



# Guía Práctica Para Analizar GEB

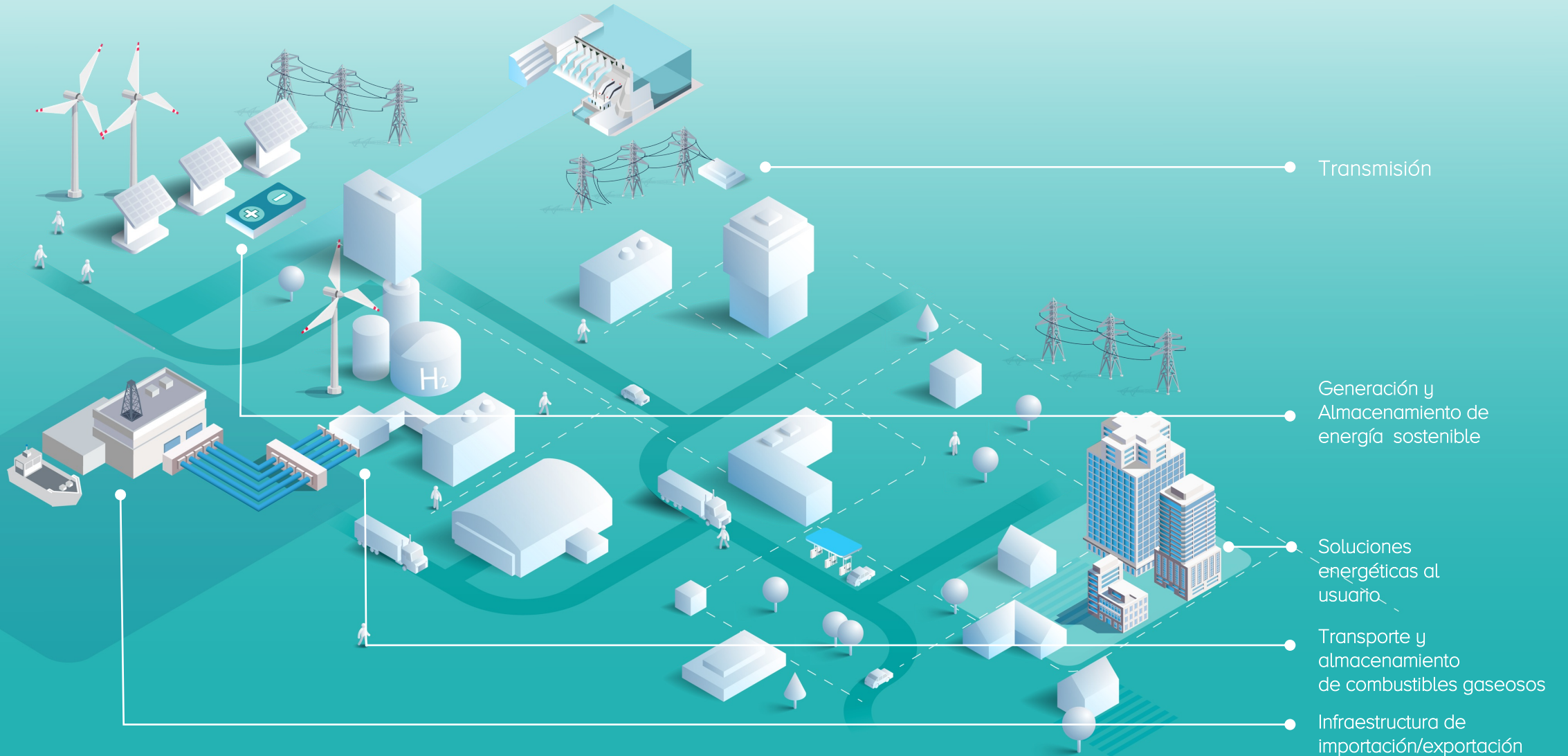


Grupo  
Energía  
Bogotá

*Mejoramos vidas  
con energía  
sostenible y  
comunitaria*

# Infraestructura y servicios Energéticos

El sector energético está evolucionando y requiere una sólida combinación de infraestructuras esenciales



