

Valoración financiera de GAS NATURAL FENOSA
(Financial Valuation of GAS NATURAL FENOSA)



Álvaro Saiz Sánchez
Myriam García Olalla

Grado en Administración y Dirección de Empresas
2012/2016 Universidad de Cantabria- Convocatoria Septiembre

ÍNDICE

PARTE I. INTRODUCCIÓN, HISTORIA Y SITUACIÓN ACTUAL.....	2
PARTE II. DATOS HISTÓRICOS.....	5
1. Balance	5
2. Cuenta de resultados.....	8
3. Ratios	12
PARTE III.GAS NATURAL DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	14
1. Características generales del sector eléctrico español.	14
2. Análisis DAFO del sector eléctrico español.	15
A. Fortalezas.....	16
B. Debilidades.....	16
C. Oportunidades.....	17
D. Amenazas.....	17
3. Gestión de riesgos y análisis DAFO de Gas Natural.....	18
A. Debilidades.....	18
B. Amenazas.....	18
C. Fortalezas.....	19
D. Oportunidades.....	20
4. Mix de generación y cuota de mercado.	20
5. Comparativa de E ^a dentro del sector eléctrico español.....	21
PARTE IV. PROYECCIONES.....	27
PARTE V. VALORACIÓN DE GAS NATURAL FENOSA.....	31
1. Cálculo del coste WACC	31
2. Cálculo de la proporción de Deuda y RRPP	32
3. Cálculo o del WACC	32
4. Cálculo del Valor FCL y el Valor de la Renta Perpetua	33
BIBLIOGRAFÍA	35

PARTE I. INTRODUCCIÓN, HISTORIA Y SITUACIÓN ACTUAL.

Como pequeña introducción al trabajo, lo que he pretendido es hacer una valoración financiera coherente basándome en datos históricos y en proyecciones de su cuenta de pérdidas y ganancias, así como del balance de situación.

Comienzo el trabajo hablando de su historia, que comenzó en 1843 cuando fueron los primeros en llevar el alumbrado a las calles y espacios públicos de Barcelona, hasta el momento actual en el que discuten nuevas soluciones energéticas eficientes, respetuosas con el medio ambiente y seguras.

He introducido numerosos gráficos para situar la empresa en el mercado y compararlo con su competencia en función de diferentes ratios, cifra negocios, beneficio neto, ROE, ROA...

También he realizado un análisis DAFO;

Debilidades entre las que encontramos como un breve avance la volatilidad de los mercados de materias primas y mercados financieros internacionales.

En cuanto a las amenazas, la futura inestabilidad política o económica.

Ya como fortalezas se puede destacar la gestión integrada de infraestructuras, así como los planes de mejora continua y excelencia operacional.

Por último, las oportunidades que se le presentan a la empresa, mercado único Energético, interconexión eléctrica y gasista con Europa.

Para finalizar con el trabajo basándome en los cálculos y estimaciones he realizado una conclusión final sobre su precio objetivo de acción, así como su potencial.

Vamos a ello.

(1843-1912) PRIMEROS PASOS

Desde sus orígenes, Gas Natural Fenosa ha aportado soluciones innovadoras. Ya en 1843, y bajo el nombre de Sociedad Catalana para el Alumbrado por Gas (SCAG), fue de los primeros en llevar la luz a las calles y espacios públicos de Barcelona, ofreciendo así el primer servicio público implantado en la ciudad Española.

El alumbrado por gas ya se había instalado en las principales capitales Europeas (la primera, Londres, en 1812), y representó una revolución en la calidad de vida de los ciudadanos ya que les permitía mantener el mismo nivel de vida durante el día y la noche aunque se hubiese puesto el sol. Pocos meses después, la SCAG inició la promoción del nuevo alumbrado también entre los clientes privados.

A partir de 1866, la SCAG contempló nuevas oportunidades fuera del territorio catalán e inició su expansión geográfica por la península al comprar las fábricas de gas de Sant Andreu del Palomar, Sevilla y Ferrol. A finales de siglo, la SCAG entró también en el negocio de la electricidad térmica y, en 1911, en el de la electricidad hidráulica, cuando empezó la construcción de saltos de agua y centrales eléctricas en el Pirineo.

(1912-1987) EXPANSIÓN PENINSULAR Y NUEVAS APLICACIONES DEL GAS EN LA COCINA Y EN CLIMATIZACIÓN

Al comienzo de este periodo el nacimiento de nuevas empresas competidoras como la Barcelona Traction Light & Power y la necesidad de un cambio de estrategia es lo que llevó a SCAG a cambiarse de nombre, Catalana de Gas y Electricidad, S.A. (CGE).

En los años veinte, la electricidad se hizo con el mercado del alumbrado superando al gas, hecho que obligó a la CGE a buscar nuevos usos comerciales. La sociedad apostó entonces por las aplicaciones del gas en la cocina, que promocionó a través de las primeras campañas de marketing y publicidad de la historia de la compañía.

Uno de los grandes hitos de nuestra historia llegó en 1963, cuando la CGE introdujo el petróleo (naftas ligeras) en el mercado energético, utilizándolo como materia prima en sustitución del carbón. El uso del petróleo como materia prima y la imparable expansión de la compañía aumentaron considerablemente la capacidad de las fábricas, lo que permitió empezar a promocionar fuertemente el uso de la calefacción a gas a partir de 1967.

Junto con otros miembros, en 1965, la CGE constituyó Gas Natural, S.A., dedicada a importar gas natural de Libia y Argelia. Paralelamente, la empresa impulsó la construcción de una planta de regasificación en el puerto de Barcelona, una red de comercialización en la zona y el primer barco metanero español. Todo ello hizo posible que poco después empezaran los usos industriales a gran escala del gas natural como combustible de calidad.

(1987-1992) INTEGRACIÓN DEL SECTOR GASÍSTICO

En 1987, Catalana de Gas y Electricidad, S.A. vendió los últimos activos eléctricos convencionales y cambió de nombre a Catalana de Gas, S.A. (CdG). Cinco años después, en 1991, CdG se fusionó con Gas Madrid, S.A. y absorbió diferentes activos de gas canalizado de Repsol Butano, S.A., integrando así el sector del gas en España. La fusión dio lugar a un nuevo cambio de nombre a la sociedad, que en 1992 pasó a denominarse Gas Natural SDG, S.A. (GN.SDG).

En ese contexto, nació la Fundación Gas Natural, una importante plataforma con sede en Sabadell (Barcelona) que, con el tiempo, se ha convertido en un referente en sensibilización y educación en medio ambiente y eficiencia energética.

(1992-2015) HISTORIA RECENTE: EXPANSIÓN INTERNACIONAL Y DIVERSIFICACIÓN DE NEGOCIO

Los últimos años de la historia han venido cambiados por cambios decisivos en su estrategia: han expandido su negocio hasta llegar a más de 30 países, han sido los primeros en integrar el negocio del gas y la electricidad en España y han sido pioneros en la apuesta por las energías limpias y las nuevas tecnologías de generación.

Internacionalización

En la década de los noventa Gas Natural Fenosa inició una de las etapas más significativas de nuestra historia reciente: el salto a los mercados extranjeros.

El proceso se inició en 1992, cuando Gas Natural SDG abrió su expansión internacional con la adquisición de activos en Buenos Aires, Argentina, y la constitución de Gas Natural BAN.

Cinco años después, siguió avanzando por territorio sud-americano al iniciar nuevas actividades en Brasil, Colombia y México. La experiencia fue tan positiva que, a los pocos meses, el Grupo ya tenía más clientes en su área internacional que en la nacional.

La solidez del grupo siguió fortaleciéndose cuando, en 2002, se introdujo en el mercado energético italiano. A partir de entonces, y con el inicio de las actividades en Puerto Rico y Francia, el proceso de expansión internacional de la compañía ha seguido creciendo de forma imparable hasta llegar a más de 25 países de todo el mundo, como por ejemplo Australia, Sudáfrica, Omán, República Dominicana, Guatemala, Bélgica o Alemania.

En 2014, la compañía ha entrado en el negocio energético de Chile, tras finalizar con éxito la operación de compra sobre la Compañía General de Electricidad, S.A. (CGE), la principal energética del país.

La adquisición de CGE ha permitido a Gas Natural Fenosa entrar en el mercado Chileno desde una posición de liderazgo a través de la principal distribuidora de gas y electricidad.

Hoy, Gas Natural Fenosa da servicio a clientes de los cinco continentes, es una compañía líder en gas y en electricidad en España y Latinoamérica y es el principal suministrador de gas natural licuado en la cuenca mediterránea y atlántica.

Diversificación del negocio

Durante las últimas dos décadas, y gracias al crecimiento orgánico del grupo fruto de fusiones con otras empresas, la compañía ha diversificado y ampliado decididamente su negocio: en los noventa, inició las actividades en el transporte de gas y en trading y, ya entrado el siglo XXI, entró en el negocio de la comercialización de electricidad y gas (a partir de la liberación del mercado energético Español) la generación de electricidad con ciclos combinados a gas, la exploración, producción y licuefacción de gas natural y la generación de energía eólica, entre otros.

Uno de los grandes puntos de inflexión que transformaron la historia del grupo fue la fusión por absorción con Unión Fenosa y Unión Fenosa Generación, en 2008, que dio como resultado el nacimiento de la primera compañía integrada de gas y electricidad de España y Latinoamérica y una de las diez primeras *utilities* europeas: la actual Gas Natural Fenosa.

Con la integración de las dos empresas, el grupo se hizo aún más fuerte, más eficiente y más competitivo, atributos que hoy les permiten afrontar con éxito los nuevos retos de los mercados energéticos, cada vez más globalizados.

Mirando hacia el futuro

El crecimiento económico, la evolución tecnológica y el aumento de la calidad de vida que nuestra sociedad ha experimentado en el último siglo han disparado el consumo de energía y han puesto sobre la mesa la necesidad de encontrar nuevas soluciones que garanticen un suministro de energía sostenible, eficiente, seguro y respetuoso con el medio ambiente. Por ello, Gas Natural Fenosa trata de generar electricidad con **tecnologías bajas en carbono**, principalmente a través de ciclos combinados, una de las tecnologías de origen fósil más limpias y que emite menos gases de efecto invernadero.

Además, entre sus planes de futuro, figuran también numerosos proyectos de innovación tecnológica y eficiente energética, como la implantación de contadores y redes inteligentes,

la promoción de la movilidad sostenible, el tratamiento del CO₂ o la reducción de gases contaminantes.

Tras realizar una breve exposición sobre la historia de esta gran empresa voy a seguir con un análisis sobre los últimos 5 años en términos más económicos.

PARTE II. DATOS HISTÓRICOS.

1. BALANCE

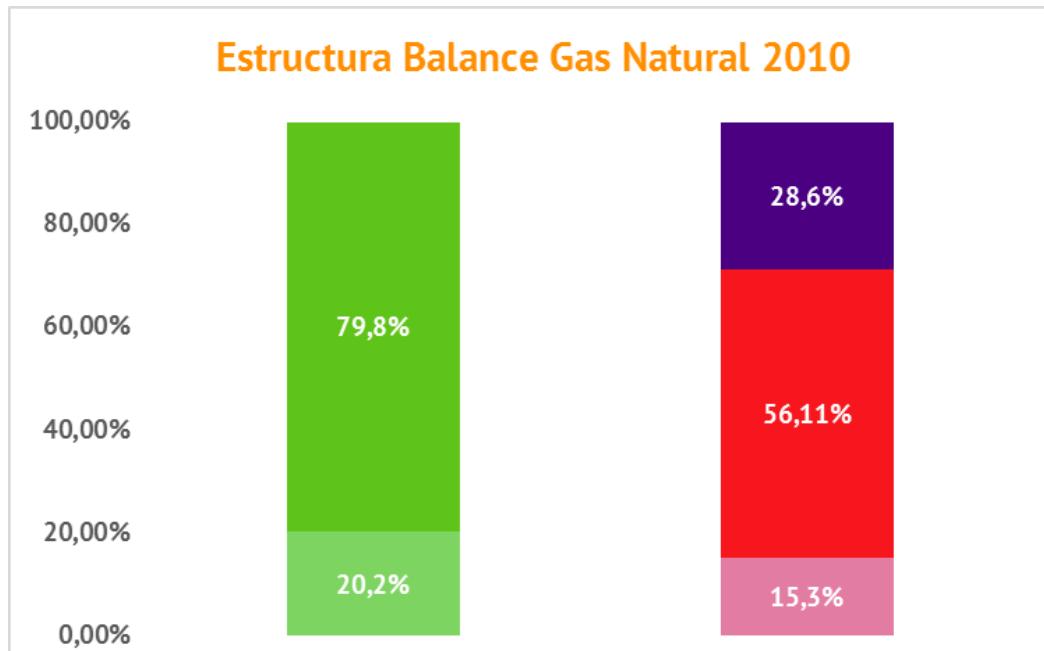
En la siguiente imagen se puede ver el balance de GNF en los años 2009-2014 (activo).

