESTA DE ACUERDO:

Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 12, fracción XXX, y 111 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración:

Primero: Aprueba el Informe sobre el uso del endeudamiento de la Comisión Federal de Electricidad, correspondiente al segundo semestre de 2017.

Segundo: Toma conocimiento que dicho informe será remitido al Congreso de la Unión y al Ejecutivo Federal para los efectos correspondientes.

ANEXO 1

Proyectos / Obras de generación	Metas físicas (MW) ^{1/}	Valor Presente Neto al inicio de la erogación ^{2/} (mdd)	TIR ^{2/}	Monto instantáneo (mdd) ^{3/}	Monto a financiar (mdd) ^{4/}
261 CCC Cogeneración Salamanca Fase I	582 T/h Alta Presión 91.9 T/h Media Presión	399.59	NA	319.95	376.93
264 CC Centro	642.33 MW	610.95	68.8	439.78	578.54

^{1/} Metas físicas reportadas por la CPTT al 31 de diciembre de 2017, capacidad neta demostrada.

^{2/} Evaluación Financiera con la propuesta de la Subdirección de Evaluación de Proyectos de Inversión (SEPI), calculado al año de la liquidación del monto contratado, al Desarrollador de las Obras. Corresponde únicamente al proyecto de la central de generación.

^{3/} Montos reportados en la propuesta económica del licitante ganador.

^{4/} Monto cubierto al Desarrollador a la entrega de las obras a CFE. Incluye, en su caso, los costos financieros adicionales por retrasos, modificaciones y adecuaciones de obras, entre otros, atribuibles a CFE.

Abreviaturas. - NA – No Aplica

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas, 2018.

Proyectos / Obras de transmisión y distribución	Metas físicas ^{1/}	Valor Presente Neto al inicio de la erogación (mdd) ^{2/}	TIR ^{2/}	Monto a financiar (mdd) ^{3/}
215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California III (5a. Fase)	31.2 Km-c	99.33	NA	12.48
234 SLT 1302 Transformación del Noreste	25.2 Km-c; MVA 500.0; MVAr 75.0	106.94	NA	29.79
253 SE 1420 Distribución Norte (3a. Fase)	0.5 Km-c; MVA 30.0; MVAr 1.8	480.03	NA	4.62
259 SE 1521 Distribución Sur (6a. Fase) (2da. Convocatoria)	2.2 Km-c; MVA 30.0; MVAr 1.8	939.98	NA	4.98
260 SE 1520 Distribución Norte (3a. Fase)	1.1 Km-c; MVA 30.0; MVAr 1.8	267.61	NA	5.55
273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (3era. Fase)	23.8 Km-c	2100.33	NA	4.75
292 SE 1701 Subestación Chimalpa Dos	16.2 Km-c; MVA 500	124.89	NA	52.9
307 SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2a. Fase)	158.8 Km-c	275.37	NA	35.19
320 LT 1905 Transmisión Sureste Peninsular (2a. Fase)	367.4 Km-c; MVAr 24.0	399.62	NA	34.12

^{1/} Metas físicas reportadas por la CPTT al 31 de diciembre de 2017.

^{2/} Montos reportados en la Evaluación Financiera del Análisis Costo Beneficio incorporado en el Sistema del Proceso Integral de Programación y Presupuesto (PIPP) de SHCP. Corresponde al indicador de rentabilidad del proyecto integral.

^{3/} Montos reportados en la propuesta económica del licitante ganador.

Abreviaturas: SE – Subestaciones; SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión, LT – Líneas de Transmisión.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas, 2018.

