



Economía en Petróleo y Gas Natural

SOBRE A – ANEXO TÉCNICO

MATERIA: Trabajo de Investigación Final

INTEGRANTES:

GRUPO A

- DURAN, Manuel
- MANNA, Lucila
- URDAPILLETA, Santiago

15 de diciembre de 2016

1. ALCANCE.....	3
2. TAREAS REALIZADAS	3
3. UBICACIÓN	3
4. ANÁLISIS MACROECONÓMICO.....	5
Producción en Argentina.....	5
Oferta de Gas en Argentina.....	8
Demanda de Gas en Argentina	9
Desbalance entre Oferta y Demanda en Argentina	10
5. ANÁLISIS LEGAL	11
Contexto Regulatorio – Últimos 15 años	11
Proyección a futuro.....	13
6. RESERVAS IN SITU.....	14
7. OBRAS DE CAPTACIÓN, MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO	14
8. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES.....	16
Cromatografía y Factor de recuperación.	16
9. OBRAS DE TRANSPORTE.....	19
10. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES	20
11. EVALUACIÓN DEL PROYECTO	21
Modalidad de Contratación: Licencia.....	22
12. ANÁLISIS SENSIBILIDAD	22
13. OPORTUNIDAD DETECTADA.....	23
14. RESUMEN DE RESULTADOS.....	23

1. ALCANCE

Realización de los análisis necesarios para la elaboración y presentación de una sólida Oferta en la Licitación Pública, destinada a obtener los Derechos de Explotación del yacimiento LA ESPERANZA por el período de VEINTICINCO (25) años.

Con esta evaluación se ha demostrado la existencia de un yacimiento de gas con reservas de aproximadamente 16.000 Mm³ de gas y 695 km³ de condensado recuperable, con un interesante potencial de producción.

Se plantea un desarrollo del área que permitirá extraer el 79,75% de los recursos disponibles.

2. TAREAS REALIZADAS

Para la presentación de la Oferta, se trabajó en el análisis y desarrollo de variables que permitan identificar el potencial de la inversión y rentabilidad de la explotación. Para ello se analizaron DOS (2) posibles escenarios como se describe en la sección RESUMEN DE RESULTADOS.

Enumeración de los trabajos

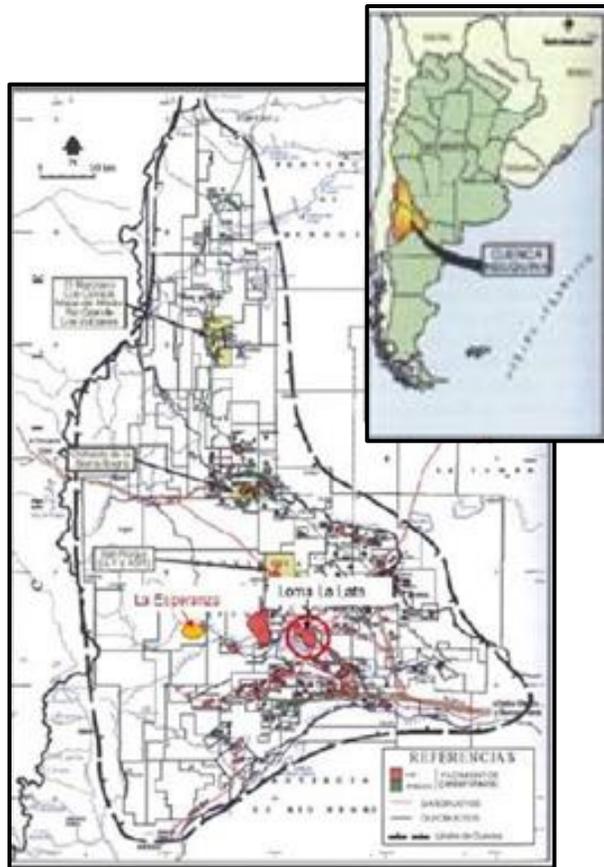
- a) Cálculo de las reservas de gas y condensado del yacimiento.
- b) Determinación de la cantidad de pozos a perforar y el caudal promedio por pozo.
- c) Realización del pronósticos de producción de gas, condensado, gasolina y GLP.
- d) Diseño y valorización de las instalaciones de superficie, captación, tratamiento y transporte.
- e) Determinación de los volúmenes factibles de venta a los distintos segmentos de mercado.
- f) Realización del pronóstico de inversiones y gastos de operación y mantenimiento.
- g) Cálculo de los impuestos, tasas y/o gravámenes.
- h) Análisis de los aspectos contractuales y el entorno macroeconómico.
- i) Confección de las proyecciones financieras y cálculo de indicadores económicos y financieros.

3. UBICACIÓN

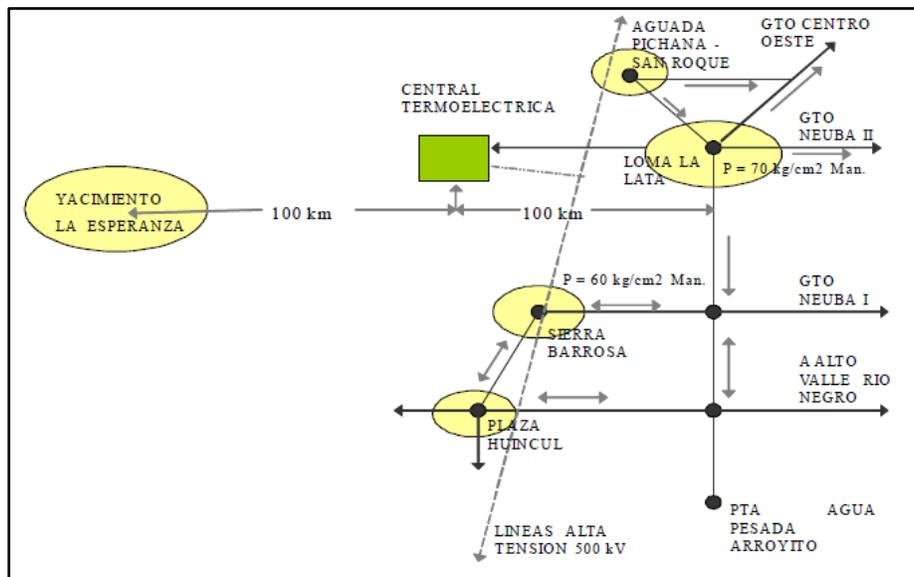
El yacimiento LA ESPERANZA se encuentra ubicado en la provincia de Neuquén (Cuenca Neuquina) a unos 200 km de la cabecera de los Gasoductos NEUBA I, NEUBA II y Centro Oeste, y a unos 100 km (en la misma línea) de una Central Termoeléctrica existente.

Se trata de un yacimiento convencional de gas y condensados localizado a una profundidad promedio de 2.210 mts. bajo boca de pozo (mbbp), cuyo reservorio, compuesto de arenisca, pertenece a la Formación Mulichinco.

La exploración del yacimiento se ha realizado mediante registración sísmica 2D y CINCO (5) perforaciones que delimitaron el depósito, CUATRO (4) de los cuales fueron productivas y UNA (1) finalizó estéril.



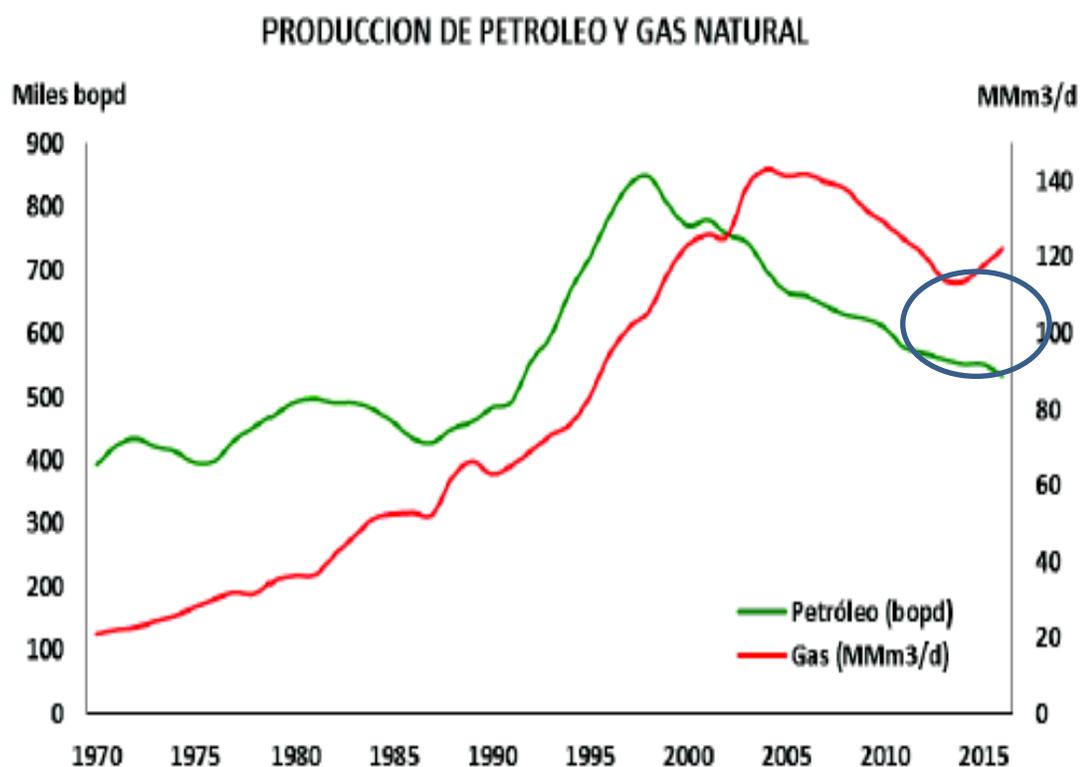
Ubicación geográfica del yacimiento



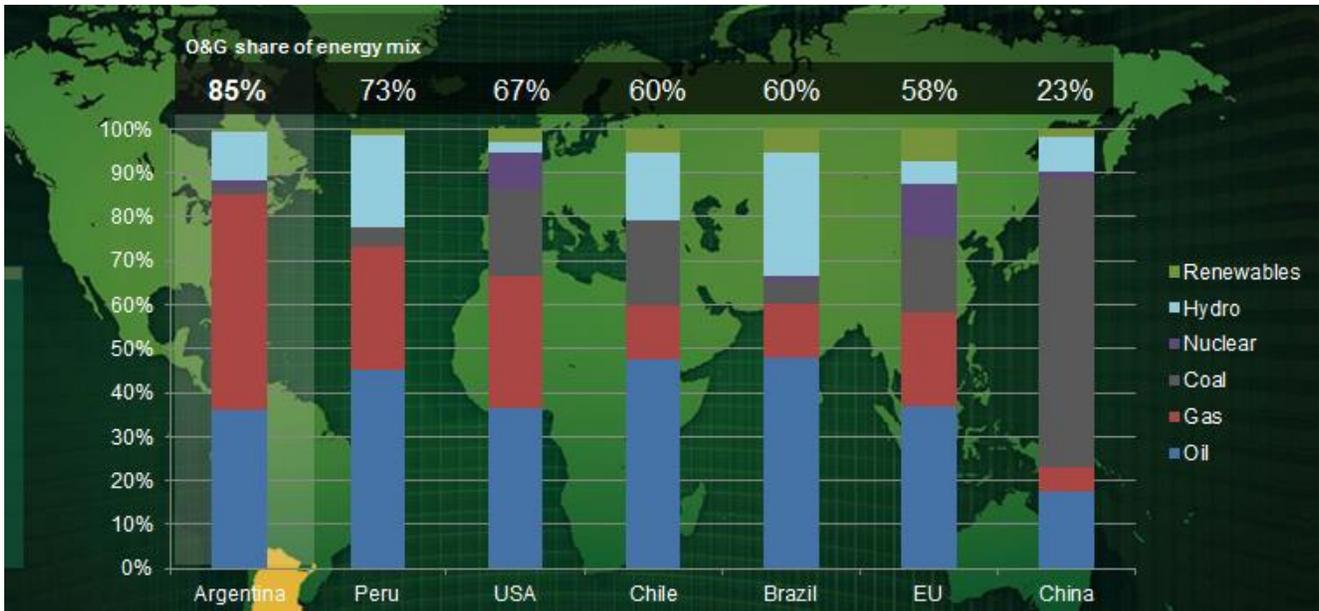
4. ANÁLISIS MACROECONÓMICO¹

Producción en Argentina

El gas natural tiene un gran desarrollo en la Argentina y una gran participación en nuestra matriz energética. Este desarrollo comenzó a fines de la década del cuarenta con la construcción del gasoducto entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires. Luego, el descubrimiento del mega yacimiento de Loma la Lata, en la provincia del Neuquén, en la década del setenta, fue el punto de partida para el incremento del uso del gas y produjo un cambio significativo en la matriz energética nacional.



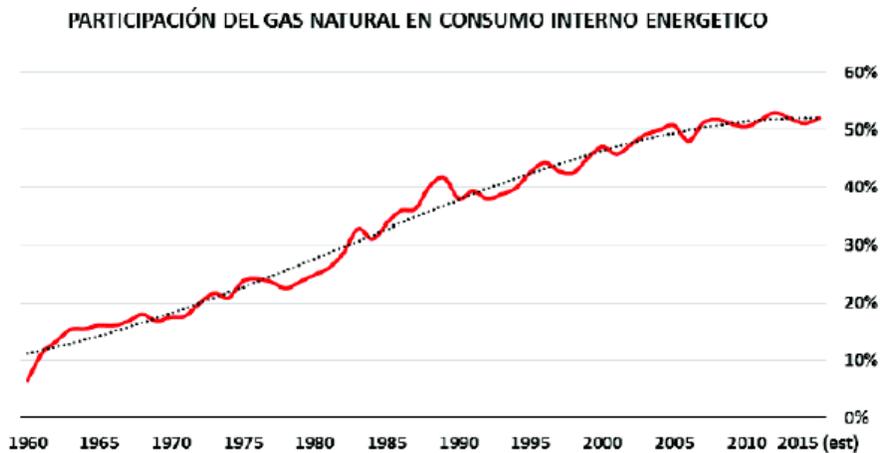
¹ Fuente: BP, G&G Energy Consultants, ENARGAS



Argentina es uno de los países con más alta dependencia de los Hidrocarburos en el Mundo, especialmente Gas Natural.

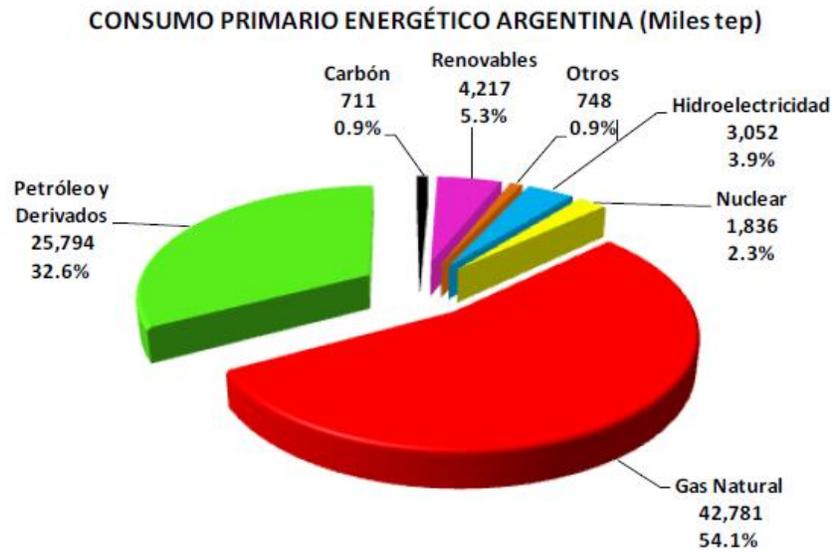
Consumo energético argentino fuerte sesgo a los hidrocarburos

Actualmente +50% de la energía consumida depende del Gas Natural



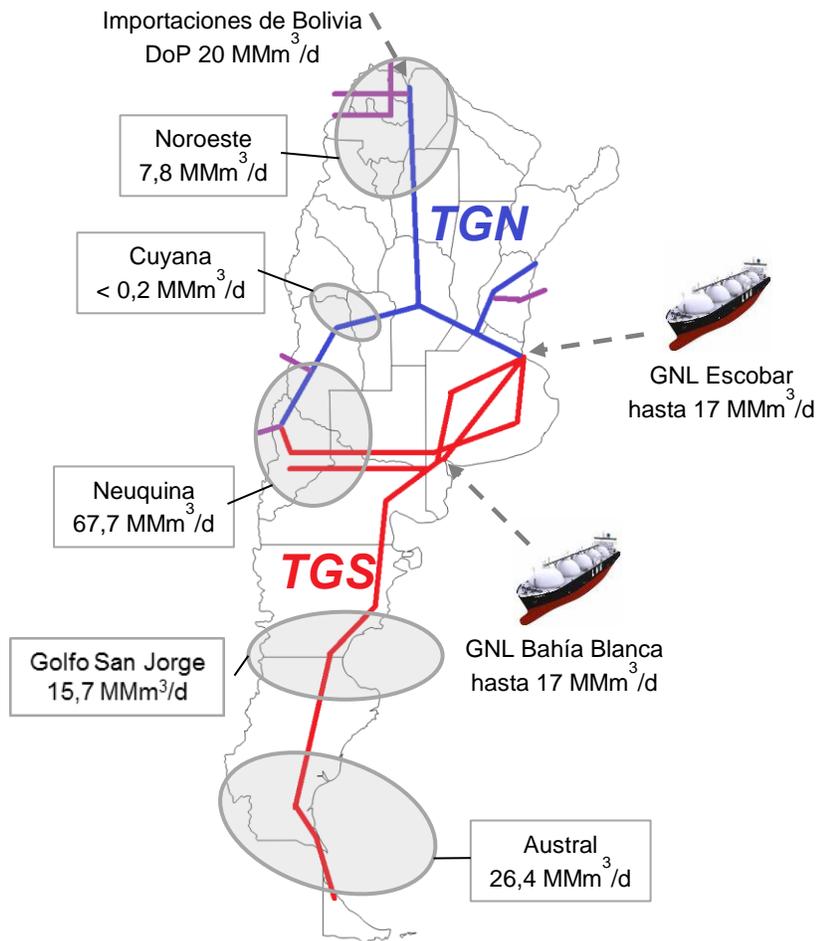
Muy difícil de modificar la estructura energética a corto plazo

Consumo energético argentino fuerte sesgo a los hidrocarburos



- El 88% del consumo depende de Hidrocarburos.
- El 54% del consumo depende del Gas Natural.

Oferta de Gas en Argentina²

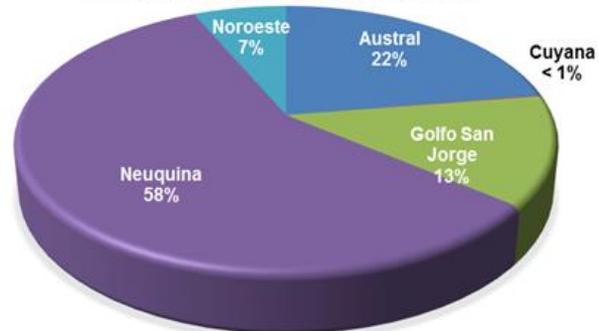


Actualmente la inyección diaria de GN al sistema argentino (incluyendo consumos en yacimiento e importaciones de Bolivia y GNL) es de 118 MMm³/d.

- Producción (incl. consumo en yacimientos) ~ 118 MMm³/d
- Inyección al sistema de transporte ~ 89 MMm³/d
- Importaciones de Bolivia ~ 16 MMm³/d
- Importaciones de GNL ~ 15 MMm³/d

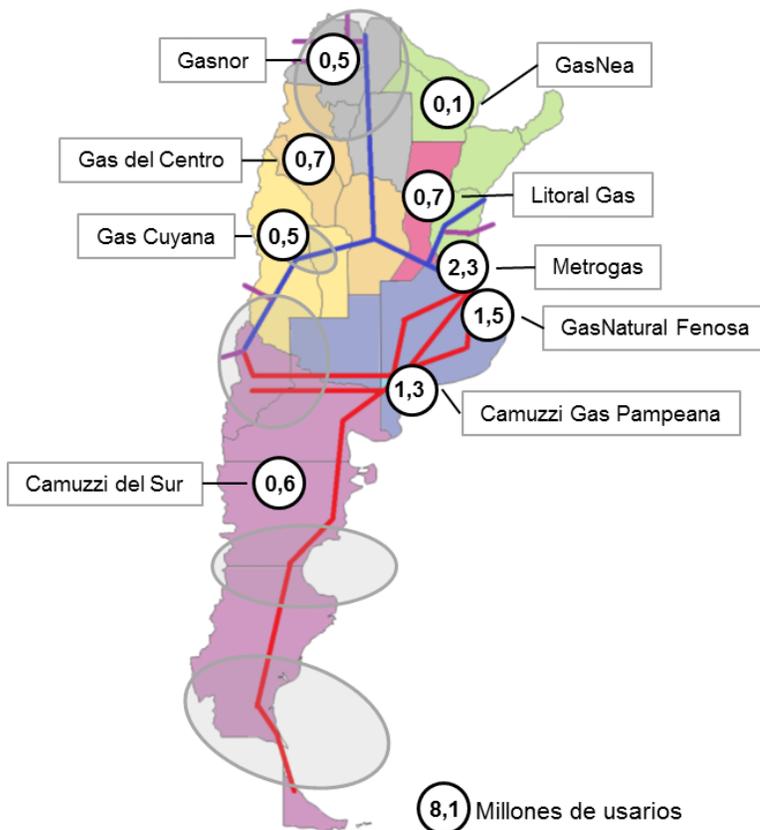
Transportista	longitud	capacidad
TGS	9.128 km	83 MMm ³ /d
TGN	6.287 km	58 MMm ³ /d

Producción por Cuenca (2015)



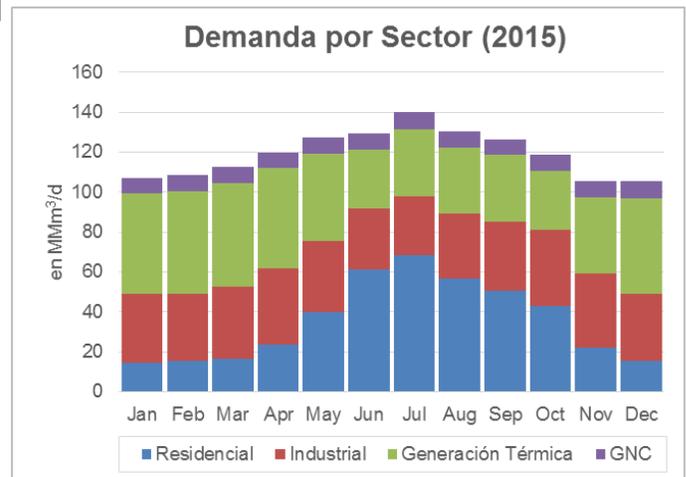
² Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía, TGS S.A.

Demanda de Gas en Argentina³



- La demanda por los sectores suma ~ 119 MMm³/d
- Demanda Gen. Térmica (34 %) ~ 41 MMm³/d
- Demanda Residencial (30 %) ~ 36 MMm³/d
- Demanda Industrial (29 %) ~ 35 MMm³/d

- 8,1 millones de usuarios en el sector Residencial
- 9 Distribuidoras entregan al sector Residencial



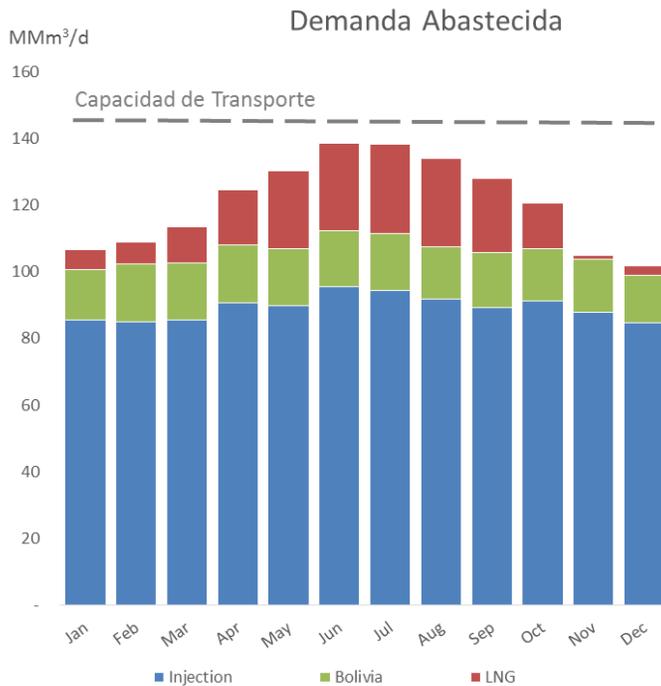
Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la demanda diaria de GN es de 119 MMm³/d la cual se abastece en un 75% por producción local y el 25% restante de importaciones de GNL y GN de Bolivia y Chile (este último a partir del 2016).

La demanda está conformada por:

- a. Generación Térmica – significa un 34% de la demanda local;
- b. Demanda Residencial – Conformada por 9 Distribuidoras a lo largo y ancho del territorio argentino, abasteciendo a aproximadamente 8,1 millones de usuarios, significando el 30% promedio de la demanda del país; Fuerte Estacionalidad.
- c. Demanda Industrial – significa un 29% de la demanda local;
- d. El volumen restante está distribuido entre GNC y exportaciones.

³ Fuente: ENARGAS, Secretaría de Energía.

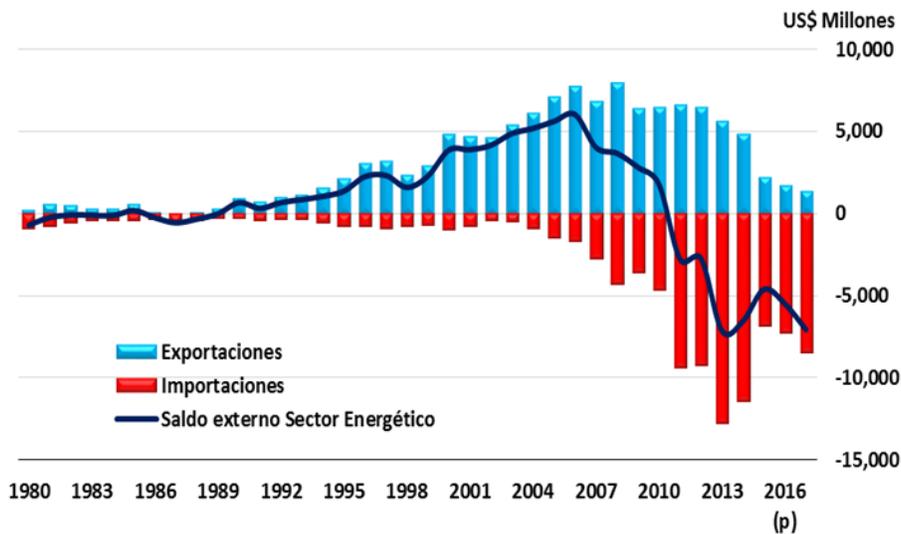
Desbalance entre Oferta y Demanda en Argentina⁴



LNG	2014	2015	2016
Volumen (MMm³/d)	16,4	15,1	13,2
Precio (USD/Mmbtu)	15,6	10,7	5,5
Costo anual MM/USD	3.472	2.176	975
Bolivia	2014	2015	2016
Volumen (MMm³/d)	15,7	15,8	15,8
Precio (USD/Mmbtu)	10,1	6,2	3,3
Costo anual MM/USD	2.141	1.314	709
Chile	2014	2015	2016
Volumen (MMm³/d)	0	0	1,0
Precio (USD/Mmbtu)	0	0	7,09
Costo anual MM/USD	-	-	96

La declinación de productos energéticos sumado a un aumento en las importaciones de GN de Bolivia y GNL, ha transformado a la Argentina en un importador neto de productos energéticos. Esta condición de dependencia a la importación ha dado como resultado un déficit en la balanza comercial energética, que tuvo una leve mejoría a finales del 2014 y mediados del 2015 debido a la caída de los precios internacionales del petróleo, pero que no eliminó el déficit de la balanza comercial.

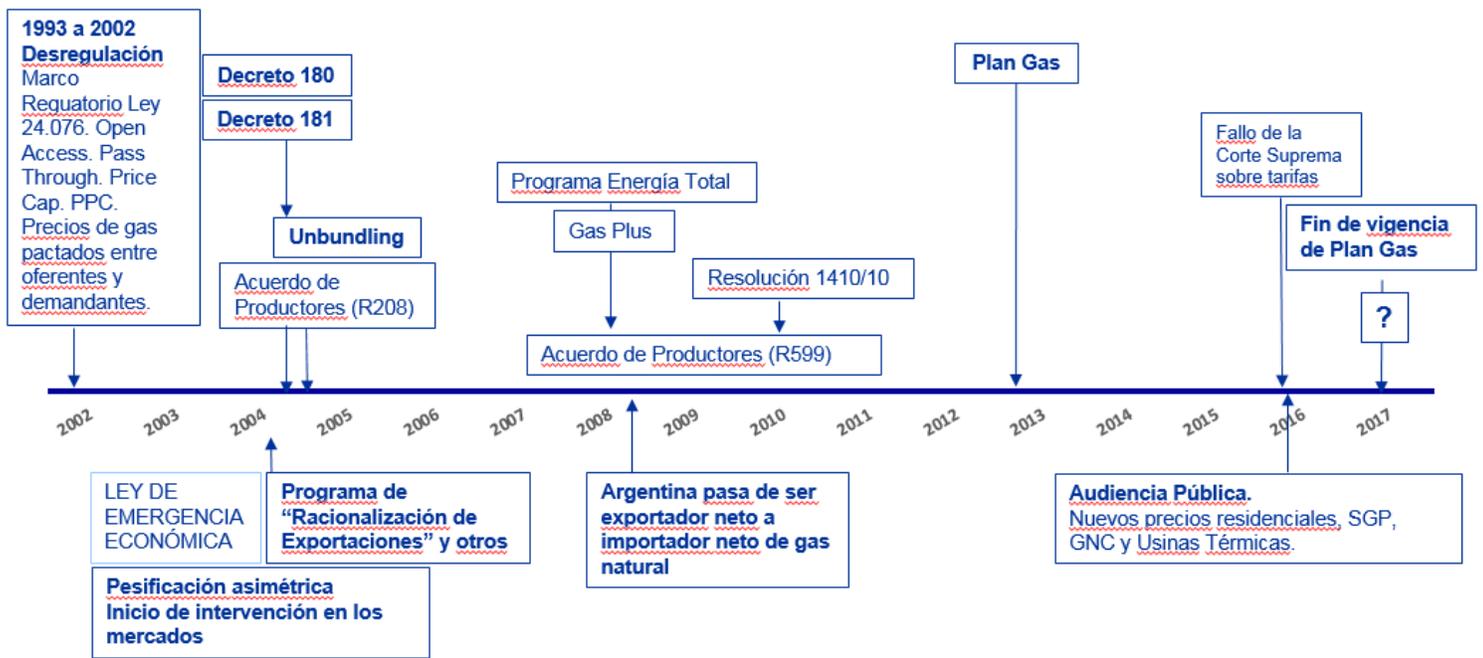
BALANCE COMERCIAL ENERGÉTICO



⁴ Fuente: ENARGAS, G&G Energy Consultants

5. ANÁLISIS LEGAL

Contexto Regulatorio – Últimos 15 años



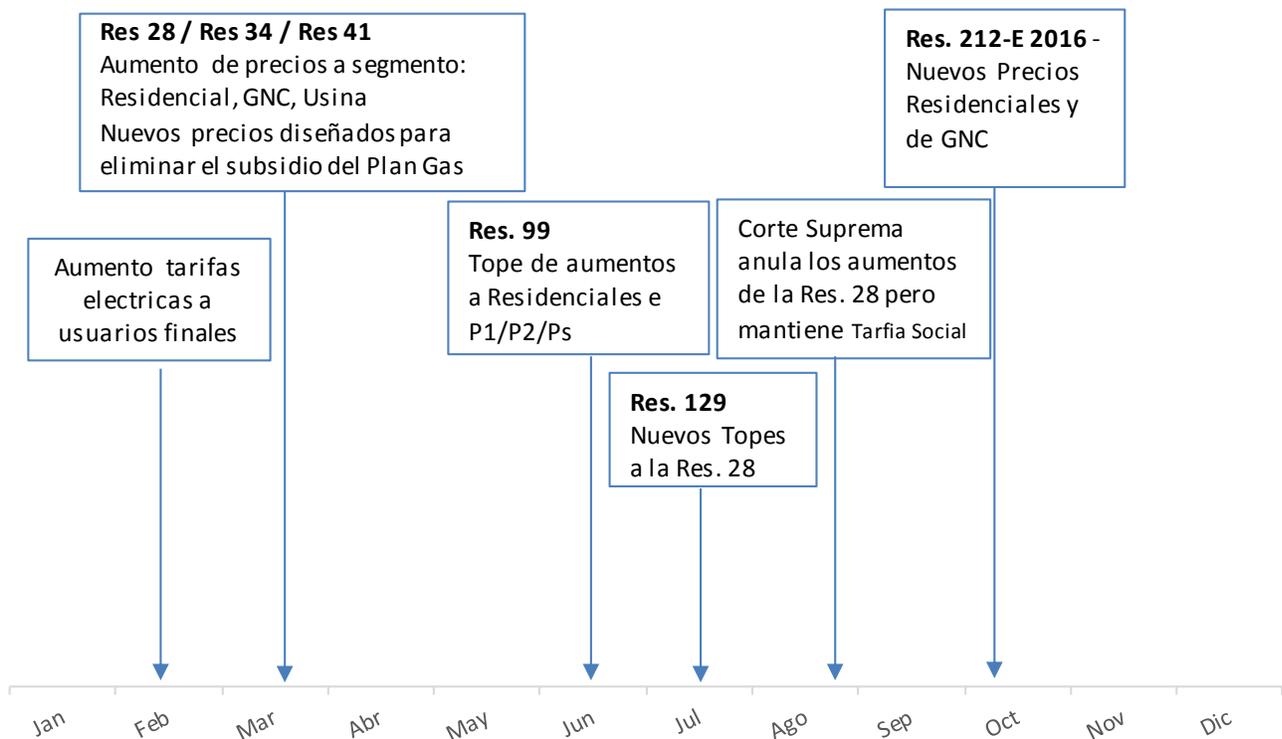
Como podemos observar en el cuadro anterior, la industria argentina de GN ha tenido muchos y muy importantes cambios normativos en los últimos 15 años. Desde la privatización de Gas del Estado del 92' y la Ley 24.076, hasta la última audiencia pública del Septiembre 2016 con modificaciones en tarifas y precios en boca de Pozo. Algunos puntos relevantes:

- Última década: Predominante intervención de la Administración en el sector, a través de la aplicación de marcos regulatorios restrictivos y la regulación de precios en el sector residencial, volviéndolo poco atractivo. Lo que generó una caída en las inversiones del upstream y una creciente necesidad de importaciones de LNG o Gas de Bolivia para poder abastecer el incremento de demanda del sector residencial solventado en los excesivos precios bajos regulados.
- En 2012: En un contexto mundial de precios altos de petróleo y a nivel local con YPF ya nacionalizada, la Administración reconoce la necesidad de generar incentivos para reducir la brecha entre producción y consumo de gas natural, incrementar la producción de gas natural para poder reducir las importaciones, estimular la inversión en exploración y explotación de nuevos yacimientos para aumentar el horizonte de reservas, para así poder garantizar el autoabastecimiento energético del país en el mediano y largo plazo.
- En 2013: A través de las Resoluciones N°1/2013 y N° 3/2013 de la ex Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones se crea e

implementa el Programa Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural (en adelante “Plan Gas”), que tiene vigencia a partir de diciembre 2012 hasta diciembre 2017.

El Plan Gas consiste en la presentación de Proyectos de Aumento de la Inyección Total de Gas Natural por parte de las empresas productoras donde asumen la obligación de aumentar la Inyección Total de Gas Natural y se comprometen a cumplir con inversiones de exploración y explotación adicionales a las previstas como contrapartida de que se les asegure un Precio Base (máximo) por la inyección Base Ajustada fijada y un Precio Excedente de 7,50 USD/MMBTU por la Inyección Excedente.

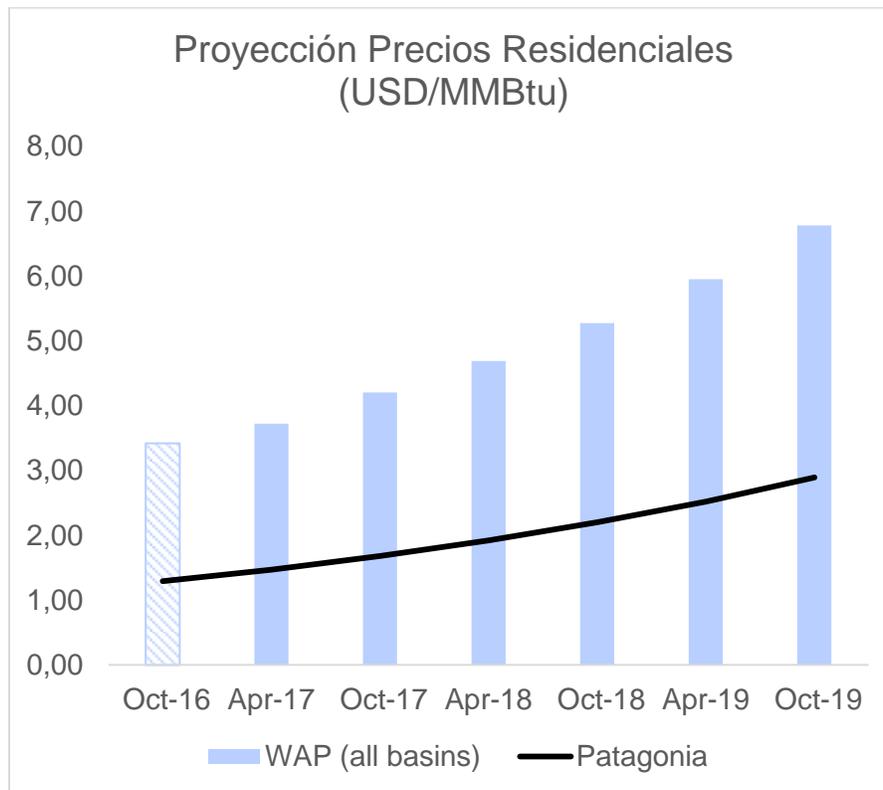
- En 2014: A través de la Resolución N° 226/SEC/2014 se incrementan los precios de Gas Natural del sector residencial con el fin de atenuar la demanda del segmento y reducir el costo de los Subsidios.
- En 2015: Con la nueva Administración hay un cambio de paradigma donde se empieza a instalar ya no la necesidad del autoabastecimiento sino la necesidad de garantizar el abastecimiento sobre la base de una política de subsidio cero.
- En 2016: Otra medida tomada por esta administración a partir de una audiencia pública de Septiembre 2016, fue el aumento de los precios de GN para el segmento Residencial, GNC y Usinas Térmicas a partir de abril 2016 - Res. 28 / Res. 99 / Res. 129 / Res. 212 (ver cuadro)



Proyección a futuro

Hasta que los precios puedan determinarse por los movimientos del mercado, cada semestre, la Secretaría de Hidrocarburos propondrá al Ministerio de Energía y Minería para su aprobación, un nuevo precio (ver gráfico).

La tarifa social (0 usd/MMBtu) se mantendrá.



	Oct-16	Apr-17	Oct-17	Apr-18	Oct-18	Apr-19	Oct-19
PPP	3,42	3,72	4,20	4,69	5,27	5,95	6,78

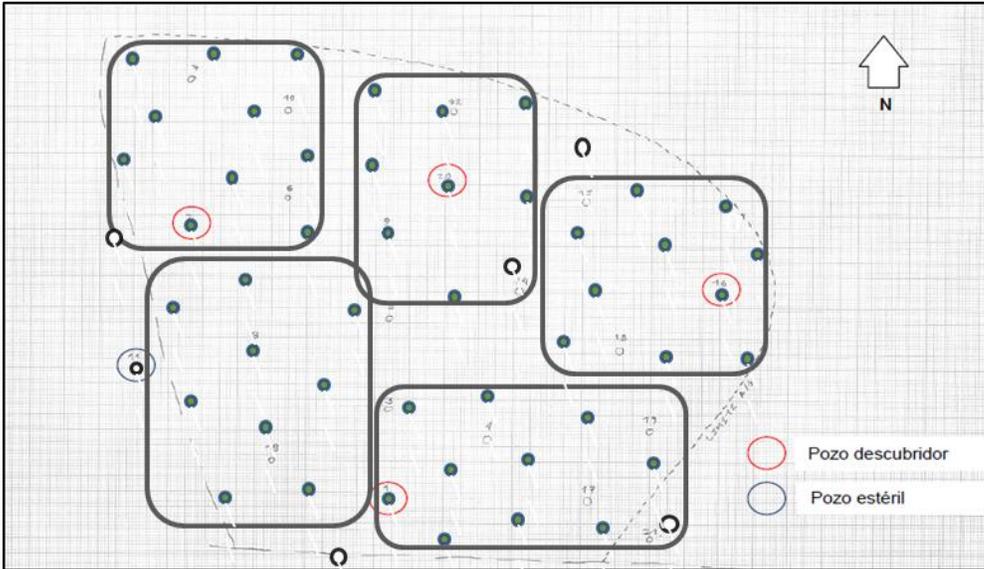
6. RESERVAS IN SITU

En el siguiente cuadro se detallan los parámetros de producción considerados para la explotación del Yacimiento. Se verifica que de los 53 pozos perforados, 47 son los productivos acumulando una extracción proyectada para el último año de análisis de 16.194 MM de m³ considerando una presión de abandono de 54 kg/cm².

Año	PREVISIÓN DE PRODUCCIÓN (DATO)			DESARROLLO DEL YACIMIENTO (INFORMACIÓN BÁSICA)						COMERCIALIZACIÓN			RETENIDO + CONSUMO						
	Gp diario Extracción	Gp anual Extracción	Gp acumulado Extracción	Pr/Z	Pws (Kg/cm2)	Ptf (Kg/cm2)	Q pozo tipo (m3/día) - Calculado conforme la escala grafico	N° pozos perforados	N° pozos estériles	N° pozos productivos	Producción (m3/día) @Residual	Producción (m3/día) @9300	Disponible para Venta (m3/día) @9300	CO2 (m3/día)	HC líquidos (condensado) (m3/día)	Ret. separado primario (m3/día)	Ret. Planta Trat. (m3/día) @9300	Consumo Compresión (m3/día)	
	(km ³) @Residual	(km ³) @Residual	(km ³) @Residual																
0	2016	0,00	0,0	260,91	236,17			0	0	0									
1	2017	0,0	0,0	260,91	236,17			5	1	4								0,00	
2	2018	0,0	0,0	260,91	236,17			9	1	8	0	0						0,00	
3	2019	3.060,0	1.116,9	1.116,9	246,61	223,29	80	255.000	14	2	12	3.059.849	3.101.541	2.949.472	17,90	133,04	46.523	93.046	12.500,00
4	2020	3.150,0	1.149,8	2.266,7	231,90	210,04	80	225.000	16	2	14	3.149.845	3.192.763	3.036.589	18,43	136,96	47.891	95.783	12.500,00
5	2021	3.200,0	1.168,0	3.434,7	216,95	196,57	80	200.000	18	2	16	3.199.842	3.243.442	3.084.987	18,72	139,13	48.652	97.303	12.500,00
6	2022	3.230,0	1.179,0	4.613,6	201,86	182,98	80	170.000	22	3	19	3.229.841	3.273.849	3.114.026	18,90	140,43	49.108	98.215	12.500,00
7	2023	2.940,0	1.073,1	5.686,7	188,12	170,61	80	140.000	24	3	21	2.939.855	2.979.912	2.833.316	17,20	127,83	44.699	89.397	12.500,00
8	2024	3.146,0	1.148,3	6.835,0	173,42	157,37	80	121.000	29	3	26	3.145.845	3.188.709	3.032.717	18,40	136,78	47.831	95.661	12.500,00
9	2025	2.970,0	1.084,1	7.919,0	159,55	144,88	80	99.000	34	4	30	2.969.853	3.010.319	2.862.355	17,37	129,13	45.155	90.310	12.500,00
10	2026	2.625,0	958,1	8.877,2	147,28	133,83	80	75.000	39	4	35	2.624.871	2.660.636	2.528.407	15,36	114,13	39.910	79.819	12.500,00
11	2027	3.120,0	1.138,8	10.016,0	132,71	120,71	60	80.000	44	5	39	3.119.846	3.162.356	3.007.550	18,25	135,65	47.435	94.871	12.500,00
12	2028	2.640,0	963,6	10.979,6	120,37	109,60	60	60.000	49	5	44	2.639.870	2.675.839	2.542.927	15,44	114,78	40.138	80.275	12.500,00
13	2029	2.820,0	1.029,3	12.008,9	107,20	97,73	40	60.000	53	6	47	2.819.861	2.858.283	2.717.160	16,50	122,61	42.874	85.748	12.500,00
14	2030	2.209,0	806,3	12.815,2	96,88	88,44	40	47.000	53	6	47	2.208.891	2.238.988	2.125.734	12,92	96,04	33.585	67.170	12.500,00
15	2031	2.068,0	754,8	13.570,0	87,21	79,74	25	44.000	53	6	47	2.067.898	2.096.074	1.989.251	12,10	89,91	31.441	62.882	12.500,00
16	2032	1.645,0	600,4	14.170,4	79,53	72,81	25	35.000	53	6	47	1.644.919	1.667.332	1.579.802	9,62	71,52	25.010	50.020	12.500,00
17	2033	1.269,0	463,2	14.633,6	73,60	67,47	25	27.000	53	6	47	1.268.937	1.286.227	1.215.847	7,42	55,17	19.293	38.587	12.500,00
18	2034	987,0	360,3	14.993,8	68,99	63,32	25	21.000	53	6	47	986.951	1.000.399	942.881	5,77	42,91	15.006	30.012	12.500,00
19	2035	846,0	308,8	15.302,6	65,04	59,76	25	18.000	53	6	47	845.958	857.485	806.398	4,95	36,78	12.862	25.725	12.500,00
20	2036	658,0	240,2	15.542,8	61,96	56,99	25	14.000	53	6	47	657.968	666.933	624.421	3,85	28,61	10.004	20.008	12.500,00
21	2037	517,0	188,7	15.731,5	59,55	54,82	25	11.000	53	6	47	516.974	524.019	487.938	3,02	22,48	7.860	15.721	12.500,00
22	2038	470,0	171,6	15.903,1	57,35	52,84	25	10.000	53	6	47	469.977	476.380	442.443	2,75	20,43	7.146	14.291	12.500,00
23	2039	423,0	154,4	16.057,4	55,37	51,06	25	9.000	53	6	47	422.979	428.742	396.949	2,47	18,39	6.431	12.862	12.500,00
24	2040	376,0	137,2	16.194,7	53,62	49,5	25	8.000	53	6	47	375.981	381.104	351.455	2,20	16,35	5.717	11.433	12.500,00

7. OBRAS DE CAPTACIÓN, MEDICIÓN Y ACONDICIONAMIENTO

A continuación se muestra el mapa isopaquico diseñado a partir de los pozos perforados necesarios para lograr en el transcurso de la vida del proyecto la recuperación de las reservas *in situ*. En la distribución se consideraron un total de 5 baterías con un máximo en cada una de 10 pozos. Las baterías 1, 3 y 5 poseen 2 separadores generales y uno control, mientras que las 2 y la 4 poseen 1 separador de cada tipo.



CANTIDAD

	POZOS
Batería 1:	10
Batería 2:	9
Batería 3:	10
Batería 4:	8
Batería 5:	10
	47

DESARROLLO Y PRODUCCIÓN		
Gas y Condensado <i>in situ</i>	M m ³	20.306,85
HC remanente a presión de abandono	M m ³	4.112,17
Factor de Recuperación	%	79,75%
Presión de abandono	kg/cm ²	53,62
Cantidad de pozos		53,00
Potencia total de compresión en yacimiento	HP	3.000,00
Producción de gas – máxima	M m ³ /d	3,23
Producción de gas– promedio	M m ³ /d	2,02
Producción de condensado – máxima	m ³ /d	140,43
Producción de condensado – promedio	m ³ /d	87,69

8. APROVECHAMIENTO DE CONDENSABLES

Cromatografía y Factor de recuperación.

COMPONENTE	Gas Crudo	COMPONENTE	Acondicionamiento
	% MOLAR i		
Metano	90,97	Metano	0
Etano	4,47	Etano	0
Propano	1,25	Propano	0
I-Butano	0,31	I-Butano	0
N-Butano	0,34	N-Butano	0
I-Pentano	0,09	I-Pentano	25
N-Pentano	0,07	N-Pentano	30
Hexanos	0,04	Hexanos	60
Heptanos y superiores	0,01	Heptanos y superiores	80
Nitrógeno	1,7	Nitrógeno	0
Dióxido de Carbono	0,75	Dióxido de Carbono	78
	100		

Fuente: Comercialización de Gas Natural

PRODUCTOS - ACONDICIONAMIENTO

COMPONENTE	Producto	Densidad [Kg/m ³] y relación G/L	Kg/100m ³ y lts/100m ³
	m ³ /100m ³		
Metano	0		
Etano	0,0000		0,00
Propano	0,0000	1,8989	0,00
I-Butano	0,0000	2,5394	0,00
N-Butano	0,0000	2,5473	0,00
I-Pentano	0,0225	194	0,12
N-Pentano	0,0210	193,8	0,11
Hexanos	0,0240	166,3	0,14
Heptanos y superiores	0,0080	140,6	0,06
Nitrógeno			
Dióxido de Carbono			
	0,08		0,43

RESUMEN - ACONDICIONAMIENTO

Producto	Cantidad	P.C.S.	Volumen Equiv. m ³ de 9300 Kcal
Gas Crudo [Sm ³]	1.000.000	9.449	1.016.048
Gas Residual [m ³ /Mm ³]	999.245	9.427	1.012.860
Propano [kg/Mm ³]	0	12.034	0
Butanos [kg/Mm ³]	0	11.823	0
Gasolina [lts/Mm ³]	4.256	7.065	3.233
		RTP	3.233

Considerando los volúmenes anuales de producción de gas y la recuperación de líquidos, de acuerdo a lo detallado en los cuadros arriba indicados, sería necesaria la instalación de los siguientes tanques:

- 7 Tanques de 160m³ para almacenar Condensados y Gasolinas equivalente a 7 días de producción (Considerando máximo caudal).

Contingencia Condensados + Gasolina		
2016	-	
2017	-	
2018	-	
2019	1.022,46	7,00
2020	1.052,53	7,00
2021	1.069,24	7,00
2022	1.079,26	7,00
2023	982,36	7,00
2024	1.051,19	7,00
2025	992,39	7,00
2026	877,11	6,00
2027	1.042,51	7,00
2028	882,12	6,00
2029	942,27	6,00
2030	738,11	5,00
2031	690,99	5,00
2032	549,65	4,00
2033	424,02	3,00
2034	329,79	3,00
2035	282,68	2,00
2036	219,86	2,00
2037	172,75	2,00
2038	157,04	1,00
2039	141,34	1,00
2040	125,64	1,00
contingencia Máxima		7

*Valores expresados en m³ por semana.

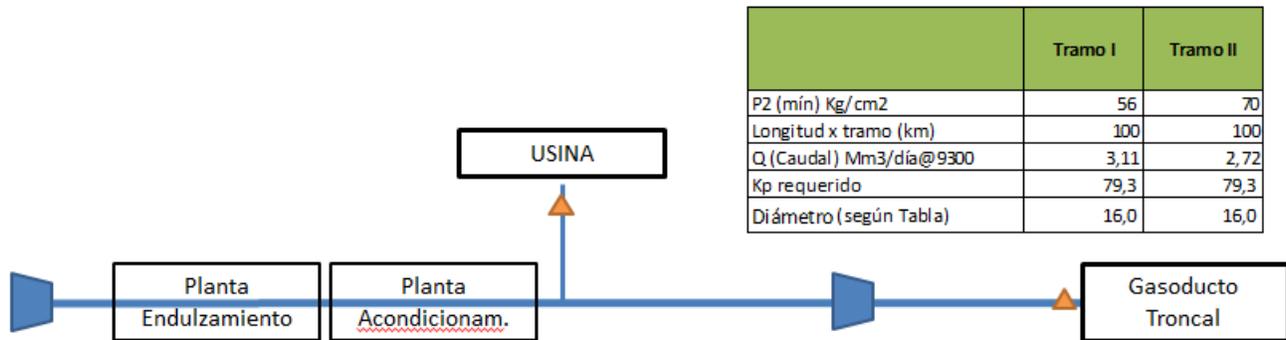
Año		Producción de Condensados		
		m3/d	m3/semana	contingencia
0	2016	0,0	0,0	-
1	2017	0,0	0,0	-
2	2018	0,0	0,0	-
3	2019	133,0	931,3	931,30
4	2020	137,0	958,7	958,70
5	2021	139,1	973,9	973,91
6	2022	140,4	983,0	983,04
7	2023	127,8	894,8	894,78
8	2024	136,8	957,5	957,48
9	2025	129,1	903,9	903,91
10	2026	114,1	798,9	798,91
11	2027	135,7	949,6	949,57
12	2028	114,8	803,5	803,48
13	2029	122,6	858,3	858,26
14	2030	96,0	672,3	672,30
15	2031	89,9	629,4	629,39
16	2032	71,5	500,7	500,65
17	2033	55,2	386,2	386,22
18	2034	42,9	300,4	300,39
19	2035	36,8	257,5	257,48
20	2036	28,6	200,3	200,26
21	2037	22,5	157,3	157,35
22	2038	20,4	143,0	143,04
23	2039	18,4	128,7	128,74
24	2040	16,3	114,4	114,43

Año		Producción de Gasolinas		
		m3/d	m3/semana	contingencia
0	2016	0,0	0,0	-
1	2017	0,0	0,0	-
2	2018	0,0	0,0	-
3	2019	13,0	91,2	91,15
4	2020	13,4	93,8	93,83
5	2021	13,6	95,3	95,32
6	2022	13,7	96,2	96,22
7	2023	12,5	87,6	87,58
8	2024	13,4	93,7	93,72
9	2025	12,6	88,5	88,47
10	2026	11,2	78,2	78,20
11	2027	13,3	92,9	92,94
12	2028	11,2	78,6	78,64
13	2029	12,0	84,0	84,00
14	2030	9,4	65,8	65,80
15	2031	8,8	61,6	61,60
16	2032	7,0	49,0	49,00
17	2033	5,4	37,8	37,80
18	2034	4,2	29,4	29,40
19	2035	3,6	25,2	25,20
20	2036	2,8	19,6	19,60
21	2037	2,2	15,4	15,40
22	2038	2,0	14,0	14,00
23	2039	1,8	12,6	12,60
24	2040	1,6	11,2	11,20

9. OBRAS DE TRANSPORTE

El desarrollo del proyecto involucrará la construcción de:

- Facilities en yacimiento (Compresión en boca de pozo, cañerías captación, colectoras, Manifold, separadores primarios generales y de control, etc.);
- Planta de Tratamiento y Endulzamiento a fin de poner el gas en especificación según Res. N° 259/08 del ENARGAS;
- Siete tanques para almacenar líquidos y condensados: 6 Condensados y 1 de Gasolina;
- Obra de Transporte: Gasoducto.



INVERSIONES		
Inversión campo (yacimiento, perforación y W)	M us\$	388,92
Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	90,00
Inversión Gasoducto	M us\$	137,70
Inversión otros	M us\$	7,65
Inversión Contingencias	M us\$	62,43
Inversión total	M us\$	686,70

10. ASPECTOS COMERCIALES Y CONTRACTUALES

SUPUESTOS COMERCIALES

CANTIDADES

Distribuidoras: 20% de la Inyección pero no menos de 0,7 MM/d. 20%

GNC: Venta sin limites.

Centrales: 2 Opciones a) a partir de conexión directa- 1,5 Mm3 a 45 kg/cm2. o b) sobre cabecera sin limite.

Industrias: Sin Limites 1500000

Liquidos a cargo del comprador con costos (igual calcular NB)

Precios

Nunca mayor a

7,5

USD/MMBtu

Distribuidoras:

1,5 \$/m3 - Mayo de 2016

10%

Crec Veg Hasta precio GE

GNC:

3 \$/m3 - Mayo de 2016

Tercer año = GE

Centrales:

5,2 USD/MMBtu - Mayo 2016

Actualizacion PPI

Industrias:

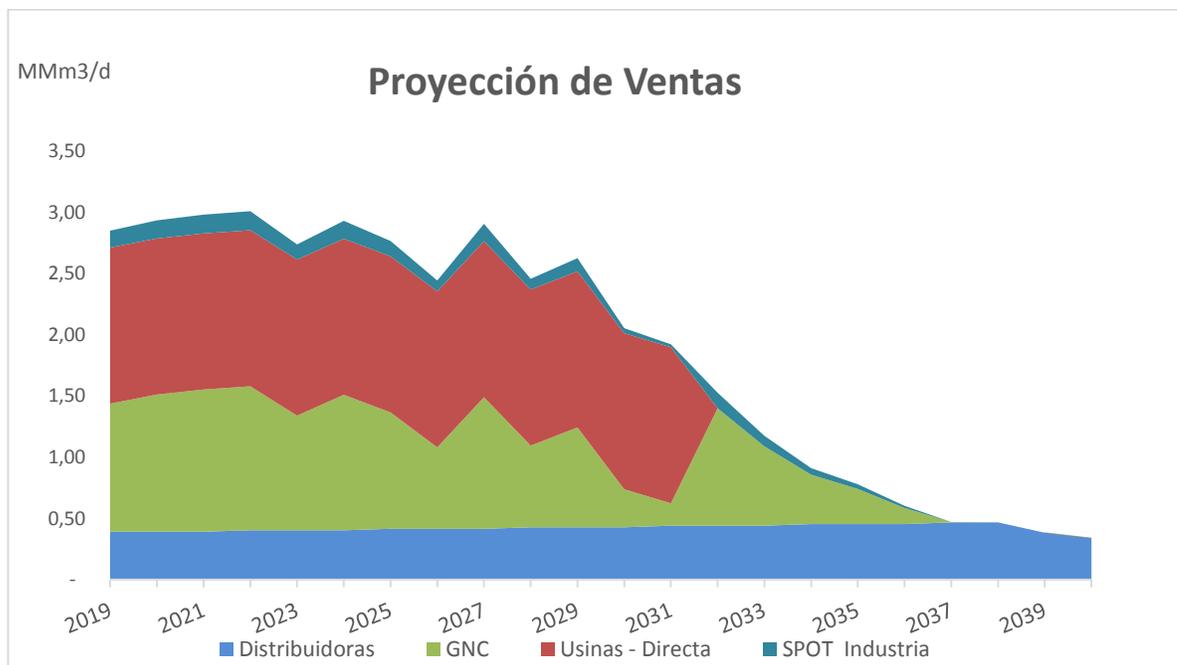
5,0 USD/MMBtu - Mayo 2016

Actualizacion PPI

Liquidos a cargo del comprador con costos (igual calcular NB)

FACTOR DE CARGA y CONTRATOS

Distro		GNC			
Julio/ Agosto/ Septiembre	100%	Junio/Septiembre	85%	88,3%	Un año con renovaciones anuales
Mayo/Septiembre	65%	Resto	90%		
Abril/octubre	45%	Generación	85%	a) 10 años renovable por periodos de no menos de 3 y b) 3 años renovable por per de no menos de 1 año (manteniendo vol original)	
Resto	30%	Industrias	95%	15 d mante 3 años renovables con periodos de no menos de 1 año pudiendo variar vol.	
3 años renovables por periodos de 2 años (debiendo considerarse en cada renovación el crecimiento vegetativo)					

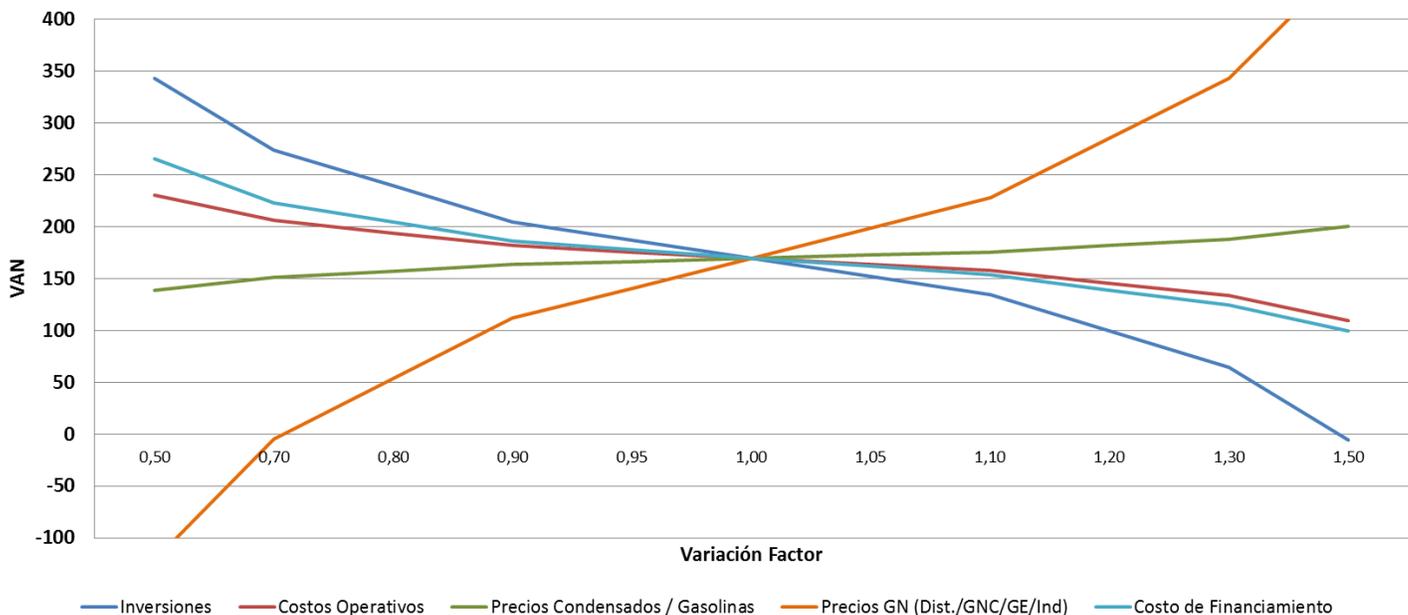


Modalidad de Contratación: Licencia

De resultar adjudicada, la empresa firmará un contrato del tipo “Licencia – Concesión”. Este tipo de acuerdo es típico en la industria y tendrá las siguientes características:

- VEINTICINCO (25) años de vigencia del contrato.
- La empresa tendrá el derecho exclusivo de explorar y explotar petróleo por su exclusiva cuenta y riesgo.
- Se es propietario de la producción y puede disponer libremente de la misma.
- Se pagará un “canon” sobre la superficie a explotar.
- Durante toda la vigencia del contrato se erogará un pago mensual en concepto de regalía.
- Se tendrá la titularidad sobre todos los equipos e instalaciones empleadas para las operaciones petroleras.

12. ANÁLISIS SENSIBILIDAD



- El VAN del proyecto es más sensible ante cambios en el precio del GN. Para una reducción de un 30% este indicador es cero.
- La inversión es la siguiente variable que más afecta el VAN ante variaciones. Un incremento del 48% supone un VAN igual a cero.

13. OPORTUNIDAD DETECTADA

Luego del análisis realizado, se concluye que existe una **significativa demanda insatisfecha** que actualmente es abastecida con gas natural importado de Bolivia y compras de GNL (BBL, Escobar, Mejillones, Quintero) con restricciones logísticas en invierno ($30\text{MMm}^3/\text{d}$).

También se importa Gas Oil para abastecer consumos que no pueden ser abastecidos con Gas Natural (demanda frustrada). ($20\text{MMm}^3/\text{d}$).

Todo ello hace posible la presentación de una Oferta, cuyas características se detallan en la siguiente sección.

14. RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación se presentan los datos más relevantes de cada opción evaluada en el desarrollo del trabajo:

Como puede apreciarse al final de esta opción, las reservas de gas y condensados in situ del yacimiento, según el análisis volumétrico llevado a cabo, es de 20.306Mm^3 aproximadamente, con un factor de recuperación del 79,75%.

Para explotar este yacimiento se realizó un plan de producción en el cual se contempló la perforación de 53 pozos, de los cuales 47 se consideraron productivos y 6 estériles. Todo ello, permitirá abastecer una demanda promedio de aproximadamente 2 millones de $\text{m}^3/\text{día}$.

Se consideraron los factores de carga de cada segmento a los fines de la proyección del Flujo de Ingresos. Se estimó que la diferencia en exceso entre los factores de carga de los distintos segmentos y la Cantidad Diaria Contratada (CDC) establecida para cada uno de los mismos se asignan a cubrir la demanda SPOT destinada exclusivamente al segmento Industrial. Este volumen se ha decidido comercializarlo a menores precios que los establecidos contractualmente a los fines de liquidar el excedente y no parar la producción de los pozos.

Al principio se cubre la obligación mínima de abastecimiento a las distribuidoras de gas. Asimismo, se celebrará un contrato directo con la Usina ubicada a 100 Km del yacimiento por el plazo de diez años con el objetivo de asegurarse un flujo continuo de ingresos que permita respaldar el financiamiento conseguido para apalancar el proyecto. La diferencia resultante será asignada a los contratos firmes para el segmento GNC dada la conveniencia económica (mayores precios).

El desarrollo del proyecto involucrará la construcción de:

1. Facilities en yacimiento (Compresión en boca de pozo, cañerías captación, colectoras, Manifold, separadores primarios generales y de control, etc.);
2. Planta de Tratamiento y Endulzamiento a fin de poner el gas en especificación según Res. N° 259/08 del ENARSAS;
3. Siete tanques para almacenar líquidos y condensados: 6 Condensados y 1 de Gasolina;
4. Gasoducto de 16" con una longitud de 200 Km. Éste se divide en 2 tramos de 100 Km cada uno que permite entregar gas en la Usina y en la cabecera en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST).

Este proyecto demandará una inversión total de 686 millones de dólares de los cuales el 57% corresponden a la inversión de campo (Yacimiento, Perforación y WO). Siendo la segunda en importancia la inversión en gasoducto representando un 20% del total.

El proyecto toma como estructura de capital un financiamiento externo del 44% y una financiación con capital propio del 56%. El WACC calculado con esta estructura de financiamiento consideró un costo de financiamiento con terceros de 13,6% y un 14% de costo capital propio, logrando un costo de capital de 13,9%. La máxima exposición financiera que se tendrá es de 383 millones de dólares en el año 2018.

La inversión se repaga en aproximadamente un período de 7 años y 7 meses y la Tasa Interna de Retorno es de un 23,96% lo que refleja, comparándola con el costo de capital del proyecto, un valor actual neto positivo de 148,8 millones de dólares.

N°	CONCEPTO	UNIDAD	CANTIDAD	
			Años 1	Años n/25
1 DESARROLLO Y PRODUCCIÓN				
1a	Gas y Condensado <i>in situ</i>	M m ³	20.306,85	
1b	HC remanente a presión de abandono	M m ³	4.112,17	
1c	Factor de Recuperación	%	79,75%	
1d	Presión de abandono	kg/cm2	53,62	
1e	Cantidad de pozos		53,00	
1f	Potencia total de compresión en yacimiento	HP	3.000,00	
1g	Producción de gas – máxima	M m ³ /d	3,23	
	Producción de gas– promedio	M m ³ /d	2,02	
1h	Producción de condensado – máxima	m ³ /d	140,43	
	Producción de condensado – promedio	m ³ /d	87,69	
2 DEMANDA Año 3 y Año “ de maxima”			Año 3	Consumo Max
2a	Consumo máximo distribuidoras	M m ³ /d	0,39	0,47
2b	Consumo máximo GNC	M m ³ /d	1,14	1,27
2c	Consumo máximo termoeléctrica	M m ³ /d	1,28	1,28
2d	Consumo máximo industria	M m ³ /d	0,15	0,17
2d	Consumo máximo total	M m ³ /d	2,95	3,11
3 PROCESAMIENTO Año 3 y Año “ de maxima”			Año 3	Consumo Max
3a	Capacidad de procesamiento máxima	M m ³ /d	4.000.000	
3b	Propano + butano (GLP)	ton/año	-	-
3c	Gasolina	m ³ /año	4.753,02	5.017,08
4 TRANSPORTE				
4a	Primer Tramo Gasoducto hasta Planta de Gener	pulg	16,00	
4b	Capacidad máxima de transporte para primer	M m ³ /d	6,55	
4c	Potencia instalada para primer tramo.	HP	-	
4d	Segundo Tramo Gasoducto para Gasoducto tron	pulg	16	
4e	Capacidad máxima de transporte para segundo	M m ³ /d	5,61	
4f	Potencia instalada para segundo tramo.	HP	2.500,00	
5 INVERSIONES				
5a	Inversión campo (yacimientos, perforación y W	M us\$	388,92	
5b	Inversión planta/s procesamiento (Facilities)	M us\$	90,00	
5c	Inversión Gasoducto	M us\$	137,70	
5d	Inversión otros	M us\$	7,65	
5e	Inversión Contingencias	M us\$	62,43	
5f	Inversión total	M us\$	686,70	-
6 PRECIOS GAS Año 1 y Año 25				
6a	Distribuidoras	us\$/MBTU	2,71	6,60
6b	GNC	us\$/MBTU	5,42	6,60
6c	Centrales eléctricas	us\$/MBTU	5,20	6,60
6d	Usuarios Industriales	us\$/MBTU	4,60	5,84
7 PRECIOS LIQUIDOS Año 1 y Año 25				
7a	GLP exportación	us\$/tn	221,99	514,62
7b	GLP Local	us\$/tn	143,23	336,73
7c	Gasolina y Condensado Local	us\$/bbl	61,39	97,31
8 RESULTADOS				
8a	VAN al 10,0%	M us\$	301,27	
8b	Tasa (WACC)	%	13,92%	
8c	TIR	%	23,37%	
8d	Repago	Años	7,29	
8e	Capital Solicitado (Préstamo)	M us\$	169,43	
8f	Máxima exposición	M us\$	385,08	