



Situazione patrimoniale di Eni SpA 2015

Stato patrimoniale

| (€) | Note | 31.12.2014 | | 31.12.2014 Riesposto ^(a) | | 31.12.2015 | |
|--|------|-----------------------|------------------------------|-------------------------------------|------------------------------|-----------------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| ATTIVITÀ | | | | | | | |
| Attività correnti | | | | | | | |
| Disponibilità liquide ed equivalenti | (8) | 4.280.353.132 | 234.952.009 | 4.280.705.058 | 234.952.009 | 4.132.040.446 | 158.674.664 |
| Altre attività finanziarie destinate al trading | (9) | 5.023.971.368 | | 5.023.971.368 | | 5.028.214.060 | |
| Crediti commerciali e altri crediti: | (10) | 20.830.851.693 | 12.228.345.669 | 20.831.611.572 | 12.215.292.382 | 14.561.548.374 | 8.945.965.093 |
| - crediti finanziari | | 6.788.420.381 | | 6.785.320.381 | | 5.991.305.920 | |
| - crediti commerciali e altri crediti | | 14.042.431.312 | | 14.046.291.191 | | 8.570.242.454 | |
| Rimanenze | (11) | 1.699.015.880 | | 1.699.382.431 | | 1.451.677.516 | |
| Attività per imposte sul reddito correnti | (12) | 154.902.363 | | 172.395.932 | | 106.907.811 | |
| Attività per altre imposte correnti | (13) | 399.000.715 | | 404.648.444 | | 243.947.121 | |
| Altre attività correnti | (14) | 2.417.245.948 | 1.225.749.257 | 2.417.286.853 | 1.225.745.610 | 1.047.000.341 | 564.500.693 |
| | | 34.805.341.099 | | 34.830.001.650 | | 26.571.335.669 | |
| Attività non correnti | | | | | | | |
| Immobili, impianti e macchinari | (15) | 7.421.744.565 | | 7.604.928.726 | | 7.502.668.107 | |
| Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo | (16) | 1.529.686.249 | | 1.529.686.249 | | 899.064.137 | |
| Attività immateriali | (17) | 1.196.898.982 | | 1.207.647.101 | | 1.203.129.843 | |
| Partecipazioni | (18) | 32.871.507.365 | | 32.196.314.433 | | 32.871.012.826 | |
| Altre attività finanziarie | (19) | 3.979.607.879 | 3.924.296.968 | 3.979.607.879 | 3.924.296.968 | 6.968.531.489 | 6.917.892.212 |
| Attività per imposte anticipate | (20) | 1.726.861.294 | | 1.894.105.170 | | 1.445.085.961 | |
| Altre attività non correnti | (21) | 1.672.882.680 | 114.738.436 | 1.672.966.504 | 114.752.143 | 786.077.324 | 260.988.280 |
| | | 50.399.189.014 | | 50.085.256.062 | | 51.675.569.687 | |
| Discontinued operations e attività destinate alla vendita | (33) | 14.477.711 | | 14.477.711 | | 236.270.038 | |
| TOTALE ATTIVITÀ | | 85.219.007.824 | | 84.929.735.431 | | 78.483.175.394 | |
| PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | | | | | | |
| Passività correnti | | | | | | | |
| Passività finanziarie a breve termine | (22) | 3.798.653.941 | 3.630.498.344 | 3.616.384.242 | 3.448.228.580 | 3.687.275.908 | 3.573.130.673 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | (23) | 3.487.775.696 | 780.255 | 3.487.775.696 | 780.255 | 2.514.113.399 | 665.951 |
| Debiti commerciali e altri debiti | (24) | 9.533.078.571 | 6.049.948.966 | 9.519.663.479 | 6.019.636.689 | 6.369.259.247 | 3.505.273.080 |
| Passività per imposte sul reddito correnti | (25) | 3.382.843 | | 5.485.353 | | 3.744.774 | |
| Passività per altre imposte correnti | (26) | 1.227.274.640 | | 1.247.644.099 | | 1.072.676.064 | |
| Altre passività correnti | (27) | 2.647.654.320 | 1.120.671.406 | 2.647.558.951 | 1.120.572.917 | 1.838.221.421 | 1.322.809.488 |
| | | 20.697.820.011 | | 20.524.511.820 | | 15.485.290.813 | |
| Passività non correnti | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | (28) | 17.400.018.122 | 297.226.370 | 17.400.018.122 | 297.226.370 | 17.958.988.361 | 547.426.151 |
| Fondi per rischi e oneri | (29) | 4.514.056.841 | | 4.621.922.461 | | 3.970.739.024 | |
| Fondi per benefici ai dipendenti | (30) | 381.117.207 | | 382.162.818 | | 366.018.829 | |
| Altre passività non correnti | (31) | 1.697.183.848 | 412.881.098 | 1.698.298.192 | 412.881.098 | 1.881.103.894 | 729.953.066 |
| | | 23.992.376.018 | | 24.102.401.593 | | 24.176.850.108 | |
| Passività direttamente attribuibili a discontinued operations | (33) | | | | | 250.687.056 | |
| TOTALE PASSIVITÀ | | 44.690.196.029 | | 44.626.913.413 | | 39.912.827.977 | |
| PATRIMONIO NETTO | | | | | | | |
| Capitale sociale | | 4.005.358.876 | | 4.005.358.876 | | 4.005.358.876 | |
| Riserva legale | | 959.102.123 | | 959.102.123 | | 959.102.123 | |
| Altre riserve | | 33.710.381.852 | | 33.429.033.925 | | 33.709.139.945 | |
| Accanto sul dividendo | | (2.019.687.674) | | (2.019.687.674) | | (1.440.456.053) | |
| Azioni proprie | | (581.047.644) | | (581.047.644) | | (581.047.644) | |
| Utile netto dell'esercizio | | 4.454.704.262 | | 4.510.062.412 | | 1.918.250.170 | |
| TOTALE PATRIMONIO NETTO | | 40.528.811.795 | | 40.302.822.018 | | 38.570.347.417 | |
| TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO | | 85.219.007.824 | | 84.929.735.431 | | 78.483.175.394 | |

(a) Dati 2014 Riesposti per tener conto delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.



Conto economico

| [€] | Note | 2014 | | 2014 Riesposto ^(a) | | 2015 | |
|---|------|------------------------|------------------------------|-------------------------------|------------------------------|------------------------|------------------------------|
| | | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate | Totale | di cui verso parti correlate |
| RICAVI | (36) | | | | | | |
| Ricavi della gestione caratteristica | | 42.349.647.865 | 14.736.630.787 | 42.364.142.401 | 14.707.173.320 | 33.653.116.845 | 10.531.550.485 |
| Altri ricavi e proventi | | 359.213.904 | 86.391.383 | 359.945.493 | 86.497.992 | 337.363.910 | 122.580.112 |
| Totale ricavi | | 42.708.861.769 | | 42.724.087.894 | | 33.990.480.755 | |
| COSTI OPERATIVI | (37) | | | | | | |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | | (41.781.292.583) | (21.699.368.527) | (41.667.813.342) | (21.544.043.878) | (33.237.556.691) | (15.022.522.306) |
| Costo lavoro | | (1.073.035.032) | | (1.079.605.257) | | (1.148.277.682) | |
| ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI | | (79.273.951) | (318.021.813) | (79.273.951) | (318.021.813) | (622.496.719) | (1.218.261.420) |
| AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI | | (1.260.347.578) | | (1.282.588.077) | | (1.041.957.276) | |
| UTILE OPERATIVO | | (1.485.087.375) | | (1.385.192.733) | | (2.059.807.613) | |
| PROVENTI (ONERI) FINANZIARI | (38) | | | | | | |
| Proventi finanziari | | 1.426.005.179 | 247.165.036 | 1.437.040.871 | 247.071.010 | 2.641.977.200 | 273.855.655 |
| Oneri finanziari | | (1.919.215.997) | (16.631.194) | (1.932.257.058) | (16.472.801) | (2.981.911.052) | (12.163.465) |
| Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading | | 23.799.369 | | 23.799.369 | | 2.673.080 | |
| Strumenti derivati | | 330.023.966 | 232.296.144 | 330.023.966 | 232.296.144 | (94.207.472) | (218.316.110) |
| | | (139.387.483) | | (141.392.852) | | (431.468.244) | |
| PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI | (39) | 5.522.666.992 | (4.609.419) | 6.101.392.992 | (4.609.419) | 6.681.963.391 | |
| UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations | | 3.898.192.134 | | 4.574.807.407 | | 4.190.687.534 | |
| Imposte sul reddito | (40) | 556.512.128 | | 482.105.005 | | (487.188.840) | |
| UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - CONTINUING OPERATIONS | | 4.454.704.262 | | 5.056.912.412 | | 3.703.498.694 | |
| UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - DISCONTINUED OPERATIONS | (33) | | | (546.850.000) | | (1.785.248.524) | |
| UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO | | 4.454.704.262 | | 4.510.062.412 | | 1.918.250.170 | |

(a) Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle "discontinued operations" e delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

x 

Prospetto dell'utile complessivo

| (€ milioni) | Note | 2014 | 2014 Riesposto ^[a] | 2015 |
|--|------|--------------|----------------------------------|--------------|
| Utile netto dell'esercizio | | 4.455 | 4.510 | 1.918 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | | |
| <i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i> | | | | |
| Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti | (34) | (29) | (29) | 18 |
| Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico | (34) | 10 | 10 | (8) |
| | | (19) | (19) | 10 |
| <i>Componenti riclassificabili a conto economico</i> | | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | (34) | (232) | (232) | (279) |
| Variazione valutazione fair value di partecipazioni al netto dei reversal | (34) | (77) | (77) | |
| Differenze cambio da conversione | (34) | | | 3 |
| Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico | (34) | 65 | 65 | 70 |
| | | (244) | (244) | (206) |
| Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale | | (263) | (263) | (196) |
| Totale utile complessivo dell'esercizio | | 4.192 | 4.247 | 1.722 |

[a] Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| (€ milioni) | Capitale sociale | Altre riserve di capitale | Riserva legale | Azioni proprie acquistate | Riserva per acquisto di azioni proprie | Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | Altre riserve di utili non disponibili | Altre riserve di utili disponibili | Riserva IFRS 10 e 11 | Acconto sul dividendo | Utile dell'esercizio | Totale |
|--|------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|--|--|--|--|------------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------|
| Saldi al 31 dicembre 2013 | 4.005 | 9.990 | 959 | [201] | 6.201 | [179] | 76 | 1.489 | 15.976 | 6 | [1.993] | 4.414 | 40.743 |
| Utile netto dell'esercizio | | | | | | | | | | | | 4.455 | 4.455 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | | | | | | | | | | | |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | | | | | | | | | | | | |
| Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | | | | | (19) | | | | | (19) |
| | | | | | | | | (19) | | | | | (19) |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | | | | | | | | | | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | | (168) | | | | | | | (168) |
| Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | | | | | | | (76) | | | | | | (76) |
| | | | | | | (168) | (76) | | | | | | (244) |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | | |
| Acconto sul dividendo 2014 (€0,56 per azione) | | | | | | | | | | | (2.020) | | (2.020) |
| Attribuzione del dividendo residuo 2013 (€0,55 per azione) | | | | | | | | | | | 1.993 | (3.979) | (1.986) |
| Attribuzione utile 2013 a riserve | | | | | | | | 176 | 255 | 4 | | (435) | |
| Acquisto azioni proprie | | | | (380) | | | | | | | | | (380) |
| | | | | (380) | | | | 176 | 255 | 4 | (27) | (4.414) | (4.386) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | | |
| Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005 | | | | | | | | (539) | 539 | | | | |
| Dividendi distribuiti dalle joint operation | | | | | | | | | | (4) | | | (4) |
| Operazioni straordinarie under common control | | | | | | | | | (14) | | | | (14) |
| Diritti decaduti stock option | | | | | | | | | (7) | | | | (7) |
| Costi accessori all'acquisto azioni proprie | | | | | | | | | (1) | | | | (1) |
| Altre variazioni | | | | | | | | | 1 | 5 | | | 6 |
| | | | | | | | | (539) | 518 | 1 | | | (20) |
| Saldi al 31 dicembre 2014 | 4.005 | 9.990 | 959 | [581] | 6.201 | [347] | | 1.107 | 16.749 | 11 | (2.020) | 4.455 | 40.529 |
| Effetti OPI 2 Fusioni 1° gennaio 2015^(a) | | | | | | | | | (281) | | | 55 | (226) |
| Saldi al 1° gennaio 2015 | 4.005 | 9.990 | 959 | [581] | 6.201 | [347] | | 1.107 | 16.468 | 11 | (2.020) | 4.510 | 40.303 |

(a) Dati 2014 Riesposti per tener conto delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

| (€ milioni) | Capitale sociale | Altre riserve di capitale | Riserva legale | Azioni proprie acquistate | Riserva per acquisto di azioni proprie | Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale | Altre riserve di utili non disponibili | Altre riserve di utili disponibili | Riserva IFRS 10 e 11 | Accanto sul dividendo | Utile dell'esercizio | Totale |
|---|------------------|---------------------------|----------------|---------------------------|--|--|--|--|------------------------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------|
| Saldi al 1° gennaio 2015 | 4.005 | 9.990 | 959 | (581) | 6.201 | (347) | | 1.107 | 16.468 | 11 | (2.020) | 4.510 | 40.303 |
| Utile netto dell'esercizio | | | | | | | | | | | | 1.918 | 1.918 |
| Altre componenti dell'utile complessivo: | | | | | | | | | | | | | |
| Componenti non riclassificabili a conto economico | | | | | | | | | | | | | |
| Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale | | | | | | | | 10 | | | | | 10 |
| | | | | | | | | 10 | | | | | 10 |
| Componenti riclassificabili a conto economico | | | | | | | | | | | | | |
| Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | | | | | | (209) | | | | | | | (209) |
| Differenze cambio da conversione Joint Operation | | | | | | | | | | 3 | | | 3 |
| | | | | | | (209) | | | | 3 | | | (206) |
| Operazioni con gli azionisti: | | | | | | | | | | | | | |
| Accanto sul dividendo 2015 (€0,4 per azione) | | | | | | | | | | (1.440) | | | (1.440) |
| Attribuzione del dividendo residuo 2014 (€0,56 per azione) | | | | | | | | | | 2.020 | (4.037) | | (2.017) |
| Attribuzione utile 2014 a riserve | | | | | | | | 33 | 390 | (5) | | (418) | |
| | | | | | | | | 33 | 390 | (5) | 580 | (4.455) | (3.457) |
| Altri movimenti di patrimonio netto: | | | | | | | | | | | | | |
| Riclassifica riserva azioni proprie | | 378 | | | (5.620) | | | | 5.242 | | | | |
| Riduzione riserva art.6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005 | | | | | | | | (1.027) | 1.027 | | | | |
| Operazioni straordinarie under common control | | | | | | | | | 55 | | | (55) | |
| Altre variazioni | | | | | | | | | 2 | | | | 2 |
| | | 378 | | | (5.620) | | | (1.027) | 6.326 | | | (55) | 2 |
| Saldi al 31 dicembre 2015 | 4.005 | 10.368 | 959 | (581) | 581 | (556) | | 123 | 23.184 | 9 | (1.440) | 1.918 | 38.570 |

Rendiconto finanziario

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto ^(a) | 2015 |
|---|----------------|----------------------------------|-----------------|
| Utile netto dell'esercizio - Continuing operations | 4.455 | 5.056 | 3.704 |
| <i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i> | | | |
| - Ammortamenti | 1.100 | 1.122 | 920 |
| - Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali | 160 | 160 | 122 |
| - Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni | 1.521 | 943 | 3.833 |
| - Plusvalenze nette su cessioni di attività | (97) | (96) | (157) |
| Dividendi | (6.992) | (6.992) | (10.366) |
| Interessi attivi | (251) | (251) | (241) |
| Interessi passivi | 692 | 692 | 675 |
| Imposte sul reddito | (556) | (482) | 487 |
| Altre variazioni | (24) | (24) | 129 |
| Variazioni del capitale di esercizio: | | | |
| - rimanenze | 1.606 | 1.606 | 872 |
| - crediti commerciali | 13 | 20 | 4.616 |
| - debiti commerciali | 734 | 747 | (3.133) |
| - fondi per rischi e oneri | (52) | (51) | (338) |
| - altre attività e passività | 686 | 686 | 1.651 |
| Flusso di cassa del capitale di esercizio | 2.987 | 3.008 | 3.668 |
| Variazione fondo benefici per i dipendenti | 2 | 2 | |
| Dividendi incassati | 6.316 | 6.316 | 11.041 |
| Interessi incassati | 204 | 204 | 234 |
| Interessi pagati | (715) | (715) | (708) |
| Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati | 59 | 3 | 6 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations | 8.861 | 8.946 | 13.347 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations | | | |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | 8.861 | 8.946 | 13.347 |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i> | <i>(6.547)</i> | <i>(6.413)</i> | <i>(4.590)</i> |
| Investimenti: | | | |
| - attività materiali | (1.189) | (1.204) | (1.164) |
| - attività immateriali | (299) | (299) | (88) |
| - partecipazioni | (517) | (517) | (6.564) |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa | (1.415) | (1.415) | (3.582) |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale | | | (36) |
| - titoli strumentali all'attività operativa | | | (3) |
| Flusso di cassa degli investimenti | (3.420) | (3.435) | (11.437) |
| Disinvestimenti: | | | |
| - attività materiali | 4 | 5 | 20 |
| - attività immateriali | | | |
| - partecipazioni | 841 | 841 | 1.586 |
| - attività destinate alla vendita | 9 | 9 | 17 |
| - crediti finanziari strumentali all'attività operativa | 499 | 485 | 176 |
| - variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento | 95 | 86 | |
| - cessioni rami d'azienda | | | |
| Flusso di cassa dei disinvestimenti | 1.448 | 1.426 | 1.799 |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento - Continuing operations | (1.972) | (2.009) | (9.638) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento - Discontinued operations | | | (1.147) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (1.972) | (2.009) | (10.785) |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i> | <i>(1.165)</i> | <i>(1.179)</i> | <i>(3.543)</i> |
| Altre attività finanziarie destinate al trading | (8) | (8) | (120) |
| Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari a lungo | (273) | (273) | (501) |
| Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine | (712) | (769) | 79 |
| Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | (1.124) | (1.121) | 1.288 |
| Acquisto azioni proprie | (380) | (380) | |
| Dividendi pagati | (4.006) | (4.006) | (3.457) |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (6.503) | (6.557) | (2.711) |
| <i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i> | <i>(1.830)</i> | <i>(1.884)</i> | <i>913</i> |
| Flusso di cassa netto dell'esercizio | 386 | 380 | (149) |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio | 3.894 | 3.901 | 4.281 |
| Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio | 4.280 | 4.281 | 4.132 |

(a) Dati 2014 Riesposti per tener conto degli effetti delle "discontinued operations" e delle fusioni di Est Più SpA e Società Ionica Gas SpA, con efficacia degli atti di fusione a decorrere dal 1° dicembre 2015. Le operazioni delle società incorporate, anche ai fini fiscali, sono state imputate al bilancio di Eni dal 1° gennaio 2015.

Note al bilancio di esercizio

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2015 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 17 marzo 2016. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili, rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

Le operazioni di compravendita e/o di conferimento di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo pagato e il valore contabile del ramo ovvero della partecipazione oggetto di trasferimento è rilevata in una riserva di patrimonio netto.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino².

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; differentemente sono classificati tra le componenti non correnti.

(1) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

(2) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

(3) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2014, ad eccezione: (i) della presentazione dei rapporti economici relativi alla partecipazione in Saipem SpA e Versalis SpA come discontinued operation. Gli effetti della presentazione come discontinued operation sono indicati nella nota n. 33 - Discontinued operations. Per maggiori informazioni si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato; (ii) della riesposizione dei valori economici e patrimoniali dell'esercizio 2014 per effetto dell'applicazione dell'OPI 2 a seguito delle fusioni avvenute nel corso del 2015, come di seguito indicato.

(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 35 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Modifica dei criteri contabili

Con il regolamento n. 2015/29 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stata omologata la modifica allo IAS 19 "Piani a benefici definiti: contributi dei dipendenti", in base alla quale è consentito rilevare i contributi connessi a piani a benefici definiti, dovuti dal dipendente o da terzi, a riduzione del service cost nel periodo in cui il relativo servizio è reso, sempreché tali contributi presentino le seguenti condizioni: (i) siano indicati nelle condizioni formali del piano, (ii) siano collegati al servizio svolto dal dipendente e (iii) siano indipendenti dal numero di anni di servizio del dipendente (es. i contributi rappresentano una percentuale fissa della retribuzione oppure un importo fisso per tutto il periodo di lavoro o correlato all'età del dipendente). Con il regolamento n. 2015/28 emesso dalla Commissione Europea in data 17 dicembre 2014, è stato omologato il documento "Ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2010-2012", contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali.

I precedenti regolamenti di omologazione hanno previsto l'entrata in vigore delle modifiche ai principi contabili a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 1° febbraio 2015, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le sopra citate disposizioni sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2015. L'applicazione di tali disposizioni non ha prodotto effetti significativi.

Le altre modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2015 non hanno prodotto effetti significativi.

5 Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

6 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

7 Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, in data 2 aprile 2015, ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Est Più SpA in Eni SpA. L'atto di fusione è stato stipulato in data 13 novembre 2015 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2015 e con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2015.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, in data 28 Aprile 2015, ha approvato il progetto di fusione per incorporazione della società interamente controllata Società Ionica Gas SpA in Eni SpA. L'atto di fusione è stato stipulato in data 6 novembre 2015 con efficacia a decorrere dal 1° dicembre 2015 e con effetti contabili e fiscali a decorrenza retroattiva a far data dal 1° gennaio 2015.

Le operazioni di incorporazione di società controllate, non specificatamente regolate dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", sono state rilevate sulla base del principio della continuità dei valori coerentemente alle indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio" (di seguito "OPI 2"). L'applicazione del principio di continuità dei valori non determina l'emersione di maggior valori oggetto di allocazione rispetto a quanto indicato nel bilancio consolidato; gli avanzi/disavanzi derivanti dalle operazioni di fusione sono rilevati a patrimonio netto.

In considerazione della retrodatazione degli effetti della fusione al 1° gennaio 2015, in ottemperanza alle disposizioni dell'OPI 2, è stata predisposta la riesposizione dei dati 2014 come se l'operazione di fusione fosse stata operata a partire dall'inizio dell'esercizio posto a confronto. I dati riesposti dell'esercizio 2014 non sostituiscono i dati dell'esercizio precedente approvati dall'assemblea ma si affiancano ad essi per consentire al lettore di operare un confronto omogeneo con i dati dell'esercizio corrente. Di seguito si è provveduto a riconciliare, per ogni società oggetto della fusione, l'avanzo/disavanzo contabile al 1° gennaio 2015 con l'avanzo/disavanzo calcolato a partire dall'inizio dell'esercizio precedente, presentato a fini comparativi rispetto al bilancio al 31 dicembre 2015.