Proyectos / Obras de distribución	Metas físicas 1_ /	Valor Presente Neto al inicio de la erogación (mdd) 2_ /	TIR 2_ /	Monto a financiar (mdd) 3_ /
190 SE 1120 Noroeste (3a fase)	30 MVA, 1.8 MVA _r , 27.11 km-C	321.99		6.850
322 SLT 1921 Reducción de pérdidas de energía en distribución (3a fase)	462.71 km-C, 116.615 MVA, 156,669 MEDIDORES	774.58		98.057
322 SLT 1921 Reducción de pérdidas de energía en distribución (6a. Fase)	308,071 MEDIDORES	774.58		105.762
339 SLT 2021 Reducción de pérdidas de energía en distribución (2a fase)	5,727 MEDIDORES	886.12		4.304
276 SE 1621 Distribución norte-sur (8a. Fase)	30 MVA, 1.8 MVA _r , 2.42 km-C	2,100.33		4.995
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (4a fase)	50 MVA, 3.0 MVA _r	1,723.60		4.150
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4a Fase)	93,241 MEDIDORES	886.12	NA	32.28
245 SE 1320 Distribución Noroeste (5a Fase)	40 MVA, 2.4 MVA _r , 42.22 km-C	538.99	NA	8.18
253 SE 1420 Distribución Norte (3a. Fase)	30 MVA, 1.8 MVA _r , 0.5 km-C	480.03	NA	4.62
213 SE 1211 Noreste - Central (4a Fase)	60 MVA, 3.6 MVA _r , 42.65 km-C	733.50	NA	14.00
310 SLT 1821 Divisiones De Distribución (2a. Fase)	60 MVA, 3.6 MVA _r , 17.50 km-C	1,723.60	NA	6.33
322 SLT 1921 Reducción De Pérdidas De Energía En Distribución (7a Fase)	334.9 km-C, 111.60 MVA, 189,107 MEDIDORES	774.58	NA	56.48
273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (3a. Fase)	23.77 km-C	2,100.33	NA	4.75
260 SE 1520 Distribución Norte (4a. Fase)	30 MVA, 1.8 MVA _r , 0.254 km-C	267.61	NA	4.24
259 SE 1521 Distribución Sur (6a Fase)	30 MVA, 1.8 MVA _r , 2.2 km-C	717.61	NA	4.98

^{1/} Metas físicas reportadas en el Tablero de control del 17 de enero de 2016.

^{2/} Montos reportados en la Evaluación Financiera del Análisis Costo-Beneficio incorporado en el Sistema del Proceso Integral de Programación y Presupuesto (PIPP) de la SHCP. Corresponde al indicador de rentabilidad del proyecto integral. El Valor Presente Neto de los proyectos es a 30 años.

^{3/} Montos reportados en la propuesta económica del licitante ganador.

Abreviaturas: SE – Subestaciones; SLT- Subestaciones y Líneas de Transmisión.

NA: No Aplica, nd: No disponible

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas, 2018.

ANEXO 2
Desembolsos efectuados durante el segundo semestre de 2017 para el pago de obras
PIDIREGAS
- Montos equivalentes en Dólares -