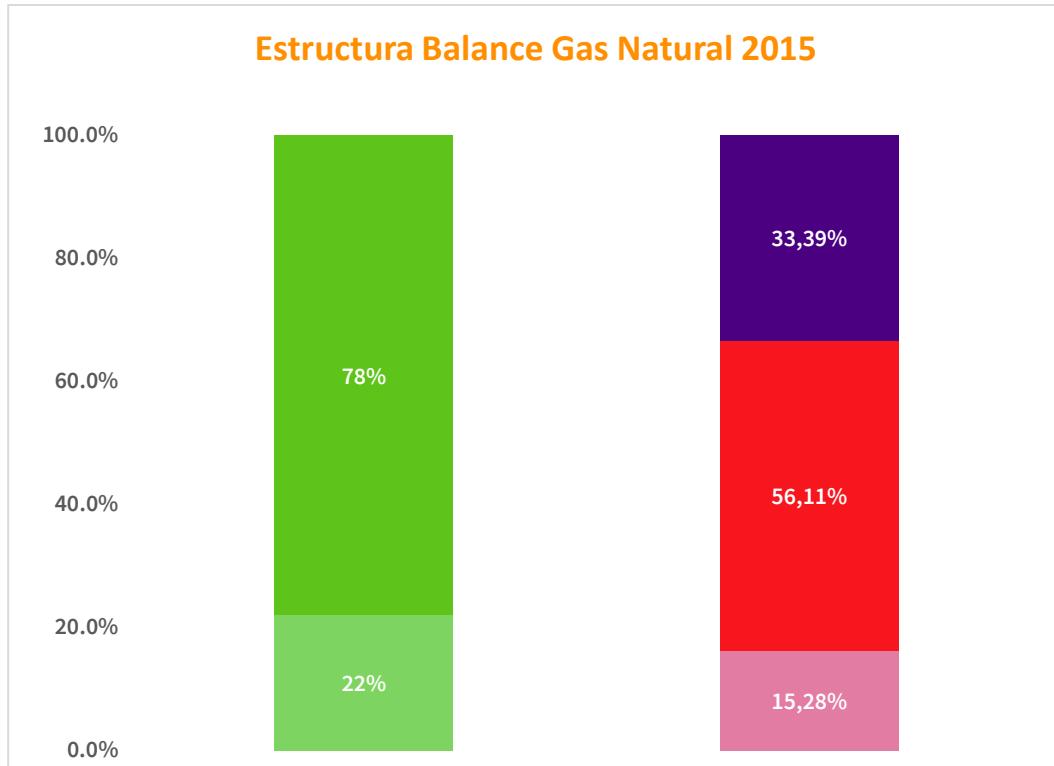
Balance de situación (en millones de €)	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Activo					
Activo No Corriente	36.185	35.922	33.957	33.168	39.507
Inmovilizado intangible	11.223	11.080	8.273	7.968	10.783
Inmovilizado material	23.206	22.744	21.180	20.363	24.267
AAIM					
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	105	99	2.513	2.393	2.034
Inversiones financieras no corrientes	694	1.024	962	1.418	1.289
Activos por impuesto diferido	957	975	1.029	1.026	1.134
Activo Corriente	9.158	10.580	11.264	10.343	10.821
Activos no corrientes mantenidos para la venta	707	23 -	-	-	-
Existencias	755	879	803	783	1.077
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	4.592	5.192	4.877	5.138	5.701
Cientes por ventas y prestaciones de servicios	3.946	4.577	4.353	4.504	4.892
Otros deudores	534	497	432	500	513
Activos por impuesto corriente	112	118	92	134	296
Otros activos financieros corrientes	1.901	1.388	1.259	250	471
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.203	3.098	4.325	4.172	3.572
Total Activo	45.343	46.502	45.221	43.511	50.328

Por otro lado, aquí está el pasivo y el PN.

Balance de situación (en millones de €)					
Patrimonio Neto y Pasivo					
Patrimonio Neto	12.974	14.441	14.840	14.967	18.020
Capital	922	992	1.001	1.001	1.001
Prima de Emisión	3.331	3.808	3.808	3.808	3.808
Reservas	6.106	6.900	7.402	7.931	8.466
Resultado del ejercicio atribuido a sociedad dominante	1.201	1.325	1.441	1.445	1.462
Dividendo a cuenta	(324)	(360)	(391)	(393)	(397)
Ajustes por cambios de valor	148	127	-	(348)	(199)
PN atribuido a sociedad dominante	11.384	12.792	13.261	13.444	14.141
Participaciones no dominantes	1.590	1.649	1.579	1.523	3.879
Pasivo No Corriente	25.442	23.729	22.740	20.187	23.885
Ingresos diferidos	657	803	868	919	832
Provisiones no corrientes	2.865	1.712	1.567	1.467	1.560
Pasivos financieros no corrientes	18.176	17.539	17.530	15.091	17.740
Pasivos por impuesto diferido	2.704	2.642	2.082	2.000	2.798
Otros pasivos no corrientes	1.040	1.033	693	710	955
Pasivo Corriente	6.927	8.332	7.641	8.357	8.423
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	350	-	-	-	-
Provisiones corrientes	127	133	143	134	128
Pasivos financieros corrientes	2.130	2.853	2.291	3.351	2.804
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	3.658	4.671	4.433	4.143	4.641
Proveedores	3.005	3.900	3.901	3.472	3.825
Otros acreedores	468	481	454	642	756
Pasivos por impuesto corriente	185	290	78	29	60
Otros pasivos corrientes	662	675	774	729	850
Total Patrimonio Neto y Pasivo	45.343	46.502	45.221	43.511	50.328

En términos de estructura, así ha cambiado el balance de GNF en los cinco últimos años:

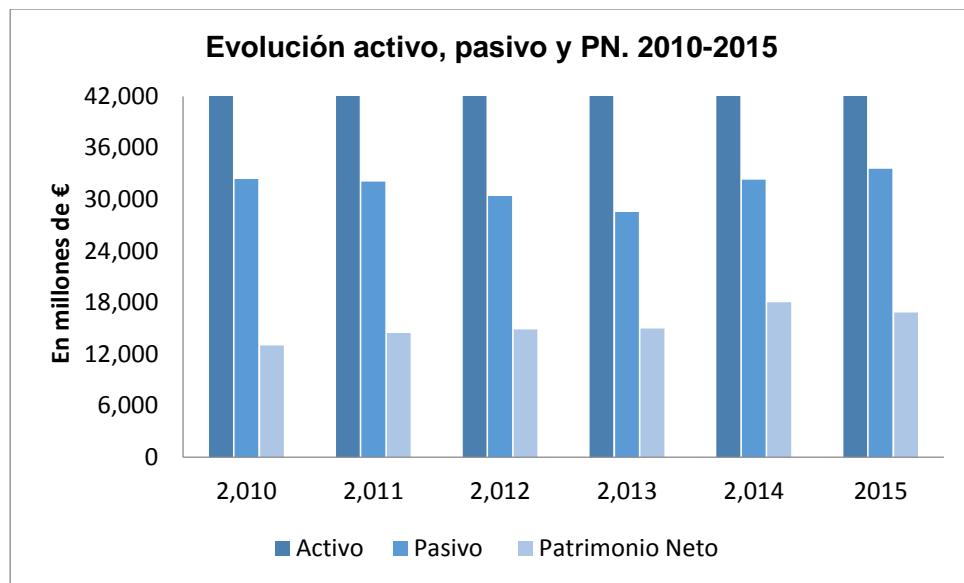




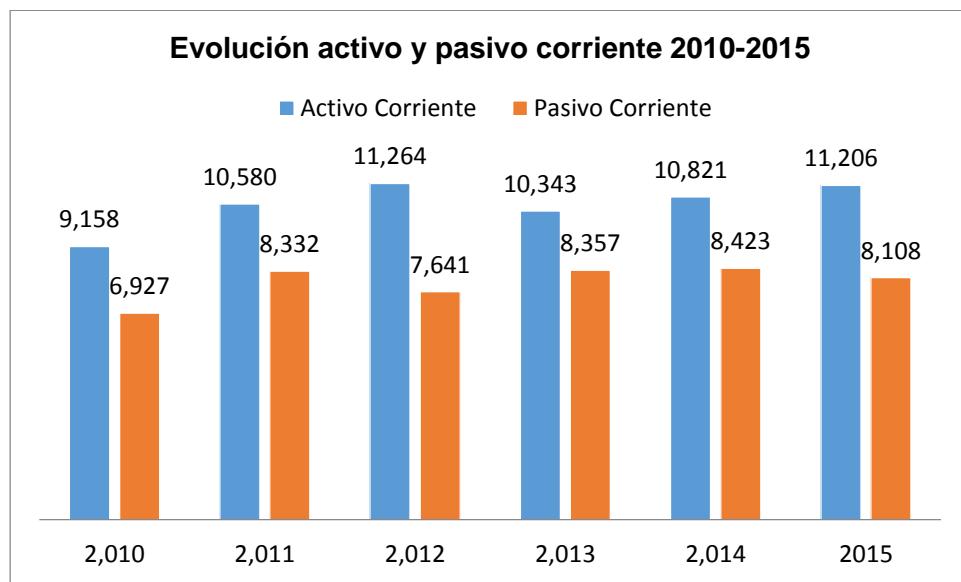
Mientras que el activo ha mantenido su estructura estable (con un ligero incremento en el peso del AC de 20,2% en 2010 a 22% en 2015), en el pasivo se han producido algunos cambios relevantes:

- En 2011 se produjo una ampliación de capital con prima de emisión, lo mismo sucedió en 2012 pero sin prima de emisión. Esto supuso un incremento del Patrimonio Neto y un incremento de las reservas por un valor de 2.500 millones de €. Ambos motivos sobresalen entre los demás, que en total han supuesto un aumento del PN de 5.046 millones de € (pasando de 12.974 a 18.020 millones de € con un incremento en el peso dentro del pasivo del 7,21% hasta superar un tercio del total).
- Se ha producido una reducción del pasivo no corriente, que ha pasado de 25.442 a 23.885 millones de €, una reducción considerable que podría haber sido mayor si no se hubiera procedido a la adquisición de CGE (Compañía General de Electricidad, S.A. CHILENA) de lo que se puede deducir que, a esa fecha, la reducción había sido aún mayor, como demuestran los 20.187 millones de endeudamiento a l/p existentes en 2013. El hecho de que a pesar de la adquisición de la compañía chilena la E^a haya conseguido reducir su endeudamiento en estos años es sin duda una buena noticia. Ello unido al incremento del PN hace que el Pasivo no Corriente vea disminuida su participación en un 8,65% en los últimos cinco años.
- Un aumento del PC por 1.496 millones de € que en el momento actual representa un 26,07% sobre el total del Pasivo frente al 21,4% que representaba el PC en el año 2010. A pesar de ello, la compañía mantiene un fondo de maniobra positivo por 2.398 millones de € (frente a los 2.231 millones de 2010), otra buena noticia añadida al incremento del AC mencionado antes, una situación que coloca a GNF en una posición de ventaja frente a otras E^a del sector, que tienen valores negativos en esta ratio (como Iberdrola por ejemplo como luego veremos).

Aquí se muestra la evolución de las tres masas patrimoniales en estos años.



Y aquí la del activo y pasivo corrientes.



2. CUENTA DE RESULTADOS

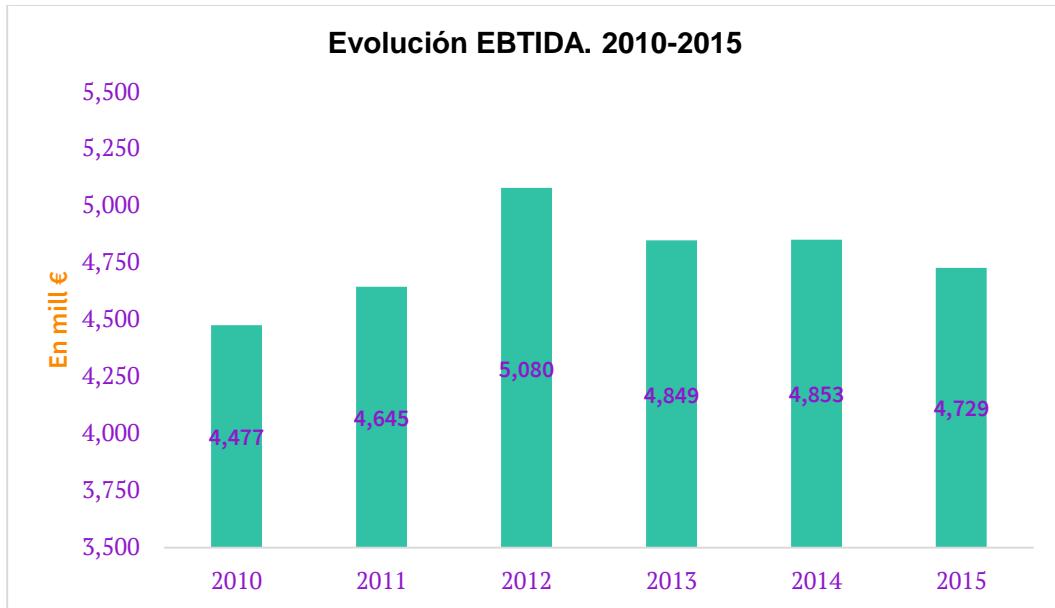
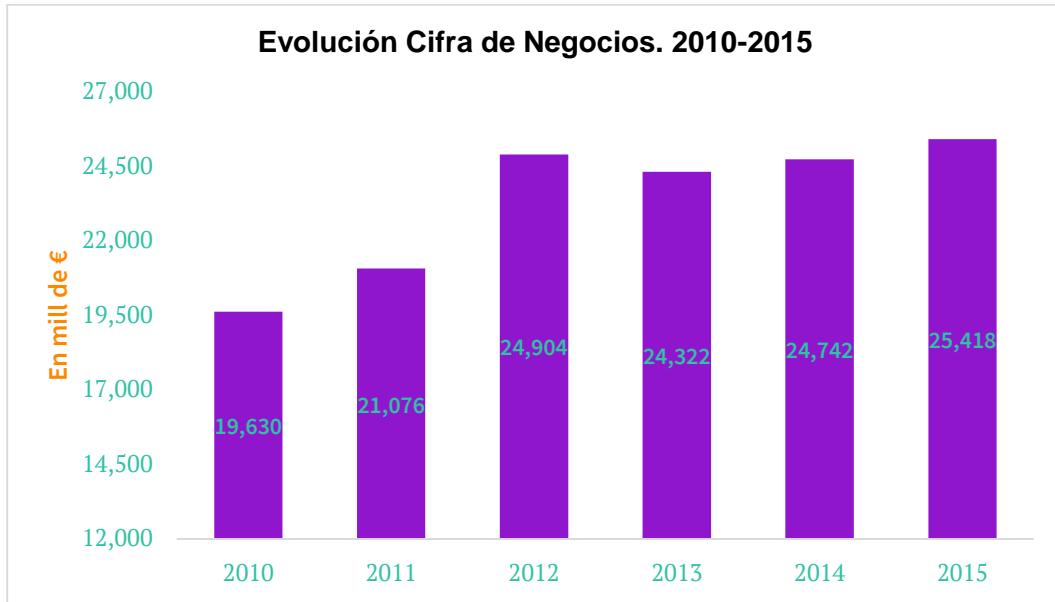
La cuenta de PyG de los últimos cinco ejercicios se ve en la siguiente imagen. Para obtener una imagen más clara de cara a la valoración posterior, he agrupado diferentes partidas y calculando algunas otras que he considerado importantes para realizar un buen análisis pero que no estaban incluidas (como el EBITDA). Este es el esquema que he seguido para reordenar la cuenta de PyG a partir de la disponible en el informe anual ha sido el siguiente:

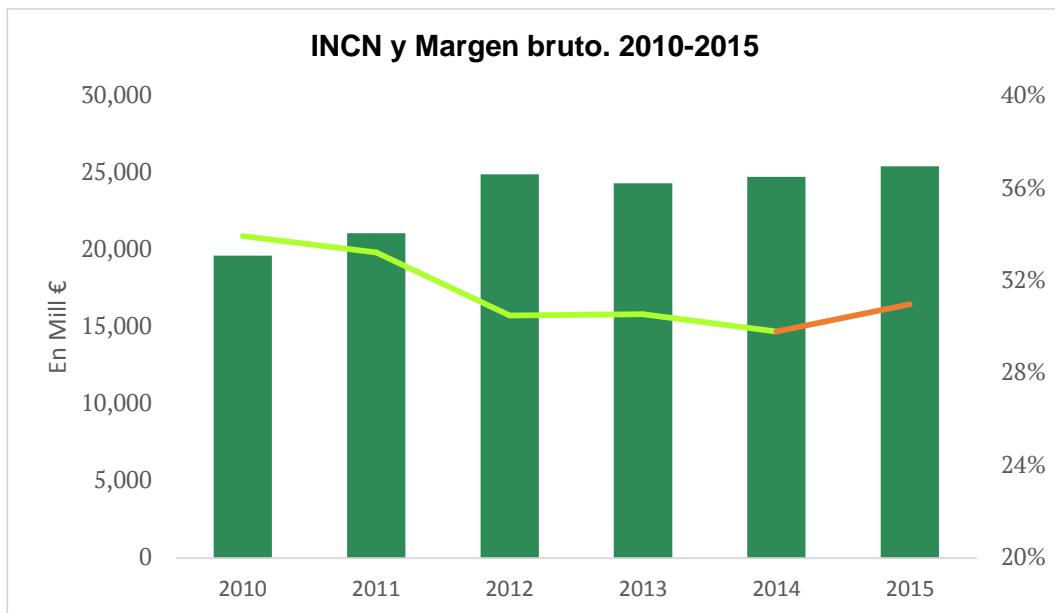
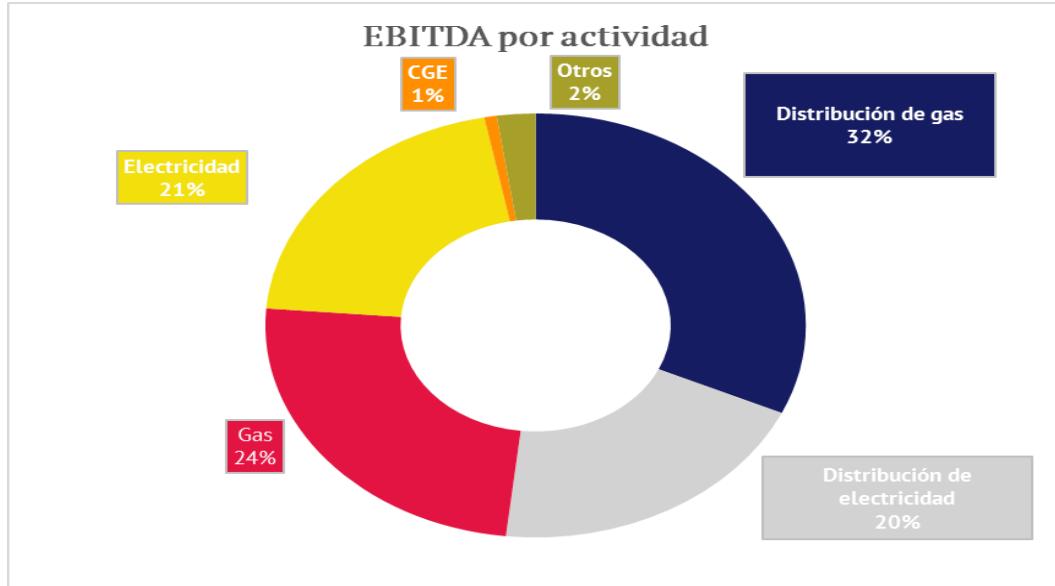
Denominación en PyG	Reordenación	Agrupación de partidas
Importe neto de la cifra de negocios		Ingresos de explotación
Otros ingresos de explotación		
Imputación de subvenciones		
Aprovisionamientos		Coste de las ventas
Gastos de personal		Gastos de personal Gastos de explotación
Otros gastos de explotación		Gastos generales
EBITDA		Ingresos de explotación - Gastos de explotación + Provisiones
EBIT		EBITDA - Amortizaciones - Provisiones + Otros resultados
EBT		EBIT - Resultado financiero - Entidades participadas

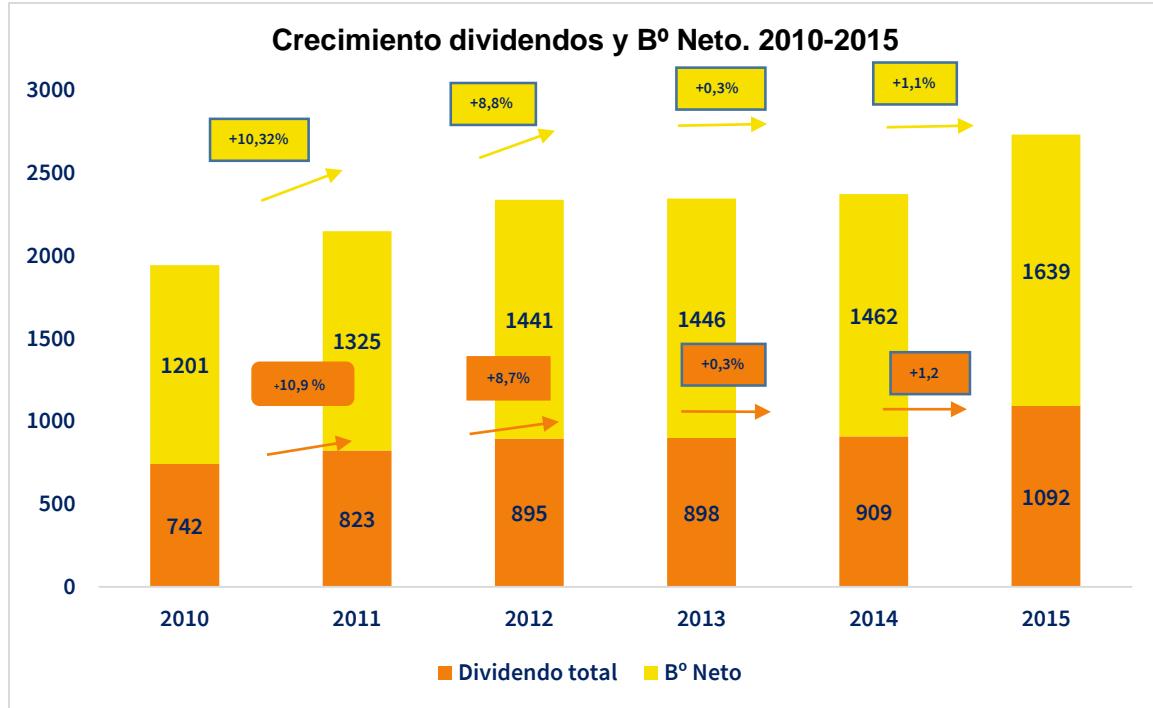
En esta imagen se puede ver el resultado, que concuerda con los importes del informe anual.

Cuenta de PyG(en millones de €)	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
Ingresos de explotación	19.919	21.374	25.188	24.563	25.042
Coste de ventas	(12.970)	(14.074)	(17.309)	(16.892)	(17.368)
Gastos de personal	(798)	(858)	(871)	(827)	(832)
Gastos generales	(1.912)	(2.013)	(2.163)	(2.221)	(2.291)
EBITDA (EBE)	4.477	4.645	5.080	4.849	4.853
Amortizaciones	(1.716)	(1.750)	(1.798)	(1.612)	(1.619)
EBIT	2.893	2.947	3.067	3.022	3.190
Resultado Financiero	(1.015)	(932)	(874)	(803)	(801)
RAI	1.883	2.022	2.203	2.157	1.915
Impuestos	468	496	546	499	257
Resultado del ejercicio	1.415	1.526	1.657	1.658	1.658

Algunos gráficos que permiten ver la evolución de los indicadores más relevantes son los siguientes.







3. RATIOS.

Después de haber realizado un análisis sobre las distintas masas patrimoniales a lo largo de estos últimos 5 años, voy a hacer lo correspondiente con los ratios económicos y bursátiles.

RATIOS ECONÓMICOS	2010	2011	2012	2013	2014	2015
APALANCAMIENTO	59,55%	54,50%	51,08%	48,78%	48,46%	45,80%
EBITDA/RF	6,06	6,04	5,81	4,98	4,41	6,57
DEUDA NETA/EBITDA	4,27	3,72	3,05	2,94	3,49	2,97
SOLVENCIA L/P	1,12	1,12	1,12	1,16	1,22	1,20
SOLVENCIA C/P	1,21	1,16	1,37	1,14	1,16	1,29
TESORERÍA	0,17	0,37	0,57	0,50	0,42	0,34
LIQUIDEZ	1,32	1,27	1,47	1,24	1,28	1,38
ROE	10,89%	10,96%	11,06%	10,82%	10,60%	10,30%
ROA	2,65%	2,89%	3,14%	3,26%	3,12%	5,23%
FM (MILL. €)	2.231	2.248	3.623	1.986	2.398	1.594
EV/EBITDA	6,6	6,6	5,7	6,8	7,8	6,5

Entre los que han experimentado mayor variación podemos destacar el apalancamiento, es decir, en el 2010 tenía un apalancamiento de un 59,55% lo que refleja que para hacer frente a sus inversiones se endeudaba en este porcentaje. En el 2015 este ratio se redujo a un 45,80%, siguen endeudándose para financiar sus operaciones pero los recursos propios tienen mayor presencia que en años anteriores.

En cuanto al ROE se ha mantenido en el rango 10%- 11% durante estos años a diferencia del ROA que en el año 2015 destacaba en un 5,23%. Ambos son ratios para medir la rentabilidad, el ROE mide la rentabilidad para los accionistas mientras que el ROA se refiere a la rentabilidad proporcionada por los activos de la empresa.

RATIOS BURSÁTILES	2010	2011	2012	2013	2014	2015
CAPITALIZACIÓN (MILL. €)	10.591	13.159	13.589	18.703	20.824	18.402
BPA	1,30	1,38	1,45	1,44	1,46	1,20
PER	8,82	9,58	9,39	12,94	14,24	12,59
PRECIO/CF	7,92	12,45	4,86	7,85	11,15	6,92
EARNING YIELD	11,34%	10,44%	10,65%	7,73%	7,02%	7,94%
DIVIDENDO (MILL. €)	742	823	895	898	909	1092
DPA	0,80	0,86	0,90	0,90	0,91	1,09
PAYOUT	61,78%	62,11%	62,11%	62,15%	62,18%	66,66%
DIVIDEND YIELD	7,01%	6,48%	6,62%	4,80%	4,37%	5,93%
EBITDA POR ACCIÓN	4,86	4,86	5,10	4,85	4,85	4,73
PN POR ACCIÓN	12,35	12,90	13,25	13,43	14,13	12,93
VENTAS POR ACCIÓN	21,30	22,03	25,00	24,31	24,72	21,36
PSR	0,54	0,60	0,54	0,77	0,84	0,86

PARTE III. GAS NATURAL DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

El sector eléctrico español ha sufrido una gran transformación desde 1998. Hasta ese momento la actividad se concentraba en una serie de E^a con una estructura vertical importante y que ejercían sus actividades en un régimen de monopolio dentro de las diferentes regiones donde tenían presencia (es decir que, aunque hubiera más de una E^a en el sector, no se hacían la competencia entre ellas y cada una operaba en un determinado ámbito geográfico donde, esta vez sí, podía actuar como única E^a disponible en las 4 fases que componen el suministro eléctrico).

La aprobación de la ley 54/1997 del Sector Eléctrico supuso el inicio del proceso de liberalización progresiva del sector a través de medidas como la apertura de las redes a terceros, el establecimiento de un mercado organizado de negociación de la energía o la reducción de la intervención pública en la gestión del sector. En la actualidad, esta ley se encuentra modificada en su totalidad, y la norma que regula la estructura y funcionamiento del sector es la ley 24/2013 del sector eléctrico en la que se mantiene la distinción entre las actividades reguladas y no reguladas que se establecía en la norma anterior al tiempo que trata de incentivar la entrada de competencia en el sector. Para esto último, entre otras medidas se establece el incremento de las comercializadoras de referencia (también llamadas CR, figura que ha venido a sustituir a los comercializadores de último recurso -CUR- en el sector eléctrico y que son las compañías que, por su estructura y capacidad, son designadas por el Ministerio de Industria para ofrecer el precio voluntario al pequeño consumidor -PVPC-, la nueva tarifa que sustituye a la de último recurso -TUR- a fin de reducir el persistente déficit tarifario del sistema eléctrico), el incremento en calidad y cantidad de la información disponible para mejorar la posición del consumidor o, en este mismo sentido, establecer las medidas oportunas para facilitar el proceso de cambio de suministrador.

En la ley queda definido el suministro de energía eléctrica como la entrega de esta a través de redes de transporte y distribución mediante la contraprestación económica que resulte exigible. Las actividades que se distinguen dentro del suministro de energía son las siguientes:

- Generación, que hace referencia a la producción de energía eléctrica.
- Transporte, es decir, la transmisión de la energía por la red de transporte con destino a los distintos clientes (nacionales e internacionales). Se encuentra dividida en la red primaria (con instalaciones de tensión mayor o igual a 380 kW) y la red secundaria (hasta 220 kW).
- Distribución, por la que se transmite la energía desde las redes hasta los puntos de consumo u otras redes en condiciones de suministrar la electricidad a los consumidores.
- Comercialización, desarrollada por las E^a que acceden a las redes de transporte o distribución con el objetivo de vender la energía a los consumidores en los términos previstos en la normativa legal vigente.

El déficit de tarifa.

Se conoce como déficit de tarifa a la diferencia entre los ingresos que las compañías obtienen por los precios regulados que pagan los consumidores y los costes reales que, según la normativa, están reconocidos a tales actividades. La existencia de este déficit comenzó desde la misma liberalización, cuando se llevó a cabo una política de congelación

de la tarifa de la luz sin tener en cuenta el incremento de los costes declarados de la producción de energía en aras de mantener bajos los precios de la electricidad para reducir la inflación y mantener la competitividad de las E^a. La medida, que en principio iba a tener un carácter coyuntural, fue establecida con base a la ley 54/1997 por Rodrigo Rato, entonces ministro de economía, y disponía que la tarifa eléctrica no podía subir más que el IPC. Así se produjo la desconexión entre los ingresos y los costes del sistema que se fue agrandando con los años (principalmente por la subida del precio del petróleo en 2005 y 2006, los años en los que más se incrementó el déficit, en una cifra en torno a los 8.000 millones anuales) debido a que la medida siguió aplicándose en los sucesivos gobiernos. Hasta la fecha, ha producido un agujero en las cuentas públicas de unos 27.000-30.000 millones de €.

La factura de la luz para cualquier cliente en España tiene la siguiente estructura (para una factura estándar de 100 €).

- El coste como tal de la energía se establece a través de una subasta trimestral, de carácter público. Supone aproximadamente el 35-40% del total. La existencia de demanda variable debido a la estacionalidad, así como la propia naturaleza temporal de la subasta hace que la proporción no siempre sea la misma.
- El transporte de la energía a través de la red supone entre un 3,5 y un 4%.
- Los costes de distribución y de gestión comercial ascienden a un total de 12,8 € de cada 100.

Hasta aquí la parte destinada a pagar por lo que se ha consumido, es decir, los costes asociados al propio sistema eléctrico. El resto de partidas se distribuye de la siguiente manera:

- Las subvenciones a las distintas formas de generación de electricidad se llevan un 21,8% del total. Aunque las primas a las renovables establecidas en el primer gobierno de Zapatero son el componente más relevante, no son el único, puesto que se incluyen ayudas al carbón nacional, o las existentes para los ciclos combinados (cogeneración y biomasa). Todas ellas se incluyen dentro del REE (primas en régimen especial de energía).
- Otros costes asociados al sistema, que incluyen como elemento más importante la compensación extra peninsular, pagada a las compañías por la generación, distribución y comercialización en los archipiélagos. En total suponen un 6,6% del total.
- Los impuestos constituyen el 20,1% restante, tanto a través del IVA como del impuesto sobre la electricidad.

Esto implica que, de cada 100 € que un consumidor paga por la electricidad en España 51,5 € son imputables al propio sector eléctrico (es decir, a la generación más el transporte y la comercialización) mientras que los otros 48,5 € forman parte de los llamados costes regulados, a discrecionalidad del gobierno y que no tienen que ver con aspectos de funcionamiento del sector.

2. ANÁLISIS DAFO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

El análisis DAFO es una conocida metodología de estudio que permite conocer la situación de una E^a realizando un análisis detallado de la misma para determinar los factores más relevantes que afectan a su actividad. Dicho análisis se realiza a nivel interno (determinando fortalezas y debilidades) y externo (haciendo lo propio con las oportunidades y amenazas).

De esta forma se consigue determinar la posición actual de la E^a en el mercado y la existencia o no de ventajas competitivas, lo que permite planificar estrategias para el futuro. A pesar de ser utilizado principalmente a nivel individual para las E^a, también se puede aplicar a varias de ellas o incluso sectores económicos, que es lo que voy a mostrar a continuación.

A) Fortalezas.

- Mix de generación energética diversificado y balanceado con amplia presencia de las energías renovables. Destacan por su aportación la eólica y la hidroeléctrica mientras que la nuclear y el carbón son las más relevantes dentro de las convencionales.
- Mercado de generación eficiente y competitivo (curiosamente es la parte de la actividad más liberalizada).
- Rápida incorporación de las nuevas tecnologías a todas las formas de producción (a pesar de los cambios en el mix).
- A pesar de su regulación, las redes de transporte son de buena calidad (el índice de disponibilidad es el cuarto a nivel europeo).
- El elevado nivel de inversiones en la etapa expansiva asegura que, al menos a c/p, no sea necesario realizar desembolsos adicionales.

B) Debilidades.

- Dependencia energética exterior. España es un país deficitario en términos energéticos, por lo que es necesario importar la mayoría de materias primas necesarias para la producción de electricidad (en concreto carbón, petróleo, gas y uranio). En concreto, solo se produce alrededor del 30% de las necesidades de energía (por debajo del 40% de la zona €) lo que también tiene su impacto en la balanza comercial (de hecho, ahora que el déficit comercial se ha reducido de forma tan considerable, si se redujeran los aproximadamente 40.000 millones de la factura energética, la economía presentaría superávit en sus transacciones con el exterior).
- Inseguridad jurídica y exceso de regulación, agravada por los posibles cambios de gobierno. A este respecto, la ya comentada medida de congelar la factura y el subsiguiente déficit tarifario constituyen un ejemplo excelente. Tampoco ayuda la falta de independencia de los organismos reguladores (la CNMC en este caso) puesto que, a pesar de haberse integrado en el marco europeo de este tipo de instituciones (que prescriben la absoluta necesidad de independencia) la realidad es que sus miembros son elegidos por el Congreso a instancias del ministerio de economía.
- Exceso de potencia instalada en relación a la demanda.
- Entrada al mercado de las energías renovables sin una planificación adecuada y por una clara voluntad partidista como he comentado antes. Los elevados costes llevaron al establecimiento de primas aún mayores que fueron diseñadas en función de la potencia de energías renovables instalada y sin tener en cuenta los distintos plazos existentes para cada tipo de energía. En última instancia, la irrupción de las

primas a las renovables y el incremento de las ayudas al carbón, con la consiguiente entrada de estas energías de forma prioritaria en el mix energético, provocó una grave distorsión en el mercado que terminó afectando a los precios.

- Elevado precio final para el consumidor. España tiene el cuarto precio de la electricidad más alto de toda la UE (solo por detrás de Dinamarca, Alemania e Irlanda) incluyendo tasas e impuestos (sin incluirlos tenemos los precios más caros). La situación tampoco es mejor en el mercado del gas, donde quedamos terceros solo por detrás de Suecia y Portugal.

C) Oportunidades.

- Innovaciones tecnológicas que permitan no solo adecuar mejor la oferta y la demanda sino también incrementar la eficiencia energética.
- Caída en el precio de las materias primas, en especial del petróleo. El ahorro y reducción del déficit comercial se puede aprovechar para invertir o reservarlo para etapas de alza en los precios.
- Definir una política energética estable y dotarla de seguridad jurídica, para acabar con la ineficacia de la supervisión y regulación del sector.
- Finalizar la liberalización del sector en las actividades de transporte y distribución, que continúan reguladas y crear una nueva legislación que sintetice toda la anterior de forma clara para todos los usuarios.
- Asimismo, puede ayudar la reducción de la creciente intervención que el gobierno ha mostrado en las subastas energéticas de los últimos años con el objetivo de mantener artificialmente bajos los precios de la electricidad.
- Aprovechar la posición mundial de España como referente en cuanto a desarrollo, construcción y explotación de energías renovables apoyando a todas las E^a que se interesen en el sector.
- Facilitar la inversión en I+D para descubrir nuevas formas de generación de electricidad o mejorar la eficiencia de las ya existentes (como el fracking, por ejemplo).

D) Amenazas.

- Incremento de la dependencia energética del exterior con las implicaciones que esta situación conlleva en términos económicos y estratégicos.
- Regulación errática, intermitente y cambiante que no favorece en absoluto la existencia de seguridad jurídica.
- Continuación de la dependencia institucional entre reguladores y poder político.
- Exposición a las subidas de precio de las materias primas energéticas en los mercados internacionales.

- Políticas medioambientales impuestas desde la UE en materia de emisiones y eficiencia energética debido a que el nivel de inversiones necesario para conseguir estos objetivos no es asumible a c/p (y menos en el actual contexto económico).

3. GESTIÓN DE RIESGOS Y ANÁLISIS DAFO DE GAS NATURAL.

En todas las compañías es necesario realizar análisis para determinar los posibles acontecimientos futuros que pudieran afectar a la marcha del negocio. En E^a internacionalizadas o con varias áreas de negocio interdependientes, es habitual que cada una de ellas realice sus propios estudios con las variables que consideren más determinantes, sin perjuicio de que se realicen análisis de escenarios a nivel global o con varias líneas de negocio al mismo tiempo.

En este sentido, el análisis de las variables determinantes y la gestión de riesgos de la compañía busca que el desempeño futuro de la misma predecible. Para ello identifica los riesgos, los categoriza y fija límites para cada una, dando como resultado un perfil del riesgo global. Además, cada unidad de negocio tiene información sobre los riesgos que más le pueden afectar con el objetivo de mejorar la toma de decisiones y la previsión. Las categorías de riesgos son las siguientes:

- **Riesgo de mercado.** Referida fundamentalmente a incertidumbre en los precios de las materias primas y las variables macroeconómicas más relevantes (tipos de interés, inflación, tipos de cambio). Se busca gestionar su variación tanto a c/p con vistas en la cuenta de resultados anual como a l/p, más orientado al valor de la compañía.
- **Riesgo de crédito,** en concreto de la cartera comercial. En el ámbito financiero se realiza un análisis para colocar los excedentes de tesorería en las carteras más eficientes.
- **Riesgo operacional** en los procesos o sistemas internos que pueda ocasionar pérdidas financieras. Midiendo el riesgo se tomar decisiones que mejoren la gestión en busca de la excelencia operativa.

A) Debilidades.

- **Riesgos de mercado.**
 - Volatilidad en los mercados internacionales que determinan el precio del gas y en los mercados eléctricos de España y Portugal.
 - Volatilidad en los mercados internacionales de divisas
 - Volatilidad de los tipos de interés
- **Riesgos de crédito.**
 - Incremento de la morosidad condicionado al crecimiento económico. (x2, en Latino América también).
 - Apalancamiento alto por las inversiones realizadas. Las consecuencias serán negativas si no se obtienen los resultados esperados.

- **Riesgos operativos.**

- Regulación. Exposición habitual en actividades propias de sectores regulados.
- Déficit de tarifa elevado.
- Volumen. Sobreoferta de gas y demanda eléctrica estancada en España
- Operacionales. Accidentes o daños en los activos, deterioro de la imagen corporativa y daños al entorno social/ambiental.
- Exposición geopolítica por presencia en zonas con inestabilidad política.
- Disminución en el número de contratos minoristas por cambio a energías renovables.

B) Amenazas.

- **Riesgos de mercado.**

- Crecimiento de las energías renovables (producción intermitente).

- **Riesgos de crédito**

- Lenta recuperación de la economía española.

- **Riesgos operacionales.**

- Evolución de factores medioambientales por el cambio climático/regulación.
- Mayor incertidumbre sobre las políticas de eficiencia energética.
- Exposición geopolítica variable en función de próximos contratos.
- Futura liberalización del sector eléctrico español.

Para el análisis de los riesgos internos y externos, Gas Natural cuenta con dos tipos de mediciones: una estocástica donde se predicen las magnitudes más relevantes (tomando como riesgo la máxima desviación obtenida) como el EBITDA o el cash-flow en base a un escenario y nivel de confianza y un análisis de escenarios donde se escogen un número de incidencias determinadas y se analiza su impacto en el punto de referencia. En este sentido, una de las más relevantes el año anterior pudo ser la incertidumbre en el nuevo escenario del este de Europa, con la guerra de Ucrania y el deterioro de las relaciones entre la UE y Rusia como forma de observar el cambio en la demanda y generación de electricidad de los países centrales y del este de Europa pertenecientes a la UE, cuya dependencia del gas ruso es elevada (desde los casos extremos de Finlandia o los países bálticos con un 100% al 60-80% de Bulgaria, Rumanía o Hungría, o el 50% de Alemania, Eslovaquia o Austria), con lo que la compañía podría observar nuevas oportunidades de negocio en estas regiones.