(€ milioni)

| | 2015 | 2014 | 2014 |
|--|--------------|-----------|--------------|
| Patrimonio netto Italian gaap al 1° gennaio 2015 | 658 | 8 | 666 |
| Adeguamento per applicazione IFRS | (222) | 5 | (217) |
| Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2015 | 436 | 13 | 449 |
| Valore partecipazione | 666 | 9 | 675 |
| Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2015 | (230) | 4 | (226) |
| Patrimonio netto IFRS al 1° gennaio 2014 | 413 | 13 | 426 |
| Valore partecipazione 1° gennaio 2014 | 698 | 9 | 707 |
| Avanzo (Disavanzo) al 1° gennaio 2014 OPI 2 | (285) | 4 | (281) |
| Differenza | 55 | 0 | 55 |
| Utile 31 dicembre 2014 | 23 | | 23 |
| Eliminazione svalutazione partecipazione 2014 | 32 | | 32 |
| Ricostruzione differenza | 55 | 0 | 55 |

Attività correnti

8 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €4.132 milioni (€4.281 milioni al 31 dicembre 2014 Riepilogato) con un decremento di €149 milioni. Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€2.330 milioni) è di 6 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,1706%; la scadenza media dei depositi in dollari (€447 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,3751%; la scadenza media dei depositi in sterline (€117 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,44%.

9 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.028 milioni (€5.024 milioni al 31 dicembre 2014) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono, per €151 milioni, contratti di Securities Lending riferiti a titoli emessi dallo Stato Italiano e per i quali è prevista la non derecognition. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attività di gestione della liquidità strategica realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità si analizza come segue⁵:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|---|--------------|--------------|
| Titoli non strumentali all'attività operativa: | | |
| Titoli quotati emessi da Stati Sovrani | 1.325 | 925 |
| Altri titoli | 3.699 | 4.103 |
| | 5.024 | 5.028 |

| (€ milioni) | Valore Nominale (€ milioni) | Fair Value (€ milioni) | Classe di rating Moody's | Classe di rating S&P |
|---|-----------------------------|------------------------|--------------------------|----------------------|
| TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI | | | | |
| Tasso fisso | | | | |
| Italia | 520 | 529 | Baa2 | BBB- |
| Spagna | 190 | 198 | Baa2 | BBB+ |
| Unione Europea | 48 | 50 | Aaa | AA+ |
| Repubblica Ceca | 26 | 25 | A1 | AA- |
| Francia | 23 | 23 | Aa2 | AA |
| Polonia | 19 | 18 | A2 | A- |
| Germania | 13 | 13 | Aaa | AAA |
| Austria | 13 | 12 | Aaa | AA+ |
| Canada | 3 | 3 | Aaa | AAA |
| Svezia | 3 | 2 | Aaa | AAA |
| Giappone | 1 | 1 | A1 | A+ |
| | 859 | 874 | | |
| Tasso variabile | | | | |
| Francia | 49 | 49 | Aa2 | AA |
| Svezia | 2 | 2 | Aaa | AAA |
| | 51 | 51 | | |
| Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani | 910 | 925 | | |
| ALTRI TITOLI | | | | |
| Tasso fisso | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 2.142 | 2.243 | da Aaa a Baa3 | AAA a BBB- |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 1.397 | 1.423 | da Aaa a Baa3 | AAA a BBB- |
| Banca Europea per gli Investimenti | 2 | 2 | Aaa | AAA |
| | 3.541 | 3.668 | | |
| Tasso variabile | | | | |
| Titoli quotati emessi da imprese industriali | 103 | 103 | da Aaa a Baa3 | AAA a BBB- |
| Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi | 332 | 332 | da Aaa a Baa3 | AAA a BBB- |
| | 435 | 435 | | |
| Totale Altri titoli | 3.976 | 4.103 | | |
| Totale Attività finanziarie destinate al trading | 4.886 | 5.028 | | |

(5) Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 35 "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|---------------------|--------------|--------------|
| Euro | 4.996 | 3.906 |
| Franco Svizzero | 12 | 524 |
| Dollaro USA | | 272 |
| Lira sterlina | 16 | 271 |
| Dollaro canadese | | 36 |
| Dollaro australiano | | 19 |
| | 5.024 | 5.028 |

Il fair value dei titoli è determinato sulla base dei prezzi di mercato.

10 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|--|---------------|-------------------------|---------------|
| Crediti commerciali | 12.741 | 12.745 | 8.131 |
| Crediti finanziari: | | | |
| - strumentali all'attività operativa | 167 | 167 | 666 |
| - non strumentali all'attività operativa | 6.622 | 6.619 | 5.325 |
| | 6.789 | 6.786 | 5.991 |
| Altri crediti: | | | |
| - attività di disinvestimento | 34 | 34 | 31 |
| - altri | 1.267 | 1.267 | 408 |
| | 1.301 | 1.301 | 439 |
| | 20.831 | 20.832 | 14.561 |

I crediti commerciali di €8.131 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€5.434 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.671 milioni) e crediti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€26 milioni).

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €1.424 milioni (€1.052 milioni al 31 dicembre 2014), la cui movimentazione è di seguito indicata:

| (€ milioni) | Valore al 31.12.2014 | Accantonamenti | Utilizzi | Valore al 31.12.2015 |
|------------------------------------|-------------------------|----------------|--------------|-------------------------|
| Crediti commerciali | 1.050 | 517 | (145) | 1.422 |
| Altri crediti diversi e finanziari | 2 | | | 2 |
| | 1.052 | 517 | (145) | 1.424 |

L'accantonamento del fondo svalutazione crediti commerciali è riferito essenzialmente a Gas & Power (€497 milioni) ed è relativo in particolare alla clientela retail presso la quale si registrano maggiori difficoltà finanziarie connesse alla lenta ripresa economica nazionale; include anche un accantonamento a copertura di crediti stanziati per fatture da emettere per vendite di gas (€130 milioni) e di energia elettrica (€96 milioni) relative a precedenti esercizi. Eni sta adottando le necessarie azioni per mitigare il rischio controparte attraverso capillari azioni di recupero dei crediti in contenzioso anche tramite il ricorso a service esterni specialistici.

Al 31 dicembre 2015 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2016 per €551 milioni (€681 milioni nel 2014 con scadenza 2015). Le cessioni hanno riguardato crediti commerciali relativi a Gas & Power.

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2014 Riesposto | | | 31.12.2015 | | |
|---|---------------------|---------------|--------|----------------------|---------------|--------|---------------------|---------------|--------|
| | Crediti commerciali | Altri crediti | Totale | Crediti commerciali | Altri crediti | Totale | Crediti commerciali | Altri crediti | Totale |
| Crediti non scaduti e non svalutati | 10.646 | 1.300 | 11.946 | 10.649 | 1.300 | 11.949 | 6.166 | 439 | 6.605 |
| Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione | 1.357 | 1 | 1.358 | 1.357 | 1 | 1.358 | 891 | | 891 |
| Crediti scaduti e non svalutati: | | | | | | | | | |
| - da 0 a 3 mesi | 429 | | 429 | 429 | | 429 | 710 | | 710 |
| - da 3 a 6 mesi | 27 | | 27 | 27 | | 27 | 86 | | 86 |
| - da 6 a 12 mesi | 61 | | 61 | 62 | | 62 | 160 | | 160 |
| - oltre 12 mesi | 221 | | 221 | 221 | | 221 | 118 | | 118 |
| | 738 | | 738 | 739 | | 739 | 1.074 | | 1.074 |
| | 12.741 | 1.301 | 14.042 | 12.745 | 1.301 | 14.046 | 8.131 | 439 | 8.570 |

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e verso clienti retail di Gas & Power.

I crediti non scaduti e non svalutati comprendono i crediti stanziati per fatture da emettere del business retail di Gas & Power che sono stimati dal management, anche utilizzando dati comunicati dai gestori delle reti nazionale e locali cui compete il riscontro dei consumi effettivi con possibilità di rettifiche e conseguenti conguagli fino al quinto anno successivo. Nel 2015 è stata rilevata una revisione della stima di tali crediti per fatture da emettere per vendite di gas (€346 milioni) e di energia elettrica (€138 milioni) relative a precedenti esercizi. Le predette rettifiche corrispondono a circa il 2% dei ricavi di riferimento.

I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €587 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €666 milioni sono aumentati di €499 milioni. Tali crediti riguardano la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €5.325 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.580 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€1.554 milioni), Versalis SpA (€602 milioni) e Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€388 milioni); la riduzione dei crediti finanziari non strumentali di €1.294 milioni riguarda essenzialmente minori operazioni di finanziamento a breve termine poste in essere con Versalis SpA e Eni Trading & Shipping SpA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €942 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|--|------------|------------|
| Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione | 201 | 176 |
| Anticipi al personale | 41 | 47 |
| Acconti per servizi e forniture | 120 | 19 |
| Altri crediti | 939 | 197 |
| | 1.301 | 439 |

Gli altri crediti di €197 milioni si riducono di €742 milioni a seguito essenzialmente dell'incasso di un credito per dividendi di Eni International BV (€675 milioni) e includono i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€10 milioni) e i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€9 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

[6] I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n.19 - Altre attività finanziarie. I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

11 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | | 31.12.2015 | | | |
|---|--|--------------------------------|------------|--------------|--|--------------------------------|------------|--------------|
| | Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi | Lavori in corso su ordinazione | Altre | Totale | Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi | Lavori in corso su ordinazione | Altre | Totale |
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 19 | | 188 | 207 | 30 | | 189 | 219 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati | 40 | | | 40 | 69 | | | 69 |
| Lavori in corso su ordinazione | | 8 | | 8 | | 5 | | 5 |
| Prodotti finiti e merci | 1.410 | | | 1.410 | 1.131 | | | 1.131 |
| Certificati bianchi | | | 34 | 34 | | | 28 | 28 |
| | 1.469 | 8 | 222 | 1.699 | 1.230 | 5 | 217 | 1.452 |

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €94 milioni (€185 milioni al 31 dicembre 2014):

| (€ milioni) | Valore al 31.12.2014 | Accantonamenti | Utilizzi | Valore al 31.12.2015 |
|---|----------------------|----------------|-------------|----------------------|
| Materie prime, sussidiarie e di consumo | 15 | 8 | | 23 |
| Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati | 22 | | (19) | 3 |
| Prodotti finiti e merci | 148 | | (80) | 68 |
| | 185 | 8 | (99) | 94 |

La riduzione del fondo svalutazione di €91 milioni deriva dalla circostanza che il valore lordo delle scorte di prodotti incorpora i minori prezzi registrati nel corso del 2015 rispetto al 2014.

Al 31 dicembre 2015 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime sussidiarie e di consumo, da materiali diversi (€189 milioni) e da greggio (€30 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€69 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€361 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€727 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€43 milioni).

I certificati bianchi di €28 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino impegnate a garanzia del pagamento dei servizi di stoccaggio ammontano a €87 milioni.

12 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---|------------|-------------------------|------------|
| IRES | 78 | 95 | 41 |
| IRAP | 25 | 25 | 28 |
| Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n.2/2009 | 42 | 42 | 18 |
| Altre | 10 | 10 | 20 |
| | 155 | 172 | 107 |

I crediti di imposta IRES di €41 milioni sono diminuiti di €54 milioni a seguito essenzialmente di operazioni di factoring con cessione pro soluto per circa €51 milioni. I crediti di imposta ceduti riguardano l'addizionale all'IRES cd. Robin Tax, chiesti a rimborso nella dichiarazione dei redditi per il 2014 (Unico 2015). Tale imposta era dovuta per le annualità dal 2008 al 2014; nel 2015, la Corte costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale della norma, ma ne ha escluso l'applicazione retroattiva e pertanto la decisione ha effetto a partire dall'annualità 2015.

I crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009 relativi alla possibilità avuta nel 2009 di dedurre dal reddito, ai sensi dell'art. 99, comma 1, del TUIR, un importo pari al 10% dell'IRAP dovuta, si decrementano di €24 milioni a seguito dei rimborsi ottenuti nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria.

13 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Rilesposto | 31.12.2015 |
|---------------------------------------|------------|--------------------------|------------|
| Amministrazione Finanziaria Italiana: | | | |
| - IVA | 159 | 162 | 89 |
| - Imposte di consumo | 166 | 166 | 78 |
| - Accise | 47 | 49 | 16 |
| - Altre imposte indirette | 27 | 28 | 61 |
| | 399 | 405 | 244 |

Le attività per altre imposte correnti di €244 milioni sono diminuite di €161 milioni a seguito della circostanza che nel corso del 2014 erano stati versati acconti per imposte di consumo e per IVA superiori al debito maturato in fase di conguaglio.

14 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|--|--------------|--------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 1.659 | 746 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 40 | 27 |
| Altre attività | 718 | 274 |
| | 2.417 | 1.047 |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €274 milioni comprendono principalmente: (i) l'ammontare di €108 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita e dei benefici ottenuti dalle recenti rinegoziazioni concluse alla data di chiusura della relazione annuale. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali; (ii) i titoli ambientali (€69 milioni) di Gas & Power.

Attività non correnti

15 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

| (€ milioni) | Valore iniziale netto | Operazioni straordinarie | Investimenti | Ammortamenti | Svalutazioni | Dismissioni | Altre variazioni | Valore finale netto | Valore finale lordo | Fondo ammortamento e svalutazione |
|--|-----------------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|-------------|------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|
| 31.12.2014 | | | | | | | | | | |
| Terreni | 168 | | | | | (1) | 1 | 168 | 168 | |
| Fabbricati | 256 | | 1 | (26) | (3) | | 320 | 548 | 1.859 | 1.311 |
| Impianti e macchinari | 4.180 | | 44 | (741) | (50) | (2) | 1.789 | 5.220 | 21.021 | 15.801 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 32 | | 9 | (18) | (3) | | 159 | 179 | 540 | 361 |
| Altri beni | 66 | | 5 | (19) | | | 42 | 94 | 636 | 542 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 2.090 | | 1.130 | | (104) | | (1.903) | 1.213 | 1.437 | 224 |
| | 6.792 | | 1.189 | (804) | (160) | (3) | 408 | 7.422 | 25.661 | 18.239 |
| 31.12.2014 Riesposto | | | | | | | | | | |
| Terreni | 168 | | | | | (1) | 1 | 168 | 168 | |
| Fabbricati | 256 | 1 | 1 | (26) | (3) | | 320 | 549 | 1.862 | 1.313 |
| Impianti e macchinari | 4.180 | 111 | 44 | (763) | (50) | (4) | 1.839 | 5.357 | 21.482 | 16.125 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 32 | | 9 | (18) | (3) | | 159 | 179 | 541 | 362 |
| Altri beni | 66 | | 5 | (19) | | | 42 | 94 | 636 | 542 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 2.090 | 65 | 1.145 | | (104) | | (1.938) | 1.258 | 1.482 | 224 |
| | 6.792 | 177 | 1.204 | (826) | (160) | (5) | 423 | 7.605 | 26.171 | 18.566 |
| 31.12.2015 | | | | | | | | | | |
| Terreni | 168 | | | | | | | 168 | 168 | |
| Fabbricati | 549 | | | (31) | (3) | (3) | 30 | 542 | 1.894 | 1.352 |
| Impianti e macchinari | 5.357 | | | (723) | (31) | (8) | 320 | 4.915 | 21.849 | 16.934 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 179 | | 5 | (22) | (1) | | 7 | 168 | 551 | 383 |
| Altri beni | 94 | | 7 | (26) | | | 29 | 104 | 674 | 570 |
| Immobilizzazioni in corso e acconti | 1.258 | | 1.152 | | (87) | | (717) | 1.606 | 1.832 | 226 |
| | 7.605 | | 1.164 | (802) | (122) | (11) | (331) | 7.503 | 26.968 | 19.465 |

I terreni (€168 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€149 milioni).

I fabbricati (€542 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€468 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€48 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.915 milioni) riguardano essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.372 milioni), gli impianti di raffinazione (€1.406 milioni) e gli impianti di distribuzione carburanti (€281 milioni), i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti (€149 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€168 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€104 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€1.606 milioni) riguardano principalmente: (i) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€408 milioni), le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA (€329 milioni), gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€348 milioni) e della concessione Villafortuna (€45 milioni); (ii) gli interventi sulle strutture di raffineria in particolare presso l'impianto di Sannazzaro (€105 milioni); (iii) le ristrutturazioni degli impianti della rete commerciale (€70 milioni).

Gli investimenti di €1.164 milioni riguardano essenzialmente: (a) Exploration & Production (€847 milioni) relativi essenzialmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e di mantenimento degli asset esistenti. Gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA; (ii) il proseguimento dei programmi di sviluppo dei giacimenti di Bonaccia Nord-Ovest e Clara Nord-Ovest; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di manutenzione pozzi (Barbara, Annalisa, Anemone, Monte Enoc, Guendalina); (iv) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (v) l'ottimizzazione degli impianti di compressione sulle piattaforme situate nell'offshore adriatico; (b) la

Refining & Marketing (€312 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€241 milioni), principalmente per la riconversione della raffineria di Venezia in bioraffineria e per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti; (ii) all'attività di marketing (€71 milioni), per la ristrutturazione della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,72% (2,73% al 31 dicembre 2014). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €33 milioni.

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

| (% annua) | |
|--|--------------|
| Fabbricati | 3-16 |
| Pozzi e impianti di sfruttamento | Aliquota UOP |
| Impianti specifici di raffinazione e logistica | 5,5-15 |
| Impianti specifici di distribuzione | 4-10 |
| Altri impianti e macchinari | 4-25 |
| Attrezzature industriali e commerciali | 7-35 |
| Altri beni | 12-25 |

Al fine di verificare la recuperabilità dei valori di libro delle immobilizzazioni materiali e immateriali, il management considera la presenza a fine esercizio di eventuali indicatori di perdita di valore di origine sia esterna, quali l'andamento atteso dello scenario prezzi/margini degli idrocarburi, l'evoluzione delle variabili monetarie (tassi di interesse/cambio, inflazione), il rischio Paese, modifiche del quadro regolatorio/contrattuale, capitalizzazione di borsa inferiore rispetto al valore contabile dei net asset, sia interna, quali sottoperformance dei reservoir, incremento dei costi/ investimenti, fenomeni di obsolescenza e altri fattori.

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione e il valore d'uso. Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attiva negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente.

La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit). In particolare le cash generating unit sono rappresentate: (i) in Exploration & Production dai campi o insiemi (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) in Gas & Power, dalle CGU alle quali sono stati allocati goodwill da acquisizioni (descritte alla nota n. 17 – Attività immateriali); (iii) in Refining & Marketing dagli impianti di raffinazione, dagli stabilimenti e dagli impianti, afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile.

I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale, contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio, etc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU di Exploration & Production, sulla vita economica-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU di Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni di costi operativi, investimenti di mantenimento e margini di raffinazione e commerciali, al fine di esprimere la capacità strutturale di queste CGU di generare reddito; c) per le CGU del Mercato Gas alle quali sono allocati i goodwill, sul metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione e si basa sulla rilevazione dei prezzi a termine desumibili dal mercato per il futuro quadriennio laddove ci sia un sufficiente livello di liquidità e affidabilità espresso, e alle ipotesi sull'evoluzione dei fondamentali per il long-term. In periodi di forti discontinuità dei prezzi, per correggere la volatilità di breve, i riferimenti di mercato sono valutati sull'intero arco di piano, considerando le variabili più aggiornate disponibili; in particolare con riferimento all'esercizio 2015 il management ha adottato uno scenario prezzi che incorpora le tendenze più recenti delle curve forward rilevate nel mese di gennaio 2016, le previsioni raccolte presso un campione significativo di fonti specializzate indipendenti e le previsioni interne in merito all'evoluzione dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Lo scenario adottato ai fini del processo di pianificazione e delle valutazioni di impairment del bilancio 2015 definisce il prezzo di lungo periodo del petrolio Brent a 65 dollari/barile (in termini reali 2019), ipotizzando il graduale recupero delle quotazioni del Brent nel quadriennio dal valore atteso di 40 dollari nel 2016 al prezzo long-term.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte a tassi di sconto (weight average cost of capital - WACC) differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori in cui opera l'attività oggetto di valutazione e rettificati per tener conto del rischio Paese. Il WACC adjusted post imposte utilizzati nel 2015 nel calcolo del valore d'uso delle CGU di Exploration & Production e Refining & Marketing, è aumentato di 10 bps in relazione all'aumento del beta Eni e alla diminuzione del leverage. Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla riduzione del premio per il rischio sovrano Italia incorporato nei rendimenti dei titoli di stato italiani a dieci anni e dalla marginale riduzione del costo

del debito. I WACC adjusted 2015 sono: (i) 5,5% per Exploration & Production; (ii) 5,7% per Refining & Marketing; (iii) 5,2% per Gas & Power.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Nel 2015 sono state rilevate svalutazioni di attività materiali pari a €122 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing e Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €106 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€83 milioni), sulla rete autostradale (€12 milioni), sugli asset legati ai business extrarete lubrificanti e prodotti speciali (€2 milioni) e sulla rete convenzionata (€1 milione). Inoltre sono stati svalutati gli asset relativi a punti vendita chiusi sulla rete di proprietà e depositi inattivi (€8 milioni). Le svalutazioni contabilizzate in Exploration & Production di €16 milioni riguardano alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'onshore lucano e pugliese e nell'offshore adriatico, dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi degli idrocarburi a breve e medio termine.

In considerazione della volatilità dello scenario petrolifero e dell'incertezza circa il recupero del prezzo del petrolio, il management ha testato la ragionevolezza delle proprie assunzioni e l'esito dell'impairment test attraverso diverse analisi di sensitività. Per maggiori informazioni al riguardo, si rinvia al paragrafo n. 16 – "Immobili, Impianti e Macchinari" delle Note al bilancio consolidato.

Le altre variazioni di €331 milioni accolgono essenzialmente la revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla revisione dei tassi di sconto, alla revisione del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €66 milioni.

Gli immobili, impianti e macchinari assunti in leasing finanziario ammontano a €1 milione.

Gli immobili, impianti e macchinari per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

| [€ milioni] | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---|---------------|-------------------------|---------------|
| Attività materiali lorde: | | | |
| - Exploration & Production | 11.790 | 12.300 | 12.804 |
| - Gas & Power | 118 | 118 | 114 |
| - Refining & Marketing | 13.428 | 13.428 | 13.720 |
| - Corporate | 325 | 325 | 330 |
| | 25.661 | 26.171 | 26.968 |
| Fondo ammortamento e svalutazione: | | | |
| - Exploration & Production | 8.223 | 8.550 | 9.080 |
| - Gas & Power | 79 | 79 | 80 |
| - Refining & Marketing | 9.753 | 9.753 | 10.099 |
| - Corporate | 184 | 184 | 206 |
| | 18.239 | 18.566 | 19.465 |
| Attività materiali nette: | | | |
| - Exploration & Production | 3.567 | 3.750 | 3.724 |
| - Gas & Power | 39 | 39 | 34 |
| - Refining & Marketing | 3.675 | 3.675 | 3.621 |
| - Corporate | 141 | 141 | 124 |
| | 7.422 | 7.605 | 7.503 |

16 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €899 milioni (€1.530 milioni al 31 dicembre 2014) includono 3,6 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo si riducono di €631 milioni per effetto della riduzione delle scorte in giacenza e del loro adeguamento ai prezzi correnti (il fondo svalutazione delle scorte d'obbligo è pari a €241 milioni al 31 dicembre 2015).