Proyecto	Línea de Crédito	Montos equivalentes en Dólares						Total US Dólares
		Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
CC Agua Prieta II (con campo solar)	SCOTIABANK	2,642,781.48						2,642,781.48
CC CENTRO	BONO FORMOSA				216,969,798.31		7,159,815.22	224,129,613.53
	SCOTIABANK				17,398,331.37			17,398,331.37
	DEUTSCHE BANK TRUST				337,010,000.00			337,010,000.00
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BONO FORMOSA					2,668,321.02		2,668,321.02
	SCOTIABANK			1,438,070.76				1,438,070.76
CG Los Humeros III (FASE A)	DEUTSCHE BANK TRUST	42,990,000.00						42,990,000.00
LT 1905 Transmisión Sureste-Peninsular	BANORTE	236,934.72						236,934.72
	SCOTIABANK	1,325,718.71						1,325,718.71
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I	BONO FORMOSA		20,060,394.84	5,665,642.56	7,077,694.25		45,501,685.49	78,305,417.14
	SCOTIABANK		1,534,360.62	1,369,731.54	747,623.91		3,874,920.00	7,526,836.08
RM CH Temascal Unidades 1 a 4	BANORTE	6,617,341.25						6,617,341.25
SE 1210 NORTE - NOROESTE (9A FASE)	BANORTE	10,325,283.55						10,325,283.55
SE 1211 NORESTE - CENTRAL (4A FASE)	BONO FORMOSA	1,418,099.99			3,441,036.26	2,588,811.97	6,333,343.86	13,781,292.08
	SCOTIABANK	15,062.46			2,917.17		1,310,238.67	1,328,238.30
SE 1320 DISTRIBUCION NOROESTE (5A FASE)	BANORTE			8,732,001.51				8,732,001.51
SE 1420 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	SCOTIABANK				4,031,150.82	608,436.14		4,639,586.96
SE 1520 DISTRIBUCION NORTE (4A FASE)	BONO FORMOSA						4,235,601.16	4,235,601.16
	SCOTIABANK						2,025.33	2,025.33
SE 1521 DISTRIBUCION SUR (5A FASE)	BONO FORMOSA						4,153,374.34	4,153,374.34
	SCOTIABANK						5,920.85	5,920.85
SE 1621 Distribución Norte - Sur (8A FASE)	SCOTIABANK		5,208,866.23					5,208,866.23
SE 1901 Subestaciones de Baja California	BANORTE	6,698,433.92						6,698,433.92
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5a Fase)	BONO FORMOSA					5,517,584.24	1,646,600.49	7,164,184.73
	SCOTIABANK					951,891.16	188.83	952,079.99
	BANORTE			17,748.44				17,748.44
SLT 1302 Transformación del Noreste	BONO FORMOSA		3,490,833.06	26,290,482.27				29,781,315.33
	SCOTIABANK		2,671,463.01	3,335,121.79				6,006,584.80
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	BANORTE	1,893,677.02						1,893,677.02
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2A FASE)	BANORTE				232,678.77			232,678.77
	BONO FORMOSA				31,418,598.67	1,694,072.24	1,870,546.56	34,983,217.47
	SCOTIABANK				10,963,053.85		6,787.82	10,969,841.67
SLT 1821 Divisiones de Distribución (2A FASE)	BONO FORMOSA					3,743,098.79	2,586,387.92	6,329,486.71
	SCOTIABANK					19,910.96	1,214.89	21,125.84
SLT 1821 Divisiones de Distribución (4A FASE)	BANORTE	4,151,637.29						4,151,637.29
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	BONO FORMOSA						13,149,655.14	13,149,655.14
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (7A FASE)	BONO FORMOSA					56,481,210.51		56,481,210.51
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	SCOTIABANK				32,285,566.91			32,285,566.91
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (6A FASE)	BONO FORMOSA						15,748,675.73	15,748,675.73
	BANORTE	1,617,895.22						1,617,895.22
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (8A FASE)	BONO FORMOSA		23,996,616.01		14,780,980.27			38,777,596.28
	SCOTIABANK		188,189.81		157,062.99			345,252.80
	BANORTE							
SE 1621 Distribución Norte - Sur (3a Fase)	BONO FORMOSA						4,700,030.88	4,700,030.88
	SCOTIABANK						736,178.57	736,178.57
SE 1520 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	BONO FORMOSA						5,549,788.68	5,549,788.68
	SCOTIABANK						78,136.28	78,136.28
SE 1521 DISTRIBUCION SUR (6A FASE)	BONO FORMOSA						4,982,907.63	4,982,907.63
	SCOTIABANK						348,221.29	348,221.29
LT Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	SCOTIABANK						1,289,296.23	1,289,296.23
SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)	BONO FORMOSA						7,297,252.03	7,297,252.03
	SCOTIABANK						2,019,061.18	2,019,061.18
RM CT José López Portillo	BONO FORMOSA						53,500,000.00	53,500,000.00
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II	BONO FORMOSA			7,520,771.00				60,670,626.00
	SCOTIABANK			1,601,521.83				3,642,889.62
TOTAL		79,932,885.61	57,150,703.58	56,071,091.71	676,516,693.54	74,273,337.03	252,401,370.67	1,196,346,082.14

Nota: Los totales de las sumas pueden diferir por el redondeo de decimales
Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