C) Fortalezas.

- Mix de generación flexible capaz de adaptarse a cambios en la demanda o situaciones de alta incertidumbre
- Mercados de CO₂. El encarecimiento de los derechos de emisión desincentiva el uso de tecnologías contaminantes (carbón), situación que permite ganar competitividad a Gas Natural.
- Líder del sector de distribución de gas natural.

- Reconocimiento público del mercado en la prestación de servicios frente a posibles nuevos competidores.
- Gran inversión realizada en estructuras para generación/comercialización de electricidad y distribución de gas.
- Posición consolidada en el mercado eléctrico y de gas.

D) Oportunidades.

- Estructura empresarial permite maximizar las oportunidades de negocio en nuevos mercados.
- Diversificación alta y abierta a las energías renovables.
- Inestabilidad en el suministro de gas a Europa central y oriental por parte de Rusia.
- Mercado Único Energético e interconexión eléctrica y gasista con Europa.

FORTALEZAS	Peso	DEBILIDADES	Peso
Gestión integrada de infraestructuras	8	Volatilidad de los mercados de materias primas	10
Planes de mejora continua y excelencia operacional	8	Volatilidad en los mercados financieros internacionales	9
Equilibrio estratégico entre negocios y áreas geográficas	8	Incremento de la morosidad condicionada al crecimiento	9
Mix de generación flexible	8	Demandas eléctricas estancadas en España	8
Gran inversión realizada en distribución de energía y gas	8	Accidentes o daños en activos	8
Reconocimiento del mercado en prestación de servicios	7	Déficit de tarifa elevado	7
Posición consolidada en mercado eléctrico y de gas	7	Apalancamiento elevado por inversiones realizadas	6
Encarecimiento de los derechos de emisión de CO ₂	3	Exposición a economía brasileña	6
		Disminución del nº contratos por cambio a renovables	5
		Operaciones en sectores regulados	3
Total	57	Total	71
OPORTUNIDADES	Peso	AMENAZAS	Peso
Mercado Único Energético	9	Futura inestabilidad política o económica	9
Interconexión eléctrica y gasista con Europa	9	Incremento liberalización sector eléctrico español	7
Mejora de eficiencia en tecnología de renovables	8	Lenta recuperación económica española	7
Oportunidades de negocio en nuevos mercados	7	Incertidumbre sobre políticas de eficiencia energética	5
Diversificación elevada y abierta a energías renovables	7		
Tensiones políticas entre UE y Rusia	6		
Crecimiento de las energías renovables	4		
Total	50	Total	28

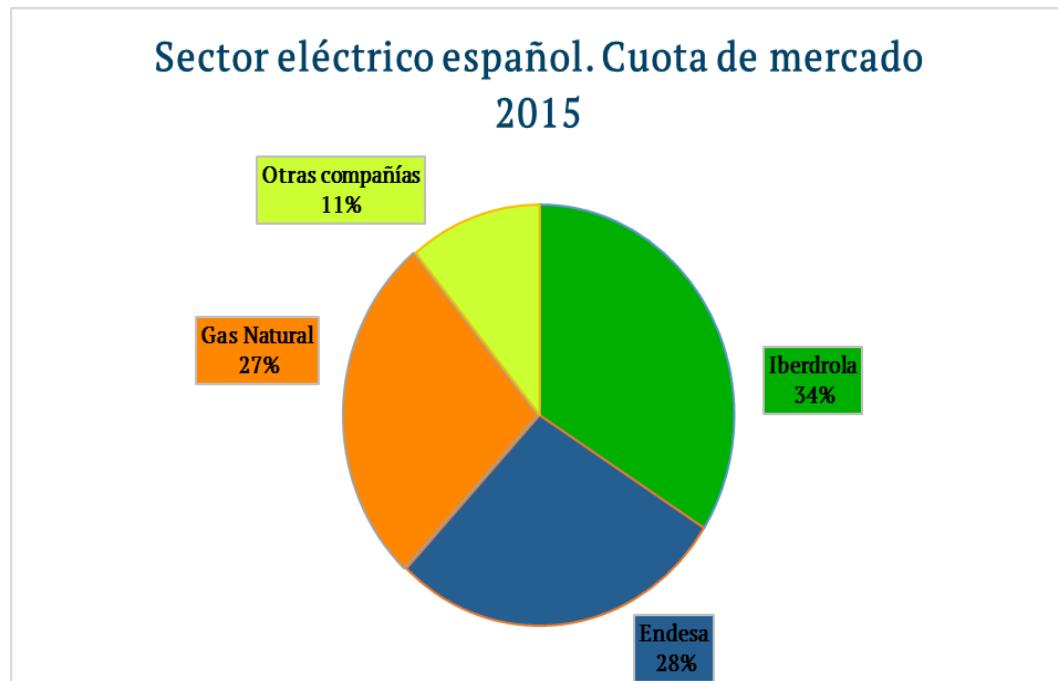
Como se puede observar, cogiendo los factores que he considerado más relevantes para la compañía y cuantificándolos, se puede obtener una imagen más real de la posición actual que ocupa en el mercado. Por supuesto, tanto las variables consideradas como su valor son arbitrarias, y dependerán del analista de turno.

4. MIX DE GENERACIÓN Y CUOTA DE MERCADO.

La generación de energía está bastante diversificada dentro del territorio español. Aunque con variaciones estacionales, en torno al 35-40% del total corresponde a renovables, donde destaca la eólica (con un 20% del total). En cuanto a los combustibles fósiles, la mayor importancia le corresponde al carbón (25%) seguido de la energía nuclear (20%).

Por otra parte, en cuanto a la composición del sector, destacar que desde la liberalización se ha hecho hincapié en que el número de compañías se incrementase. La situación actual está lejos de ser un mercado competitivo, pero se observan ciertos pasos en ese sentido.

En este gráfico se puede ver la actual composición del sector eléctrico español en relación a las compañías que operan en él.



5. COMPARATIVA DE E^a DENTRO DEL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL.

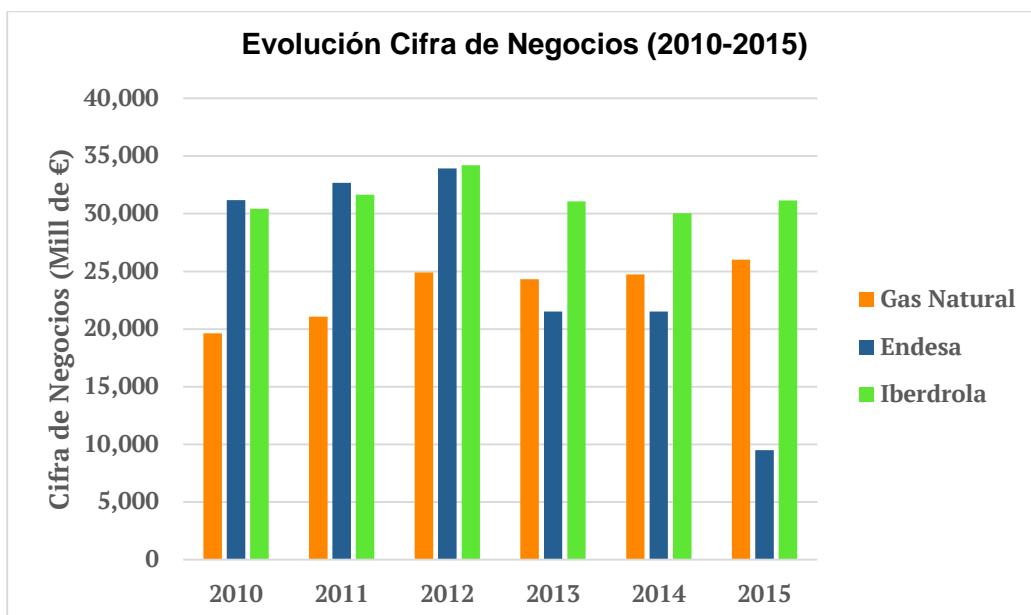
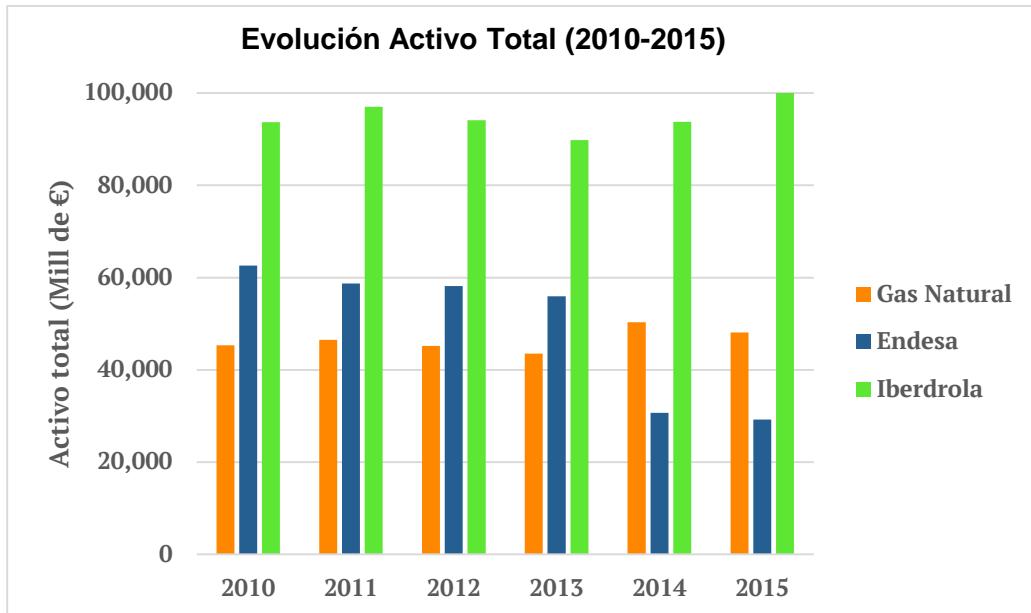
En teoría, uno de los principales motivos por el que la variación en la prima de riesgo de un país puede afectar a las compañías es porque existe consenso al afirmar que ninguna E^a puede tener una calificación crediticia superior a la del país en la que está ubicada (para el caso de E^a multinacionales se entiende aquel en el que tiene la sede social y/o la dirección efectiva de las actividades). Sin embargo, la tabla anterior viene a demostrar que la afirmación anterior no siempre se cumple, básicamente por la existencia de tres agencias calificadoras (con criterios de clasificación que pueden diferir entre ellas) y porque la evolución de la E^a en ocasiones guarda poca o ninguna relación con la economía del país donde está su sede (en especial en este tipo de E^a internacionales). En este sentido, una E^a puede tener un rating igual que el país (azul en la tabla), pero también superior (verde) o inferior (rojo).

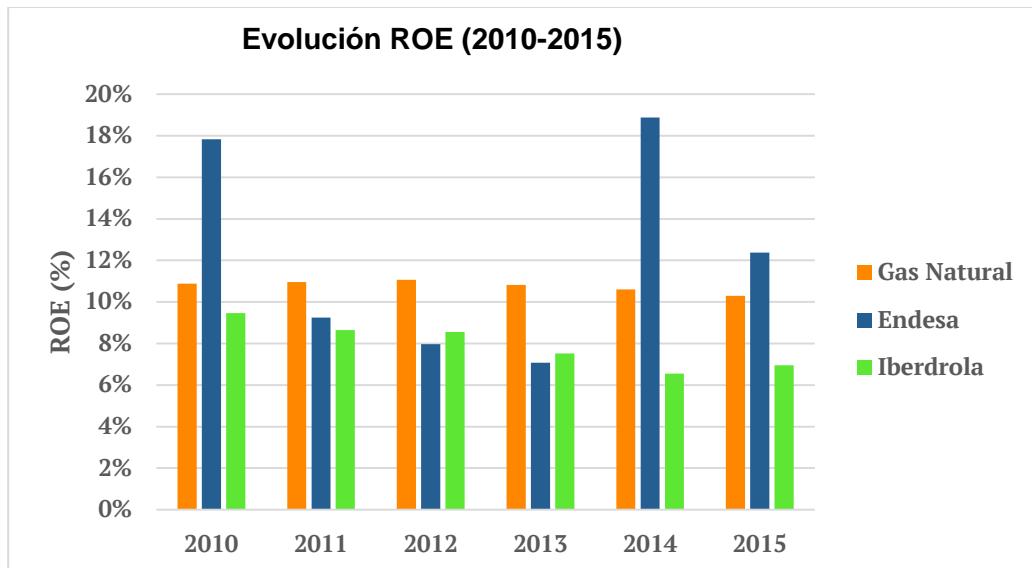
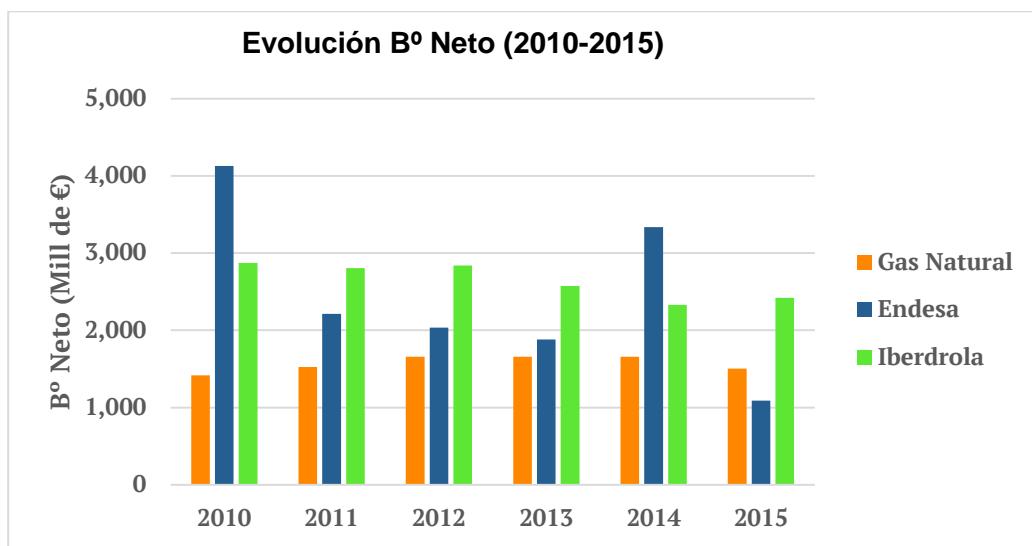
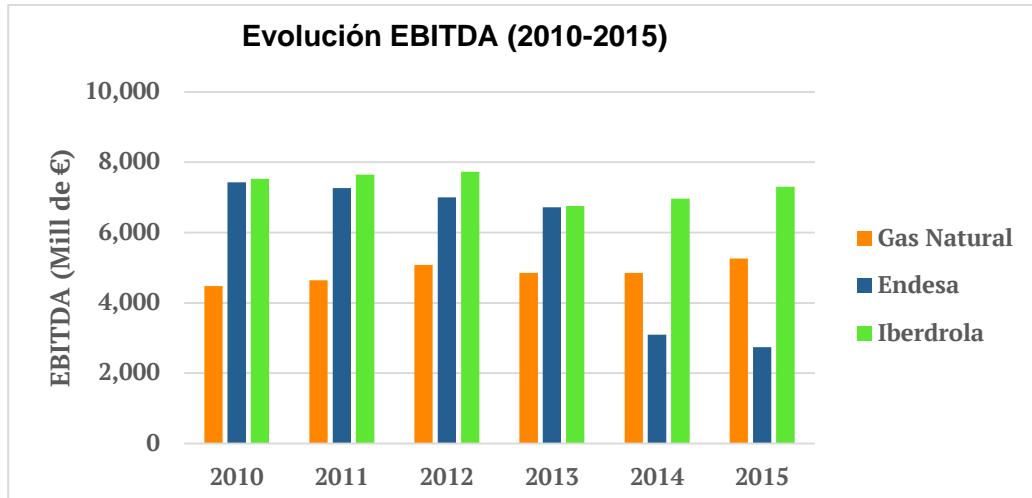
La siguiente tabla muestra la prima de riesgo para las E^a más importantes dentro del sector eléctrico y del gas en España.

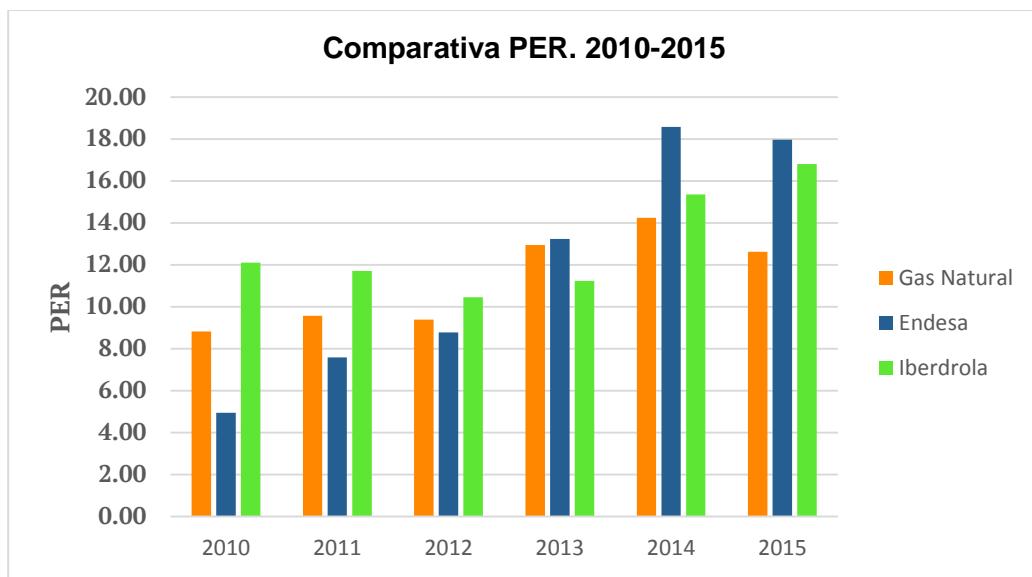
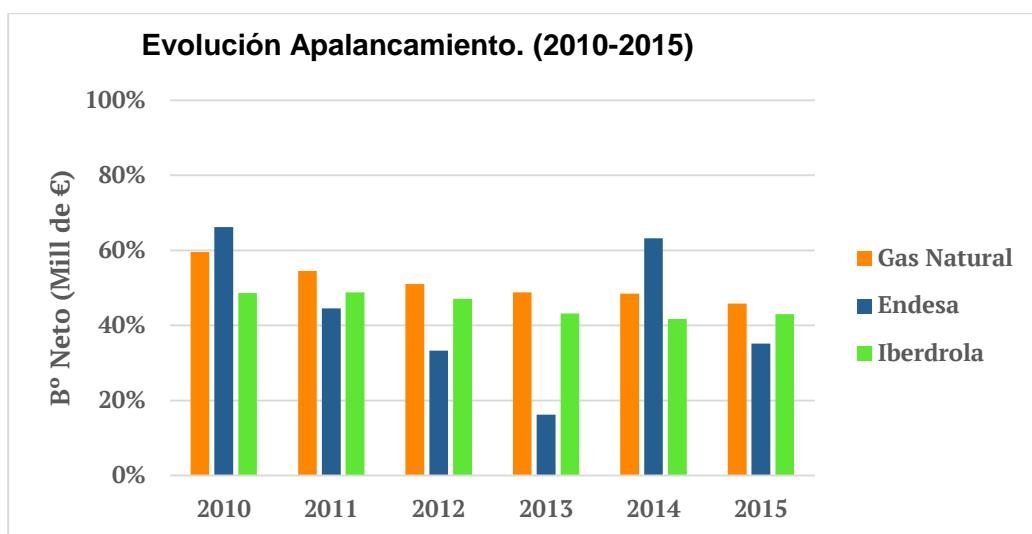
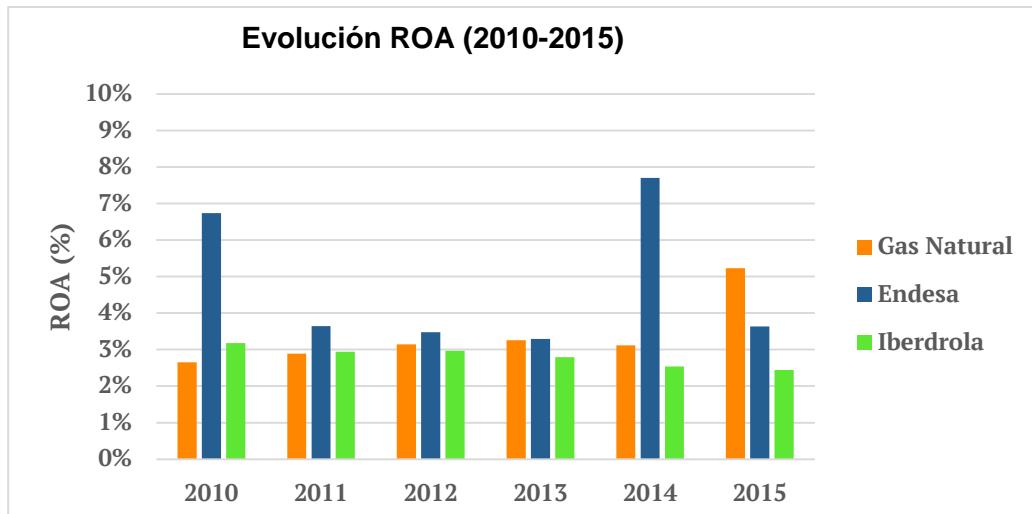
Sector eléctrico/gas	Moody's	Fitch	S&P
Iberdrola	Baa1	BBB+	BBB
Endesa	Baa2	BBB+	BBB
Enagás	Baa2	A-	A-
Repsol	Baa2	BBB	BBB-
Gas Natural	Baa2	BBB+	BBB
Rating España	Baa2	BBB+	BBB+

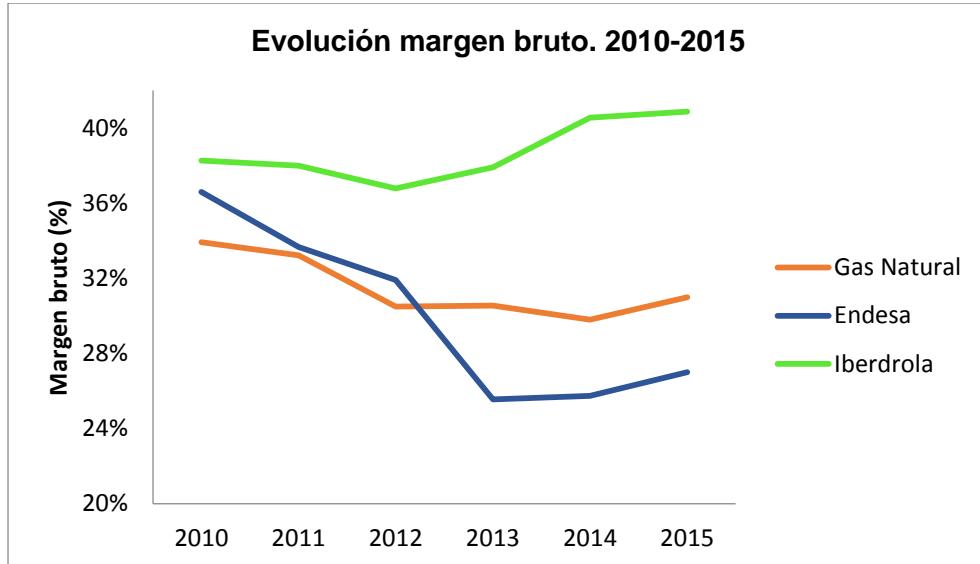
5.1 – Gráficos comparativos del sector eléctrico.

Los gráficos siguientes muestran una comparativa de las magnitudes que consideramos más relevantes para las E^a más importantes del sector (GNF, Iberdrola y Endesa).

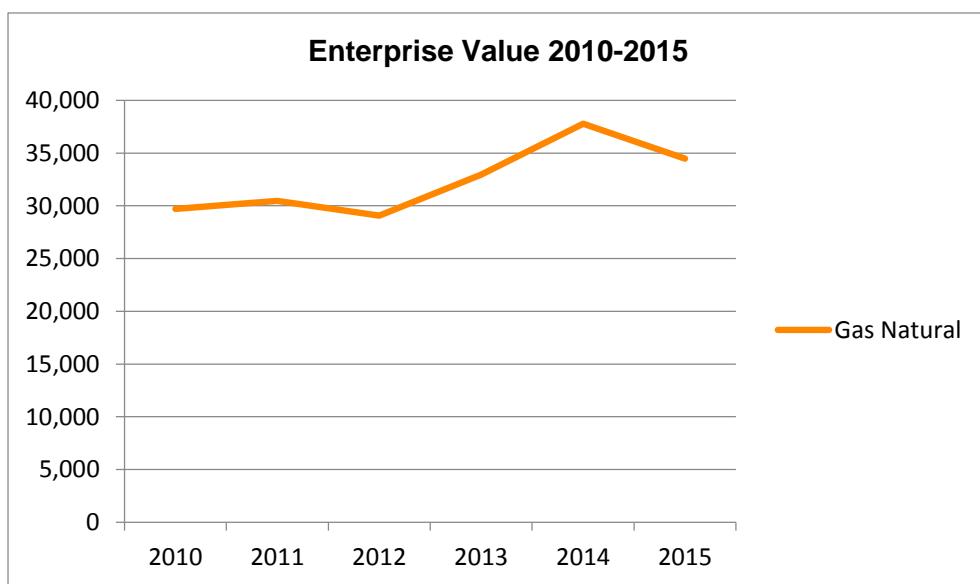


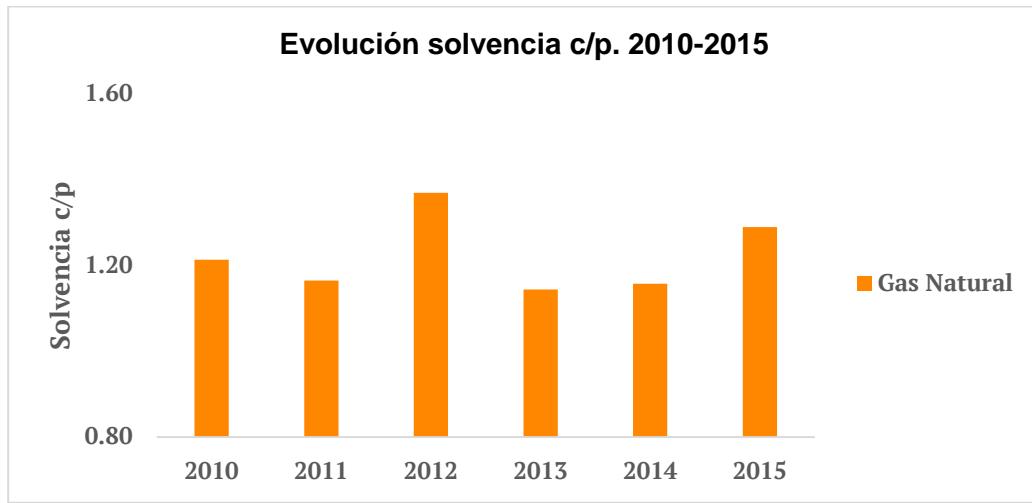
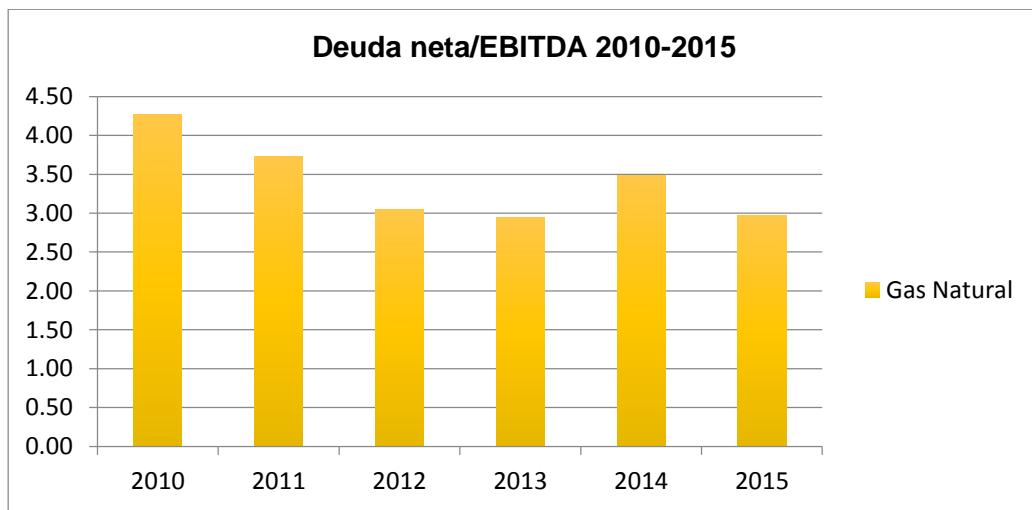
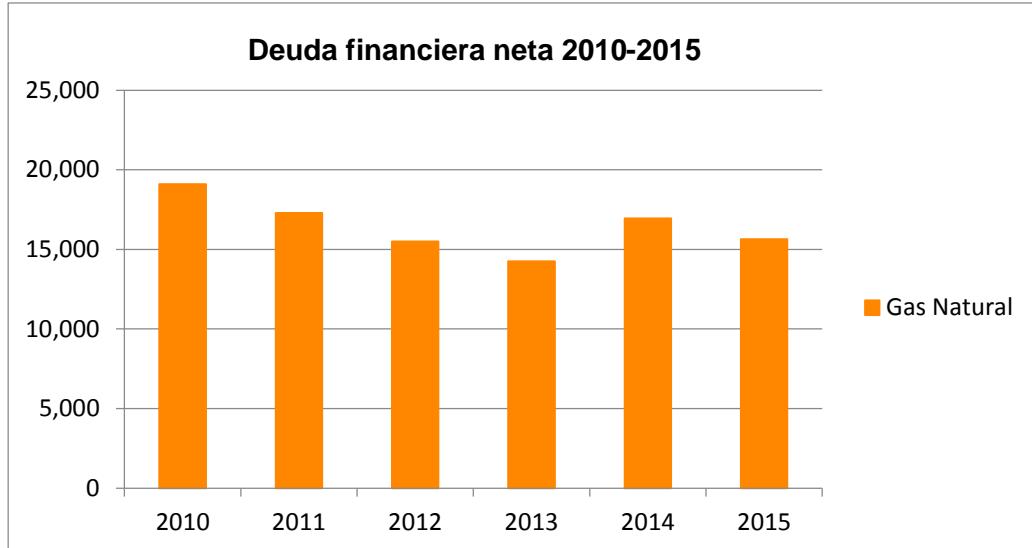


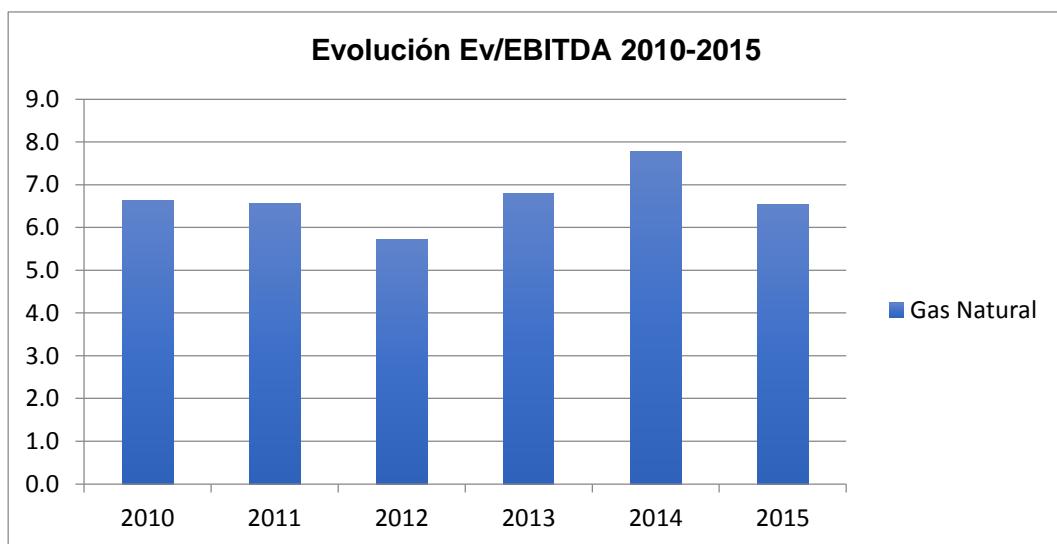
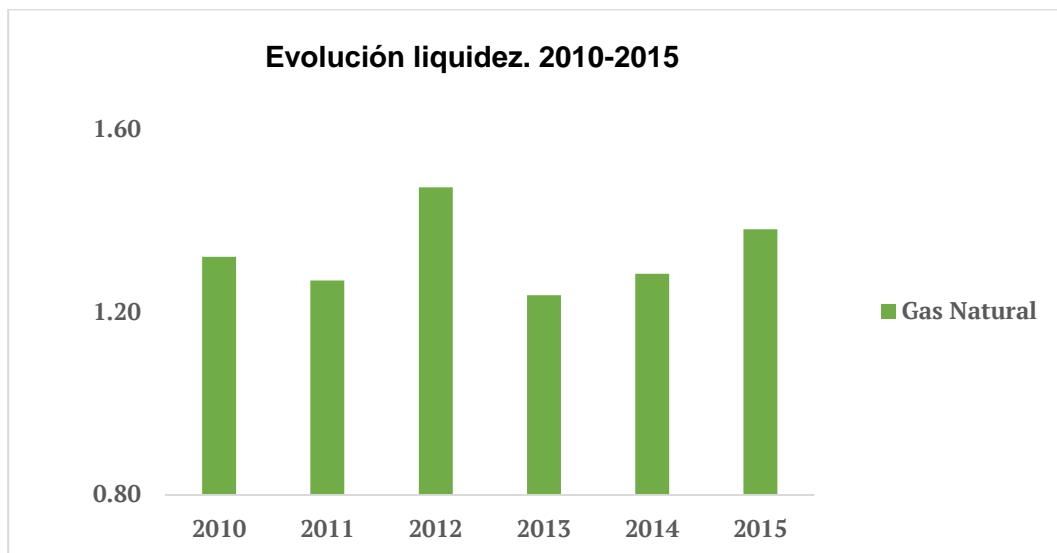
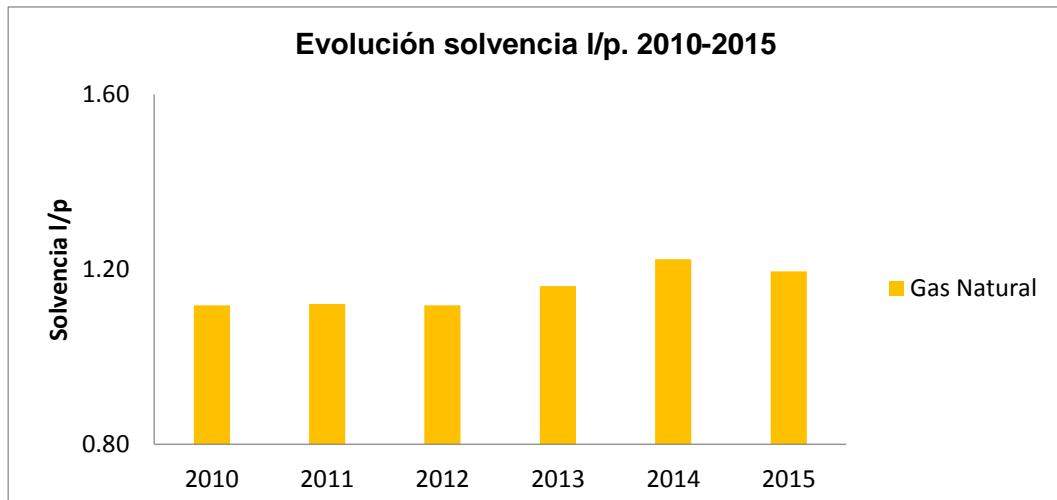




5.2-Otros gráficos de interés







PARTE IV. PROYECCIONES.

PROYECCIÓN. CUENTA PÉRDIDAS Y GANANCIAS

PyG proyectada (en mill €)	2.015	2.016	2.017	2.018	2019
Ingresos de explotación	25.418	25.926	26.056	26.707	27.241
Coste de ventas	(17.542)	(18.068)	(18.339)	(18.706)	(19.173)
Gastos de personal	(844)	(861)	(866)	(874)	(901)
Gastos generales	(2.302)	(2.360)	(2.384)	(2.419)	(2.462)
EBITDA (EBE)	4.729	4.637	4.467	4.708	4.705
Amortizaciones	(1.823)	(1.728)	(1.638)	(1.553)	(1.472)
EBIT	2.906	2.909	2.829	3.155	3.233
Resultado Financiero	(801)	(801)	(801)	(801)	(801)
RAI	2.105	2.108	2.028	2.354	2.432
Impuestos	(466)	(467)	(449)	(521)	(539)
Resultado del Ejercicio	1.639	1.641	1.579	1.833	1.894

Hipótesis	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
Ingresos de explotación	1,5%	2%	0,5%	2,5%	2%
Coste de ventas	1%	3%	1,5%	2%	2,5%
Gastos de personal	1,5%	2%	0,5%	1%	3%
Gastos generales	0,5%	2,5%	1,0%	1,5%	1,75%

Amortizaciones	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
VC IM	23.206	22.744	21.180	20.363	24.267
Amortización IM	(1.344)	(1.341)	(1.431)	(1.397)	(1.395)
VC II	11.223	11.080	8.273	7.968	10.783
Amortización II	(275)	(271)	(367)	(353)	(321)
Total Amortización	(1.619)	(1.612)	(1.798)	(1.750)	(1.716)
% AIM sobre IM	5,79%	5,90%	6,76%	6,86%	5,75%
% All sobre II	2,45%	2,45%	4,44%	4,43%	2,98%
% Amortiz sobre IM+II	-4,70%	-4,77%	-6,10%	-6,18%	-4,90%
Hipótesis					
% Amortización media activos	-5,2%				
% impuesto efectivo	22,1%				

Para proyectar la cuenta de PyG he realizado un análisis previo de las variaciones históricas de año a año.

Mirando hacia el futuro, he estimado que la empresa mantendrá el crecimiento que ha ido experimentando en los últimos años en sus ingresos de explotación. Si que es cierto que ha tenido un año de crecimientos superiores al 10% según cuentas anuales pero los he

considerado como casos excepcionales, por ello la hipótesis que he barajado son crecimientos de entre un 0,5% y un 2,5%.

Esta hipótesis la he recogido en la tabla que he creado con todos los % que he aplicado para cada partida en su año correspondiente.

En cuanto a las amortizaciones, me he basado en las amortizaciones históricas de la empresa para posteriormente calcular una media aplicable a los inmovilizados en los años estimados, el resultado ha sido una amortización media de un 5,2%.

PROYECCIÓN. BALANCE DE SITUACIÓN

Balance de situación (en millones de €)	2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
Activo					
Activo No Corriente	37.684	35.957	34.319	32.766	31.294
Inmovilizado intangible	10.783	10.783	10.783	10.783	10.783
Inmovilizado material	22.444	20.717	19.079	17.526	16.054
AAIM					
Inversiones contabilizadas por el método de la participación	2.034	2.034	2.034	2.034	2.034
Inversiones financieras no corrientes	1.289	1.289	1.289	1.289	1.289
Activos por impuesto diferido	1.134	1.134	1.134	1.134	1.134
Activo Corriente	14.106	17.563	20.736	24.144	27.498
Activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-	-	-	-
Existencias	930	1.004	967	985	976
Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	5.507	5.604	5.556	5.580	5.568
Clientes por ventas y prestaciones de servicios	4.698	4.795	4.747	4.771	4.759
Otros deudores	513	513	513	513	513
Activos por impuesto corriente	296	296	296	296	296
Otros activos financieros corrientes	471	477	474	476	475
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	7.198	10.479	13.740	17.104	20.480
Total Activo.	51.791	53.520	55.055	56.910	58.792

Para hacer la proyección del balance de situación he seguido la misma estrategia que en la cuenta de PyG. Hemos calculado las variaciones históricas de año a año y he variado algunas cuentas como el inmovilizado material, existencias, deudores comerciales... Estas variaciones han generado un aumento importante en el total del activo año a año comenzando en 2015 con 51.791.000.000 euros y llegando a 2019 con 58.792.000.000 euros.

En cuanto al patrimonio neto, no he realizado ampliaciones de capital por lo que la cifra se ha mantenido constante, así como su prima de emisión. Las reservas han ido aumentando año a año gracias a los resultados de ejercicio del año-1 lo que ha generado un aumento del Patrimonio neto año a año.

En el pasivo No corriente no he realizado variaciones, mientras que en el corriente si he aumentado de un año a otro los acreedores comerciales y proveedores.

ESTADO DE FLUJOS DE TESORERÍA		2.015	2.016	2.017	2.018	2.019
FLUJOS DE EFECTIVO DE EXPLOTACIÓN		3.626	3.281	3.261	3.363	3.376
1 - RAI		2.105	2.108	2.028	2.354	2.432
2 - Ajustes del ejercicio		2.624	2.529	2.439	2.354	2.273
Amortización del inmovilizado		1.823	1.728	1.638	1.553	1.472
Correcciones por deterioro						
Variación de provisiones						
Imputación de subvenciones						
Resultados por enajenación de inmovilizado						
Resultados por enajenación de IF						
Ingresos financieros		801	801	801	801	801
Gastos financieros						
Diferencias de cambio						
Variación en VR de IF						
Otros ingresos y gastos						
3 - Cambios en el capital corriente		165	(88)	44	(22)	10
Existencias		147	(74)	37	(18)	09
Deudores y otras cuentas a cobrar		194	(97)	49	(24)	12
Otros activos corrientes						
Acreedores y otras cuentas a pagar		(177)	82	(41)	21	(11)
Otros pasivos corrientes						
4 - Otros Flujos de actividades de explotación		(1.267)	(1.268)	(1.250)	(1.322)	(1.340)
Pagos de intereses		(801)	(801)	(801)	(801)	(801)
Cobros de dividendos						
Cobros de intereses						
Pagos/cobros por IS		(466)	(467)	(449)	(521)	(539)
FEAE/FEF		3.626	3.281	3.261	3.363	3.376

Patrimonio Neto y Pasivo					
Patrimonio Neto		19.659	21.300	22.879	24.712
Capital		1.001	1.001	1.001	1.001
Prima de Emisión		3.808	3.808	3.808	3.808
Reservas		9.928	11.567	13.208	14.787
Resultado del ejercicio atribuido a sociedad dominante		1.639	1.641	1.579	1.833
Dividendo a cuenta		(397)	(397)	(397)	(397)
Ajustes por cambios de valor		(199)	(199)	(199)	(199)
PN atribuido a sociedad dominante		15.780	17.421	19.000	20.833
Participaciones no dominantes		3.879	3.879	3.879	3.879
Pasivo No Corriente		23.885	23.885	23.885	23.885
Ingresos diferidos		832	832	832	832

Provisiones no corrientes	1.560	1.560	1.560	1.560	1.560
Pasivos financieros no corrientes	17.740	17.740	17.740	17.740	17.740
Pasivos por impuesto diferido	2.798	2.798	2.798	2.798	2.798
Otros pasivos no corrientes	955	955	955	955	955
Pasivo Corriente	8.247	8.335	8.291	8.313	8.302
Pasivos vinculados con activos no corrientes mantenidos para la venta	-	-	-	-	-
Provisiones corrientes	128	128	128	128	128
Pasivos financieros corrientes	2.804	2.804	2.804	2.804	2.804
Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.465	4.553	4.509	4.531	4.520
Proveedores	3.649	3.737	3.693	3.715	3.704
Otros acreedores	756	756	756	756	756
Pasivos por impuesto corriente	60	60	60	60	60
Otros pasivos corrientes	850	850	850	850	850
Total Patrimonio Neto y Pasivo	51.791	53.520	55.055	56.910	58.792

Como última parte del trabajo, la valoración.

PARTE V. VALORACIÓN DE GAS NATURAL FENOSA

Método empleado: Flujo de caja libre (FCF)

1. CÁLCULO DEL COSTE WACC

- Cálculo de Kd

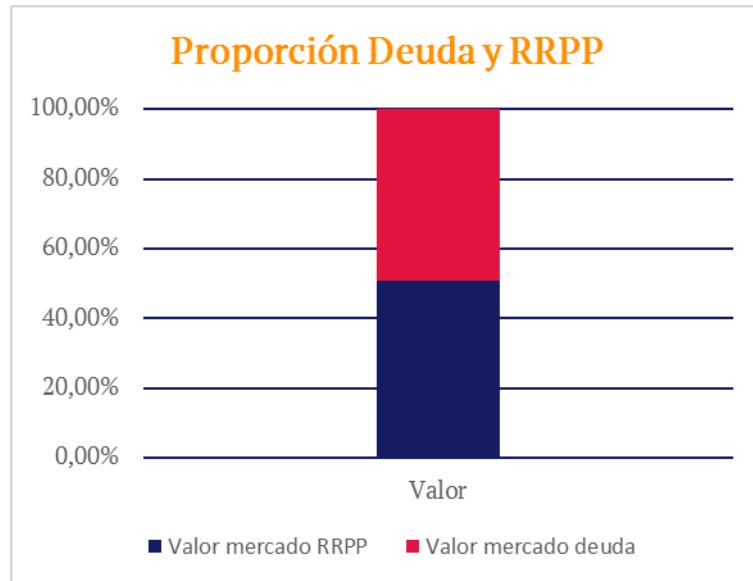
	Importe (millones €)	Interés	%
Deuda en €	16.565	4,01%	89,82%
Deuda en divisas	1.877	6,31%	10,18%
Total deuda	18.442		100%
Kd	4,24%		

- La beta estimada para la empresa es de 0,84, defensiva con respecto al mercado. Esto quiere decir que en el hipotético caso de que el mercado crezca un 1% la empresa solo crecerá un 0,84%.
- La rentabilidad del activo sin riesgo escogida es la del bono a 10 años de la última subasta del tesoro. Rf= 1,787%. Si la comparamos con la rentabilidad del bono Alemán tendremos el % de prima de riesgo a 31/12/2015.
- El bono Alemán a 10 años = 0,63%. La prima de riesgo se estima en un 1,787- 0,63= 1,157 puntos porcentuales o 115.
- Cálculo de Ke. Ke= Rf+ beta*(Em- Rf) → 2,8 %

Estos dos cálculos son necesarios para calcular el WACC posteriormente

2. CÁLCULO DE LA PROPORCIÓN DE DEUDA Y RRPP

CS y Deuda	Valor	w
Cotización	18,81	
Nº de acciones	1.000.689.341	
Valor mercado RRPP	18.822.966.504	49,47%
Valor mercado deuda	19.224.695.200	50,53%
Valor mercado	38.047.661.704	100%



Como indica el cuadro tenemos una cotización de 18,81 que al multiplicarlo por el número de acciones nos da su valor de mercado, concretamente 38.047.661.704 €.

Al dividir el valor de mercado de los recursos propios entre el valor de mercado empresa nos resulta que la empresa está compuesta por un 49,47% de recursos propios. Si realizamos la misma operación con el valor mercado de la deuda nos resultará el otro 50,53% restante.

3. CÁLCULO DEL WACC

La definición del WACC (del inglés *Weighted Average Cost of Capital*), es una tasa de descuento que mide el coste de capital entendido éste como una media ponderada entre la proporción de recursos propios y la proporción de recursos ajenos.

Explicado de una manera más sencilla: es una tasa que mide el coste medio que nos ha costado nuestro activo (edificios, coches, activos financieros), atendiendo a como se ha financiado capital propio (aportación de los socios), recursos de terceros (cualquier tipo de deuda ya sea emitida en forma de obligaciones o un préstamo adquirido).

Para calcularlo se necesitan datos como el coste de la deuda, coste de los recursos propios, así como la cantidad de deuda y RRPP que tiene la empresa.

$$\begin{aligned} \text{WACC} &= K_e * E/V + K_d * (1-T) * D/V \\ \text{WACC} &= 2.87\% \end{aligned}$$

K_D	4,24%
R_F	1,79%
β	0,84
PM	1,2%
K_E	2,8%
Impuestos	30%
WACC	2,87%

4. CÁLCULO DEL VALOR FCL Y EL VALOR DE LA RENTA PERPETUA

FCF (mill. €)	2015	2016	2017	2018	2019
EBITDA	4.642	4.582	4.415	4.267	4.441
(Impuestos)	(846)	(856)	(833)	(814)	(891)
NOPAT	3.796	3.726	3.582	3.452	3.551
Inversiones	(1.250)	(1.250)	(1.500)	(1.500)	(1.500)
-Δ Fondo maniobra	165	(88)	44	(22)	10
FCF	2.711	2.388	2.126	1.930	2.061
Renta perpetua	71.924,24				

El flujo de caja financiero (FCF) se define como la circulación de efectivo que muestra las entradas y salidas de capital de una empresa fruto de su actividad económica.

Una de las variables que miden de mejor forma la capacidad financiera de una empresa es el flujo de caja libre (FCL).

Consiste en la cantidad de dinero disponible para cubrir deuda o repartir dividendos, una vez se hayan deducido el pago a proveedores y las compras del activo fijo.

En general, este cálculo sirve para medir la capacidad de un negocio para generar caja independientemente de su estructura financiera. Es decir, el FCL es el flujo de caja generado por la empresa que se encuentra disponible para satisfacer los pagos a los administradores de financiación de la misma.

Se aprecia que el FCF va disminuyendo considerablemente año a año hasta que en 2019 crece de nuevo y mantiene un crecimiento leve el año posterior hasta los 2.061.000.000 millones de euros.

Valor E^a	55.866.068.808,23 €
Exposición a Brasil	10,67%
Valor final	49.905.159.266,39 €
Precio objetivo por acción	49,87 €
Último precio	18,81 €
Potencial	165,13%

Como he calculado previamente, el valor neto actual de la empresa es 61.988.488,745,31euros. La situación de los países de Latinoamericana no es ajena para las empresas españolas, pero concretamente voy a poner de ejemplo Brasil.

Brasil es la séptima economía mundial. Después de haber experimentado un crecimiento excepcional, la economía Brasileña ha mostrado signos de agotamiento, lo que se relaciona con el estancamiento de los precios de las materias primas de exportación, el estancamiento del consumo interno (debido al endeudamiento de los hogares) y la baja de las inversiones. Afectada por la baja del consumo de los hogares, de la actividad industrial y la inversión, la economía Brasileña entró en recesión en el primer semestre de 2014, y esto se prolongó hasta el tercer trimestre. A nivel anual, se estima un crecimiento de 0,1%.

En 2014, la vulnerabilidad económica del país aumentó: el déficit público se elevó a 10,67% del PIB, la deuda sobre pasó 65% del PIB, la producción industrial y las inversiones bajaron, el consumo disminuyó, la inflación siguió elevada, la balanza comercial del país se degradó.

Dada la presencia de GAS NATURAL FENOSA en Brasil he estimado un descuento del 10,67% sobre el valor de la empresa por lo que su valor sería 55.374.316.996,18 euros.

Si dividimos este valor entre el número de acciones de la empresa nos da un precio objetivo por acción de 49,87euros.

Si comparamos este precio con el precio a 31/12/2015 de la cotización 18,81 euros, estimamos un potencial de crecimiento en el precio de la acción del 165,13%.

BIBLIOGRAFÍA.

- <https://www.gruposca.com/userfiles/file/IESE%20prima%20de%20riesgo.pdf>
- http://cincodias.com/cincodias/2015/10/06/mercados/1444144366_481639.html
- https://www.moodys.com/research/Moodys-concludes-reviews-on-20-Spanish-banks-ratings-PR_327965
- http://www.elconfidencial.com/mercados/inversion/2015-06-17/moody-s-eleva-el-rating-del-banco-santander-y-el-bbva_890294/
- <http://www.telefonica.com/en/shareholders-investors/html/debt-ratings/crediticios.shtml>
- <http://www.datosmacro.com/ratings>
- <https://www.afi.es/infoanalistas/secciones/963720/Moody-s.html>
- <https://www.iberdrola.es/shareholders-investors/investor-relations/fixedincome-ratings/ratings/>
- http://www.elconfidencial.com/mercados/2015-10-06/s-p-rebaja-a-negativa-la-perspectiva-del-rating-de-repsol_1049165/
- http://www.repsol.com/es_en/corporacion/accionistas-inversores/informacion-financiera/ratings-crediticios/
- <http://www.iagshares.com/phoenix.zhtml?c=240949&p=debtba>
- http://www.elconfidencial.com/empresas/2015-06-02/moody-s-otorga-un-rating-a-aena-un-escalon-por-encima-del-reino-de-espana_867130/
- <https://www.iberdrola.es/shareholders-investors/your-tools/share-price-calculators/historic-share-price/>
- <https://es.finance.yahoo.com/q/hp?s=ELE.MC&b=3&a=00&c=2010&e=8&d=00&f=2015&g=d>
- <http://www.economia3.com/2015/05/19/49602-pequenas-operadoras-ya-controlan-el-11-del-mercado-electrico-domestico/>
- <http://cleantechnica.com/2015/04/08/spains-generation-mix-almost-70-carbon-free/>
- <http://www.evwind.es/2015/04/01/wind-energy-brings-237-of-spains-power/51307>
- <http://www.abc.es/economia/20150912/abci-brasil-lastre-bursatil-201509112132.html>