17 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

| (€ milioni) | Valore iniziale netto | Operazioni straordinarie | Investimenti | Ammortamenti | Altre variazioni | Valore finale netto | Valore finale lordo | Fondo ammortamento e svalutazione |
|---|-----------------------|--------------------------|--------------|--------------|------------------|---------------------|---------------------|-----------------------------------|
| 31.12.2014 | | | | | | | | |
| Attività immateriali a vita utile definita | | | | | | | | |
| - Costi per attività mineraria | | | 230 | (230) | | | 1.010 | 1.010 |
| - Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 87 | 2 | 19 | (55) | 183 | 236 | 1.128 | 892 |
| - Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | 27 | | | (3) | 4 | 28 | 384 | 356 |
| - Immobilizzazioni in corso e acconti | 268 | | 50 | | (239) | 79 | 79 | |
| - Altre attività immateriali | 57 | | | (8) | 8 | 57 | 193 | 136 |
| | 439 | 2 | 299 | (296) | (44) | 400 | 2.794 | 2.394 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | |
| - Goodwill | 773 | 24 | | | | 797 | 874 | 77 |
| | 1.212 | 26 | 299 | (296) | (44) | 1.197 | 3.668 | 2.471 |
| 31.12.2014 Riesposto | | | | | | | | |
| Attività immateriali a vita utile definita | | | | | | | | |
| - Costi per attività mineraria | | | 230 | (230) | | | 1.019 | 1.019 |
| - Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 87 | 2 | 19 | (55) | 183 | 236 | 1.128 | 892 |
| - Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | 27 | | | (3) | 4 | 28 | 384 | 356 |
| - Immobilizzazioni in corso e acconti | 268 | | 50 | | (239) | 79 | 79 | |
| - Altre attività immateriali | 57 | | | (8) | 8 | 57 | 193 | 136 |
| | 439 | 2 | 299 | (296) | (44) | 400 | 2.803 | 2.403 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | |
| - Goodwill | 773 | 35 | | | | 808 | 885 | 77 |
| | 1.212 | 37 | 299 | (296) | (44) | 1.208 | 3.688 | 2.480 |
| 31.12.2015 | | | | | | | | |
| Attività immateriali a vita utile definita | | | | | | | | |
| - Costi per attività mineraria | | | 39 | (39) | | | 1.111 | 1.111 |
| - Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno | 236 | | 14 | (65) | 65 | 250 | 1.207 | 957 |
| - Concessioni, licenze, marchi e diritti simili | 28 | | | (3) | | 25 | 384 | 359 |
| - Immobilizzazioni in corso e acconti | 79 | | 34 | | (64) | 49 | 49 | |
| - Altre attività immateriali | 57 | | 1 | (11) | 24 | 71 | 218 | 147 |
| | 400 | | 88 | (118) | 25 | 395 | 2.969 | 2.574 |
| Attività immateriali a vita utile indefinita | | | | | | | | |
| - Goodwill | 808 | | | | | 808 | 885 | 77 |
| | 1.208 | | 88 | (118) | 25 | 1.203 | 3.854 | 2.651 |

I costi per attività mineraria inclusivi dei costi dell'attività di ricerca di idrocarburi (€29 milioni) sono interamente ammortizzati nell'esercizio. I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €250 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto del area di business e di staff, i diritti di utilizzazione di processi produttivi di raffineria e diritti di utilizzazione di software per la gestione clienti gas. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 33%. Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €25 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione giacimento di Bonaccia (€11 milioni), alla concessione Val d'Agri (€10 milioni) e ad altre concessioni minori. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con

il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €49 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €71 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento (effettuato con il metodo dell'unità di prodotto), sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività di Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'alto Adriatico (€49 milioni).

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle CGU che beneficiano delle sinergie consentite dall'acquisizione. Il valore recuperabile è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso delle CGU, applicando il metodo della perpetuity per la stima del valore terminale. Per la determinazione dei flussi di cassa e i tassi di sconto corrispondenti ai WACC adjusted si rinvia alla nota n. 15 - Immobili, impianti e macchinari.

Il goodwill di €808 milioni riguarda essenzialmente il disavanzo di fusione risultante dall'incorporazione dell'ItalgasPiù SpA, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA, Asa Trade e Est Più SpA, quest'ultima operata nel 2015. Il goodwill (ad esclusione di quello rinveniente dalla Messina Fuel SpA) è attribuito alla CGU Mercato Gas Italia. In sede di impairment test la CGU Mercato Gas Italia conferma la tenuta del valore di libro del goodwill. L'ecedenza del valore d'uso della CGU Mercato Italia rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa riferito pari a €1.467 milioni, si azzera al verificarsi, alternativamente, delle seguenti ipotesi: (i) diminuzione del 57% in media dei volumi o dei margini previsti; (ii) incremento di 8,2 punti percentuali del tasso di attualizzazione; (iii) un tasso finale di crescita nominale negativo del 14%.

Gli investimenti di €88 milioni (€299 milioni al 31 dicembre 2014) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per l'attività di ricerca mineraria (€29 milioni) di Exploration & Production, ai costi sostenuti per lo sviluppo/potenziamento del sistema di supporto al business retail di Gas & Power (€20 milioni) e ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff (€16 milioni).

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

Le attività immateriali per settore di attività si analizzano come di seguito indicato:

| [€ milioni] | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---|--------------|-------------------------|--------------|
| Attività immateriali lordi: | | | |
| - Exploration & Production | 1.863 | 1.872 | 1.998 |
| - Gas & Power | 1.070 | 1.081 | 1.103 |
| - Refining & Marketing | 389 | 389 | 397 |
| - Corporate | 346 | 346 | 356 |
| | 3.668 | 3.688 | 3.854 |
| Fondo ammortamento e svalutazione: | | | |
| - Exploration & Production | 1.770 | 1.779 | 1.896 |
| - Gas & Power | 199 | 199 | 147 |
| - Refining & Marketing | 267 | 267 | 350 |
| - Corporate | 235 | 235 | 258 |
| | 2.471 | 2.480 | 2.651 |
| Attività immateriali nette: | | | |
| - Exploration & Production | 93 | 93 | 102 |
| - Gas & Power | 871 | 882 | 956 |
| - Refining & Marketing | 122 | 122 | 47 |
| - Corporate | 111 | 111 | 98 |
| | 1.197 | 1.208 | 1.203 |

Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni) | Valore iniziale | Operazioni straordinarie | Interventi su capitale | Acquisizione | Cessione | Rettifiche di valore | Valutazione al fair value con effetti a CE | Altre variazioni | Interventi sul capitale Discontinued operations | Rettifiche di valore Discontinued operations | Riclassifiche Discontinued operations | Valore finale | Valore finale lordo | Fondo svalutazione |
|---|-----------------|--------------------------|------------------------|--------------|----------------|----------------------|--|------------------|---|--|---------------------------------------|---------------|---------------------|--------------------|
| 31.12.2014 | | | | | | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in: | | | | | | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 31.331 | | 495 | 22 | | (1.300) | | (31) | | | | 30.517 | 48.734 | 18.217 |
| - imprese collegate e a controllo congiunto | 642 | | (17) | | | | | (19) | | | | 606 | 606 | |
| - altre imprese, di cui: | 2.774 | | | | (805) | | (221) | | | | | 1.748 | 1.748 | |
| - disponibili per la vendita | 2.770 | | | | (805) | | (221) | | | | | 1.744 | 1.744 | |
| - altre valutate al costo | 4 | | | | | | | | | | | 4 | 4 | |
| | 34.747 | | 478 | 22 | (805) | (1.300) | (221) | (50) | | | | 32.871 | 51.088 | 18.217 |
| 31.12.2014 Riesposto | | | | | | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in: | | | | | | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 31.331 | (707) | 495 | 22 | | (1.268) | | (31) | | | | 29.842 | 47.696 | 17.854 |
| - imprese collegate e a controllo congiunto | 642 | | (17) | | | | | (19) | | | | 606 | 606 | |
| - altre imprese, di cui: | 2.774 | | | | (805) | | (221) | | | | | 1.748 | 1.748 | |
| - disponibili per la vendita | 2.770 | | | | (805) | | (221) | | | | | 1.744 | 1.744 | |
| - altre valutate al costo | 4 | | | | | | | | | | | 4 | 4 | |
| | 34.747 | (707) | 478 | 22 | (805) | (1.268) | (221) | (50) | | | | 32.196 | 50.050 | 17.854 |
| 31.12.2015 | | | | | | | | | | | | | | |
| Partecipazioni in: | | | | | | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 29.842 | | 6.554 | | | (3.875) | | | 1.147 | (1.585) | (183) | 31.900 | 50.708 | 18.808 |
| - imprese collegate e a controllo congiunto | 606 | | (7) | | | | | | | | | 599 | 599 | |
| - altre imprese, di cui: | 1.748 | | | | (1.425) | | 49 | | | | | 372 | 372 | |
| - disponibili per la vendita | 1.744 | | | | (1.425) | | 49 | | | | | 368 | 368 | |
| - altre valutate al costo | 4 | | | | | | | | | | | 4 | 4 | |
| | 32.196 | | 6.547 | | (1.425) | (3.875) | 49 | | 1.147 | (1.585) | (183) | 32.871 | 51.679 | 18.808 |

Le partecipazioni sono diminuite di €675 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

| (€ milioni) | |
|--|----------------|
| Partecipazioni al 31 dicembre 2014 | 32.871 |
| Operazioni straordinarie | [675] |
| Partecipazioni al 31 dicembre 2014 Rilesposto | 32.196 |
| <i>Incremento per:</i> | |
| Interventi sul capitale | |
| Eni International BV | 5.975 |
| Syndial SpA | 267 |
| Eni Angola SpA | 133 |
| Raffineria di Gela SpA | 131 |
| Tecnomare SpA | 37 |
| Eni Mozambico SpA | 18 |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 2 |
| Eni Zubair SpA | 1 |
| | 6.564 |
| Proventi per valutazione al fair value | |
| Snam SpA | 49 |
| | 49 |
| <i>Decremento per:</i> | |
| Cessioni | |
| Snam SpA | [865] |
| Galp Energia SGPS SA | [560] |
| | [1.425] |
| Svalutazioni e perdite | |
| Eni Gas & Power NV | [2.249] |
| Eni Petroleum Co Inc | [558] |
| Eni Investments Plc | [365] |
| Syndial SpA | [284] |
| Raffineria di Gela SpA | [173] |
| Eni Angola SpA | [141] |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | [41] |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | [40] |
| Eni West Africa SpA | [13] |
| Eni Mozambico SpA | [4] |
| Altre minori | [7] |
| | [3.875] |
| Rimborsi di capitale | |
| Floaters SpA | [10] |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE | [4] |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE | [3] |
| | [17] |
| <i>Variazioni Discontinued operations:</i> | |
| Interventi sul capitale | |
| Versalis SpA | 1.147 |
| | 1.147 |
| Svalutazioni | |
| Versalis SpA | [1.585] |
| | [1.585] |
| Riclassifiche | |
| Saipem SpA | [183] |
| | [183] |
| Partecipazioni al 31 dicembre 2015 | 32.871 |

Le cessioni di €1.425 milioni sono relative alle operazioni di seguito indicate:

Cessione Galp Energia SGPS SA

Nel corso del primo semestre 2015 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot che hanno riguardato circa il 4% del capitale sociale di Galp con un incasso complessivo di circa €333 milioni, a un prezzo medio di €10,9 per azione e una plusvalenza di conto economico pari a €52 milioni. Il 24 Novembre 2015 Eni ha concluso la cessione delle restanti n. 33.124.670 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 4% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di circa €325 milioni, al prezzo unitario di €9,81 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €46 milioni.

Cessione Snam SpA

In linea con quanto previsto per il rimborso dal regolamento del bond convertibile in azioni ordinarie di Snam, al 31 dicembre 2015 sono state consegnate agli obbligazionisti n. 211.002.719 azioni ordinarie di Snam, pari a circa il 6% del capitale sociale, a fronte dell'esercizio da parte degli obbligazionisti del diritto di conversione per obbligazioni di ammontare complessivo pari a €911 milioni con una plusvalenza di conto economico pari a €46 milioni. Al 31 dicembre 2015 Eni possiede n. 77.680.883 azioni di Snam SpA, pari al 2,22% del capitale sociale al servizio del bond convertibile.

Le svalutazioni di €3.875 milioni sono relative essenzialmente a: (i) Eni Gas & Power NV per €2.249 milioni per effetto della riduzione del patrimonio netto della società conseguente alla distribuzione di un dividendo di €2.249 milioni, pari al totale degli utili portati a nuovo e delle riserve liberamente distribuibili della società e tenuto conto delle prospettive di reddito della partecipata; (ii) Eni Petroleum Co Inc (€558 milioni), Eni Investments Plc (€365 milioni), Syndial SpA (€284 milioni) e Raffineria di Gela SpA (€173 milioni) in relazione all'andamento economico negativo; (iii) le partecipazioni in società esplorative in relazione al principio che comporta la rilevazione a conto economico delle spese esplorative.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e a controllo congiunto con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)

| Denominazione | Quota % posseduta al 31.12.2015 | Saldo netto al 31.12.2014 | Saldo netto al 31.12.2014 Riesposto | Saldo netto al 31.12.2015 A | Valore di patrimonio netto B | Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A |
|--|------------------------------------|------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| Partecipazioni in: | | | | | | |
| Imprese controllate | | | | | | |
| ACAM Clienti SpA | 100,000 | 21 | 21 | 21 | 9 | (12) |
| Adriaplin doo | 51,000 | 10 | 10 | 10 | 12 | 2 |
| Agenzia Giornalistica Italia SpA | 100,000 | 2 | 2 | 3 | 3 | |
| Consorzio Condeco Santapalomba (in liquidazione) | 92,660 | ... | ... | ... | ... | ... |
| Ecofuel SpA | 100,000 | 48 | 48 | 48 | 160 | 112 |
| Eni Adfin SpA | 99,639 | 210 | 210 | 210 | 213 | 3 |
| Eni Angola SpA | 100,000 | 277 | 277 | 269 | (73) | (342) |
| Eni Corporate University SpA | 100,000 | 3 | 3 | 3 | 4 | 1 |
| Eni Finance International SA | 33,613 | 848 | 848 | 848 | 1.267 | 419 |
| Eni Fuel Centrosud SpA | 100,000 | 20 | 20 | 20 | 26 | 6 |
| Eni Fuel Nord SpA | 100,000 | 23 | 23 | 23 | 23 | |
| Eni Gas & Power NV | 99,999 | 2.798 | 2.798 | 549 | 546 | (3) |
| Eni Gas Transport Services Srl | 100,000 | ... | ... | ... | ... | ... |
| Eni Insurance Ltd | 100,000 | 100 | 100 | 100 | 502 | 402 |
| Eni International BV | 100,000 | 14.780 | 14.780 | 20.755 | 32.818 | 12.063 |
| Eni International Resources Ltd | 99,998 | ... | ... | ... | 36 | 36 |
| Eni Investments Plc | 99,999 | 6.101 | 6.101 | 5.736 | 5.345 | (391) |
| Eni Medio Oriente SpA ^(a) | 100,000 | 11 | 11 | 11 | 11 | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 100,000 | 133 | 133 | 93 | 93 | |
| Eni Mozambico SpA | 100,000 | 1 | 1 | 15 | 15 | |
| Eni Petroleum Co Inc | 63,857 | 1.250 | 1.250 | 692 | 652 | (40) |
| EniPower SpA | 100,000 | 937 | 937 | 937 | 743 | (194) |
| Eni Power Generation NV ^(b) | | 1 | 1 | | | |
| Eni Rete oil&nonoil SpA | 100,000 | 27 | 27 | 27 | 35 | 8 |
| EniServizi SpA | 100,000 | 14 | 14 | 13 | 13 | |
| Eni Timor Leste SpA | 100,000 | 8 | 8 | 7 | 7 | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 94,734 | 282 | 282 | 282 | 160 | (122) |
| Eni West Africa SpA | 100,000 | 26 | 26 | 13 | 13 | |
| Eni Zubair SpA | 100,000 | ... | ... | ... | ... | ... |
| Est Più SpA ^(c) | | 9 | | | | |
| Floaters SpA | 100,000 | 321 | 321 | 311 | 321 | 10 |
| leoc SpA | 100,000 | 20 | 20 | 20 | 22 | 2 |
| LNG Shipping SpA | 100,000 | 285 | 285 | 285 | 273 | (12) |
| Raffineria di Gela SpA | 100,000 | 42 | 42 | | | |
| Saipem SpA ^(d) | 42,913 | 183 | 183 | | | |
| Servizi Aerei SpA | 100,000 | 80 | 80 | 80 | 82 | 2 |
| Servizi Fondo Bombole Metano SpA | 100,000 | 14 | 14 | 14 | 14 | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | 100,000 | 280 | 280 | 239 | 239 | |
| Società Ionica Gas SpA ^(e) | | 666 | | | | |
| Società Petrolifera Italiana SpA | 99,964 | 24 | 24 | 22 | 22 | |

(€ milioni)

| Denominazione | Quota % posseduta al 31.12.2015 | Saldo netto al 31.12.2014 | Saldo netto al 31.12.2014 Riesposto | Saldo netto al 31.12.2015 A | Valore di patrimonio netto B | Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A |
|--|------------------------------------|------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|---|
| Partecipazioni in: | | | | | | |
| Imprese controllate | | | | | | |
| Syndial SpA - Attività Diversificate ^(a) | 99,999 | 155 | 155 | 138 | 138 | |
| Tecnomare SpA | 100,000 | 17 | 17 | 54 | 60 | 6 |
| Tigàz Zrt ^(a) | 97,876 | | | | 306 | 306 |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 100,000 | 52 | 52 | 52 | 126 | 74 |
| Versalis SpA ^(d) | 100,000 | 438 | 438 | | | |
| Totale imprese controllate | | 30.517 | 29.842 | 31.900 | | |
| Imprese collegate e a controllo congiunto | | | | | | |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE | 49,000 | 39 | 39 | 36 | 43 | 7 |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE | 49,000 | 100 | 100 | 96 | 109 | 13 |
| Mariconsult SpA | 50,000 | ... | ... | ... | ... | ... |
| Seram SpA | 25,000 | ... | ... | ... | 1 | 1 |
| Transmed SpA | 50,000 | ... | ... | ... | 13 | 13 |
| Transmediterranean Pipeline Co Ltd | 50,000 | 25 | 25 | 25 | 55 | 30 |
| Unione Fenosa Gas SA | 50,000 | 442 | 442 | 442 | 503 | 61 |
| Venezia Tecnologie SpA ^(b) | | ... | ... | | | |
| Totale imprese collegate e joint venture | | 606 | 606 | 599 | | |
| Totale imprese controllate, collegate e joint venture | | 31.123 | 30.448 | 32.499 | | |

(a) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(b) La partecipazione è stata ceduta nel corso del 2015.

(c) La partecipazione è stata incorporata in Eni SpA.

(d) Partecipazione riclassificata nelle Discontinued operations.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6,5%;
- per Eni Angola SpA, Eni Investment Plc e Eni Petroleum Co. Inc., società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando il WACC del settore Exploration & Production rettificato per il rischio Paese [WACC compresi tra il 5,5% e il 6,7%, al netto imposte];
- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC Adjusted compreso tra il 4% e il 8,1%.

Al 31 dicembre 2015, il valore delle partecipazioni disponibili per la vendita è di seguito indicato:

| | Numero di azioni | % di possesso | Prezzo delle azioni al 31.12.2015 (€) | Valore di mercato (€ milioni) |
|---|-------------------|---------------|---------------------------------------|-------------------------------|
| Partecipazioni disponibili per la vendita: | | | | |
| - Snam SpA | 62.789.570 | 1,79% | 4,83 | 303 |
| - Snam SpA | 14.891.313 | 0,43% | 4,32 | 65 |
| Totale | 77.680.883 | 2,22% | | 368 |

Al 31 dicembre 2015, per le azioni ancora non oggetto di conversione (n. 62.789.570 azioni) o per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione (n. 14.891.313), è stata rilevata una plusvalenza da valutazione di circa €49 milioni. Per le azioni per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione, il valore di mercato è pari al prezzo di conversione.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2015, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.

19 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|---|--------------|--------------|
| Crediti finanziari strumentali all'attività operativa | 3.960 | 6.946 |
| Titoli strumentali all'attività operativa | 20 | 23 |
| | 3.980 | 6.969 |

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €6.946 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.375 milioni), Saipem SpA (€1.803 milioni), Versalis SpA (€372 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€114 milioni). I crediti finanziari strumentali sono aumentati di €2.986 milioni in particolare per maggiori finanziamenti a medio-lungo concessi alla Eni Finance International SA.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.638 milioni.

I titoli strumentali all'attività operativa di €23 milioni riguardano essenzialmente titoli di Stato relativi al cauzionamento bombole a norma D.L. n.128 del 22 febbraio 2006.

La scadenza dei crediti finanziari e titoli al 31 dicembre 2015 si analizza come segue:

| (€ milioni) | Esigibili entro l'esercizio successivo ^(a) | Esigibili da uno a cinque anni | Esigibili oltre i cinque anni | Totale esigibili oltre l'esercizio successivo |
|--|---|--------------------------------|-------------------------------|---|
| Crediti finanziari: | | | | |
| - strumentali all'attività operativa | 666 | 6.128 | 818 | 6.946 |
| - non strumentali all'attività operativa | 5.325 | | | |
| Titoli: | | | | |
| - strumentali all'attività operativa | | 23 | | 23 |
| | 5.991 | 6.151 | 818 | 6.969 |

(a) I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 10 - Crediti commerciali e altri crediti.

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.056 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra lo -0,2491% e lo 1,0123% e in dollari compresi tra lo 0,3927% e il 2,6726%. La gerarchia del fair value è di livello 2.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 - Rapporti con parti correlate.

20 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|--|--------------|-------------------------|--------------|
| Imposte sul reddito anticipate IRES | 1.523 | 1.674 | 1.253 |
| Imposte sul reddito differite IRES | (150) | (158) | (101) |
| Imposte sul reddito anticipate IRAP | 215 | 241 | 170 |
| Imposte sul reddito differite IRAP | (3) | (5) | (3) |
| Totale Eni SpA | 1.585 | 1.752 | 1.319 |
| Imposte anticipate società in joint operation | 142 | 142 | 126 |
| | 1.727 | 1.894 | 1.445 |

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

| (€ milioni) | Valore al 31.12.2014 | Incrementi | Decrementi | Delta aliquota | Operazioni straordinarie | Altre variazioni | Valore al 31.12.2015 |
|---|-------------------------|-------------|--------------|----------------|-----------------------------|------------------|-------------------------|
| Imposte differite: | | | | | | | |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | (19) | | 1 | 1 | (10) | 10 | (17) |
| - altre | (134) | (56) | 100 | 3 | | | (87) |
| | (153) | (56) | 101 | 4 | (10) | 10 | (104) |
| Imposte anticipate: | | | | | | | |
| - differenze su derivati | 131 | | | | | 71 | 202 |
| - fondi per rischi ed oneri | 1.570 | 143 | (251) | (156) | (2) | | 1.304 |
| - svalutazione su beni diversi da partecipazioni | 684 | 38 | (153) | (46) | | (57) | 466 |
| - differenze su attività materiali ed immateriali | 212 | 32 | (53) | (45) | 179 | 43 | 368 |
| - svalutazione crediti | 242 | 68 | (13) | (38) | | | 259 |
| - fondi per benefici ai dipendenti | 74 | 15 | (?) | (6) | | (3) | 73 |
| - perdita fiscale | 936 | 506 | (22) | (181) | | | 1.239 |
| - altre | 158 | 60 | (91) | (3) | | (2) | 122 |
| | 4.007 | 862 | (590) | (475) | 177 | 52 | 4.033 |
| - svalutazione anticipate | (2.269) | (541) | | 200 | | | (2.610) |
| | 1.738 | 321 | (590) | (275) | 177 | 52 | 1.423 |
| Totale Eni SpA | 1.585 | 265 | (489) | (271) | 167 | 62 | 1.319 |
| Imposte anticipate joint operation | 143 | 2 | | (18) | | | 127 |
| Imposte differite joint operation | (1) | | | | | | (1) |
| Totale joint operation | 142 | 2 | | (18) | | | 126 |
| | 1.727 | 267 | (489) | (289) | 167 | 62 | 1.445 |

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.319 milioni risentono: (i) della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione e per gli anni successivi sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia, alla luce delle ridimensionate prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato. Il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri consente solo un parziale utilizzo delle attività per imposte anticipate e avuto riguardo, per l'Irap, alle modifiche normative intervenute sulla determinazione della base fiscale, svalutando l'eccedenza non recuperabile (€341 milioni); (ii) della rettifica di attività per imposte anticipate nette per effetto essenzialmente della prevista riduzione dell'aliquota IRES al 24% (-3,5 punti percentuali) a decorrere dal 1° gennaio 2017, che ha comportato l'adeguamento della fiscalità differita (€471 milioni). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dall'iscrizione della fiscalità anticipata sulla perdita fiscale stimata per l'esercizio 2015 di Eni SpA e delle società incluse nel consolidato fiscale alle quali non compete la remunerazione della perdita.

21 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|--|--------------|------------|
| Crediti d'imposta | 944 | 90 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 238 | 226 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 106 |
| Altri crediti da attività di disinvestimento | 3 | 2 |
| Altre attività | 488 | 362 |
| | 1.673 | 786 |

I crediti di imposta sono così costituiti:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|--|------------|------------|
| Crediti di imposta chiesti a rimborso | 866 | 44 |
| Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso | 92 | 60 |
| Fondo svalutazione crediti di imposta | (14) | (14) |
| | 944 | 90 |

I crediti di imposta, comprensivi degli interessi, di €90 milioni sono diminuiti di €854 milioni in quanto sono stati oggetto di operazioni di factoring con cessione pro soluto per circa €603 milioni, al netto del rimborso ottenuto nell'esercizio dall'Amministrazione finanziaria per €269 milioni. I crediti di imposta ceduti riguardano: (i) il riconoscimento degli effetti dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) - (€510 milioni); (ii) le istanze di rimborso per i periodi di imposta precedenti alla data di entrata in vigore dell'art. 2 del D.L. 201/2011 che ha consentito a decorrere dal 2012 la deducibilità integrale, ai fini IRES e dell'addizionale cd. Robin Tax (nel frattempo introdotta), della quota di IRAP relativa al costo lavoro (€93 milioni).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 - Strumenti finanziari derivati.

Le altre attività di €362 milioni riguardano per €277 milioni le quantità di gas non prelevate da Eni in esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'anticipo del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay con contropartita debiti verso fornitori gas [altri debiti della nota n. 24 - Debiti commerciali e altri debiti]. Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2016 (€108 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio. La classificazione nell'attivo non corrente è dovuta alla previsione di ritiro di tali volumi pre-pagati oltre l'orizzonte temporale di 12 mesi. La clausola take-or-pay prevede l'anticipazione totale o parziale del prezzo contrattuale dei volumi di gas non ritirati rispetto alla quantità minima contrattuale, con facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato (v. definizione della clausola take-or-pay nel glossario). Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. L'ammontare dei volumi di gas prepagati riflette le difficili condizioni del mercato europeo del gas naturale a causa della debolezza della domanda determinata dalla debole crescita economica e dalla crisi del termoelettrico e dell'intensa pressione competitiva alimentata dall'oversupply che non hanno consentito di rispettare gli obblighi minimi di prelievo dei contratti di fornitura gas. Il management prevede di recuperare i volumi pre-pagati nel lungo termine facendo leva sui benefici delle rinegoziazioni concluse e di quelle in corso/pianificate in termini di migliorata competitività del gas Eni, di riduzione delle quantità minime soggette al vincolo di prelievo e altre flessibilità operative, nonché azioni di ottimizzazione commerciale grazie alla presenza simultanea in più mercati e agli asset disponibili (capacità di logistica, diritti di trasporto).

La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, esclusi i crediti d'imposta, non produce effetti significativi.

Passività correnti

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €3.687 milioni (€3.616 milioni al 31 dicembre 2014) sono aumentate di €71 milioni. L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---------------|--------------|-------------------------|--------------|
| Euro | 3.296 | 3.113 | 3.333 |
| Dollaro USA | 431 | 431 | 194 |
| Lira Sterlina | 49 | 49 | 129 |
| Altre | 23 | 23 | 31 |
| | 3.799 | 3.616 | 3.687 |

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,06% (0,25% nell'esercizio 2014), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €22 milioni.

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €12.483 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.101 milioni al 31 dicembre 2014). Questi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – Proventi (oneri) finanziari.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €2.514 milioni (€3.488 milioni al 31 dicembre 2014) è commentata nella nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine, cui si rinvia.

24 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---|--------------|-------------------------|--------------|
| Debiti commerciali | 8.377 | 8.360 | 5.227 |
| Acconti e anticipi | 285 | 285 | 353 |
| Altri debiti: | | | |
| - relativi all'attività di investimento | 353 | 356 | 318 |
| - altri debiti | 518 | 519 | 471 |
| | 871 | 875 | 789 |
| | 9.533 | 9.520 | 6.369 |

I debiti commerciali di €5.227 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.679 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.523 milioni) e debiti verso imprese collegate, a controllo congiunto e altre di gruppo (€25 milioni).

Gli acconti e anticipi di €353 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€202 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€58 milioni).

Gli altri debiti di €471 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€189 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€191 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€7 milioni).

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €4 milioni si riferiscono per €2 milioni a imposte estere della branch tedesca e per €2 milioni alla joint operation Raffineria di Milazzo ScpA.

26 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|-------------------------------------|--------------|-------------------------|--------------|
| Accise e imposte di consumo | 900 | 900 | 606 |
| IVA | 31 | 31 | 241 |
| Royalty su idrocarburi estratti | 249 | 269 | 175 |
| Ritenute IRPEF su lavoro dipendente | 34 | 34 | 34 |
| Altre imposte e tasse | 13 | 14 | 17 |
| | 1.227 | 1.248 | 1.073 |

Le passività per altre imposte correnti riferite alle royalty su idrocarburi estratti di €175 milioni sono diminuite di €94 milioni in relazione alla dinamica negativa del prezzo degli idrocarburi.

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|--|--------------|-------------------------|--------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 1.776 | 1.776 | 1.067 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 502 | 502 | 457 |
| Altre passività | 369 | 370 | 314 |
| | 2.647 | 2.648 | 1.838 |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – Strumenti finanziari derivati.

Le altre passività di €314 milioni comprendono la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€146 milioni) - (v. nota n. 31 – Altre passività non correnti) e gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€110 milioni).

Passività non correnti

28 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2015 | | |
|-----------------------------|-----------------------|-----------------------|---------------|-----------------------|-----------------------|---------------|
| | Quote a lungo termine | Quote a breve termine | Totale | Quote a lungo termine | Quote a breve termine | Totale |
| Banche | 1.936 | 158 | 2.094 | 3.162 | 369 | 3.531 |
| Obbligazioni ordinarie | 13.925 | 2.304 | 16.229 | 14.248 | 1.804 | 16.052 |
| Obbligazioni convertibili | 1.239 | 1.024 | 2.263 | | 339 | 339 |
| Altri finanziatori, di cui: | 300 | 2 | 302 | 549 | 2 | 551 |
| - imprese controllate | 297 | 1 | 298 | 548 | 1 | 549 |
| - altri | 3 | 1 | 4 | 1 | 1 | 2 |
| | 17.400 | 3.488 | 20.888 | 17.959 | 2.514 | 20.473 |

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €20.473 milioni sono denominate in euro per €19.479 milioni e per €994 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, in essere al 31 dicembre 2015 è del 3,21% per quelle denominate in euro (3,22% al 31 dicembre 2014) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2014). I debiti verso banche di €3.531 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €1.437 milioni; al 31 dicembre 2015 non sono state utilizzate linee di credito.

Gli altri finanziatori di €551 milioni riguardano per €548 milioni operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanziatori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi €4.082 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,19% (1,99% al 31 dicembre 2014) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2014). I tassi di interesse effettivi adottati sono compresi tra l'1,09% e il 4,78% (tra l'1,70% e il 4,78% al 31 dicembre 2014).

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato di Eni o il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di mancata assegnazione del rating minimo, gli accordi prevedono l'individuazione di garanzie alternative accettabili per la Banca Europea per gli Investimenti. Eni ritiene che l'eventuale mancato rispetto di tali covenants abbia un impatto non significativo sulla liquidità del Gruppo. Al 31 dicembre 2015 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.738 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2015 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €6.576 milioni (€6.597 milioni al 31 dicembre 2014), di cui €1.000 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – Proventi (oneri) finanziari.

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

| (€ milioni) Tipo | Valore al 31 dicembre | | | Scadenza a lungo termine | | | | | | Totale |
|------------------------------------|-----------------------|---------------|--------------|--------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|--------|
| | 2014 | 2015 | Scad. 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Oltre | | |
| Banche | 2.094 | 3.531 | 369 | 199 | 698 | 1.144 | 139 | 982 | 3.531 | |
| Obbligazioni ordinarie: | | | | | | | | | | |
| - Euro Medium Term Notes 5,000% | 1.567 | 1.569 | 1.569 | | | | | | 1.569 | |
| - Euro Medium Term Notes 4,125% | 1.512 | 1.514 | 18 | | | 1.496 | | | 1.514 | |
| - Euro Medium Term Notes 4,75% | 1.253 | 1.254 | 8 | 1.246 | | | | | 1.254 | |
| - Euro Medium Term Notes 3,750% | 1.218 | 1.217 | 14 | | | | | 1.203 | 1.217 | |
| - Euro Medium Term Notes 4,250% | 1.034 | 1.035 | 39 | | | | 996 | | 1.035 | |
| - Euro Medium Term Notes 3,500% | 1.030 | 1.030 | 32 | | 998 | | | | 1.030 | |
| - Euro Medium Term Notes 3,625% | 1.025 | 1.026 | 33 | | | | | 993 | 1.026 | |
| - Euro Medium Term Notes 4,000% | 1.018 | 1.019 | 20 | | | | 999 | | 1.019 | |
| - Euro Medium Term Notes 3,250% | 1.004 | 1.005 | 15 | | | | | 990 | 1.005 | |
| - Euro Medium Term Notes 1,500% | | 1.005 | 14 | | | | | 991 | 1.005 | |
| - Euro Medium Term Notes 2,625% | 801 | 801 | 2 | | | | | 799 | 801 | |
| - Euro Medium Term Notes 3,750% | 761 | 762 | 14 | | | 748 | | | 762 | |
| - Euro Medium Term Notes 1,750% | | 747 | 4 | | | | | 743 | 747 | |
| - Retail VARIABILE% | 999 | | | | | | | | | |
| - Retail 4,000% | 1.019 | | | | | | | | | |
| - Retail TF 4,875% | 1.112 | 1.115 | 12 | 1.103 | | | | | 1.115 | |
| - Bond US 4,150% | 373 | 416 | 4 | | | | 412 | | 416 | |
| - Bond US 5,700% | 288 | 322 | 5 | | | | | 317 | 322 | |
| - Retail TV | 215 | 215 | 1 | 214 | | | | | 215 | |
| | 16.229 | 16.052 | 1.804 | 2.563 | 998 | 2.244 | 2.407 | 6.036 | 16.052 | |
| Obbligazioni convertibili: | | | | | | | | | | |
| - Bond convertibile azioni Galp | 1.016 | | | | | | | | | |
| - Bond convertibile azioni Snam | 1.247 | 339 | 339 | | | | | | 339 | |
| | 2.263 | 339 | 339 | | | | | | 339 | |
| Altri finanziatori, di cui: | | | | | | | | | | |
| - imprese controllate | 298 | 549 | 1 | | 173 | 6 | 250 | 119 | 549 | |
| - altri | 4 | 2 | 1 | 1 | | | | | 2 | |
| | 302 | 551 | 2 | 1 | 173 | 6 | 250 | 119 | 551 | |
| | 20.888 | 20.473 | 2.514 | 2.763 | 1.869 | 3.394 | 2.796 | 7.137 | 20.473 | |

Nel corso del 2015 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per €1.752 milioni. L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2015 è di seguito indicata:

| (€ milioni) | Importo nominale | Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche | Totale | Valuta | Scadenza | Tasso (%) |
|-----------------------------------|------------------|--|---------------|--------|----------|-----------|
| Obbligazioni ordinarie: | | | | | | |
| - Euro Medium Term Notes | 1.500 | 69 | 1.569 | EUR | 2016 | 5,000 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.500 | 14 | 1.514 | EUR | 2019 | 4,125 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.250 | 4 | 1.254 | EUR | 2017 | 4,750 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.200 | 17 | 1.217 | EUR | 2025 | 3,750 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 35 | 1.035 | EUR | 2020 | 4,250 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 30 | 1.030 | EUR | 2018 | 3,500 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 26 | 1.026 | EUR | 2029 | 3,625 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 19 | 1.019 | EUR | 2020 | 4,000 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 5 | 1.005 | EUR | 2023 | 3,250 |
| - Euro Medium Term Notes | 1.000 | 5 | 1.005 | EUR | 2026 | 1,500 |
| - Euro Medium Term Notes | 800 | 1 | 801 | EUR | 2021 | 2,625 |
| - Euro Medium Term Notes | 750 | 12 | 762 | EUR | 2019 | 3,750 |
| - Euro Medium Term Notes | 750 | (3) | 747 | EUR | 2024 | 1,750 |
| - Retail TF | 1.109 | 6 | 1.115 | EUR | 2017 | 4,875 |
| - Bond US | 413 | 3 | 416 | USD | 2020 | 4,150 |
| - Bond US | 322 | | 322 | USD | 2040 | 5,700 |
| - Retail TV | 215 | | 215 | EUR | 2017 | variabile |
| | 15.809 | 243 | 16.052 | | | |
| Obbligazioni convertibili: | | | | | | |
| - Bond convertibile azioni Snam | 339 | | 339 | EUR | 2016 | 0,625 |

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano €1.569 milioni.

L'obbligazione convertibile di €339 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 18 gennaio 2013 di un prestito obbligazionario dell'importo nominale di €1.250 milioni convertibile in azioni ordinarie Snam SpA, con durata triennale e cedola annuale dello 0,625%. L'obbligazione convertibile si è ridotta di €911 milioni per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori del prestito obbligazionario convertibile in azioni Snam relativo a circa il 6% del capitale sociale (n. 211.002.719 azioni ordinarie), il prestito obbligazionario convertibile residua alla data di bilancio in €339 milioni con sottostante 77,7 milioni di azioni Snam (2,22% del capitale sociale). Il prestito è valutato al costo ammortizzato, mentre l'opzione di conversione, implicita nello strumento finanziario emesso, è valutata a fair value con imputazione degli effetti a conto economico. In coerenza, per le azioni sottostanti il prestito è stata attivata la fair value option prevista dallo IAS 39.

Al 31 dicembre 2015, per le azioni sottostanti le quote del prestito per le quali non era ancora intervenuta la conversione (n. 62.789.570 azioni) o per cui non si era ancora realizzato il settlement dell'operazione di conversione (n. 14.891.313 azioni), è stata rilevata una plusvalenza da valutazione di circa €49 milioni e una variazione positiva del fair value dell'opzione implicita nel bond convertibile pari a €33 milioni. Per le azioni per cui non si è ancora realizzato il settlement dell'operazione, il valore di mercato è pari al prezzo di conversione, mentre per le azioni ancora non oggetto di conversione, il prezzo corrente dell'azione Snam a fine esercizio è di €4,83 per azione. L'esercizio del diritto di conversione è stato sostanzialmente completato nel gennaio 2016.

Il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Galp Energia SGPS SA (Galp) outstanding alla precedente reporting date emesso nel 2012 per l'importo nominale di €1.028 milioni avente come sottostante circa 66 milioni di azioni ordinarie Galp corrispondenti all'8% del capitale sociale è stato completamente rimborsato in due tranches nel corso dell'esercizio. La prima fase di rimborso ha riguardato circa il 50% del prestito ed è stata eseguita tramite un'operazione di sollecitazione alla vendita rivolta ai bondholders. In base a una procedura d'asta competitiva, Eni ha riacquisito dai bondholders obbligazioni per l'importo nominale complessivo di €514,9 milioni a fronte del pagamento per cassa. Il prezzo di acquisto delle obbligazioni è stato fissato in €100.400 per ogni €100.000 di valore nominale di tali obbligazioni, oltre agli interessi maturati. Il 30 novembre 2015, il prestito obbligazionario convertibile residuo del valore nominale di €513 milioni è scaduto ed è stato rimborsato contestualmente alla dismissione della partecipazione residua in Galp pari a 33 milioni di azioni corrispondenti a circa il 4% del capitale sociale di Galp mediante una procedura di accelerated bookbuilding rivolta ad investitori istituzionali al prezzo unitario di €9,81 per azione per il corrispettivo complessivo di circa €325 milioni.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.665 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,2491% e l'1,48367% (tra lo 0,1735% e il 1,2895% al 31 dicembre 2014) e per il dollaro USA compresi tra lo 0,3927% e il 2,6726% (tra lo 0,2559% e il 2,718% al 31 dicembre 2014). La gerarchia del fair value è di livello 2.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2014 Riesposto | | | 31.12.2015 | | |
|---|----------------|---------------|---------------|-------------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | Correnti | Non correnti | Totale | Correnti | Non correnti | Totale | Correnti | Non correnti | Totale |
| A. Disponibilità liquide ed equivalenti | 4.280 | | 4.280 | 4.281 | | 4.281 | 4.132 | | 4.132 |
| B. Attività finanziarie destinate al trading | 5.024 | | 5.024 | 5.024 | | 5.024 | 5.028 | | 5.028 |
| C. Liquidità (A+B) | 9.304 | | 9.304 | 9.305 | | 9.305 | 9.160 | | 9.160 |
| D. Crediti finanziari^(a) | 6.622 | | 6.622 | 6.619 | | 6.619 | 5.325 | | 5.325 |
| E. Passività finanziarie a breve termine verso banche | 212 | | 212 | 212 | | 212 | 114 | | 114 |
| F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche | 158 | 1.936 | 2.094 | 158 | 1.936 | 2.094 | 369 | 3.162 | 3.531 |
| G. Prestiti obbligazionari | 3.328 | 15.164 | 18.492 | 3.328 | 15.164 | 18.492 | 2.143 | 14.248 | 16.391 |
| H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate | 3.587 | | 3.587 | 3.404 | | 3.404 | 3.573 | | 3.573 |
| I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate | 1 | 297 | 298 | 1 | 297 | 298 | 1 | 548 | 549 |
| L. Altre passività finanziarie | 1 | 3 | 4 | 1 | 3 | 4 | 1 | 1 | 2 |
| M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L) | 7.287 | 17.400 | 24.687 | 7.104 | 17.400 | 24.504 | 6.201 | 17.959 | 24.160 |
| N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C) | (8.639) | 17.400 | 8.761 | (8.820) | 17.400 | 8.580 | (8.284) | 17.959 | 9.675 |

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

| [€ milioni] | Valore iniziale | Operazioni straordinarie | Variazioni di stima | Effetto attualizzazione | Accantonamenti | Utilizzi a fronte oneri | Utilizzi per esuberanza | Valore finale |
|---|-----------------|--------------------------|---------------------|-------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|---------------|
| 31.12.2014 | | | | | | | | |
| Fondo smantellamento e ripristino siti e social project | 1.575 | | 354 | 49 | 5 | (33) | (4) | 1.946 |
| Fondo oneri per contratti onerosi | 800 | | | | 9 | (94) | | 715 |
| Fondo rischi e oneri ambientali | 731 | | | | 145 | (131) | (2) | 743 |
| Fondo esodi e mobilità lunga | 285 | | | 10 | 7 | (83) | (58) | 161 |
| Fondo rischi per contenziosi | 179 | | | | 13 | (38) | (38) | 116 |
| Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA | 83 | | | | | | (1) | 82 |
| Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA | | | | | 25 | | | 25 |
| Altri fondi per rischi ed oneri | 559 | | | | 321 | (112) | (42) | 726 |
| | 4.212 | | 354 | 59 | 525 | (491) | (145) | 4.514 |
| 31.12.2014 Riesposto | | | | | | | | |
| Fondo smantellamento e ripristino siti e social project | 1.575 | 79 | 370 | 51 | 5 | (33) | (4) | 2.043 |
| Fondo oneri per contratti onerosi | 800 | | | | 9 | (94) | | 715 |
| Fondo rischi e oneri ambientali | 731 | 10 | | | 146 | (132) | (2) | 753 |
| Fondo esodi e mobilità lunga | 285 | | | 10 | 7 | (83) | (58) | 161 |
| Fondo rischi per contenziosi | 179 | 7 | | | 13 | (45) | (38) | 116 |
| Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA | 83 | | | | | | (1) | 82 |
| Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA | | | | | 25 | | | 25 |
| Altri fondi per rischi ed oneri | 559 | 1 | | | 321 | (112) | (42) | 727 |
| | 4.212 | 97 | 370 | 61 | 526 | (499) | (145) | 4.622 |
| 31.12.2015 | | | | | | | | |
| Fondo smantellamento e ripristino siti e social project | 2.043 | | (318) | 41 | 10 | (16) | | 1.760 |
| Fondo oneri per contratti onerosi | 715 | | | | 107 | (93) | | 729 |
| Fondo rischi e oneri ambientali | 753 | | | | 124 | (193) | (5) | 679 |
| Fondo esodi e mobilità lunga | 161 | | | | | (5) | (18) | 138 |
| Fondo rischi per contenziosi | 116 | | | | 23 | (10) | (8) | 121 |
| Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA | 82 | | | | 2 | | | 84 |
| Fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA | 25 | | | | | | | 25 |
| Altri fondi per rischi ed oneri | 727 | | | 4 | 71 | (312) | (55) | 435 |
| | 4.622 | | (318) | 45 | 337 | (629) | (86) | 3.971 |

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.760 milioni accoglie essenzialmente: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€1.690 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra lo 0,404% e il 3,209%; il periodo previsto degli esborsi è 2016-2056; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del programma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€49 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo per contratti onerosi di €729 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotona, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€351 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€141 milioni), negli impianti di raffinazione (€23 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€57 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€20 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€47 milioni) e ad altri siti non operativi (€32 milioni).

Il fondo esodi e mobilità lunga di €138 milioni è relativo allo stanziamento degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011.

Il fondo rischi per contenziosi di €121 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €84 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Il fondo oneri per cessione Snamprogetti SpA di €25 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Saipem SpA all'atto della cessione della partecipazione in Snamprogetti SpA.

Gli altri fondi di €435 milioni comprendono: (i) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso all'incentivo monetario differito (€25 milioni); (ii) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€25 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€12 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€10 milioni); (v) gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli a clienti (€6 milioni).

30 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|---|------------|-------------------------|------------|
| Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato | 213 | 214 | 189 |
| Piani esteri | 3 | 3 | 3 |
| Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA | 78 | 78 | 76 |
| Altri fondi per benefici ai dipendenti | 87 | 87 | 98 |
| | 381 | 382 | 366 |

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. L'indennità, erogata sotto forma di capitale, è pari alla somma di quote di accantonamento calcolate sulle voci retributive corrisposte in dipendenza del rapporto di lavoro e rivalutate fino al momento della cessazione dello stesso. Per effetto delle modifiche legislative introdotte a partire dal 1° gennaio 2007, il trattamento di fine rapporto maturando è destinato ai fondi pensione, al fondo di tesoreria istituito presso l'INPS ovvero, nel caso di imprese aventi meno di 50 dipendenti, può rimanere in azienda. Questo comporta che una quota significativa del trattamento di fine rapporto maturando sia classificato come un piano a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è rappresentata esclusivamente dal versamento dei contributi al fondo pensione ovvero all'INPS. La passività relativa al trattamento di fine rapporto antecedente al 1° gennaio 2007 continua a rappresentare un piano a benefici definiti da valutare secondo tecniche attuariali.

I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch di Gas & Power presente in Belgio.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità e il fondo gas. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di un parametro di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura. Il fondo gas è un fondo pensione integrativo, istituito negli anni 70 e gestito dall'INPS, per i dipendenti del settore della distribuzione gas; tale fondo precedentemente considerato un piano a contributi definiti ha assunto la configurazione di un piano a benefici definiti per effetto delle modifiche normative afferenti la struttura del fondo intervenuta nell'anno. La fattispecie interessa anche Eni in considerazione della presenza di risorse rivenienti dalla fusione per incorporazione della ex "Italgas Più" iscritte al fondo gas.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | | | 31.12.2015 | | | | |
|---|------------|--------------|-----------|-----------|------------|------------|--------------|-----------|-----------|------------|
| | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri | Totale | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri | Totale |
| Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio | 197 | | 68 | 80 | 345 | 214 | 8 | 78 | 87 | 387 |
| Costo corrente | | | 2 | 27 | 29 | | | 1 | 43 | 44 |
| Interessi passivi | 6 | | 2 | 1 | 9 | 4 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| Rivalutazioni: | 20 | | 9 | | 29 | (17) | | (1) | (13) | (31) |
| - <i>Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche</i> | | | | | | | | | | |
| - <i>Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie</i> | 23 | | 10 | 1 | 34 | | | | (11) | (11) |
| - <i>Effetto dell'esperienza passata</i> | (3) | | (1) | (1) | (5) | (17) | | (1) | (2) | (20) |
| Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione | | | | | | | | | 11 | 11 |
| Benefici pagati | (11) | | (3) | (21) | (35) | (14) | | (3) | (32) | (49) |
| Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti | 2 | 8 | | | 10 | 2 | | | 1 | 3 |
| Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a) | 214 | 8 | 78 | 87 | 387 | 189 | 9 | 76 | 98 | 372 |
| Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio | | | | | | | 5 | | | 5 |
| Interessi attivi | | | | | | | 1 | | | 1 |
| Effetto aggregazioni aziendali, dismissioni, trasferimenti | | 5 | | | 5 | | | | | |
| Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b) | | 5 | | | 5 | | 6 | | | 6 |
| Passività netta rilevata in bilancio (a-b) | 214 | 3 | 78 | 87 | 382 | 189 | 3 | 76 | 98 | 366 |

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €98 milioni (€87 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano gli incentivi monetari differiti per €71 milioni (€63 milioni al 31 dicembre 2014), i premi di anzianità per €11 milioni (€16 milioni al 31 dicembre 2014), il fondo gas per €11 milioni e i piani di incentivazione di lungo termine per €5 milioni (€8 milioni al 31 dicembre 2014).

I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni) | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri | Totale |
|---|----------|--------------|----------|-----------|-----------|
| 2014 | | | | | |
| Costo corrente | | | 2 | 27 | 29 |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | |
| - <i>Interessi passivi sull'obbligazione</i> | 6 | | 2 | 1 | 9 |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | 6 | | 2 | 1 | 9 |
| - <i>di cui rilevato nel costo lavoro</i> | | | | 1 | 1 |
| - <i>di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari</i> | 6 | | 2 | | 8 |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | | |
| Totale | 6 | | 4 | 28 | 38 |
| - <i>di cui rilevato nel costo lavoro</i> | | | 2 | 28 | 30 |
| - <i>di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari</i> | 6 | | 2 | | 8 |
| 2015 | | | | | |
| Costo corrente | | | 1 | 43 | 44 |
| Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione | | | | 11 | 11 |
| Interessi passivi (attivi) netti: | | | | | |
| - <i>Interessi passivi sull'obbligazione</i> | 4 | 1 | 1 | 1 | 7 |
| - <i>Interessi attivi sulle attività a servizio del piano</i> | | (1) | | | (1) |
| Totale interessi passivi (attivi) netti | 4 | | 1 | 1 | 6 |
| - <i>di cui rilevato nel costo lavoro</i> | | | | 1 | 1 |
| - <i>di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari</i> | 4 | | 1 | | 5 |
| Rivalutazioni dei piani a lungo termine | | | | (13) | (13) |
| Totale | 4 | | 2 | 42 | 48 |
| - <i>di cui rilevato nel costo lavoro</i> | | | 1 | 42 | 43 |
| - <i>di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari</i> | 4 | | 1 | | 5 |

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni) | 2014 | | | 2015 | | |
|--|------|-------|--------|------|-------|--------|
| | TFR | FISDE | Totale | TFR | FISDE | Totale |
| Rivalutazioni: | | | | | | |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche | | | | | | |
| - Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie | 23 | 10 | 33 | | | |
| - Effetto dell'esperienza passata | (3) | (1) | (4) | (17) | (1) | (18) |
| | 20 | 9 | 29 | (17) | (1) | (18) |

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|---|------------|------------|
| Attività a servizio del piano: | | |
| - Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi | 5 | 6 |
| | 5 | 6 |

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le attività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

| | | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri |
|--|------|-----|--------------|-------|---------|
| 2014 | | | | | |
| Tassi di sconto | (%) | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 0,5-2,0 |
| Tasso di inflazione | (%) | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni | | | 24 | |
| 2015 | | | | | |
| Tassi di sconto | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 0,5-2,0 |
| Tasso di inflazione | % | 2,0 | 2,0 | 2,0 | 2,0 |
| Aspettativa di vita all'età di 65 anni | anni | | | 24 | |

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione corrisponde all'obiettivo di lungo termine della Banca Centrale Europea. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dalla Ragioneria Generale dello Stato (RG48), con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPS55).

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

| (€ milioni) | Tasso di sconto | | Tasso di Inflazione | | Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario |
|--------------|---|----------------------|-----------------------|-----------------------|---|
| | Incremento dello 0,5% | Riduzione dello 0,5% | Incremento dello 0,5% | Incremento dello 0,5% | |
| | Effetto sull'obbligazione netta: | | | | |
| TFR | (11) | 12 | 8 | | |
| Piani esteri | ... | ... | ... | ... | |
| FISDE | (6) | 5 | | | 6 |
| Altri | (1) | 1 | ... | | |

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €31 milioni, di cui €6 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicato:

| (€ milioni) | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri |
|-------------------|-----|--------------|-------|-------|
| 31.12.2014 | | | | |
| 2015 | 3 | | 3 | 33 |
| 2016 | 3 | | 3 | 29 |
| 2017 | 4 | | 3 | 34 |
| 2018 | 5 | | 3 | 1 |
| 2019 | 8 | | 3 | 1 |
| Oltre il 2019 | 191 | 3 | 63 | 4 |
| 31.12.2015 | | | | |
| 2016 | 3 | | 3 | 25 |
| 2017 | 3 | | 3 | 29 |
| 2018 | 4 | | 3 | 17 |
| 2019 | 6 | | 3 | 1 |
| 2020 | 8 | | 3 | 2 |
| Oltre il 2020 | 165 | 3 | 61 | 8 |

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicata:

| | | TFR | Piani esteri | FISDE | Altri |
|------------------------|------|------|--------------|-------|-------|
| 2014 | | | | | |
| Durata media ponderata | anni | 12,2 | 7,0 | 14,9 | 3,0 |
| 2015 | | | | | |
| Durata media ponderata | anni | 12,3 | 7,0 | 15,1 | 3,0 |

34 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|--|--------------|-------------------------|--------------|
| Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura | 301 | 301 | 413 |
| Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | | 230 |
| Depositi cauzionali | 247 | 248 | 257 |
| Altre passività | 1.149 | 1.149 | 981 |
| | 1.697 | 1.698 | 1.881 |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – Strumenti finanziari derivati.

I depositi cauzionali a lungo termine di €257 milioni fanno principalmente riferimento a quelli ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica (€232 milioni).

Le altre passività di €981 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€573 milioni), Engie SA (ex GDF Suez SA) (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€149 milioni) per un periodo di 20 anni; Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna al PSV (in Italia) (€5 milioni) e Engie SA per la fornitura di gas naturale per un periodo di 10 anni con punto di consegna a Eynatten (Germania) (€9 milioni); (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€141 milioni); e Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€32 milioni); (iii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€21 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€24 milioni); (iv) British Gas, a titolo di indennizzo a fronte dei maggiori oneri sostenuti per l'assunzione da parte di Eni, per il periodo dal 2000 al 2018, di una quota degli impegni di trasporto del gasdotto che collega il Regno Unito e il Belgio di proprietà di Interconnector UK Ltd (€1 milioni).

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

32 Strumenti finanziari derivati

| [€ milioni] | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | |
|--|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| | Fair value attivo | Fair value passivo | Fair value attivo | Fair value passivo |
| Contratti derivati non di copertura | | | | |
| <i>Contratti su valute</i> | | | | |
| - Currency swap | 660 | 978 | 374 | 456 |
| - Outright | 699 | 333 | 103 | 99 |
| - Interest currency swap | 146 | 141 | 128 | 130 |
| | 1.505 | 1.452 | 605 | 685 |
| <i>Contratti su interessi</i> | | | | |
| - Interest rate swap | 81 | 41 | 50 | 27 |
| | 81 | 41 | 50 | 27 |
| <i>Contratti su merci</i> | | | | |
| - Over the counter | 306 | 521 | 310 | 725 |
| - Future | | 4 | 7 | 17 |
| - Altri | 5 | | | |
| | 311 | 525 | 317 | 742 |
| | 1.897 | 2.018 | 972 | 1.454 |
| Contratti derivati cash flow hedge | | | | |
| Over the counter | 40 | 502 | 133 | 687 |
| | 40 | 502 | 133 | 687 |
| Contratti derivati impliciti | | | | |
| Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili | | | | |
| | | 59 | | 26 |
| Totale contratti derivati | 1.937 | 2.579 | 1.105 | 2.167 |
| Di cui: | | | | |
| - correnti | 1.699 | 2.278 | 773 | 1.524 |
| - non correnti | 238 | 301 | 332 | 643 |

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 – Patrimonio netto e n. 37 – Costi operativi. Le opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili riguardano il prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine.

33 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Saipem

Il 27 ottobre 2015, Eni SpA ha definito il contratto preliminare di compravendita in base al quale si è impegnata a cedere a Fondo Strategico Italiano SpA ("FSI") una partecipazione nel capitale di Saipem SpA composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari a circa il 12,503% del capitale della società al prezzo unitario di €8,3956 per azione per il corrispettivo complessivo di €463 milioni.

Contestualmente, Eni e FSI hanno definito un patto parasociale che entrerà in vigore al closing del trasferimento della quota partecipativa con la finalità di disciplinare i reciproci rapporti delle parti quali azionisti di Saipem con particolare riguardo alla governance e al regime di circolazione delle rispettive partecipazioni in Saipem, realizzando il controllo congiunto dell'entità.

Il patto parasociale avente a oggetto un numero paritetico di azioni ordinarie Saipem apportate da ciascun contraente (fino a un massimo del 12,5% del capitale ordinario più un'azione) è valido per tre anni con un'opzione tacita di rinnovo. Le principali disposizioni del patto sono:

(a) per il futuro rinnovo degli organi sociali di Saipem, la presentazione da parte di Eni e FSI di un'unica lista per la nomina del Consiglio di Amministrazione (in cui il Presidente e l'AD saranno indicati congiuntamente dalle parti) e del Collegio Sindacale e il relativo impegno di voto; (b) reciproci impegni di stand-still e impegni di lock-up su tutte le azioni apportate al Patto Parasociale e talune ulteriori limitazioni con riferimento al trasferimento di azioni non apportate al Patto Parasociale; (c) obblighi di preventiva consultazione e, per quanto consentito dalla legge, impegni di voto (anche relativamente alle azioni Saipem non apportate al Patto Parasociale) in relazione a tutte le delibere di competenza dell'Assemblea di Saipem e a talune delibere di competenza del Consiglio di Saipem, tra le quali in particolare l'approvazione dei piani industriali.

I due soci hanno assunto nei confronti di Saipem un impegno irrevocabile alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale sociale dell'importo di €3,5 miliardi deliberato da Saipem di concerto alla definizione degli accordi di compravendita e parasociali tra Eni e FSI. Il complesso degli accordi prevede infine il rimborso da parte di Saipem dei finanziamenti intercompany concessi da Eni attraverso i proventi dell'aumento di capitale e il rifinanziamento presso istituzioni creditizie terze.

Il closing del contratto di compravendita è avvenuto il 22 gennaio con l'avverarsi di tutte le condizioni sospensive previste, in particolare il nulla osta Consob all'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem. Eni ha incassato il corrispettivo di €463 milioni. Alla stessa data è entrato in vigore il patto parasociale tra Eni e FSI che realizza il controllo congiunto di Saipem.

Entro la fine di febbraio si è conclusa l'operazione di aumento del capitale sociale di Saipem (cash out Eni di €1.069 milioni) che grazie a tali introiti e con il ricorso a nuovi finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni SpA per €2.723 milioni.

Versalis

Relativamente al business chimico Eni, gestito da Versalis SpA (Eni 100%), alla data di bilancio è in corso la definizione di un accordo con un partner industriale che, acquisendone una quota di controllo affianca Eni nella realizzazione del piano industriale necessario per lo sviluppo del settore.

Poiché il settore Ingegneria & Costruzioni gestito da Saipem e il settore Chimica gestito da Versalis costituiscono due "major line of business", il management ha rappresentato i risultati di Saipem SpA e Versalis SpA e loro controllate come discontinued operations.

Come previsto dallo IFRS 5, le partecipazioni in Saipem e Versalis sono state valutate al minore tra il valore di libro e il fair value. Per Saipem il fair value rappresentato dalla quotazione di borsa al 31 dicembre (€7,49 per azione) è risultato superiore al valore di libro. Le discontinued operations comprendono inoltre il fair value positivo relativo alla quota di partecipazione in Saipem oggetto di cessione a FSI, dato dalla differenza tra il prezzo concordato della compravendita (€8,3956 per azione) e il prezzo di borsa delle azioni Saipem alla chiusura (€7,49 per azione). Per Versalis SpA l'adeguamento del valore di libro al fair value coerente con la transazione in corso di definizione ha determinato una svalutazione di €1.835 milioni.

Con riferimento alla rappresentazione delle discontinued operations prevista dai principi contabili internazionali (IFRS 5), si precisa che:

- nello schema di stato patrimoniale, le attività e le passività delle discontinued operations sono state rilevate, rispettivamente, in un'unica voce dell'attivo e del passivo;
- nello schema di conto economico, i risultati economici relativi alle discontinued operations, al netto degli effetti fiscali, sono rilevati in un'apposita voce indicata prima dell'utile netto del periodo;
- nello schema di rendiconto finanziario, il flusso di cassa netto da attività operativa e da attività di investimento afferente alle discontinued operations è stato separatamente evidenziato.

Per i dati di conto economico e per quelli relativi ai flussi di cassa della discontinued operations sono forniti i corrispondenti dati comparativi.

Di seguito sono rappresentati i principali valori di bilancio delle discontinued operations:

| (€ milioni) | 2014 | 2015 |
|--|--------------|----------------|
| Oneri netti su partecipazioni | (546) | (1.835) |
| Proventi (oneri) finanziari | | 50 |
| Imposte sul reddito | | (1) |
| Risultato netto delle discontinued operations | (546) | (1.786) |
| Attività correnti | | 50 |
| Attività non correnti | | 183 |
| Totale Attività | | 233 |
| Passività non correnti | | (251) |
| Totale Passività | | (251) |
| Flusso di cassa da attività di investimento - intervento sul capitale Versalis SpA | | (1.147) |

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €3 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e alla cessione del Deposito di Ravenna.

34 Patrimonio netto

| (€ milioni) | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
|--|---------------|-------------------------|---------------|
| Capitale sociale | 4.005 | 4.005 | 4.005 |
| Riserva legale | 959 | 959 | 959 |
| Azioni proprie acquistate | (581) | (581) | (581) |
| Riserva per acquisto di azioni proprie | 6.201 | 6.201 | 581 |
| Altre riserve di capitale: | 9.990 | 9.990 | 10.368 |
| <i>Riserve di rivalutazione:</i> | <i>9.927</i> | <i>9.927</i> | <i>9.927</i> |
| - Legge n. 576/1975 | 1 | 1 | 1 |
| - Legge n. 72/1983 | 3 | 3 | 3 |
| - Legge n. 408/1990 | 2 | 2 | 2 |
| - Legge n. 413/1991 | 39 | 39 | 39 |
| - Legge n. 342/2000 | 9.839 | 9.839 | 9.839 |
| - Legge n. 448/2001 | 43 | 43 | 43 |
| <i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i> | | | <i>378</i> |
| <i>Riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i> | <i>63</i> | <i>63</i> | <i>63</i> |
| Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale | (347) | (347) | (556) |
| Riserva IFRS 10 e 11 | 11 | 11 | 9 |
| Altre riserve di utili non disponibili: | 1.107 | 1.107 | 123 |
| <i>Riserva art. 6, comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005</i> | <i>1.152</i> | <i>1.152</i> | <i>158</i> |
| <i>Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale</i> | <i>(45)</i> | <i>(45)</i> | <i>(35)</i> |
| Altre riserve di utili disponibili: | 16.749 | 16.468 | 23.184 |
| <i>Riserva disponibile</i> | <i>16.230</i> | <i>15.945</i> | <i>22.054</i> |
| <i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i> | <i>412</i> | <i>412</i> | <i>412</i> |
| <i>Riserva art.14 Legge n. 342/2000</i> | <i>74</i> | <i>74</i> | <i>74</i> |
| <i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i> | <i>19</i> | <i>19</i> | <i>19</i> |
| <i>Riserva da avanzo di fusione</i> | <i>13</i> | <i>17</i> | <i>624</i> |
| <i>Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993</i> | <i>1</i> | <i>1</i> | <i>1</i> |
| Acconto sui dividendi | (2.020) | (2.020) | (1.440) |
| Utile dell'esercizio | 4.455 | 4.510 | 1.918 |
| | 40.529 | 40.303 | 38.570 |

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2015, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2014) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69,00%, di proprietà di altri azionisti.

Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA (ora Gas & Power), Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

Riserva legale

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridenominazione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice Civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2014), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€6.201 milioni al 31 dicembre 2014) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie avvenuto per €581 milioni al 31 dicembre 2015. L'8 novembre 2015 è scaduto il termine dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. Pertanto l'importo residuo non utilizzato di €5.620 milioni è stato riclassificato alle riserve da cui ha tratto origine, in particolare alla "Riserva disponibile" (€4.635 milioni), alla "Riserva avanzo di fusione" (€607 milioni), alla "Riserva adeguamento patrimonio netto n. 292/1993" (€378 milioni).

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;
- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";
- riserva conferimenti Leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi nn. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale

La riserva negativa di €556 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

| [€ milioni] | Derivati di copertura cash flow hedge | | |
|------------------------------------|---------------------------------------|-----------------|---------------|
| | Riserva lorda | Effetto fiscale | Riserva netta |
| Riserva al 31 dicembre 2014 | (480) | 133 | (347) |
| Variazione dell'esercizio 2015 | (279) | 70 | (209) |
| Riserva al 31 dicembre 2015 | (759) | 203 | (556) |

La variazione negativa di €209 milioni include il reversal a conto economico di oneri pari a €321 milioni, di cui €41 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e €280 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €9 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 e omologati dalla Commissione Europea l'11 dicembre 2012 con Regolamento n. 1254/2012. Le nuove disposizioni sono state applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013.

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili di €123 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 1, lettera a) D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €158 milioni si incrementa per €33 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2015 in sede di attribuzione dell'utile 2014 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di € 1.027 milioni ai sensi dell'art. 6, comma 3, del D.Lgs. n. 38/2005 in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2015 come di seguito indicato:

| [€ milioni] | Gulp Energia SGPS SA | | Snam SpA | | Valutazione rimanenze | | TOTALE |
|------------------------------------|----------------------|-----------------|---------------|-----------------|-----------------------|-----------------|---------------|
| | Riserva lorda | Effetto Fiscale | Riserva lorda | Effetto Fiscale | Riserva lorda | Effetto Fiscale | Riserva netta |
| Riserva al 31 dicembre 2014 | 604 | (12) | 571 | (11) | | | 1.152 |
| Attribuzione utile 2014 | | ... | 10 | ... | 34 | (11) | 33 |
| Variazione dell'esercizio 2015 | (604) | 12 | (425) | 8 | (27) | 9 | (1.027) |
| Riserva al 31 dicembre 2015 | 0 | 0 | 156 | (3) | 7 | (2) | 158 |

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €35 milioni riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo. Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di € 23.184 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €22.054 milioni con un incremento di €6.109 milioni dovuto essenzialmente: i) alla riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€4.635 milioni); ii) alla riclassifica della riserva art. 6, comma 1, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto delle plusvalenze realizzate nel corso del 2015 (€1.027 milioni); (iii) all'attribuzione dell'utile residuo dell'esercizio 2014 (€390 milioni). La riserva accoglie il disavanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Società Ionica Spa avvenuta il 1° dicembre 2015 (€ 230 milioni).
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva da avanzo di fusione: €624 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est più Spa, decorsa dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni) e di Eni gas & power GmbH, decorsa dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni). La riserva si è incrementata per effetto della riclassifica della Riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni). Nel luglio 2012 la riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili.
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

Acconto sul dividendi

Riguarda per €1.440 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2015 di €0,4 per azione deliberato il 17 settembre 2015 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 23 settembre 2015.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziare imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €1,32 miliardi. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €23,15 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli in applicazione IFRS 10 – 11

| [€ milioni] | Risultato dell'esercizio | | | Patrimonio netto | | |
|--|--------------------------|-------------------|--------------|------------------|-------------------------|---------------|
| | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 | 31.12.2014 | 31.12.2014 Riesposto | 31.12.2015 |
| Eni SpA | 4.460 | 4.515 | 1.918 | 40.523 | 40.297 | 38.561 |
| Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation | (5) | (5) | | 6 | 6 | 9 |
| Eni SpA - applicazione IFRS 10 - 11 | 4.455 | 4.510 | 1.918 | 40.529 | 40.303 | 38.570 |

35 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie di €75.473 milioni (€70.238 milioni al 31 dicembre 2014) si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2015 | | |
|---|---------------|--------------------------|---------------|---------------|--------------------------|---------------|
| | Fidejussioni | Altre garanzie personali | Totale | Fidejussioni | Altre garanzie personali | Totale |
| Imprese controllate | 20.435 | 41.429 | 61.864 | 25.876 | 41.796 | 67.672 |
| Imprese collegate e a controllo congiunto | 6.122 | 117 | 6.239 | 6.122 | 86 | 6.208 |
| Imprese in joint operation | | 126 | 126 | | | |
| Proprio | | 1.834 | 1.834 | | 1.396 | 1.396 |
| Altri | | 175 | 175 | | 197 | 197 |
| Totale | 26.557 | 43.681 | 70.238 | 31.998 | 43.475 | 75.473 |

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €25.876 milioni riguardano:

- per €25.772 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €14.646 milioni;
- per €104 milioni le fidejussioni prestate a garanzie degli impegni contrattuali assunti essenzialmente da Versalis France SAS e da Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €41.796 milioni riguardano:

- per €15.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.166 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.969 milioni;
- per €2.756 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc. a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è di €2.223 milioni;
- per €1.837 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2015 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €11.396 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a sua volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni (€2.894 milioni), Refining & Marketing (€206 milioni), Altre attività e società finanziarie (€591 milioni), Gas & Power (€7.602 milioni) e Petrochimica (€103 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €11.379 milioni;
- per €3.347 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €2.337 milioni;
- per €1.364 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.286 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing LLC (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing LLC. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €359 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari a €357 milioni;
- per €241 milioni le garanzie concesse a favore di terzi in relazione agli impegni assunti dalla Singea SpA in liquidazione (incorporata da Syndial nel 2002) per la cessione della PortoVesme Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €140 milioni i contratti di riassicurazione nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di imprese assicuratrici a seguito di acquisizione in riassicurazione delle coperture finanziarie emesse da queste ultime a favore di imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;

- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €16 milioni;
- per €36 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e a controllo congiunto di €86 milioni riguardano essenzialmente:

- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Union Fenosa SA nell'interesse di Union Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 ammonta a €52 milioni;
- per €29 milioni, le garanzie prestate a terzi e a società controllate a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Ingegneria e Costruzioni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.396 milioni riguardano:

- le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €197 milioni riguardano essenzialmente:

- per €187 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative a Eni Ceska Republika. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale;
- per €3 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Snam. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2015 è pari al nominale.

Impegni e rischi

| [€ milioni] | 31.12.2014 | 31.12.2015 |
|-------------|------------|------------|
| Impegni | 226 | 229 |
| Rischi | 25 | 89 |
| | 251 | 318 |

Gli impegni di €229 milioni riguardano essenzialmente: (i) l'impegno derivante dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultimo al 31 dicembre 2015 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €133 milioni (€71 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €8 milioni come impegno economico); (ii) gli impegni assunti a seguito della vendita del 100% delle partecipazioni di Italgas SpA ("Italgas") e Stocaggi Gas Italia SpA ("Stogit") a Snam SpA (ex Snam Rete Gas SpA) per €76 milioni.

I rischi di €89 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

Altri impegni e rischi

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;

- le garanzie rilasciate a favore di Syndial SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance Ltd a favore di Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società controllate e finanziata dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2012 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unìon Fenosa Gas SA a favore di Unìon Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unìon Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unìon Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- ramo d'azienda "Sistema di Trasporto Greggio Viggiano-Taranto" da Eni alla Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA; decorrenza 11 dicembre 2006;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009;
- ramo d'azienda "Attività E&P - Marche, Abruzzo e Molise" da Eni a Società Adriatica Idrocarburi SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle Note al bilancio consolidato.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Direzioni/Società) alla Direzione Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario.

L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni

avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di Soglie di revisione strategia, e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio mercato tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accenramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio mercato commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione:

- a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime;

- b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset;
- c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio mercato liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi:

- a) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie);
- b) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con la metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99° percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2015 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio ponderato pari ad A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni. La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2015 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2014) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione). Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

| [€ milioni] | 2014 | | | | 2015 | | | |
|-----------------------------------|---------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Tasso di interesse ^(a) | 3,97 | 0,94 | 1,61 | 1,87 | 4,87 | 1,55 | 3,02 | 2,96 |
| Tasso di cambio | 0,20 | 0,01 | 0,05 | 0,04 | 0,21 | 0,01 | 0,05 | 0,01 |

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

| [€ milioni] | 2014 | | | | 2015 | | | |
|---|---------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Portafoglio Management Esposizioni Commerciali ^(a) | 37,03 | | 15,88 | | 51,43 | | 21,80 | |

(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power). A partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 Dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

| [€ milioni] | 2014 | | | | 2015 | | | |
|-------------------------------------|---------|--------|-------|--------------|---------|--------|-------|--------------|
| | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo | Massimo | Minimo | Media | Fine periodo |
| Liquidità strategica ^(a) | 0,28 | 0,09 | 0,14 | 0,26 | 0,31 | 0,25 | 0,29 | 0,25 |

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrato adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguimento degli obiettivi operativi.

I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti dal Consiglio di Amministrazione (in termini di: (i) rapporto massimo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri [Leverage]; (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio/lungo termine sull'indebitamento totale; (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio/lungo termine; (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso - tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali - a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2015 il programma risulta utilizzato per €14,9 miliardi.

Eni ha un rating Standard & Poor's di A- con outlook negativo per il debito a lungo termine e A-2 per il breve; Moody's assegna il rating di A3 in review per un possibile downgrade per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano

dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2015 sono stati emessi bond per €1,75 miliardi nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2015, Eni SpA dispone di linee di credito committed non utilizzate a breve termine di €40 milioni. Le linee di credito a lungo termine, pari a €6.576 milioni, di cui €1.000 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

| [€ milioni] | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Oltre | |
| 31.12.2014 | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 3.180 | 3.104 | 2.745 | 1.321 | 2.402 | 7.899 | 20.651 |
| Passività finanziarie a breve termine | 3.799 | | | | | | 3.799 |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 2.278 | 114 | 26 | 39 | 43 | 79 | 2.579 |
| | 9.257 | 3.218 | 2.771 | 1.360 | 2.445 | 7.978 | 27.029 |
| Interessi su debiti finanziari | 667 | 617 | 531 | 409 | 367 | 1.364 | 3.955 |
| Garanzie finanziarie | 18 | | | | | | 18 |

| [€ milioni] | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Oltre | |
| 31.12.2014 Rilesposto | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 3.180 | 3.104 | 2.745 | 1.321 | 2.402 | 7.899 | 20.651 |
| Passività finanziarie a breve termine | 3.616 | | | | | | 3.616 |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 2.278 | 114 | 26 | 39 | 43 | 79 | 2.579 |
| | 9.074 | 3.218 | 2.771 | 1.360 | 2.445 | 7.978 | 26.846 |
| Interessi su debiti finanziari | 667 | 617 | 531 | 409 | 367 | 1.364 | 3.955 |
| Garanzie finanziarie | 18 | | | | | | 18 |

| [€ milioni] | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---|------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Oltre | |
| 31.12.2015 | | | | | | | |
| Passività finanziarie a lungo termine | 2.293 | 2.775 | 1.699 | 3.396 | 2.803 | 7.053 | 20.019 |
| Passività finanziarie a breve termine | 3.687 | | | | | | 3.687 |
| Passività per strumenti finanziari derivati | 1.524 | 456 | 88 | 41 | | 58 | 2.167 |
| | 7.504 | 3.231 | 1.787 | 3.437 | 2.803 | 7.111 | 25.873 |
| Interessi su debiti finanziari | 638 | 569 | 446 | 400 | 304 | 1.268 | 3.625 |
| Garanzie finanziarie | 12 | | | | | | 12 |

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | Totale |
|-------------------------|------------------|------------|-----------|--------------|
| | 2015 | 2016-2019 | Oltre | |
| 31.12.2014 | | | | |
| Debiti commerciali | 8.377 | | | 8.377 |
| Altri debiti e anticipi | 1.157 | 224 | 23 | 1.404 |
| | 9.534 | 224 | 23 | 9.781 |

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | Totale |
|-----------------------------|------------------|------------|-----------|--------------|
| | 2015 | 2016-2019 | Oltre | |
| 31.12.2014 Riesposto | | | | |
| Debiti commerciali | 8.360 | | | 8.360 |
| Altri debiti e anticipi | 1.160 | 225 | 23 | 1.408 |
| | 9.520 | 225 | 23 | 9.768 |

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | Totale |
|-------------------------|------------------|------------|-----------|--------------|
| | 2016 | 2017-2020 | Oltre | |
| 31.12.2015 | | | | |
| Debiti commerciali | 5.227 | | | 5.227 |
| Altri debiti e anticipi | 1.142 | 257 | 23 | 1.422 |
| | 6.369 | 257 | 23 | 6.649 |

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay di Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | | | | Totale |
|---|------------------|--------------|---------------|--------------|--------------|---------------|----------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | Oltre | |
| Contratti di leasing operativo non annullabili^(a) | 103 | 89 | 74 | 54 | 37 | 264 | 621 |
| Costi di abbandono e ripristino siti^(b) | 14 | 8 | 11 | 3 | | 3.488 | 3.524 |
| Costi relativi a fondi ambientali | 129 | 91 | 72 | 59 | 100 | 230 | 681 |
| Impegni di acquisto | 10.450 | 9.616 | 9.946 | 9.323 | 7.804 | 94.265 | 141.404 |
| - Gas ^(c) | | | | | | | |
| Take-or-pay | 8.463 | 8.036 | 8.600 | 8.125 | 7.249 | 91.667 | 132.140 |
| Ship-or-pay | 1.987 | 1.580 | 1.346 | 1.198 | 555 | 2.598 | 9.264 |
| Altri impegni, di cui: | | | | | | | |
| Memorandum di intenti Val d'Agri | 6 | 4 | 3 | 2 | 2 | 116 | 133 |
| Altri | 76 | | | | | 20 | 96 |
| Totale | 10.778 | 9.808 | 10.106 | 9.441 | 7.943 | 98.383 | 146.459 |

(a) I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per ufficio.

(b) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(c) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €4,9 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

| (€ milioni) | Anni di scadenza | | | | | |
|--------------------------------|------------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 e Oltre | Totale |
| Impegni per progetti committed | 778 | 522 | 409 | 263 | 356 | 2.328 |
| | 778 | 522 | 409 | 263 | 356 | 2.328 |

Altre Informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | | | 2014 Rilesposto | | | 2015 | | |
|---|----------------------|-----------------------------|------------------|----------------------|-----------------------------|------------------|----------------------|-----------------------------|------------------|
| | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a | | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a | | Valore di iscrizione | Proventi (oneri) rilevati a | |
| | | Conto economico | Patrimonio netto | | Conto economico | Patrimonio netto | | Conto economico | Patrimonio netto |
| Strumenti finanziari di negoziazione: | | | | | | | | | |
| - Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a) | (180) | 188 | | (180) | 188 | | (508) | (741) | |
| - Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(a) | (462) | (5) | (232) | (462) | (5) | (232) | (554) | (8) | (279) |
| Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza: | | | | | | | | | |
| - Titoli | 20 | | | 20 | | | 23 | | |
| Strumenti finanziari destinati al trading: | | | | | | | | | |
| - Titoli ^(c) | 5.024 | 24 | | 5.024 | 24 | | 5.028 | 3 | |
| Partecipazioni valutate al fair value: | | | | | | | | | |
| - Altre imprese disponibili per la vendita ^(d) | 1.744 | (221) | | 1.744 | (221) | | 368 | 49 | |
| Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato | | | | | | | | | |
| - Crediti commerciali e altri crediti ^(e) | 14.042 | (269) | | 14.046 | (269) | | 8.570 | (375) | |
| - Crediti finanziari ^(e) | 10.749 | 616 | | 10.746 | 616 | | 12.937 | 885 | |
| - Debiti commerciali e altri debiti ^(f) | (9.534) | (222) | | (9.520) | (222) | | (6.369) | (231) | |
| - Debiti finanziari ^(f) | (24.687) | (1.083) | | (24.504) | (1.083) | | (24.160) | (1.120) | |

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €619 milioni di oneri (oneri per €80 milioni nel 2014) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €122 milioni di oneri (proventi per €268 milioni nel 2014).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" e "Altri proventi (oneri) operativi".

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni".

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €517 milioni di oneri (oneri per €383 milioni nel 2014) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €142 milioni di proventi (proventi per €114 milioni nel 2014).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- Livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2015 di Eni SpA sono classificate:

| (€ milioni) | 2014 | | 2015 | |
|--|-----------|-----------|-----------|-----------|
| | Livello 1 | Livello 2 | Livello 1 | Livello 2 |
| Attività correnti: | | | | |
| Attività finanziarie destinate al trading | 5.024 | | 5.028 | |
| Rimanenze - Certificati bianchi | 34 | | 28 | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 1.659 | | 746 |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 40 | | 27 |
| Attività non correnti: | | | | |
| Altre partecipazioni valutate al fair value | 1.744 | | 368 | |
| Altre attività finanziarie - Titoli | 20 | | 23 | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 238 | | 226 |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | | | 106 |
| Passività correnti: | | | | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 1.776 | | 1.067 |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | 502 | | 457 |
| Passività non correnti: | | | | |
| Strumenti finanziari derivati non di copertura | | 301 | | 413 |
| Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | | | | 230 |

Nel corso dell'esercizio 2015 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle Note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle Note al bilancio consolidato, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - Regolamentazione in materia ambientale" delle Note al bilancio consolidato. Con riferimento allo Schema Europeo di Emissions Trading (ETS), nell'esercizio 2015, a fronte di 5,88 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 4,01 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante [1,88 milioni di tonnellate di permessi di emissione] è stato interamente colmato mediante ricorso al mercato.

36 Ricavi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|---------------|-------------------|---------------|
| Ricavi delle vendite e delle prestazioni | 42.356 | 42.370 | 33.657 |
| Variazioni dei lavori in corso su ordinazione | (7) | (7) | (4) |
| Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi | 1 | 1 | |
| | 42.350 | 42.364 | 33.653 |

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---------------------------------------|---------------|-------------------|---------------|
| Gas naturale e GPL | 17.013 | 17.024 | 14.262 |
| Prodotti Petroliferi | 16.465 | 16.465 | 12.721 |
| Energia elettrica e utility | 3.387 | 3.397 | 2.731 |
| GNL | 1.988 | 1.988 | 1.629 |
| Greggi | 1.809 | 1.809 | 883 |
| Vettoriamento gas su tratte estere | 103 | 103 | 86 |
| Gestione sviluppo sistemi informatici | 69 | 69 | 72 |
| Gestione energia | 5 | 5 | 3 |
| Altre vendite e prestazioni | 1.517 | 1.510 | 1.270 |
| | 42.356 | 42.370 | 33.657 |

I ricavi da vendita di gas naturale e GPL (€14.262 milioni) riguardano le vendite di gas in Italia per €8.691 milioni (32,8 miliardi di metri cubi), le vendite di gas naturale all'estero per €4.914 milioni (19,9 miliardi di metri cubi) e le vendite di GPL sul mercato rete ed extrarete e su altri canali di vendita (€657 milioni).

I ricavi da vendita di prodotti petroliferi (€12.721 milioni) riguardano le vendite effettuate sulle stazioni di servizio della rete di distribuzione in Italia (€3.242 milioni), le vendite a società controllate e collegate in Italia e all'estero (€3.265 milioni), le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti (€2.908 milioni), le vendite di carburanti e combustibili extrarete (€1.673 milioni), le vendite per combustibile navi e avio (€1.633 milioni).

I ricavi da energia elettrica e utility (€2.731 milioni) riguardano le vendite a terzi (€1.966 milioni) e a società controllate (€765 milioni), in particolare in Italia.

I ricavi da vendita GNL (€1.629 milioni) riguardano essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vendita greggi (€883 milioni) riguardano le vendite a società controllate (€839 milioni) e vendite a terzi (€44 milioni).

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere (€86 milioni) riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici (€72 milioni) riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi nonché le attività di progettazione e realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia (€3 milioni) riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni (€1.270 milioni) riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte da Exploration & Production nell'interesse di imprese controllate e altre imprese (€783 milioni); la quota di competenza dell'esercizio dei proventi poliennali derivanti dalla cessione di contratti di trasporto a lungo termine (€70 milioni) e da acconti ricevuti da terzi relativamente a contratti di fornitura di energia elettrica e di gas naturale rispettivamente da Electrabel Italia e da Engie SA (ex Gas de France Suez SA) (€78 milioni), le prestazioni di trasporto per oleodotto (€15 milioni) e di trasporto marittimo e contostallie (€22 milioni), il corrispettivo per lavorazioni di terzi presso le Raffinerie Eni (€23 milioni) e le prestazioni di magazzinaggio e bunkeraggi (€3 milioni).

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|-----------------|-------------------|-----------------|
| Accise su prodotti petroliferi | (8.853) | (8.853) | (8.568) |
| Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate | (1.821) | (1.821) | (1.660) |
| Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise | (997) | (997) | (770) |
| Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture | (326) | (326) | (333) |
| Ricavi operativi relativi a permutate greggi | (62) | (62) | (33) |
| Ricavi per operazioni a premio per fidelizzazione clientela | (32) | (32) | (25) |
| | (12.091) | (12.091) | (11.389) |

I ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---------------------------|---------------|-------------------|---------------|
| Italia | 26.508 | 26.522 | 22.466 |
| Resto dell'Unione Europea | 12.654 | 12.654 | 8.490 |
| Asia | 1.725 | 1.725 | 1.553 |
| Africa | 461 | 461 | 454 |
| Resto dell'Europa | 670 | 670 | 392 |
| Americhe | 292 | 292 | 271 |
| Altre aree | 40 | 40 | 27 |
| | 42.350 | 42.364 | 39.653 |

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|------------|-------------------|------------|
| Proventi per attività in joint venture | 69 | 69 | 69 |
| Locazioni, affitti e noleggi | 63 | 63 | 57 |
| Plusvalenze da cessioni e da conferimenti | 2 | 2 | 7 |
| Altri proventi | 225 | 226 | 204 |
| | 359 | 360 | 337 |

I proventi per attività in joint venture di €69 milioni riguardano l'addebito ai partners delle prestazioni interne.

Le locazioni, gli affitti e i noleggi di €57 milioni riguardano essenzialmente i proventi derivanti dai contratti di locazione ai gestori delle stazioni di servizio delle attrezzature e dei locali nei quali viene svolta l'attività non-oil (officine, lavaggi, bar, ristoranti e convenience-store) e i proventi da affitto del ramo d'azienda "Attività logistiche" alla Petrolig Srl (70% Eni) e alla Petroven Srl (68% Eni).

37 Costi operativi

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|--|---------------|-------------------|---------------|
| Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | 30.633 | 30.476 | 22.614 |
| Costi per servizi | 8.048 | 8.070 | 8.123 |
| Costi per godimento di beni di terzi | 644 | 662 | 534 |
| Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri | 142 | 143 | 269 |
| Variazioni rimanenze | 1.620 | 1.620 | 870 |
| Altri oneri | 695 | 697 | 828 |
| | 41.782 | 41.668 | 33.238 |

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|--|---------------|-------------------|---------------|
| Gas naturale | 14.115 | 13.953 | 11.066 |
| Materie prime, sussidiarie | 11.081 | 11.085 | 8.006 |
| Prodotti | 3.951 | 3.951 | 2.584 |
| Semilavorati | 1.265 | 1.265 | 736 |
| Materiali e materie di consumo | 434 | 440 | 369 |
| a dedurre: | | | |
| Acquisti per investimenti | (182) | (187) | (120) |
| Ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci | (31) | (31) | (27) |
| | 30.633 | 30.476 | 22.614 |

I costi per servizi riguardano:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|--------------|-------------------|--------------|
| Trasporto e distribuzione di gas naturale | 3.040 | 3.047 | 3.358 |
| Trasporto e distribuzione di energia elettrica | 1.112 | 1.116 | 1.119 |
| Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni | 900 | 906 | 807 |
| Tollig fee per la produzione di energia elettrica | 676 | 676 | 627 |
| Progettazione e direzione lavori | 462 | 464 | 446 |
| Manutenzioni | 324 | 330 | 365 |
| Trasporti e movimentazioni | 357 | 357 | 355 |
| Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT | 371 | 371 | 317 |
| Costi di vendita diversi | 296 | 296 | 287 |
| Consulenze e prestazioni professionali | 309 | 311 | 272 |
| Servizi di modulazione e stoccaggio | 170 | 170 | 161 |
| Postali, telefoniche e ponti radio | 149 | 149 | 126 |
| Pubblicità, promozione e attività di comunicazione | 118 | 118 | 95 |
| Viaggi, missioni e altri | 80 | 80 | 80 |
| Compensi di lavorazione | 137 | 137 | 23 |
| Altri | 894 | 898 | 930 |
| | 9.395 | 9.426 | 9.368 |
| a dedurre: | | | |
| Servizi per investimenti | (1.071) | (1.079) | (957) |
| Ricavi recuperi da partner quota costi per servizi | (276) | (277) | (288) |
| | 8.048 | 8.070 | 8.123 |

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, ammontano a €133 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €534 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €150 milioni (€220 milioni al 31 dicembre 2014) e canoni per contratti di leasing operativo per €180 milioni (€190 milioni al 31 dicembre 2014). I canoni per contratti di leasing non annullabili ammontano a €115 milioni (€145 milioni al 31 dicembre 2014). I canoni minimi futuri per anno e per tipologia di contratto non annullabile si analizzano come segue:

| (€ milioni) | Totale | Primo anno | Secondo anno | Terzo anno | Quarto anno | Quinto anno | Oltre 5 anni |
|---|------------|------------|--------------|------------|-------------|-------------|--------------|
| Immobili per uffici | 600 | 91 | 83 | 71 | 54 | 37 | 264 |
| Altri | 21 | 12 | 6 | 3 | | | |
| Totale pagamenti minimi futuri per operazioni di leasing non annullabili | 621 | 103 | 89 | 74 | 54 | 37 | 264 |

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri di €269 milioni sono aumentati di €126 milioni essenzialmente per effetto dei maggiori accantonamenti per contratti onerosi di Gas & Power relativi agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n. 29 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia. La variazione rimanenze di €870 milioni include l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e di prodotti petroliferi ai prezzi correnti dell'esercizio. Gli altri oneri di €828 milioni includono essenzialmente: (i) l'accantonamento al fondo svalutazione crediti (€517 milioni); (ii) le imposte indirette e tasse (€138 milioni); (iii) gli oneri relativi a differenziali zonali addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici, oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e oneri relativi a CTR (Corrispettivo per il servizio di Trasmissione) dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale (€43 milioni).

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

| | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|--------------|-------------------|--------------|
| (€ milioni) | | | |
| Salari e stipendi | 856 | 860 | 874 |
| Oneri sociali | 243 | 245 | 250 |
| Oneri per benefici ai dipendenti | 86 | 86 | 101 |
| Costi personale in comando | 75 | 75 | 80 |
| Altri costi | (19) | (18) | 16 |
| | 1.241 | 1.248 | 1.321 |
| a dedurre: | | | |
| - proventi relativi al personale | (92) | (92) | (96) |
| - incrementi di immobilizzazioni per lavori interni | (68) | (68) | (68) |
| - ricavi recuperi da partner quota costo lavoro | (8) | (8) | (9) |
| | 1.073 | 1.080 | 1.148 |

Il costo lavoro di €1.148 milioni è aumentato di €68 milioni in relazione essenzialmente alla circostanza che nel 2014 furono rilevati maggiori utilizzi per esuberanza dei fondi mobilità lunga dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013 – 2014 e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010 – 2011.

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

| | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|-------------|---------------|-------------------|---------------|
| (€ milioni) | | | |
| Dirigenti | 643 | 643 | 644 |
| Quadri | 4.359 | 4.396 | 4.340 |
| Impiegati | 6.556 | 6.592 | 6.414 |
| Operai | 1.143 | 1.190 | 1.065 |
| | 12.701 | 12.821 | 12.463 |

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (inclusi i contributi e gli oneri accessori) a €39 milioni e €36 milioni rispettivamente per il 2014 e il 2015 e si analizzano come segue:

| | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|-----------|-------------------|-----------|
| (€ milioni) | | | |
| Salari e stipendi | 22 | 22 | 21 |
| Benefici successivi al rapporto di lavoro | 1 | 1 | 2 |
| Altri benefici a lungo termine | 10 | 10 | 11 |
| Indennità per cessazione rapporto di lavoro | 6 | 6 | 2 |
| | 39 | 39 | 36 |

Compensi spettanti agli amministratori e sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €6,7 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €375 mila (art. 2427, n. 16 del Codice Civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2015 |
|--|-------------|--------------|
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura | (80) | (619) |
| Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge | 1 | (3) |
| | (79) | (622) |

Gli altri oneri operativi netti di €622 milioni (oneri operativi netti di €79 milioni al 31 dicembre 2014) riguardano: (i) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€619 milioni); (ii) la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace principalmente del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Gas & Power (onere netto di €3 milioni).

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 41 – Rapporti con parti correlate.

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come di seguito indicato:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|-----------------------------------|--------------|-------------------|--------------|
| Ammortamenti: | | | |
| - immobili, impianti e macchinari | 804 | 826 | 802 |
| - attività immateriali | 296 | 296 | 118 |
| | 1.100 | 1.122 | 920 |
| Svalutazioni: | | | |
| - immobili, impianti e macchinari | 160 | 160 | 122 |
| | 160 | 160 | 122 |
| | 1.260 | 1.282 | 1.042 |

Gli ammortamenti e le svalutazioni di €1.042 milioni sono diminuiti di €240 milioni a seguito essenzialmente dei minori costi di ricerca esplorativa (€131 milioni) e di presviluppo (€49 milioni) in particolare dell'attività esplorativa condotta in Mozambico dalla joint operation Eni East Africa SpA rilevata pro quota in Eni SpA.

Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 – Immobili, Impianti e Macchinari e n. 17 – Attività immateriali.

38 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|--------------|-------------------|--------------|
| Proventi (oneri) finanziari: | | | |
| Proventi finanziari | 1.426 | 1.437 | 2.642 |
| Oneri finanziari | (1.919) | (1.933) | (2.982) |
| Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading | 24 | 24 | 3 |
| | (469) | (472) | (337) |
| Strumenti finanziari derivati | 330 | 330 | (94) |
| | (139) | (142) | (431) |

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|--------------|-------------------|--------------|
| Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto: | | | |
| Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari | (680) | (680) | (655) |
| Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori | (52) | (52) | (52) |
| Interessi attivi su depositi e c/c | 12 | 12 | 5 |
| Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading | 24 | 24 | 3 |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa | 66 | 66 | 59 |
| Commissioni mancato utilizzo linee di credito | (21) | (21) | (19) |
| | (651) | (651) | (659) |
| Differenze attive (passive) di cambio: | | | |
| Differenze attive realizzate | 692 | 703 | 1.834 |
| Differenze attive da valutazione | 371 | 371 | 464 |
| Differenze passive realizzate | (823) | (834) | (1.562) |
| Differenze passive da valutazione | (234) | (234) | (592) |
| | 6 | 6 | 144 |
| Altri proventi (oneri) finanziari: | | | |
| Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a) | (59) | (61) | (45) |
| Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa | 128 | 128 | 172 |
| Commissioni per servizi finanziari | 52 | 52 | 44 |
| Oneri correlati ad operazioni di factoring | (32) | (32) | (38) |
| Interessi su crediti d'imposta | 44 | 44 | 5 |
| Altri proventi | 61 | 61 | 59 |
| Altri oneri | (58) | (59) | (52) |
| | 136 | 133 | 145 |
| Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale | 40 | 40 | 33 |
| | (469) | (472) | (337) |

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2015 |
|---|------------|-------------|
| Strumenti finanziari derivati su valute | 258 | (126) |
| Strumenti finanziari derivati su tassi d'interesse | 4 | (1) |
| Opzione implicite su prestiti obbligazionari convertibili | 68 | 33 |
| | 330 | (94) |

Gli oneri netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €127 milioni si determinano per effetto: (i) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; (ii) della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere da Gas & Power (onere netto di € 5 milioni).

I proventi netti su opzioni di €33 milioni riguardano la valutazione al fair value dell'opzione implicita del prestito obbligazionario convertibile in azioni ordinarie Snam SpA. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 – Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota 41 – Rapporti con parti correlate.

39 Proventi (oneri) su partecipazioni

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|------------------------------|--------------|-------------------|---------------|
| Dividendi | 6.992 | 6.992 | 10.366 |
| Plusvalenze nette da vendite | 97 | 97 | 149 |
| Altri proventi | 10 | 10 | 49 |
| Totale proventi | 7.099 | 7.099 | 10.564 |
| Svalutazioni e perdite | (1.576) | (998) | (3.882) |
| | 5.523 | 6.101 | 6.682 |

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|--------------|-------------------|---------------|
| Dividendi | | | |
| Eni International BV | 6.523 | 6.523 | 6.568 |
| Eni Gas & Power NV | | | 2.249 |
| Eni Investments Plc | | | 1.021 |
| Ecofuel SpA | 116 | 116 | 90 |
| Eni Finance International SA | 67 | 67 | 77 |
| Snam SpA | 43 | 43 | 72 |
| Trans Tunisian Pipeline Company Ltd | 63 | 63 | 68 |
| EniPower SpA | | | 66 |
| Eni Insurance Ltd | 10 | 10 | 30 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 80 | 80 | 29 |
| Galp Energia SGPS SA | 22 | 22 | 21 |
| Floaters SpA | | | 17 |
| Union Fenosa Gas SA | 23 | 23 | 13 |
| LNG Shipping SpA | 6 | 6 | 11 |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE | 10 | 10 | 8 |
| Tecnomare SpA | 4 | 4 | 7 |
| Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE | 5 | 5 | 4 |
| Eni Fuel Centro Sud SpA | | | 4 |
| Eni Adfin SpA | 4 | 4 | 2 |
| Altre | 16 | 16 | 9 |
| | 6.992 | 6.992 | 10.366 |
| Plusvalenze nette da vendite | | | |
| Vendita azioni Galp Energia SGPS SA | 19 | 19 | 98 |
| Vendita azioni Snam SpA | | | 46 |
| Vendita Società Argentine | | | 5 |
| Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA | 77 | 77 | |
| Vendita Isontina Reti Gas SpA | 1 | 1 | |
| | 97 | 97 | 149 |
| Altri proventi | | | |
| Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile | 10 | 10 | 49 |
| | 10 | 10 | 49 |
| Totale proventi | 7.099 | 7.099 | 10.564 |

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|--|--------------|-------------------|--------------|
| Svalutazioni | | | |
| Eni Gas & Power NV | | | 2.249 |
| Eni Petroleum Co Inc | | | 558 |
| Eni Investments Plc | | | 365 |
| Syndial SpA | 255 | 255 | 284 |
| Raffineria di Gela SpA | 107 | 107 | 173 |
| Eni Angola SpA | | | 141 |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | 278 | 278 | 41 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | | | 40 |
| Eni West Africa SpA | 47 | 47 | 13 |
| Società Ionica Gas SpA | 32 | | |
| Eni Mozambico SpA | 21 | 21 | 4 |
| Eni Adfin SpA | 4 | 4 | |
| Versalis SpA | 546 | | |
| Altre minori | 10 | 10 | 7 |
| | 1.300 | 722 | 3.875 |
| Altri oneri | | | |
| Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA | 15 | 15 | 7 |
| Oneri da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile | 231 | 231 | |
| Oneri per cessione Snamprogetti SpA | 30 | 30 | |
| | 276 | 276 | 7 |
| Totale oneri | 1.576 | 998 | 3.882 |

40 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|--|--------------|-------------------|--------------|
| - IRES | 9 | | 23 |
| - IRAP | 1 | (2) | |
| Addizionale Legge n.7/09 | 824 | 824 | |
| Totale imposte correnti | 834 | 822 | 23 |
| Imposte differite | (47) | (45) | 49 |
| Imposte anticipate ^(a) | (286) | (350) | (544) |
| Totale Imposte differite e anticipate | (333) | (395) | (495) |
| Totale imposte sul reddito di Eni SpA | 501 | 427 | (472) |
| Imposte correnti relative alla joint operation | 1 | 1 | 1 |
| Imposte anticipate nette relative alla joint operation | 54 | 54 | (16) |
| Totale imposte sul reddito joint operation | 55 | 55 | (15) |
| | 556 | 482 | (487) |

(a) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 20 – Attività per imposte anticipate.

Alla data del 31 dicembre 2015 risultano definiti per Eni SpA tutti i periodi d'imposta fino al 2010, sia per quanto concerne le imposte dirette sia per quanto concerne l'IVA.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation, è di seguito analizzata:

| (€ milioni) | 2014 | | 2015 | |
|---|---------------|----------------|---------------|---------------|
| | Aliquota | Imposta | Aliquota | Imposta |
| Utile prima delle imposte | 3.899 | 27,50% | 4.191 | 27,50% |
| Differenza tra valore e costi della produzione rettificata | (257) | 3,90% | (2.060) | 4,29% |
| Aliquota teorica | 27,50% | | 27,50% | |
| Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica: | | | | |
| - dividendi esclusi da tassazione | | -46,90% | | -64,62% |
| - perdite fiscali società consolidate | | -2,78% | | 0,30% |
| - svalutazioni/rivalutazioni partecipazioni | | 9,15% | | 25,46% |
| - addizionale IRES Legge 7/2009 | | -21,15% | | |
| - svalutazione anticipate | | 12,83% | | 8,14% |
| - effetto aliquota | | -0,98% | | 9,36% |
| - effetto eliminazione addizionale all'Ires Robin Tax | | 9,60% | | |
| - delta aliquota Eni East Africa | | | | 0,42% |
| - altre variazioni | | -1,56% | | 5,06% |
| Allquote effettiva | | -14,29% | | 11,62% |

Questa differenza è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio, con un effetto sul tax rate del 64,62%. Questo effetto è stato parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (con un effetto sul tax rate del 25,76%); (ii) dall'adeguamento della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva conseguente alla prevista riduzione dell'aliquota IRES (con un effetto sul tax rate del 9,36%); (iii) dall'accantonamento al fondo svalutazione delle imposte anticipate (con un effetto sul tax rate dell'8,14%); (iv) da altri fenomeni di minore importo.

4.1 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture, come meglio specificato nel prosieguo;
- lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato, come meglio specificato nel prosieguo;
- il rapporto intrattenuto con Vodafone Italia SpA correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti riguardano in particolare i servizi di comunicazione mobile (€14 milioni in termini di acquisti nel 2015) e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni (importo non significativo nel 2015);
- i contributi a enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione. In particolare nel corso del 2015 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€6 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche, e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€20 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, e fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2014

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2014 | | | | | 2014 | | | | | | |
|--|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|----------|----------------------|---------|-------|-----------------------|---------|-------|-----------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | Costi ^(a) | | | Ricavi ^(b) | | | Derivati |
| | | | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | Commodity |
| Imprese controllate | | | | | | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 27 | | | | 12.970 | | | | | | 23 | |
| Agip Karachaganak BV | 22 | | | | 2.846 | | 2 | | | 18 | 3 | |
| Agip Oil Ecuador BV | 1 | | | | 112 | | | | | 3 | | |
| Ecofuel SpA | 3 | 22 | | | 15 | 220 | | | | | | |
| Eni AEP Ltd | | | | | 102 | | | | | | | |
| Eni Angola SpA | 42 | | | | 31 | | | | | 71 | | |
| Eni Austria GmbH | 3 | | | | 9 | | | | 109 | 1 | | |
| Eni Ceska Republika Sro | | | | | 54 | 26 | | | | | | |
| Eni Congo SA | 54 | | | | | | | | 1 | 108 | | |
| Eni Croatia BV | 1 | | | | | 81 | | | | 2 | | |
| Eni Deutschland GmbH | 140 | | | 1 | | 122 | | | 1.751 | 6 | | |
| Eni Engineering Ltd | 3 | 57 | | | | | 86 | | | 2 | | |
| Eni Finance International SA | 2 | | 47 | 247 | | | | | | | | |
| Eni France Sarl | 14 | 14 | | | 45 | 132 | | | 18 | 1 | | |
| Eni Fuel Centro-Sud SpA | 118 | | | | 1 | | | | 673 | 2 | | |
| Eni Fuel Nord SpA | 119 | | | | 16 | | | | 615 | 2 | | |
| Eni Gas & power France SA | 198 | 1 | | | 23 | | | | 633 | | | |
| Eni Gas & Power GmbH | | | | | | | 10 | | 630 | | | |
| Eni Gas & Power NV | 179 | 44 | | | 161 | 1.372 | 5 | | 1.296 | 19 | | (4) |
| Eni Insurance Ltd | | | | | 234 | | 24 | | | | | |
| Eni Lasmo Ltd | | | | | 533 | | | | | 9 | | |
| Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd | | | | | 138 | | | | | | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 37 | 36 | | | 6 | 433 | 1 | | 128 | 29 | | |
| Eni Middle East BV | | | | | 417 | | | | | | | |
| Eni Norge AS | 25 | 15 | 1 | | 240 | 133 | | 2 | | 30 | | |
| Eni North Africa BV | 12 | | | | 61 | 755 | | | 69 | 27 | 2 | |
| Eni Petroleum Co Inc | 9 | | | | 239 | | | 8 | | 13 | | |
| Eni Rete oil&nonoil SpA | 23 | 24 | | | 5 | 4 | 10 | | 528 | 4 | 3 | |
| Eni Slovenija Doo | 14 | | | | 4 | 11 | | | 205 | | | |
| Eni Suisse SA | 12 | 3 | | | | 39 | | | 182 | 1 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | | | 196 | | | | | | | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 3.341 | 4.010 | 389 | 598 | 5.957 | 11.919 | 138 | 5 | 4.159 | 12 | 8 | (353) |
| Eni ULX Ltd | | | | | 134 | | | | | | | |
| Eni UK Ltd | 10 | 82 | | | 15 | | 61 | | | 15 | 3 | |
| Eni US Operating Co Inc | | | | | 741 | | | | | | | |
| Eni West Africa SpA | | | | | 85 | | | | | 4 | | |
| EniPower Mantova SpA | 29 | 35 | | | 6 | 20 | 114 | 1 | 130 | 15 | | |
| EniPower SpA | 96 | 292 | 6 | | 29 | 134 | 448 | 4 | 383 | 56 | | |
| EniServizi SpA | 23 | 18 | | | 46 | | 128 | 15 | 14 | 16 | 4 | |
| First Calgary Petroleums LP | | | | | 1.248 | | | | | | | |
| Floaters SpA | | 21 | | | | | | 50 | | | | |
| LNG Shipping SpA | 13 | 12 | | | 2 | 12 | 4 | 111 | 14 | | | |
| Nigerian Agip Oil Co Ltd | 78 | 75 | | | 68 | | 15 | | | 33 | | |
| Raffineria di Gela SpA | | 75 | | | 143 | 1 | 140 | 7 | 61 | 12 | 3 | |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda | | | 110 | 41 | 464 | | 7 | | 2 | | | |
| Saipem Contracting Algeria SpA | | | | | 110 | | | | | | | |

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2014 | | | | | 2014 | | | | | | |
|---|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|---------------|----------------------|--------------|------------|-----------------------|--------------|------------|--------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | Costi ^(a) | | | Ricavi ^(b) | | | Derivati |
| | | | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | Commodity |
| Saipem Contracting (Nigeria) Ltd | | | | | 417 | | | | | | | |
| Saipem Ingenieria y Construcciones SLU | | | | | 213 | | | | | | | |
| Saipem Ltd | | | | 18 | 89 | | | | | | | |
| Saipem Misr for Petroleum Service Sae | | | 18 | 3 | 82 | | | | | | | |
| Saipem SA | | | 49 | 114 | 340 | | 6 | | | | | |
| Saipem SpA | 19 | 124 | 380 | 167 | 2.429 | | 224 | | 7 | 19 | 1 | |
| Snamprogetti Canada Inc | | | | | 129 | | | | | | | |
| Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc | | | | | 73 | | | | | | | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | 10 | 11 | | | 9 | 54 | | | | 26 | | |
| Società Ionica Gas SpA | 4 | 33 | | | | 162 | | | | 6 | | |
| Sofresid SA | | | 244 | 1 | | | | | | | | |
| Syndial SpA | 27 | 61 | | | 883 | 2 | 20 | 30 | 6 | 32 | 1 | |
| Tecnomare SpA | 5 | 49 | | | 9 | | 72 | 1 | | 4 | 2 | |
| Tigaz Zrt | | | 6 | 4 | 189 | | | | 27 | | | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 2 | 306 | | 2 | | | 312 | | | 59 | | |
| Versalis SpA | 143 | 44 | 5 | 2 | 1.116 | 7 | 20 | | 556 | 111 | 5 | 27 |
| Versalis France Sas | | | | | 98 | | | | | | | |
| Altre * | 268 | 122 | 18 | 2 | 424 | 11 | 101 | 114 | 140 | 331 | 86 | |
| | 5.126 | 5.586 | 1.273 | 1.200 | 34.006 | 15.650 | 1.948 | 348 | 12.337 | 1.122 | 121 | [330] |
| Imprese collegate e joint venture | | | | | | | | | | | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 6 | | | | 6.122 | | | | | | | |
| EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH | | | | | | | | | 134 | 2 | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 19 | 29 | | | | 12 | 110 | | 89 | 28 | | |
| Unión Fenosa Gas Comercializadora SA | 15 | 1 | | | | | | | 157 | | | |
| Unión Fenosa Gas SA | | | | | 57 | | 1 | | | | | |
| Altre * | 62 | 12 | | | 21 | | 89 | 1 | 29 | 10 | 13 | |
| | 102 | 42 | | | 6.200 | 12 | 200 | 1 | 409 | 40 | 13 | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | | | | | | |
| Gruppo Enel | 59 | 14 | | | | | 914 | | 179 | 127 | | |
| Gruppo Gestore Servizi Energetici | 75 | 123 | | | | 576 | 2 | 59 | 172 | 13 | | |
| Gruppo Snam | 129 | 541 | | | 7 | 155 | 1.866 | 5 | 233 | 29 | | |
| Terna SpA | 3 | 46 | | | | 18 | 148 | 7 | 2 | 31 | 43 | 12 |
| Altre imprese a controllo statale * | 32 | 30 | | | | | 41 | 3 | 41 | 2 | 1 | |
| | 298 | 754 | | | 7 | 749 | 2.971 | 74 | 627 | 202 | 44 | 12 |
| Fondi pensione e fondazioni | | | | | | | | | | | | |
| | | 2 | | | | | 4 | 20 | | | | |
| | 5.526 | 6.384 | 1.273 | 1.200 | 40.213 | 16.411 | 5.123 | 443 | 13.973 | 1.364 | 178 | [318] |

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2014 Riesposto

[€ milioni]

| Denominazione | 31.12.2014 Riesposto | | | | | 31.12.2014 Riesposto | | | | | | |
|---|--------------------------------|--------------------------------|--------------------|---------------------|----------|----------------------|---------|-------|-----------------------|---------|-------|-----------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | Costi ^(a) | | | Ricavi ^(b) | | | Derivati |
| | | | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | Commodity |
| Imprese controllate | | | | | | | | | | | | |
| Agip Caspian Sea BV | 27 | | | | 12.970 | | | | | | 23 | |
| Agip Karachaganak BV | 22 | | | | 2.846 | | 2 | | | 18 | 3 | |
| Agip Oil Ecuador BV | 1 | | | | 112 | | | | | 3 | | |
| Ecofuel SpA | 3 | 22 | | | 15 | 220 | | | | | | |
| Eni AEP Ltd | | | | | 102 | | | | | | | |
| Eni Angola SpA | 42 | | | | 31 | | | | | 71 | | |
| Eni Austria GmbH | 3 | | | | 9 | | | | 109 | 1 | | |
| Eni Ceska Republika Sro | | | | | 54 | 26 | | | | | | |
| Eni Congo SA | 54 | | | | | | | | 1 | 108 | | |
| Eni Croatia BV | 1 | | | | | 81 | | | | 2 | | |
| Eni Deutschland GmbH | 140 | | | 1 | | 122 | | | 1.751 | 6 | | |
| Eni Engineering Ltd | 3 | 57 | | | | | 86 | | | 2 | | |
| Eni Finance International SA | 2 | | 47 | 247 | | | | | | | | |
| Eni France Sarl | 14 | 14 | | | 45 | 132 | | | 18 | 1 | | |
| Eni Fuel Centro-Sud SpA | 118 | | | | 1 | | | | 673 | 2 | | |
| Eni Fuel Nord SpA | 119 | | | | 16 | | | | 615 | 2 | | |
| Eni gas & power France SA | 198 | 1 | | | 23 | | | | 633 | | | |
| Eni Gas & Power GmbH | | | | | | | 10 | | 630 | | | |
| Eni Gas & Power NV | 179 | 44 | | | 161 | 1.372 | 5 | | 1.296 | 19 | | (4) |
| Eni Insurance Ltd | | | | | 234 | | 24 | | | | | |
| Eni Lasmo Ltd | | | | | 533 | | | | | 9 | | |
| Eni Liverpool Bay Operating Co Ltd | | | | | 138 | | | | | | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 37 | 36 | | | 6 | 433 | 1 | | 128 | 29 | | |
| Eni Middle East BV | | | | | 417 | | | | | | | |
| Eni Norge AS | 25 | 15 | 1 | | 240 | 133 | | 2 | | 30 | | |
| Eni North Africa BV | 12 | | | | 61 | 755 | | | 69 | 27 | 2 | |
| Eni Petroleum Co Inc | 9 | | | | 239 | | | 8 | | 13 | | |
| Eni Rete oil&nonoil SpA | 23 | 24 | | | 5 | 4 | 10 | | 528 | 4 | 3 | |
| Eni Slovenija Doo | 14 | | | | 4 | 11 | | | 205 | | | |
| Eni Suisse SA | 12 | 3 | | | | 39 | | | 182 | 1 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | | | 196 | | | | | | | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 3.341 | 4.010 | 389 | 598 | 5.957 | 11.919 | 138 | 5 | 4.159 | 12 | 8 | (353) |
| Eni ULX Ltd | | | | | 134 | | | | | | | |
| Eni UK Ltd | 10 | 82 | | | 15 | | 61 | | | 15 | 3 | |
| Eni US Operating Co Inc | | | | | 741 | | | | | | | |
| Eni West Africa SpA | | | | | 85 | | | | | 4 | | |
| EniPower Mantova SpA | 29 | 35 | | | 6 | 20 | 114 | 1 | 130 | 15 | | |
| EniPower SpA | 96 | 292 | 6 | | 29 | 134 | 448 | 4 | 383 | 56 | | |
| EniServizi SpA | 23 | 18 | | | 46 | | 128 | 15 | 14 | 16 | 4 | |
| First Calgary Petroleums LP | | | | | 1.248 | | | | | | | |
| Floaters SpA | | 21 | | | | | | 50 | | | | |
| LNG Shipping SpA | 13 | 12 | | | 2 | 12 | 4 | 111 | 14 | | | |
| Nigerian Agip Oil Co Ltd | 78 | 75 | | | 68 | | 15 | | | 33 | | |
| Raffineria di Gela SpA | | 75 | | | 143 | 1 | 140 | 7 | 61 | 12 | 3 | |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda | | | 110 | 41 | 464 | | 7 | | 2 | | | |
| Saipem Contracting Algeria SpA | | | | | 110 | | | | | | | |
| Saipem Contracting (Nigeria) Ltd | | | | | 417 | | | | | | | |
| Saipem Ingenieria y Construcciones SLU | | | | | 213 | | | | | | | |
| Saipem Ltd | | | | 18 | 89 | | | | | | | |

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2014 Rilevato | | | | | | 31.12.2014 Rilevato | | | | | |
|---|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|---------------|----------------------|-----------------------|------------|---------------|--------------|------------|--------------|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | Costi ^(a) | Ricavi ^(b) | Derivati | | | | |
| | | | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | Commodity |
| Saipem Misr for Petroleum Service Sae | | | 18 | 3 | 82 | | | | | | | |
| Saipem SA | | | 49 | 114 | 340 | | 6 | | | | | |
| Saipem SpA | 19 | 124 | 380 | 167 | 2.429 | | 224 | | 7 | 19 | 1 | |
| Snamprogetti Canada Inc | | | | | 129 | | | | | | | |
| Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc | | | | | 73 | | | | | | | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | 10 | 11 | | | 9 | 54 | | | | 26 | | |
| Sofresid SA | | | 244 | 1 | | | | | | | | |
| Syndial SpA | 27 | 61 | | | 883 | 2 | 20 | 30 | 6 | 32 | 1 | |
| Tecnomare SpA | 5 | 49 | | | 9 | | 73 | 1 | | 4 | 2 | |
| Tigaz Zrt | | | 6 | 4 | 189 | | | | 27 | | | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 2 | 306 | | 2 | | | 312 | | | 59 | | |
| Versalis SpA | 143 | 44 | 5 | 2 | 1.116 | 7 | 20 | | 556 | 111 | 5 | 27 |
| Versalis France Sas | | | | | 98 | | | | | | | |
| Altre * | 262 | 123 | 18 | 2 | 424 | 11 | 102 | 114 | 117 | 330 | 86 | |
| | 5.116 | 5.554 | 1.273 | 1.200 | 34.006 | 15.488 | 1.950 | 348 | 12.314 | 1.115 | 121 | (330) |
| Imprese collegate e joint venture | | | | | | | | | | | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | 6 | | | | 6.122 | | | | | | | |
| EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH | | | | | | | | | 134 | 2 | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 19 | 29 | | | | 12 | 110 | | 89 | 28 | | |
| Unión Fenosa Gas Comercializadora SA | 15 | 1 | | | | | | | 157 | | | |
| Unión Fenosa Gas SA | | | | | 57 | | 1 | | | | | |
| Altre * | 62 | 12 | | | 21 | | 89 | 1 | 29 | 10 | 13 | |
| | 102 | 42 | | | 6.200 | 12 | 200 | 1 | 409 | 40 | 13 | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | | | | | | |
| Gruppo Enel | 59 | 14 | | | | | 914 | | 179 | 127 | | |
| Gruppo Gestore Servizi Energetici | 75 | 124 | | | | 580 | 2 | 59 | 172 | 13 | | |
| Gruppo Snam | 129 | 541 | | | 7 | 155 | 1.867 | 5 | 233 | 29 | | |
| Terna SpA | 3 | 46 | | | | 18 | 148 | 7 | 2 | 31 | 43 | 12 |
| Altre imprese a controllo statale * | 32 | 30 | | | | | 41 | 3 | 41 | 2 | 1 | |
| | 298 | 755 | | | 7 | 753 | 2.972 | 74 | 627 | 202 | 44 | 12 |
| Fondi pensione e fondazioni | | | | | | | | | | | | |
| | | 2 | | | | | 4 | 20 | | | | |
| | 5.516 | 6.353 | 1.273 | 1.200 | 40.213 | 16.253 | 5.126 | 443 | 13.350 | 1.357 | 178 | (318) |

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2015 | | | | | 2015 | | | | | | | |
|---|--------------------------|--------------------------|-----------------|------------------|---------------|----------------------|--------------|------------|-----------------------|--------------|------------|----------------|--|
| | Crediti e altre attività | Debiti e altre passività | Derivati attivi | Derivati passivi | Garanzie | Costi ^(a) | | | Ricavi ^(b) | | | Derivati | |
| | | | | | | Beni | Servizi | Altro | Beni | Servizi | Altro | Commodity | |
| Saipem Contracting (Nigeria) Ltd | | | | | 350 | | | | | | | | |
| Saipem Ingenieria y Construcciones SLU | | | | | 238 | | | | | | | | |
| Saipem Ltd | | | 2 | 1 | 55 | | | | | | | | |
| Saipem Misr for Petroleum Service Sae | | | 1 | 1 | 50 | | | | | | | | |
| Saipem SA | | 2 | 29 | 21 | 239 | | 24 | | | | | | |
| Saipem SpA | 17 | 103 | 78 | 35 | 1.402 | | 111 | 1 | 2 | 15 | | | |
| Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc | | | | | 65 | | | | | | | | |
| Syndial SpA | 29 | 91 | | | 885 | | 63 | 25 | 2 | 28 | 3 | | |
| Tecnomare SpA | 7 | 31 | | | 7 | | 61 | | | 5 | 1 | | |
| Tigàz Zrt | 1 | | | 1 | 257 | | | | | | | 2 | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | | 246 | | | | | 308 | | | 56 | | | |
| Versalis SpA | 121 | 38 | 1 | 1 | 1.184 | 7 | 7 | | 500 | 103 | 5 | 7 | |
| Versalis France Sas | | | | | 95 | | | | | | | | |
| Altre * | 282 | 108 | 29 | 4 | 397 | 88 | 75 | 36 | 103 | 334 | 88 | | |
| | 2.791 | 3.060 | 747 | 1.780 | 40.732 | 9.050 | 1.833 | 321 | 8.379 | 1.058 | 170 | (1.230) | |
| Imprese collegate o joint venture | | | | | | | | | | | | | |
| CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno | | | | | 6.122 | | | | | | | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 17 | 13 | | | 10 | 10 | 100 | | 82 | 14 | | | |
| Unión Fenosa Gas SA | | | | | 57 | | | | | | | 1 | |
| Altre * | 14 | 15 | | | 7 | 10 | 66 | 1 | 13 | 2 | 9 | | |
| | 31 | 28 | | | 6.196 | 20 | 166 | 1 | 95 | 16 | 10 | | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | | | | | | | |
| Gruppo Enel | 30 | 59 | | | | | 1.033 | | 195 | 128 | | | |
| Gruppo Gestore Servizi Energetici | 43 | 58 | | | | 419 | 5 | 24 | 307 | 43 | | | |
| Gruppo Snam | 141 | 518 | | | 3 | 137 | 2.002 | 3 | 247 | 20 | 1 | | |
| Terna SpA | 4 | 24 | | | | 17 | 117 | 14 | 2 | 14 | 28 | 12 | |
| Altre imprese a controllo statale * | 15 | 29 | | | | | 46 | 8 | 26 | 1 | 1 | | |
| | 233 | 688 | | | 3 | 573 | 3.203 | 49 | 777 | 206 | 30 | 12 | |
| Fondi pensione e fondazioni | | | | | | | | | | | | | |
| | | 2 | | | | | 4 | 27 | | | | | |
| | 3.055 | 3.778 | 747 | 1.780 | 46.931 | 9.643 | 5.206 | 398 | 9.251 | 1.280 | 210 | (1.218) | |

(a) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(b) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trading & Shipping SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali, Eni Trading & Shipping SpA, Versalis SpA, Eni Fuel Centrosud SpA, Eni Fuel Nord SpA, Eni Rete oil&nonoil SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere, principalmente europee (tra cui Eni Slovenija Doo, Eni Suisse SA, Eni Austria GmbH). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti e dei greggi di riferimento;
- la fornitura di gas a società controllate e collegate in Italia (es. Versalis SpA, Eni Trading & Shipping SpA) e all'estero (Eni Gas & Power France SA, Eni Gas & Power NV) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (es. EniPower SpA, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA);
- l'acquisto di gas da società controllate e collegate (tra le principali Eni North Africa BV, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Norge AS, Eni Gas & Power NV, Eni Trading & Shipping SpA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da Tecnomare SpA, Eni Engineering Ltd e Eni Mozambique Engineering Ltd;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni France Sarl ed Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SA, Eni Angola SpA, Eni Norge AS, Eni North Africa BV, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Agip Caspian Sea BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi tecnici e di coordinamento gestionale da Eni UK Ltd fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA; i ricavi verso la Trans Tunisian Pipeline Company SpA riguardano essenzialmente la vendita del gas utilizzato dalla società per assolvere il proprio debito d'imposta in natura nei confronti dello Stato tunisino;
- l'acquisizione di servizi di trasporto marittimo da LNG Shipping SpA;
- l'acquisizione di servizi relativi all'utilizzo del mezzo navale Firenze FPSO impiegato nel giacimento offshore Aquila da Floaters SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica da EniPower SpA e di energia elettrica da Società EniPower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trading & Shipping SpA;
- il servizio di Tolling che Eni acquista dalle società EniPower SpA ed EniPower Mantova SpA prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica prodotta;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria e di perforazione da Saipem SpA;
- il riconoscimento a Syndial SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali Eni Servizi SpA ed Eni International Resources Ltd). In particolare i rapporti con Eni Servizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiania, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement – e della remunerazione del capitale investito.

Eni stipula con Eni Trading & Shipping SpA contratti derivati a copertura del rischio commodity.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali e servizi di trasporto con il Gruppo Enel;
- la compravendita di energia elettrica e la vendita di prodotti petroliferi ad GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al decreto legislativo n. 249/12;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema con Terna SpA sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione del gas dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico;
- la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema con il gruppo Snam sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la stipula di contratti derivati su commodity con Terna SpA rispettivamente a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto.

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

Esercizio 2014

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2014 | | | 2014 | | | Proventi (oneri) su partecipazioni |
|--|---------------|--------------|---------------|-----------|------------|------------|--|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi | Derivati | |
| Imprese controllate | | | | | | | |
| Banque Eni | 235 | | | | | | |
| Eni Adfin SpA | | 158 | | | | | |
| Eni Finance International SA | 2.719 | 449 | 21.517 | 7 | 34 | (453) | |
| Eni Finance Usa Inc | | | 2.652 | | 1 | | |
| Eni Hewett Ltd | | | 86 | | 1 | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 118 | | | | 2 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | 68 | | | | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 2.024 | 198 | 1.777 | 1 | 16 | 1 | |
| EniPower Mantova SpA | 132 | | | | 2 | | |
| EniPower SpA | 164 | 69 | | | 1 | 1 | |
| EniServizi SpA | 61 | 13 | | | 1 | | |
| LNG Shipping SpA | | 178 | | 1 | | | |
| Raffineria di Gela SpA | 157 | | | | 1 | | |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda | | 1 | 10 | | 3 | 156 | |
| Saipem SA | | 15 | 54 | | 2 | (54) | |
| Saipem SpA | 1.797 | 18 | 30 | | 91 | 309 | (5) |
| Serfactoring SpA | 190 | 11 | | | 2 | | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | | 71 | | | | | |
| Società Ionica Gas SpA | | 178 | | | | | |
| Sofresid SA | | 23 | | | | 262 | |
| Syndial SpA | | 2.113 | 11 | 7 | 2 | | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 758 | 9 | | | 11 | (12) | |
| Versalis SpA | 2.191 | 24 | 15 | | 44 | (10) | |
| Altre * | 223 | 386 | 97 | 1 | 22 | 32 | |
| | 10.769 | 3.914 | 26.317 | 17 | 236 | 232 | (5) |
| Imprese collegate e joint venture | | | | | | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 122 | | | | 2 | | |
| Altre * | 38 | 14 | 18 | | 9 | | |
| | 160 | 14 | 18 | | 11 | | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Altre imprese a controllo statale * | | | | | | | |
| | 10.929 | 3.928 | 26.335 | 17 | 247 | 232 | (5) |

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2014 Riesposto

[€ milioni]

| Denominazione | 31.12.2014 Riesposto | | | | 2014 Riesposto | | Proventi (oneri) su partecipazioni |
|--|----------------------|--------------|---------------|-----------|----------------|------------|--|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi | Derivati | |
| Imprese controllate | | | | | | | |
| Banque Eni | 235 | | | | | | |
| Eni Adfin SpA | | 158 | | | | | |
| Eni Finance International SA | 2.719 | 449 | 21.517 | 7 | 34 | (453) | |
| Eni Finance Usa Inc | | | 2.652 | | 1 | | |
| Eni Hewett Ltd | | | 86 | | 1 | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 118 | | | | 2 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | 68 | | | | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 2.024 | 198 | 1.777 | 1 | 16 | 1 | |
| EniPower Mantova SpA | 132 | | | | 2 | | |
| EniPower SpA | 164 | 69 | | | 1 | 1 | |
| EniServizi SpA | 61 | 13 | | | 1 | | |
| LNG Shipping SpA | | 178 | | 1 | | | |
| Raffineria di Gela SpA | 157 | | | | 1 | | |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda | | 1 | 10 | | 3 | 156 | |
| Saipem SA | | 15 | 54 | | 2 | (54) | |
| Saipem SpA | 1.797 | 18 | 30 | | 91 | 309 | (5) |
| Serfactoring SpA | 190 | 11 | | | 2 | | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | | 71 | | | | | |
| Sofresid SA | | 23 | | | | 262 | |
| Syndial SpA | | 2.113 | 11 | 7 | 2 | | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 758 | 9 | | | 11 | (12) | |
| Versalis SpA | 2.191 | 24 | 15 | | 44 | (10) | |
| Altre * | 220 | 382 | 97 | 1 | 22 | 32 | |
| | 10.766 | 3.732 | 26.317 | 17 | 236 | 232 | (5) |
| Imprese collegate e Joint venture | | | | | | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 122 | | | | 2 | | |
| Altre * | 38 | 14 | 18 | | 9 | | |
| | 160 | 14 | 18 | | 11 | | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Altre imprese a controllo statale * | | | | | | | |
| | 10.926 | 3.746 | 26.335 | 17 | 247 | 232 | (5) |

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Esercizio 2015

(€ milioni)

| Denominazione | 31.12.2015 | | | 2015 | | | Proventi (oneri) su partecipazioni |
|--|---------------|--------------|---------------|-----------|------------|------------|------------------------------------|
| | Crediti | Debiti | Garanzie | Oneri | Proventi | Derivati | |
| Imprese controllate | | | | | | | |
| Eni Adfin SpA | | 179 | | | | | |
| Eni Finance International SA | 5.955 | 548 | 22.016 | 10 | 70 | (345) | |
| Eni Finance Usa Inc | | | 3.168 | | 1 | | |
| Eni Hewett Ltd | | | 85 | | | | |
| Eni Mediterranea Idrocarburi SpA | 150 | | | | 1 | | |
| Eni Trading & Shipping Inc | | | 117 | | | | |
| Eni Trading & Shipping SpA | 1.554 | 217 | 1.291 | 1 | 25 | 4 | |
| EniPower Mantova SpA | 92 | 19 | | | 1 | | |
| EniPower SpA | 109 | 162 | | | 1 | | |
| EniServizi SpA | 58 | 10 | | | 1 | | |
| LNG Shipping SpA | | 168 | | | | | |
| Raffineria di Gela SpA | 155 | | | | 2 | | |
| Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal, Lda | | 1 | 11 | | 2 | 124 | |
| Saipem SpA | 2.483 | 2 | 31 | | 99 | 256 | |
| Serfactoring SpA | 172 | 22 | | | 1 | | |
| Società Adriatica Idrocarburi SpA | | 67 | | | | | |
| Sofresid SA | | | | | | | 230 |
| Syndial SpA | | 2.071 | 39 | 1 | 2 | | |
| Trans Tunisian Pipeline Company SpA | 555 | 11 | | | 6 | (7) | |
| Versalis SpA | 1.274 | 107 | 18 | | 35 | (8) | |
| Altre * | 346 | 478 | 164 | | 21 | (36) | |
| | 12.903 | 4.062 | 26.940 | 12 | 268 | 218 | |
| Imprese collegate e joint venture | | | | | | | |
| Società EniPower Ferrara Srl | 104 | 41 | | | 2 | | |
| Altre * | 39 | 18 | 12 | | 3 | | |
| | 143 | 59 | 12 | | 5 | | |
| Imprese controllate dallo Stato | | | | | | | |
| Altre imprese a controllo statale * | | | | | 1 | | |
| | | | | | 1 | | |
| | 13.046 | 4.121 | 26.952 | 12 | 274 | 218 | |

[*] Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di mercato correnti al momento delle transazioni (tassi Euribor e cambi Banca Centrale Europea), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 35 – Garanzie, Impegni e rischi delle presenti Note al bilancio.

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2014 Riesposto | | | 31.12.2015 | | |
|--|------------|------------------|---------------|----------------------|------------------|---------------|------------|------------------|---------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) |
| Crediti commerciali e altri crediti | 20.831 | 12.228 | 58,70 | 20.832 | 12.215 | 58,64 | 14.561 | 8.946 | 61,44 |
| Altre Attività correnti | 2.417 | 1.226 | 50,72 | 2.417 | 1.226 | 50,72 | 1.047 | 565 | 53,96 |
| Altre Attività finanziarie | 3.980 | 3.924 | 98,59 | 3.980 | 3.924 | 98,59 | 6.969 | 6.918 | 99,27 |
| Altre Attività non correnti | 1.673 | 115 | 6,87 | 1.673 | 115 | 6,87 | 786 | 261 | 33,21 |
| Passività finanziarie a breve termine | 3.799 | 3.630 | 95,55 | 3.616 | 3.448 | 95,35 | 3.687 | 3.573 | 96,91 |
| Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine | 3.488 | 1 | 0,03 | 3.488 | 1 | 0,03 | 2.514 | 1 | 0,04 |
| Debiti commerciali e altri debiti | 9.534 | 6.050 | 63,46 | 9.520 | 6.020 | 63,24 | 6.369 | 3.505 | 55,03 |
| Altre passività correnti | 2.647 | 1.121 | 42,35 | 2.648 | 1.121 | 42,33 | 1.838 | 1.323 | 71,98 |
| Passività finanziarie a lungo termine | 17.400 | 297 | 1,71 | 17.400 | 297 | 1,71 | 17.959 | 547 | 3,05 |
| Altre passività non correnti | 1.697 | 413 | 24,34 | 1.698 | 413 | 24,32 | 1.881 | 730 | 38,81 |

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2014 Riesposto | | | 31.12.2015 | | |
|--|------------|------------------|---------------|----------------------|------------------|---------------|------------|------------------|---------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) |
| Ricavi della gestione caratteristica | 42.350 | 14.737 | 34,80 | 42.364 | 14.707 | 34,72 | 33.653 | 10.532 | 31,30 |
| Altri ricavi e proventi | 359 | 86 | 23,96 | 360 | 86 | 23,89 | 337 | 123 | 36,50 |
| Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi | 41.782 | 21.699 | 51,93 | 41.668 | 21.544 | 51,70 | 33.238 | 15.023 | 45,20 |
| Altri proventi (oneri) operativi | (79) | (318) | n.s. | (79) | (318) | n.s. | (622) | (1.218) | n.s. |
| Proventi finanziari | 1.426 | 247 | 17,32 | 1.437 | 247 | 17,19 | 2.642 | 274 | 10,37 |
| Oneri finanziari | 1.919 | 17 | 0,89 | 1.933 | 16 | 0,83 | 2.982 | 12 | 0,40 |
| Strumenti finanziari derivati | 330 | 232 | n.s. | 330 | 232 | n.s. | (94) | (218) | n.s. |
| Proventi (oneri) su partecipazioni | 5.523 | (5) | n.s. | 6.101 | (5) | n.s. | 6.682 | | n.s. |

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

| (€ milioni) | 2014 | 2014 Riesposto | 2015 |
|---|----------------|-------------------|----------------|
| Ricavi e proventi | 16.351 | 16.321 | 11.813 |
| Costi e oneri | (23.316) | (23.161) | (17.630) |
| Variazione dei crediti commerciali, diversi ed altre attività | (1.965) | (1.966) | 2.987 |
| Variazione dei debiti commerciali, diversi ed altre passività | 2.222 | 2.232 | (1.976) |
| Interessi | 161 | 161 | 216 |
| Flusso di cassa netto da attività operativa | (6.547) | (6.413) | (4.590) |
| Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali | (183) | (183) | (125) |
| Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento | 36 | 36 | (19) |
| Variazione crediti finanziari | (1.018) | (1.032) | (3.399) |
| Flusso di cassa netto da attività di investimento | (1.165) | (1.179) | (3.543) |
| Variazione debiti finanziari/crediti finanziari non strumentali | (1.830) | (1.884) | 913 |
| Flusso di cassa netto da attività di finanziamento | (1.830) | (1.884) | 913 |
| Totale flussi finanziari verso entità correlate | (9.542) | (9.476) | (7.220) |

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

| (€ milioni) | 31.12.2014 | | | 31.12.2014 Riesposto | | | 31.12.2015 | | |
|--|------------|------------------|---------------|----------------------|------------------|---------------|------------|------------------|---------------|
| | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) | Totale | Entità correlate | Incidenza (%) |
| Flusso di cassa da attività operativa | 8.861 | (6.547) | n.s. | 8.946 | (6.413) | n.s. | 13.347 | (4.590) | n.s. |
| Flusso di cassa da attività di investimento | (1.972) | (1.165) | n.s. | (2.009) | (1.179) | n.s. | (10.785) | (3.543) | n.s. |
| Flusso di cassa da attività di finanziamento | (6.503) | (1.830) | n.s. | (6.557) | (1.884) | n.s. | (2.711) | 913 | n.s. |

42 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Non si rilevano eventi e operazioni significative non ricorrenti per l'anno 2015.

43 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

44 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 22 gennaio 2016 è avvenuto il closing degli accordi raggiunti il 27 ottobre 2015 che prevedono la cessione di una quota del 12,503% di Saipem SpA al Fondo Strategico Italiano SpA e la contestuale entrata in vigore del patto parasociale con Eni che determina la classificazione di Saipem quale controllata congiunta. Nel febbraio 2016 si è perfezionato l'aumento di capitale di Saipem di circa €3,5 miliardi (quota Eni €1.069 milioni). Saipem con gli introiti dell'aumento di capitale e grazie a finanziamenti da parte di istituzioni finanziarie terze ha proceduto a rimborsare i finanziamenti concessi da Eni SpA per €2.723 milioni.

Gli altri fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

x 