- Montos equivalentes en Moneda Nacional -

Proyecto	Montos equivalentes en Moneda Nacional							Total Pesos
	Línea de Crédito	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
CC Agua Prieta II (con campo solar)	SCOTIABANK	46,284,089.17						46,284,089.17
CC CENTRO	BONO FORMOSA				4,104,789,539.76		137,676,802.85	4,242,466,342.61
	SCOTIABANK				324,732,895.62			324,732,895.62
	DEUTSCHE BANK TRUST				6,290,156,846.00			6,290,156,846.00
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BONO FORMOSA					49,590,212.49		49,590,212.49
	SCOTIABANK			25,562,139.18				25,562,139.18
CG Los Humeros III (FASE A)	DEUTSCHE BANK TRUST	753,442,740.00						753,442,740.00
LT 1905 Transmisión Sureste-Peninsular	BANORTE	4,152,517.85						4,152,517.85
	SCOTIABANK	23,234,546.11						23,234,546.11
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I	BONO FORMOSA		355,295,671.13	101,943,606.27	133,089,348.17		873,236,496.74	1,463,565,122.32
	SCOTIABANK		27,175,521.32	24,645,990.51	14,090,426.00		74,364,752.26	140,276,690.09
RM CH Temascal Unidades 1 a 4	BANORTE	120,034,599.87						120,034,599.87
SE 1210 NORTE - NOROESTE (9A FASE)	BANORTE	185,320,254.17						185,320,254.17
SE 1211 NORESTE - CENTRAL (4A FASE)	BONO FORMOSA	25,179,925.23			65,886,897.68	48,162,516.77	121,784,502.42	261,013,842.11
	SCOTIABANK	267,805.64			55,856.27		25,194,710.39	25,518,372.30
SE 1320 DISTRIBUCION NOROESTE (5A FASE)	BANORTE			154,845,456.05				154,845,456.05
SE 1420 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	SCOTIABANK				76,895,411.17	11,609,813.41		88,505,224.58
SE 1520 DISTRIBUCION NORTE (4A FASE)	BONO FORMOSA						80,985,541.30	80,985,541.30
	SCOTIABANK						38,724.74	38,724.74
SE 1521 DISTRIBUCION SUR (5A FASE)	BONO FORMOSA						79,865,650.52	79,865,650.52
	SCOTIABANK						113,852.55	113,852.55
SE 1621 Distribución Norte - Sur (8A FASE)	SCOTIABANK		92,962,635.56					92,962,635.56
SE 1901 Subestaciones de Baja California	BANORTE	119,036,529.50						119,036,529.50
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5a Fase)	BONO FORMOSA					105,761,054.71	31,600,403.98	137,361,458.70
	SCOTIABANK					18,245,849.81	3,623.80	18,249,473.61
SLT 1302 Transformación del Noreste	BANORTE			313,158.88				313,158.88
	BONO FORMOSA		62,541,765.10	464,203,540.77				526,745,305.87
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	SCOTIABANK		47,861,931.30	59,235,098.07				107,097,029.37
	BANORTE	34,477,041.23						34,477,041.23
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2A FASE)	BANORTE				4,438,417.32			4,438,417.32
	BONO FORMOSA				599,319,195.21	32,339,839.06	35,765,224.34	667,424,258.61
	SCOTIABANK				209,123,541.15		129,784.41	209,253,325.56
SLT 1821 Divisiones de Distribución (2A FASE)	BONO FORMOSA					71,672,107.01	48,166,043.60	119,838,150.61
	SCOTIABANK					381,251.00	22,624.69	403,875.69
SLT 1821 Divisiones de Distribución (4A FASE)	BANORTE	75,586,369.22						75,586,369.22
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	BONO FORMOSA						252,856,033.65	252,856,033.65
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (7A FASE)	BONO FORMOSA					1,085,952,938.23		1,085,952,938.23
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	SCOTIABANK				618,184,663.93			618,184,663.93
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (6A FASE)	BONO FORMOSA						298,350,787.37	298,350,787.37
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (8A FASE)	BANORTE	29,038,307.03						29,038,307.03
	BONO FORMOSA		428,777,740.06		275,881,084.35			704,658,824.41
	SCOTIABANK		3,362,326.52		2,931,517.80			6,293,844.32
SE 1621 Distribución Norte - Sur (3a Fase)	BONO FORMOSA						88,978,634.60	88,978,634.60
	SCOTIABANK						13,936,964.69	13,936,964.69
SE 1520 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	BONO FORMOSA						106,217,960.53	106,217,960.53
	SCOTIABANK						1,495,458.01	1,495,458.01
SE 1521 DISTRIBUCION SUR (6A FASE)	BONO FORMOSA						95,274,190.47	95,274,190.47
	SCOTIABANK						6,658,060.63	6,658,060.63
LT Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	SCOTIABANK						24,743,270.79	24,743,270.79
SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)	BONO FORMOSA						140,043,752.88	140,043,752.88
	SCOTIABANK						38,748,408.85	38,748,408.85
RM CT José López Portillo	BONO FORMOSA						1,022,930,700.00	1,022,930,700.00
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II	BONO FORMOSA			135,543,795.08			1,164,348,184.75	1,299,891,979.84
	SCOTIABANK			28,484,827.42			69,911,787.49	98,396,614.91
TOTAL		1,416,054,725.04	1,017,977,591.00	994,777,612.24	12,719,575,640.44	1,423,715,582.50	4,833,442,933.30	22,405,544,084.51

Nota: Los totales de las sumas pueden diferir por el redondeo de decimales
Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