# Portafolio balanceado entre Energía y Gas



COP 17,2 bl  
Market Cap

COP 6,6 bl  
Ingresos UDM

COP 4,8 bl  
EBITDA UDM

  
Generación Eléctrica  
19%

  
Transmisión Eléctrica  
15%

  
Distribución Eléctrica  
16%

  
Transporte Gas  
30%

  
Distribución Gas  
20%

Distribución del EBITDA UDM por negocio

50%  
Energía eléctrica

50%  
Gas



31%



28%



16%



8%

17%

83%  
Del EBITDA generado por 4 compañías

60%


40%

EBITDA operacional

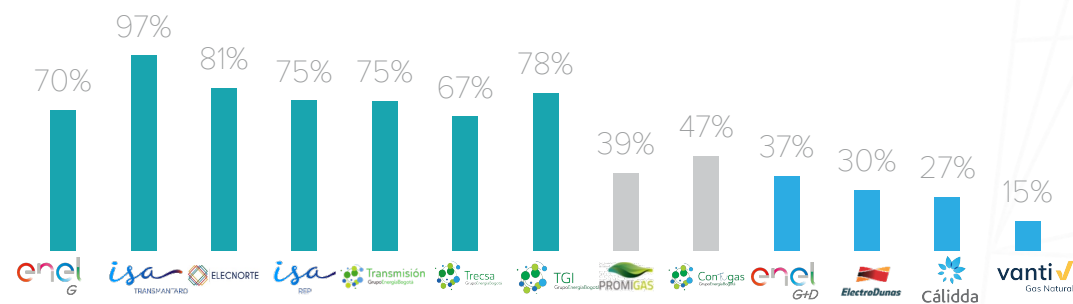
Dividendos de portafolio de inversión

# Infraestructura y servicios Energéticos

	Ingreso USD	Ingreso Regulado	Tarifa Regulada	Exposición Demanda
 TGI Grupo Energía Bogotá	77%		✓	✓ <sup>1</sup>
 Transmisión Grupo Energía Bogotá	70%	✓		
 onecta CON LA ENERGÍA	100%	✓		
 isa TRANSMISIÓN	100%	✓		
 enel Distribución			✓	
 enel Generación	✓ <sup>1</sup>	✓ <sup>2</sup>		✓ <sup>1</sup>
 Gebbras Grupo Energía Bogotá		✓		
 PROMIGAS	✓		✓	✓ <sup>3</sup>
 ARGO		✓		
 ELEC NORTE		✓		

	Ingreso USD	Ingreso Regulado	Tarifa Regulada	Exposición Demanda
 enel Comercialización			✓	✓
 Cálidda GAS NATURAL DEL PERÚ	95%		✓	✓
 ConTugas Grupo Energía Bogotá	75%		✓	✓
 vanti			✓	✓
 EMSA EMPRESA DEL METANO ESP			✓	✓
 ElectroDunas	5%		✓	✓

Márgenes EBITDA reflejan la naturaleza del negocio



(1) Las contrapartes son las empresas comercializadoras o clientes industriales en contrataciones de mediano y largo plazo  
 (2) Ingreso regulado remunera parcialmente la inversión en capacidad a través del cargo de confiabilidad denominado en USD  
 (3) Promigas es una transportadora de gas con inversiones en distribuidoras/comercializadoras de gas

# Interpretando EEFF Consolidados


Ejemplo


## ESTADO DE RESULTADOS YTD

	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><u>Margen bruto</u></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><u>Margen operacional</u></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

## Detalle

### Ingresos Consolidados

	<i>Drivers</i> operacionales	Factores
Ingresos <i>pass through</i>	Demanda /contratación/ampliaciones	
 <b>Distribución de gas</b>	Tarifa implícita MMPC* Volumen distribuido Actualización tarifaria (IPP US)	Tasa de cambio Plan de inversiones
Ingresos de conexiones	# de conexiones/tarifa implícita	
Otros ingresos + <u>no regulados</u>	Estrategia de negocio	

Ingresos <i>pass through</i>	Demanda/ampliaciones	
 <b>Distribución de gas</b>	Tarifa implícita MMPC* Volumen facturado Actualización tarifaria (IPP US)	Tasa de cambio Grandes clientes
Ingresos de conexiones	# de conexiones	
Otros ingresos	Estrategia de negocio	

### Costos Consolidados

Costos <i>pass through</i>	<b>Demanda</b> /contratación	Margen de distribución
 Costos de conexiones	# de conexiones/ margen	
D&A	Plan de Inversiones	

Costos <i>pass through</i>	<b>Demanda/contratación ToP</b>	Contratación transporte
 Costos de conexiones	# de conexiones/margen	
D&A	Inversiones/write-off	

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

## ESTADO DE RESULTADOS YTD

sept-22

Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><u>Margen bruto</u></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><u>Margen operacional</u></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

## Detalle

### Ingresos Consolidados



Ingresos por capacidad  
Ingresos AO&M  
Ingresos variables  
Otros ingresos

### Costos Consolidados



Costos Mantenimiento  
D&A

## Drivers operacionales

Volumen contratado/tarifa implícita  
Volumen contratado/tarifa implícita COP  
Volumen transportado/tarifa implícita  
Estrategia de negocio

## Factores

Tasa de cambio  
Cambio tarifario  
Reconocimiento de Coberturas

*Guidance* plan de mantenimiento  
Tasa de depreciación/ proyectos IPAT

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

ESTADO DE RESULTADOS YTD	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><i>Margen bruto</i></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><i>Margen operacional</i></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

Detalle	Drivers operacionales	Factores
Ingresos Consolidados		
Activos de uso	Ajuste ingreso regulado (IPP COL <sup>1</sup> )	Pacto tarifario -(IPC Col)
Proyectos UPME	Ajuste ingreso regulado (IPP US <sup>1</sup> ) Proyectos adjudicados Inicio de reconocimiento ingreso	Tasa de cambio
Contribuciones (PT)	% de los ingresos)	



Transmisión Grupo Energía Bogotá	Convención	Ingreso Anual	En moneda constante de	Con remuneración desde	Porcentaje remunerado
<b>Proyectos UPME / UPME projects</b>					
Betania-Pasto-Ecuador 230 kV	USD mm	4,2	31/12/04	31/03/07	100%
Reactores 230 kV	USD mm	0,5	31/12/09	30/04/12	100%
Armenia 230 kV	USD mm	1,3	31/12/11	30/11/13	100%
Subestación Alférez 230 kV	USD mm	0,8	31/12/11	30/11/13	100%
Tesalia-Alférez 230 kV (Quimbo)	USD mm	10,9	31/12/11	31/08/14	100%
Chivor II - Norte 230 kV	USD mm	5,5	31/12/12	31/10/15	100%
Segunda Línea Bolívar-Cartagena 220 kV	USD mm	11,6	31/12/13	31/03/17	100%
1er Refuerzo Área Oriental	USD mm	21,1	31/12/13	30/09/17	100%
Subestación Río Córdoba 220 kV	USD mm	1,8	31/12/13	30/11/16	100%
Tuluní 230kv	USD mm	1,4	31/12/13	31/08/16	100%
Refuerzo Suroccidental 500 kV	USD mm	24,4	31/12/14	30/09/18	100%
La Loma 500 kV	USD mm	1,3	31/12/14	31/12/14	100%
Subestación y línea Colectora 500 kV	USD mm	21,5	31/12/17		
Línea Río Córdoba-Bonda 220kV	USD mm	1,2	31/12/19		
<b>Proyectos STR / STR Projects</b>					
Dos transformadores en Río Córdoba 220/110 kV	COP miles mm	1,6	31/12/14	31/01/18	100%
Subestación La Loma 110 kV	COP miles mm	16,6	31/12/14		
Segundo Transformador 230/115 kV Altamira	COP miles mm	2,0	31/12/16	30/03/19	100%
<b>Proyectos Privados / Private Projects</b>	COP miles mm (2022)	30,0			

(1) IPP COL oferta interna, IPP US Serie WPSFD41312. Producer Price Index by Commodity: Final Demand: Private Capital Equipment

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

ESTADO DE RESULTADOS YTD	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><u>Margen bruto</u></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><u>Margen operacional</u></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

## Detalle

### Ingresos Consolidados



Activos de uso  
Proyectos UPME



Ingresos *PET 01-2009*  
Ingresos peaje APS



Ingresos STR

### Costos Consolidados

Costos O&M

## Drivers operacionales

Ajuste ingreso regulado (IPP col)  
Ajuste ingreso regulado (IPP us)  
Proyectos adjudicados  
Inicio de reconocimiento ingreso

Energización y reconocimiento de canon 44,5% restante  
Ajuste VRN\*WACC (80% IPP us/20%IPC Gua)

Ajuste ingreso regulado 15 años IPP col

Márgenes sin D&A estables, operacionales crecen con el ritmo de menores depreciaciones

## Factores

Pacto tarifario -(IPC Col)

Tasa de cambio

91,2% Dic-22/66,5% Canon

Reintegro servidumbres y fuerzas mayores

Tasa de cambio

Inicio de consolidación Jun-22

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

## ESTADO DE RESULTADOS YTD

	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><u>Margen bruto</u></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><u>Margen operacional</u></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

## Detalle

### Ingresos Consolidados



Ingresos Distribución

Ingresos por transmisión secundaria

### Costos Consolidados



Costos O&M

## Drivers operacionales

Demanda de energía  
Ajuste del VAD<sup>1</sup> 80% IPC,  
Tipo de cambio 12%, 7% aluminio

Plan de inversiones,  
anualidad 30 años

Costos denominados en  
moneda local.

## Factores

Revisión VNR (2023)

1) Valor agregado de distribución. (Anualidad del VRN +O&M)/(Demanda máxima). VNR se le aplica una anualidad del 12% sobre activos dolarizados

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

ESTADO DE RESULTADOS YTD	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b><u>Margen bruto</u></b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b><u>Margen operacional</u></b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

## Gastos Administrativos y de Operación

Cifras YTD	sept-22	Cifras YTD	sept-22
GEB Corporativo	130.357	Personal	39.935
Sucursal Transmisión	31.945	Generales	41.230
Calidda	191.429	Impuestos	34.989
Contugas	141.277	Depreciaciones	2.587
TGI	108.421	Amortizaciones	11.616
Grupo Dunas	53.821	<b>Total</b>	<b>130.357</b>
EEB Perú Holdings	8.034		
SPV Calidda			
Elecnorte	2.978		
TRECSA	11.991		
Gebbras	2.089		
EEB Gas	848	Participación Promigas	
EBBIS GT	768		
EEB ENERGY	494		
CENE	520	Calidda Energy	
<b>Total</b>	<b>684.971</b>		

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

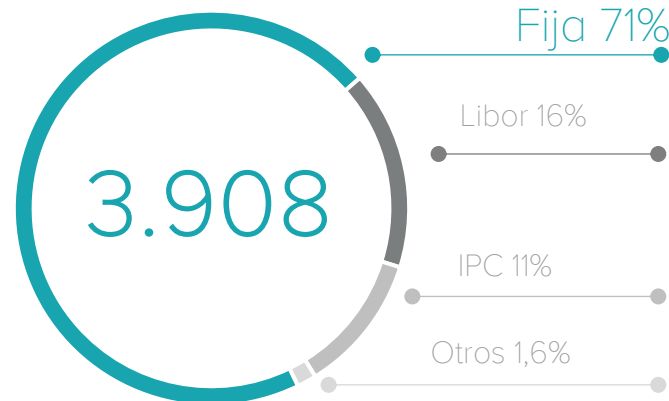
## ESTADO DE RESULTADOS YTD

	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b>Margen bruto</b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b>Margen operacional</b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

2022 YTD	Gastos Financieros	Eliminaciones	Gastos Financieros Consolidados
Contugas	42.716		42.716
Calidda	106.278		106.278
Grupo Duncas	15.046		15.046
TRECSA EEBIS	24.235		24.235
TGI	206.417	(57.218)	149.199
GEB	400.377	(13.392)	386.985
Gebbras	13.463	(13.439)	24
Elec norte	12.477	(1.158)	11.319
Otros	2		2
<b>Total</b>	<b>821.010</b>	<b>(85.206)</b>	<b>735.804</b>

**53%** GEB  
Gastos Financieros

## Deuda Consolidada sep-22



**41%** GEB  
De la deuda Consolidada

**64%**  
Deuda de la Holding en USD

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

ESTADO DE RESULTADOS YTD	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b>Margen bruto</b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b>Margen operacional</b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

Cifras YTD	sept-22
Enel	1.032.016
CTM	84.192
Vanti	70.529
REP	78.456
EMSA	4.561
Promigas	145.481
Argo	139.550
Gebbras	75.666
Ágata	(1.995)
<b>Total MPP</b>	<b>1.628.455</b>



<b>Venta de Energía</b>	
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	4.168.233.621
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	3.302.241.629
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	94.864.210
<b>Transporte de Energía (4)</b>	<b>319.813.771</b>
Arrendamientos	175.306.813
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	149.576.280
<b>Venta de gas</b>	<b>65.740.586</b>
Ventas de certificados	36.220.095
Servicios de muellaje	212.663
Venta de agua desmineralizada	5.856
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>8.312.215.524</b>
Otros Ingresos de operación	395.290.580
<b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>	<b>\$ 8.707.506.104</b>

Compras de energía (1)	\$ 1.697.718.586
Costos de transporte de energía (2)	886.388.666
Otros aprovisionamientos variables y servicios (3)	670.536.785
Impuestos asociados al negocio	115.678.561
Consumo de combustible	59.663.788
Compra y consumo de gas	46.991.124
<b>Total</b>	<b>\$ 3.476.977.510</b>

Período de nueve meses del 1 de enero al 30 septiembre de 2022	
\$ 1.697.718.586	→ Margen de Distribución
886.388.666	→
670.536.785	→
115.678.561	→
59.663.788	→ Costo de OEF y generación térmica
46.991.124	→
<b>\$ 3.476.977.510</b>	



Proyecciones 2030  
publicadas

Período de nueve meses del 1 de enero al 30 septiembre de 2022	
<b>\$ 7.565.339.460</b>	
4.168.233.621	→ Contratos (IPP col) / Venta spot (precio energía)
3.302.241.629	→ Activo depreciado/Base de activos (CREG 189-2019)
94.864.210	
319.813.771	→ ingresos de peaje por uso de la infraestructura por otros Comercializadores
175.306.813	
149.576.280	
65.740.586	
36.220.095	
212.663	
5.856	
<b>8.312.215.524</b>	
395.290.580	
<b>\$ 8.707.506.104</b>	

# Interpretando EEFF Consolidados

Ejemplo

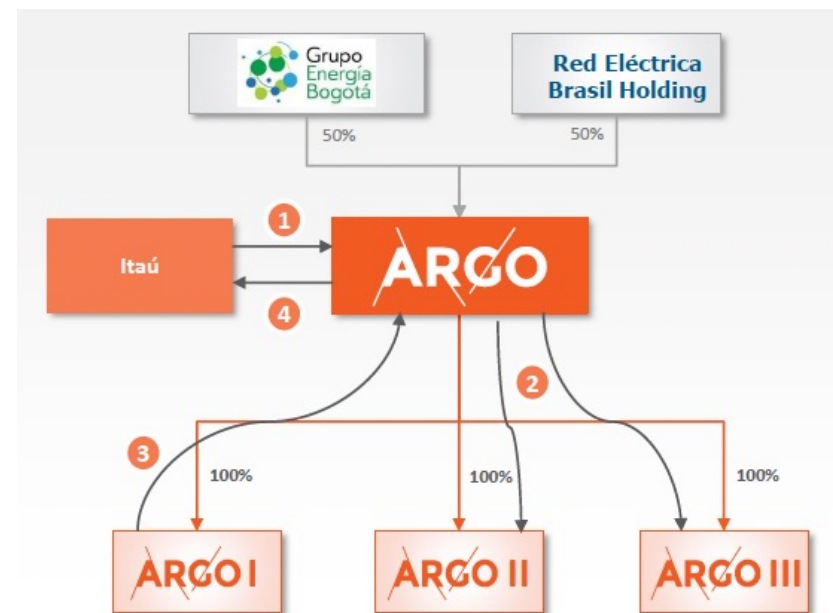
ESTADO DE RESULTADOS YTD	sept-22
Distribución de gas natural	2.765.639
Transporte de gas natural	1.234.460
Transmisión de electricidad	649.547
Distribución de electricidad	392.288
<b>Total ingresos</b>	<b>5.041.934</b>
Distribución de gas natural	(1.946.757)
Transporte de gas natural	(440.802)
Transmisión de electricidad	(219.418)
Distribución de electricidad	(232.582)
<b>Total costos</b>	<b>(2.839.559)</b>
<b>Utilidad bruta</b>	<b>2.202.375</b>
<b>Margen bruto</b>	<b>43,7%</b>
Gastos administrativos y de operación	(684.971)
Otros ingresos (gastos), neto	17.205
<b>Resultado de las actividades operacionales</b>	<b>1.534.609</b>
<b>Margen operacional</b>	<b>30,4%</b>
Ingresos financieros	91.250
Gastos financieros	(735.804)
Diferencia en cambio ingreso (gasto), neto	57.767
Método de participación en asociadas y negocios conjuntos	1.628.455
<b>Ganancia antes de impuestos</b>	<b>2.576.277</b>
Gasto por impuesto corriente	(359.694)
Gasto por impuesto diferido	(9.066)
<b>Utilidad neta</b>	<b>2.207.517</b>
Participación Controladora	2.085.832
Participación no Controladora	121.685

Cifras YTD	sept-22
Enel	1.032.016
CTM	84.192
Vanti	70.529
REP	78.456
EMSA	4.561
Promigas	145.481
Argo	139.550
Gebbras	75.666
Ágata	(1.995)
<b>Total MPP</b>	<b>1.628.455</b>

1. El banco suscribe las acciones preferentes emitidas por Argo Holding
2. El producto de la emisión se utilizó para financiar las necesidades de capital de Argo II y las necesidades de adquisición y de capital de Argo III
3. Argo I distribuirá dividendos a Argo Holding
4. Argo Holding utilizará el producto de Argo I para pagar el dividendo fijo y amortizar las acciones preferentes a la par

**ARGO**

	I	II	III	IV
Extensión	1150km+5SE	1SE	320km + 5SE	313km+2SE
RAP (BRL mm)	520	48	88	77
COD	3T19	2Q21	1Q22	3Q21
Deuda (BRL mm)	2.589	186	610	331
Vencimiento	2.046	2.047	2.047	2.047



- Argo tiene BRL 200mm en acciones preferenciales
- Las acciones preferenciales recibirán dividendos fijos y se amortizarán obligatoriamente en 2023 a valor nominal (bullet)
- Volumen: BRL 200mm
- Coste (dividendo fijo): 10% del CDI


# Interpretando EEFF Separados

Ejemplo

ESTADO DE RESULTADOS YTD

sept-22

Ingreso transmisión de electricidad	525.815	
Costos transmisión de electricidad	(169.253)	
<b>Utilidad bruta</b>	<b>356.562</b>	
<b>GASTOS</b>		
Gastos grupos estratégicos de negocios	(130.357)	Overhead
Gastos administrativos	(31.945)	
Otros ingresos, neto	11.864	Ingresos por arrendamientos y servicios prestados a las filiales (Centro de Servicios Compartidos)
<b>Utilidad operacional</b>	<b>206.124</b>	
Ingresos financieros	110.906	Incluye intereses generados por la tesorería del Grupo y rendimientos de cuentas por cobrar
Gastos financieros	(400.377)	
Diferencia en cambio, neta	63.227	
Método de participación	2.095.039	Utilidad proporcional de las compañías operativas controladas y no controladas
<b>Utilidad antes de impuestos</b>	<b>2.074.919</b>	
Impuesto a la renta	10.913	
<b>Utilidad del período</b>	<b>2.085.832</b>	



Proxy del EEFF de transmisión Colombia (sin Elecnorte)

# Interpretando EFE Separados

Ejemplo

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO	sept-22
Caja inicial	304.807
Utilidad	2.085.832
Registros que no afectan la caja	(1.829.580)
Cambio Capital de trabajo	19.010
Inversiones Holding	(434.872)
Inversiones transmisión (Adquisición PPE + intangible)	(538.928)
Gestión partes relacionadas	144.423
Dividendos recibidos	1.685.856
Dividendos pagados	(904.445)
Intereses	(283.629)
Adquisición deuda	262.611
Ajustes	17.629
Caja Final	528.714

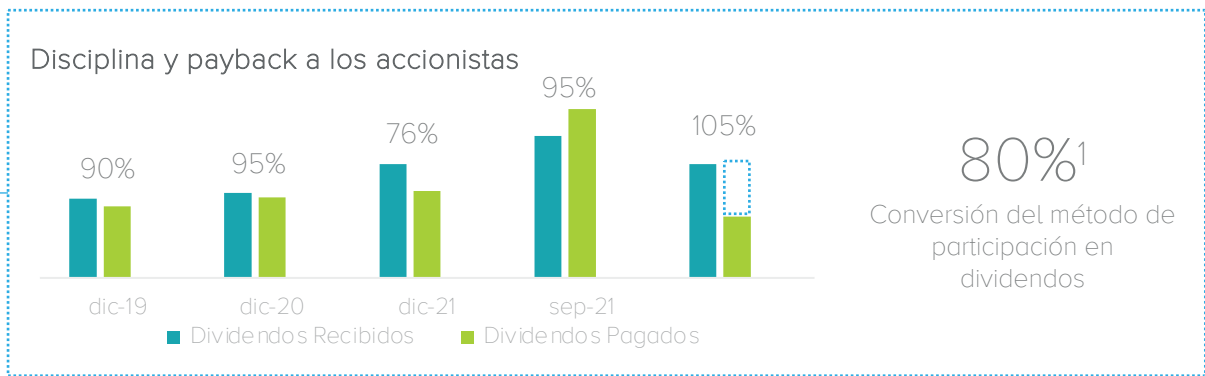
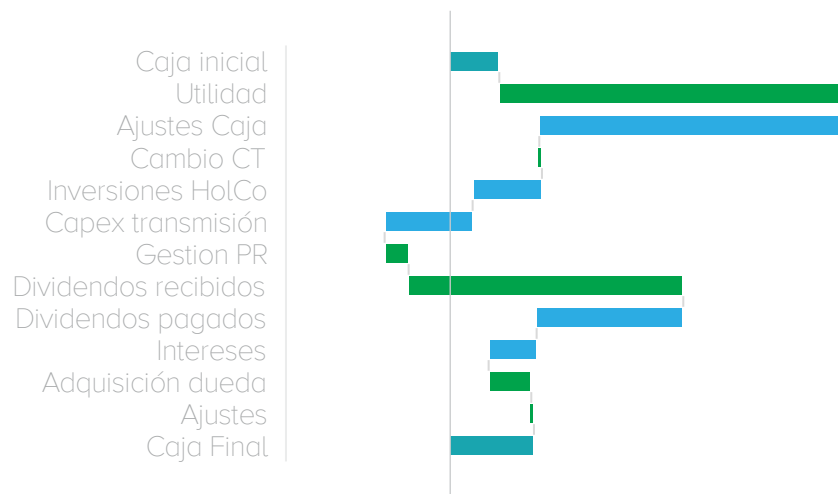


Proxy de la caja generada por transmisión restando gastos de la holding (overhead)

Refleja la estrategia de crecimiento inorgánico del Grupo

Refleja la estrategia de consolidación del negocio de transmisión en Colombia

Facilidades de tesorería y gestión de las inversiones a través de préstamos intercompañía



(1) Promedio 5 años. Sin considerar el reparto extraordinario de dividendos de Emgesa y Codensa en 2021. Incluyéndolos es 83%