- Tipos de cambio promedio ponderados -

Proyecto	Tipos de Cambio Promedio Ponderado							Total
	Línea de Crédito	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
CC Agua Prieta II (con campo solar)	SCOTIABANK	17.51						17.51
CC CENTRO	BONO FORMOSA				18.92		19.23	18.93
	SCOTIABANK				18.66			18.66
	DEUTSCHE BANK TRUST				18.66			18.66
CCC Cogeneración Salamanca Fase 1	BONO FORMOSA					18.58		18.58
	SCOTIABANK			17.78				17.78
CG Los Humeros III (FASE A)	DEUTSCHE BANK TRUST	17.53						17.53
LT 1905 Transmisión Sureste-Peninsular	BANORTE	17.53						17.53
	SCOTIABANK	17.53						17.53
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I	BONO FORMOSA		17.71	17.99	18.80		19.19	18.69
	SCOTIABANK		17.71	17.99	18.84		19.19	18.64
RM CH Temascal Unidades 1 a 4	BANORTE	18.14						18.14
SE 1210 NORTE - NOROESTE (9A FASE)	BANORTE	17.95						17.95
SE 1211 NORESTE - CENTRAL (4A FASE)	BONO FORMOSA	17.76			19.15	18.60	19.23	18.94
	SCOTIABANK	17.76			19.15		19.23	19.21
SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE (5A FASE)	BANORTE			17.73				17.73
SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	SCOTIABANK				19.08	19.08		19.08
SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	BONO FORMOSA						19.12	19.12
	SCOTIABANK						19.12	19.12
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (5A FASE)	BONO FORMOSA						19.23	19.23
	SCOTIABANK						19.23	19.23
SE 1621 Distribución Norte - Sur (8A FASE)	SCOTIABANK		17.85					17.85
SE 1901 Subestaciones de Baja California	BANORTE	17.77						17.77
SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5a Fase)	BONO FORMOSA					19.17	19.19	19.17
	SCOTIABANK					19.17	19.19	19.17
SLT 1302 Transformación del Noreste	BANORTE			17.64				17.64
	BONO FORMOSA		17.92	17.66				17.69
	SCOTIABANK		17.92	17.76				17.83
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte	BANORTE	18.21						18.21
SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2A FASE)	BANORTE				19.08			19.08
	BONO FORMOSA				19.08	19.09	19.12	19.08
	SCOTIABANK				19.08		19.12	19.08
SLT 1821 Divisiones de Distribución (2A FASE)	BONO FORMOSA					19.15	18.62	18.93
	SCOTIABANK					19.15	18.62	19.12
SLT 1821 Divisiones de Distribución (4A FASE)	BANORTE	18.21						18.21
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	BONO FORMOSA						19.23	19.23
SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (7A FASE)	BONO FORMOSA					19.23		19.23
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4A FASE)	SCOTIABANK				19.15			19.15
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (6A FASE)	BONO FORMOSA						18.94	18.94
SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (8A FASE)	BANORTE	17.95						17.95
	BONO FORMOSA		17.87		18.66			18.17
	SCOTIABANK		17.87		18.66			18.23
SE 1621 Distribución Norte - Sur (3a Fase)	BONO FORMOSA						18.93	18.93
	SCOTIABANK						18.93	18.93
SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	BONO FORMOSA						19.14	19.14
	SCOTIABANK						19.14	19.14
SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (6A FASE)	BONO FORMOSA						19.12	19.12
	SCOTIABANK						19.12	19.12
LT Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	SCOTIABANK						19.19	19.19
SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)	BONO FORMOSA						19.19	19.19
	SCOTIABANK						19.19	19.19
RM CT José López Portillo	BONO FORMOSA						19.12	19.12
LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II	BONO FORMOSA			17.79			19.19	19.03
	SCOTIABANK			17.79			19.19	18.76
	TOTAL	17.72	17.81	17.74	18.80	19.17	19.15	18.73

Nota: Los totales de las sumas pueden diferir por el redondeo de decimales
Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas

ANEXO 3
Desembolsos efectuados durante el segundo semestre de 2017 para el financiamiento de importaciones

Fecha	17-jul-2017
Tipo de financiamiento	Crédito Garantizado
Banco	UBS SWITZERLAND AG
Monto	218,049.75
Moneda	CHF
Plazo	2.2 AÑOS
Tasa	0.598%
Pago intereses	SEMESTRAL
Pago principal	SEMESTRAL
Comisiones	3,435.00 CHF PRIMA DE SEGURO SERV, 3,500.00 CHF MANAGEMENT FEE
Destino	Financiar importaciones originarias de Suiza.

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas