



BANCA D'ITALIA  
EUROSISTEMA

# Questioni di Economia e Finanza

(Occasional Papers)

Gli investimenti nelle utilities del settore elettrico:  
implicazioni del *carbon risk*

di Enrico Bernardini, Johnny Di Giampaolo, Ivan Faiella e Riccardo Poli

Novembre 2017

Numero

410





BANCA D'ITALIA  
EUROSISTEMA

# Questioni di Economia e Finanza

(Occasional papers)

Gli investimenti nelle utilities del settore elettrico:  
implicazioni del *carbon risk*

di Enrico Bernardini, Johnny Di Giampaolo, Ivan Faiella e Riccardo Poli

Numero 410 – Novembre 2017

*La serie Questioni di economia e finanza ha la finalità di presentare studi e documentazione su aspetti rilevanti per i compiti istituzionali della Banca d'Italia e dell'Eurosistema. Le Questioni di economia e finanza si affiancano ai Temi di discussione volti a fornire contributi originali per la ricerca economica.*

*La serie comprende lavori realizzati all'interno della Banca, talvolta in collaborazione con l'Eurosistema o con altre Istituzioni. I lavori pubblicati riflettono esclusivamente le opinioni degli autori, senza impegnare la responsabilità delle Istituzioni di appartenenza.*

*La serie è disponibile online sul sito [www.bancaditalia.it](http://www.bancaditalia.it).*

ISSN 1972-6627 (stampa)

ISSN 1972-6643 (online)

*Stampa a cura della Divisione Editoria e stampa della Banca d'Italia*

# GLI INVESTIMENTI NELLE UTILITIES DEL SETTORE ELETTRICO: IMPLICAZIONI DEL *CARBON RISK*

di Enrico Bernardini\*, Johnny Di Giampaolo\*, Ivan Faiella\*\* e Riccardo Poli\*

## Sommario

Il processo di decarbonizzazione ha reso desueto il tradizionale modello di creazione di valore delle aziende che operano nel settore dell'energia elettrica (utilities energetiche – UEN) colpendo in particolare le società con un *energy mix* più orientato alle fonti fossili che hanno dovuto svalutare le loro attività *carbon-intensive* con riflessi negativi su risultato d'esercizio, patrimonio netto e leva finanziaria. Al capitale di rischio e al debito delle UEN sono esposti in misura rilevante gli investitori istituzionali: se il processo di transizione verso un sistema *low-carbon* fosse più rapido di quanto atteso dal mercato, i rischi che queste fragilità possano propagarsi all'interno del sistema finanziario non sarebbero quindi da sottovalutare. Analisi basate sui modelli fattoriali di misurazione dei premi per il rischio evidenziano la presenza di un *low-carbon premium* significativo negli anni in cui si è intensificato il processo di decarbonizzazione; nel periodo considerato una strategia di investimento maggiormente orientata su società *low-carbon* avrebbe consentito benefici in termini di maggior rendimento, senza alterare il profilo di rischio complessivo.

Classificazione JEL: C58, G11, Q54.

Parole chiave: *carbon risk*, cambiamenti climatici, modelli fattoriali.

## Indice

1. Introduzione e principali conclusioni .....	5
2. Il nesso tra cambiamenti climatici e rischi finanziari .....	7
3. Le utilities del settore elettrico e il processo di decarbonizzazione .....	10
4. Le UEN sul mercato dei capitali e l'evoluzione della situazione economico-finanziaria ..	13
5. L'analisi tra emissioni e performance di mercato attraverso modelli fattoriali .....	20
6. Prospettive e conclusioni .....	26
Riferimenti bibliografici .....	28

---

\* Banca d'Italia, Dipartimento Mercati e Sistemi dei Pagamenti. \*\* Banca d'Italia, Dipartimento di Economia e Statistica



## 1. Introduzione e principali conclusioni

La crescita dell'economia mondiale basata finora sulle fonti fossili ha comportato un forte aumento delle emissioni di gas serra prodotte dalla loro combustione: alla loro concentrazione in atmosfera su valori mai registrati prima si è associato il progressivo incremento della temperatura rispetto al periodo pre-industriale. La necessità di accrescere gli sforzi per contenere i mutamenti climatici, sollecitata anche dall'Accordo di Parigi, richiede di ridurre drasticamente le emissioni di gas serra per mantenere l'aumento delle temperature ben al di sotto dei 2°C rispetto ai valori preindustriali (idealmente entro gli 1,5°C). La decarbonizzazione del sistema economico richiede sia di ridurre l'intensità carbonica degli usi energetici (e le fonti di energia rinnovabile sono a tale scopo uno strumento fondamentale), sia di ridurre l'intensità energetica (con una possibile contrazione della domanda complessiva di energia).

Negli ultimi anni i sistemi energetici europei - in particolare in Italia, Spagna e Germania - sono stati oggetto di un profondo processo di cambiamento attivato dall'introduzione di obiettivi sempre più vincolanti per la riduzione delle emissioni di gas serra (rispetto al 1990, -20% introdotto dal pacchetto Europa 2020 e -40% al 2030 ribadito nel recente *Winter package*) e dall'istituzione del primo mercato al mondo per lo scambio delle emissioni climalteranti (*European Emissions Trading System* - EU ETS). Questi mutamenti hanno investito in particolar modo le imprese che operano nel settore della generazione elettrica (di seguito utilities energetiche - UEN), rendendone desueto il tradizionale modello di business caratterizzato da una generazione principalmente legata alle fonti fossili. La crescente rilevanza delle energie rinnovabili (anch'esse soggette a quote d'obbligo europee) ha spiazzato la tradizionale offerta di energia prodotta nelle centrali termoelettriche con fonti fossili imponendo alle UEN forti svalutazioni legate al sotto-utilizzo degli impianti. Inoltre, nella loro struttura dei costi si sono aggiunti quelli relativi agli acquisti dei permessi per le emissioni negoziati sul mercato EU ETS. A tali fattori, che hanno indebolito notevolmente la redditività delle UEN, si è poi aggiunta la drastica riduzione della domanda di energia legata soprattutto alla crisi ma anche al processo di efficientamento dei sistemi energetici (anch'esso spinto da obiettivi europei).

Un'ulteriore spinta al processo di decarbonizzazione, come prospettato nella *roadmap* europea al 2050 che prevede una sostanziale decarbonizzazione del sistema elettrico, andrebbe ad incidere profondamente sul modello di business tradizionale mettendo potenzialmente in crisi le più importanti UEN, con ricadute anche sugli investitori. Tale argomento coinvolge gli investitori, le autorità di regolazione e di supervisione sotto molteplici profili: per il rilievo delle UEN nel mercato finanziario, sia azionario sia di debito, considerato il rischio di una improvvisa svalutazione dei loro asset in caso di un'ulteriore stretta delle politiche climatiche (per il rischio che scoppi la c.d. "bolla del carbonio"); per la funzione che esse svolgono fornendo un bene intermedio essenziale (l'energia) al sistema economico, il cui prezzo influisce sulla dinamica generale dei prezzi al consumo; per i rischi economici derivanti dagli effetti dei cambiamenti climatici che gravano su investitori, finanziatori e assicuratori.

Riconoscendo queste interazioni, il rischio finanziario di natura climatica (*carbon risk* o *climate-related financial risk*) è divenuto negli ultimi due anni uno dei temi più dibattuti nei fora internazionali che si occupano di stabilità monetaria e finanziaria. La rilevanza del tema è stata sancita con la decisione del *Financial Stability Board* di istituire la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) che nell'estate del 2017 ha rilasciato la versione finale del suo rapporto. La TCFD è nata con lo scopo di promuovere una migliore consapevolezza circa i rischi finanziari legati ai mutamenti climatici. Anche la Commissione Europea, per meglio comprendere le interazioni tra sistema finanziario e sostenibilità, ha istituito l'*High-Level Expert Group on Sustainable Finance* (HLEG).

Il presente lavoro si inserisce nel filone di ricerca che studia l'impatto del *carbon risk* sui rendimenti azionari, focalizzandosi in particolare sulle UEN. Tali società, infatti, emettono considerevoli quantità di gas serra e il processo di decarbonizzazione in atto e la crescente affermazione delle fonti di energia rinnovabile possono penalizzare le utilities maggiormente legate alle fonti energetiche *carbon-intensive*. In particolare, il lavoro mira ad analizzare come il *carbon risk* possa riflettersi sulla decisione di investire nelle UEN a seconda del loro grado di intensità carbonica, per individuare potenziali rischi e opportunità.

I principali risultati del lavoro sono i seguenti:

- Il calo della domanda di energia e il processo di decarbonizzazione hanno esercitato una pressione al ribasso su ricavi e prezzi in particolare per le società con un *energy mix* più orientato alle fonti fossili; per queste società, la ricomposizione dell'*energy mix* conseguente alle politiche di decarbonizzazione ha comportato anche svalutazioni delle attività più *carbon-intensive* che hanno ulteriormente pesato sui risultati d'esercizio, intaccando il patrimonio netto e accrescendo la leva finanziaria. Questo risultato è anche conseguenza del forte sostegno di cui le energie rinnovabili del settore elettrico hanno goduto in molti paesi.
- Nonostante le UEN rappresentino un valore contenuto del mercato borsistico dell'area euro, al loro capitale e debito sono esposti in misura rilevante gli investitori istituzionali, anche in ragione delle caratteristiche di elevato flusso di dividendi (*dividend yield*) e di sensibilità relativamente contenuta ai movimenti del mercato (*beta*), che avvicina tali azioni a strumenti di reddito fisso (*bond-like*). Se il processo di transizione verso un sistema *low-carbon* fosse più rapido di quanto atteso dal mercato, i rischi per questi investitori potrebbero essere significativi.
- Strategie di allocazione del portafoglio che tengano conto della intensità carbonica di queste società potrebbero contribuire a limitare i rischi nella fase di transizione e a cogliere opportunità di rendimento. Le analisi condotte, basate sui modelli fattoriali di misurazione dei premi per il rischio e riferite agli anni più recenti evidenziano la presenza di un *Low-Carbon Premium*, osservato anche in altri studi, che risulta ampio e statisticamente significativo soprattutto a partire dal 2012, con l'accelerare del processo di decarbonizzazione. Per il periodo esaminato, una strategia di investimento maggiormente orientata su società *low-carbon* avrebbe consentito benefici in termini di maggior rendimento, senza alterare il profilo di rischio complessivo.

La struttura del lavoro è la seguente: dopo aver introdotto i fattori alla base del legame tra cambiamenti climatici e rischi finanziari e le principali iniziative internazionali sul tema, vengono esaminati i profili di rilievo delle UEN europee, evidenziandone l'evoluzione dell'*energy mix*, delle emissioni e dei risultati economico-finanziari. Tale esame contribuisce a definire il contesto in cui è stata formulata l'ipotesi che esistano benefici finanziari derivanti dall'investimento in un portafoglio *low-carbon*, attribuibili all'esistenza di un *Low-Carbon Premium*. A tale scopo, nell'ultima parte viene impiegato un modello di *asset pricing* multifattoriale che stima l'esistenza e l'entità di un *Low-Carbon Premium*. Le principali conclusioni sono riportate nell'ultima sezione.

## 2. Il nesso tra cambiamenti climatici e rischi finanziari

In letteratura non è stata ancora individuata una definizione comune di *carbon risk*<sup>1</sup>. La maggior parte degli studi ha ricondotto il *carbon risk* unicamente all'incertezza legata all'evoluzione dello scambio dei permessi di emissione. A dieci anni dall'avvio del sistema europeo dei permessi di emissione, è però palese che tale meccanismo sinora non sia stato in grado di incidere efficacemente sulla riduzione delle emissioni e che lo sviluppo di capacità di generazione da fonti rinnovabili sia stata favorita più dai sistemi di incentivazione promossi nei diversi paesi dell'Unione Europea che non dagli ETS. Pertanto l'utilizzo degli ETS quale proxy del *carbon risk* potrebbe portare a risultati dubbi nella misura in cui tale strumento non sia in grado di incidere adeguatamente sulle aspettative degli investitori.

Recentemente si è però giunti a una più precisa tassonomia di come gli effetti dei mutamenti climatici possano influire sugli andamenti del sistema finanziario<sup>2</sup>.

La prima riguarda il c.d. **rischio fisico** che implica effetti per diversi soggetti economici e può quindi propagarsi anche al settore finanziario. Ad esempio i disastri ambientali possono portare alla distruzione di capitale fisico (abitazioni, capannoni e impianti industriali, strutture che erogano servizi pubblici o privati) e le famiglie, le imprese, le realtà pubbliche (locali e centrali) si trovano costrette a destinare risorse finanziarie per la sua ricostituzione. Un possibile effetto di questa distrazione di risorse è quella di accrescere l'indebitamento pubblico e privato, ridurre i consumi e le risorse disponibili per investimenti produttivi.

Inoltre, gli effetti economici dei disastri ambientali possono ripercuotersi sugli intermediari finanziari costituendo una fonte indiretta di rischio: le catastrofi naturali non solo interrompono le attività di imprese e famiglie, ma contribuiscono a ridurre il valore delle attività date a garanzia per ottenere credito, credito il cui rimborso può diventare più complesso proprio per effetto della riduzione della citata distrazione di risorse destinate al ripristino delle realtà danneggiate. Gli shock ambientali potrebbero aumentare il numero di crediti *non performing* nel portafoglio delle banche particolarmente esposte a imprese o famiglie localizzate nelle aree più a rischio e ciò potrebbe indurre gli istituti a restringere l'offerta di credito e potrebbe ridurre l'efficacia del canale del credito della politica monetaria. Inoltre, se la scala di questi effetti fosse rilevante (anche alla luce della crescente frequenza di eventi estremi su un'ampia parte del territorio nazionale), ciò potrebbe minacciare la stabilità del sistema finanziario nel suo complesso.

Uno studio recente sull'Italia analizza le relazioni tra i prestiti alle imprese e il rischio alluvionale a livello di provincia e trova che circa un quarto del totale dei prestiti bancari alle imprese è destinato a imprese localizzate in province particolarmente esposte al rischio alluvionale. Questi prestiti hanno una forte concentrazione settoriale, e la localizzazione in zone maggiormente a rischio ridurrebbe l'ammontare degli impieghi concessi alle imprese di minori dimensioni<sup>3</sup>.

Un secondo rischio deriva dagli impegni presi dalla comunità internazionale di stabilizzare la concentrazione atmosferica di gas a effetto serra ad un livello compatibile con il mantenimento del riscaldamento al di sotto di 2° C. Una transizione non governata verso un'economia *low-carbon* potrebbe ridurre bruscamente il valore delle riserve energetiche e delle infrastrutture legate allo

---

<sup>1</sup> Nel resto del lavoro usiamo questo termine che consideriamo equivalente a *climate-related financial risk*, utilizzato dalla TCFD istituita dal FSB.

<sup>2</sup> La classificazione presentata è mutuata dall'autorità di supervisione finanziaria inglese, *Prudential Regulation Authority* (2015). La medesima classificazione è utilizzata anche dalla TCFD istituita dal FSB.

<sup>3</sup> Faiella e Natoli (2017).

sfruttamento, la trasformazione e l'utilizzo dei combustibili fossili (carbone, petrolio e gas). A differenza del rischio fisico, questo **rischio di transizione** non è persistente ma potrebbe essere dirompente per la stabilità del sistema finanziario.

Infatti, data la rilevanza del settore energetico, un improvviso calo nel valore sia delle riserve energetiche sia delle infrastrutture connesse, potrebbe innescare una corsa alla cessione dei titoli di queste società con conseguenze che potrebbero incidere in modo permanente sul sentiero di crescita economica globale (come è successo dopo la crisi finanziaria 2007). Inoltre, la transizione potrebbe essere inflazionistica, in quanto le politiche climatiche potrebbero richiedere l'impiego di fonti energetiche alternative al momento più costose o introdurre sistemi di *carbon pricing* che influenzerebbero i prezzi e l'attività economica. Infine, poiché la domanda di energia è inelastica, un aumento dei prezzi dell'energia aumenterebbe la vulnerabilità finanziaria delle imprese e delle famiglie, attraverso la maggior spesa che queste devono destinare per l'acquisto di beni energetici<sup>4</sup>.

Vi è infine un'ultima tipologia di rischio, il **rischio di responsabilità**, che si manifesta quando coloro che sostengono di avere ricevuto un danno dai fenomeni indotti dai cambiamenti climatici si possono rivalere su coloro che vengono ritenuti responsabili e, a cascata, sul sistema assicurativo se sono state sottoscritte polizze per la copertura di tali responsabilità.

I procedimenti aperti dalla procura federale statunitense contro la Exxon, una delle maggiori società petrolifere al mondo, sono un esempio di questo rischio<sup>5</sup>. La possibilità che si manifestino una pluralità di casi di "frode climatica" di questo genere, con similitudini rispetto a quanto avvenuto per le industrie del tabacco e quelle dell'amianto, potrebbe avere conseguenze anche sul settore assicurativo, che potrebbe essere coinvolto nel caso i responsabili delle società accusate avessero stipulato polizze per proteggersi da questo genere di rischi. Nel passato questo tipo di rivendicazioni di responsabilità sono risultate per il settore assicurativo più onerose delle perdite causate dagli eventi meteorologici estremi.

Negli ultimi anni si sono intensificate le iniziative che auspicano una migliore comprensione del *climate-related financial risk*.

Alcune di queste mirano a migliorare la *disclosure*, ad es. in termini di impronta carbonica degli operatori finanziari e non. Nel dicembre del 2015 il *Financial Stability Board* ha costituito la *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) con lo scopo di individuare i gap informativi circa i rischi finanziari indotti dai cambiamenti climatici e definire delle linee guida per la diffusione di queste informazioni a vantaggio degli investitori, degli istituti di credito, delle imprese assicurative e delle altre parti interessate. Sempre con l'obiettivo di accrescere la consapevolezza degli investitori, nell'agosto del 2015 il Governo francese ha emanato il *French act on energy transition*, che richiede agli investitori istituzionali di includere esplicitamente obiettivi ambientali nelle loro relazioni annuali e di fornire informazioni circa la loro esposizione ai rischi climatici, ad es. dando conto dell'impronta di carbonio delle loro attività<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Sulla rilevanza della spesa energetica delle imprese si veda Faiella e Mistretta (2015); per le famiglie si veda Faiella e Lavecchia (2015).

<sup>5</sup> La Exxon è accusata di avere mentito sul grado di conoscenza circa il legame tra l'utilizzo dei combustibili fossili, i mutamenti climatici e i possibili effetti per le attività della compagnia (<http://www.bloomberg.com/news/articles/2016-09-07/will-exxonmobil-have-to-pay-for-misleading-the-public-on-climate-change>). La società non solo avrebbe mancato a un suo dovere di natura sociale (quella di una corretta comunicazione con il pubblico su cui si basa il principio della responsabilità sociale d'impresa), ma le sue omissioni possono essere considerate una truffa a danno di quegli investitori che non potevano compiere una corretta valutazione sul proprio profilo di rischio, così violando gli obblighi fiduciari (*fiduciary duty*) che legano i rappresentanti della società e gli investitori.

<sup>6</sup> Villeroy de Galhau (2015).

Altre iniziative hanno invece mirato a fornire un indirizzo regolatorio sul rischio climatico: rientra tra queste il rapporto 2015 della *Prudential Regulation Authority* (PRA) della Bank of England sui rischi a cui è esposto il mercato assicurativo. Vi sono inoltre state analisi per includere in modo analitico il rischio climatico all'interno del rischio finanziario, compresa la possibilità di condurre veri e propri "stress test" per valutare la resilienza del sistema finanziario al rischio climatico. L'*Advisory Scientific Committee* dell'ESRB ha pubblicato nel febbraio del 2016 un rapporto sulla possibilità di tenere conto degli effetti del rischio di transizione sui mercati finanziari anche con simulazioni macroeconomiche<sup>7</sup>. Sempre nel 2016, la Banca centrale olandese ha pubblicato un rapporto sulle conseguenze del processo di decarbonizzazione per le attività della banca centrale<sup>8</sup>.

Con un'iniziativa più politica, nel dicembre 2016 la Commissione europea ha istituito l'*High-Level Expert Group on Sustainable Finance* (HLEG) dandogli il mandato di individuare i passi che le istituzioni finanziarie e le autorità di vigilanza dell'Unione devono adottare per proteggere la stabilità del sistema finanziario dai rischi legati all'ambiente (oltre che dagli altri obiettivi inclusi nel più ampio concetto di sostenibilità che include anche valutazioni di tipo sociale e di governance). Nel luglio 2017 l'HLEG ha presentato un rapporto intermedio messo in consultazione.

Alle iniziative volte a meglio comprendere il legame tra rischi climatici e rischi finanziari, se ne sono affiancate altre dedicate agli investitori: alcune sono nate con lo scopo di sensibilizzare gli investitori istituzionali sull'intensità carbonica delle società presenti nei loro portafogli; altre con l'obiettivo di creare strumenti per cogliere le opportunità legate alla progressiva decarbonizzazione del sistema economico, attraverso la creazione di portafogli, fondi di investimento e indici di borsa *low-carbon*. La *Portfolio Decarbonization Coalition*, promossa da UNEP-FI<sup>9</sup>, raccoglie 27 Istituzioni e gestori di fondi che lavorano per la decarbonizzazione di circa 600 miliardi di dollari di investimenti su 3.200 miliardi di masse gestite. Con specifico riferimento al mondo bancario, un gruppo composto da 12 banche tra cui Société Générale in Francia, ING nei Paesi Bassi, First Rand in Sud Africa e BMCE in Marocco sta sviluppando un framework volto a facilitare la strutturazione di prodotti dedicati allo sviluppo sostenibile; la BEI, in particolare, ha emesso in totale 11,8 miliardi di obbligazioni cosiddette "ad impatto positivo" la cui raccolta sarà destinata a finanziare o rifinanziare prestiti ad attività che portano benefici climatici<sup>10</sup>. Inoltre l'Industrial and Commercial Bank of China ha pubblicato il primo *stress test* ambientale, uno studio che esplora l'effetto sui prestiti della banca dell'inquinamento ambientale, valutando le connessioni tra fattori ambientali e rischi di credito. Infine la crescente attenzione verso le emissioni di gas serra ha spinto i principali fornitori di indici di mercato quali STOXX, MSCI, S&P e FTSE ad introdurre indici *ad hoc*. È stata lanciata l'iniziativa *Sustainable Stock Exchanges* (SSE), una piattaforma di collaborazione tra investitori, regolatori e società di gestione dei mercati, volta ad aumentare la trasparenza sui criteri ESG (*environmental, social e corporate governance*) e così incoraggiare gli investimenti sostenibili<sup>11</sup>.

---

<sup>7</sup> ESRB ASC (2016).

<sup>8</sup> Dicou D. et al. (2016). Nel lavoro viene evidenziato che "*there is a strong consensus that inaction is no longer an option*" e che pertanto la Banca d'Olanda ha deciso di creare un sistema con cui riceve regolari segnalazioni dal sistema finanziario sull'esposizione diretta al settore energetico.

<sup>9</sup> *United Nations Environment Programme – Finance Initiative*, è un partenariato tra il Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite (UNEP) e il settore finanziario creato nel 1992 con la missione di promuovere la finanza sostenibile.

<sup>10</sup> Tra gli altri emittenti si trovano molte organizzazioni sovranazionali, oltre alla BEI, numerose emissioni sono state originate dalla Banca Europea per la Ricostruzione e lo Sviluppo, Asian Development Bank, African Development Bank e Nordic Investment Bank.

<sup>11</sup> Le circa 60 borse valori facenti attualmente parte dell'SSE si impegnano ad aumentare i requisiti di trasparenza per le società in ambito ESG.

### 3. Le utilities del settore elettrico e il processo di decarbonizzazione

Le utilities del settore dell'energia elettrica, unitamente alle altre utilities, sono tra le principali responsabili delle emissioni di gas serra in atmosfera, nel 2014 tale settore ha prodotto il 26% delle emissioni complessive dei paesi della UE<sup>12</sup>.

Tra le utilities elettriche le più *carbon intensive* sono quelle che producono energia attraverso impianti termoelettrici alimentati principalmente da combustibili fossili, i quali attualmente generano circa il 49% dell'energia elettrica prodotta in Europa. Un ulteriore 25% dell'energia è prodotta attraverso centrali nucleari, che al di là dei problemi connessi allo smaltimento delle scorie, nel processo di fissione non liberano anidride carbonica in atmosfera; le fonti rinnovabili coprono la restante produzione, in particolare gli impianti idroelettrici il 12% e gli impianti solari, eolici e altri impianti un ulteriore 12%<sup>13</sup>. Tale assetto è il risultato di un progressivo processo di trasformazione determinato dalla affermazione delle fonti rinnovabili nell'*energy mix* delle utilities.

Il presente studio analizza un campione di 13 utilities attive nella produzione di energia elettrica presenti nell'indice STOXX Europe 600. Il campione, che rappresenta il 55% della capitalizzazione del settore utilities dell'indice, nel 2016 ha realizzato il 48% della produzione elettrica dell'UE e ad esso è riconducibile il 15,4% delle emissioni di gas serra dell'UE nel 2015.

In questa sezione, in particolare, sono analizzati gli *energy mix* e i livelli di emissione del campione dal 2008 al 2016.

Per lo scopo del lavoro, le UEN sono state divise in due gruppi in base all'indice di intensità di emissioni carboniche. Tale indice, costruito rapportando le emissioni di gas serra espresse in grammi di CO<sub>2</sub> equivalenti per la produzione di un kW/h di energia, è influenzato oltre che dalle quantità di energia prodotta anche dall'*energy mix* adottato dalle utilities, ossia dal ricorso ad impianti *carbon-intensive* quali le centrali termoelettriche a carbone o l'utilizzo di fonti di energia "pulita". Il primo gruppo, *Low-Carbon* (LC) è composto dalle sei società con intensità di emissione più bassa rispetto alla mediana in ciascuno degli anni del periodo 2008-2016, il secondo è denominato *High-Carbon* (HC) e include le sette società a maggiore intensità<sup>14</sup>. I dati per il calcolo dell'indice di intensità di emissioni sono stati tratti dai bilanci annuali e di sostenibilità delle società (Figura 1).

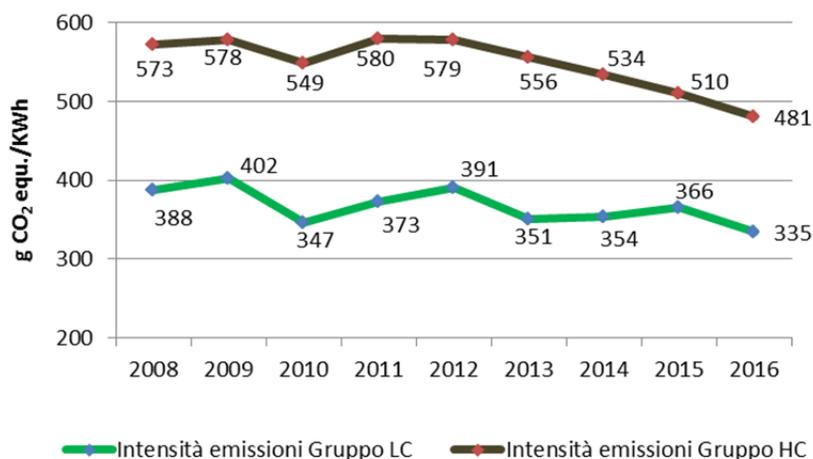
---

<sup>12</sup> Relativamente agli altri settori di attività, le attività manifatturiere producono il 19% delle emissioni, le famiglie un altro 19%, le attività agricole il 12%, i trasporti l'11%, i servizi un altro 11%, le attività estrattive il 2%. [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse\\_gas\\_emissions\\_by\\_industries\\_and\\_households](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Greenhouse_gas_emissions_by_industries_and_households).

<sup>13</sup> Eurostat "Electricity Statistics 2016 (in GWh)", [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Electricity\\_Statistics\\_2016\\_\(in\\_GWh\)-T1.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Electricity_Statistics_2016_(in_GWh)-T1.png)

<sup>14</sup> Le società sono state assegnate al gruppo LC(HC) se per almeno cinque dei nove anni analizzati hanno riportato un'intensità inferiore (superiore) alla mediana del campione.

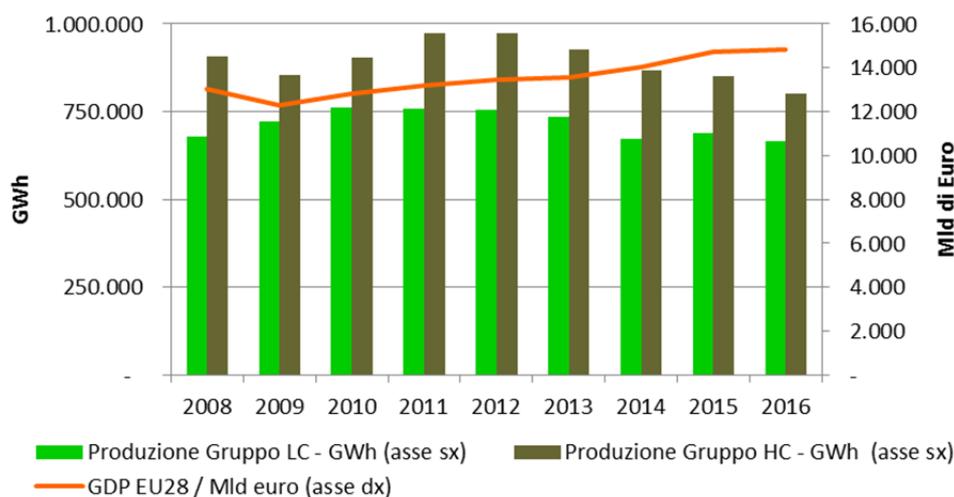
**Figura 1: Andamento dell'intensità di emissioni per i gruppi LC e HC**



Fonte: Elaborazioni su dati societari.

Nel periodo analizzato le società del gruppo HC hanno realizzato circa il 56% della produzione di energia elettrica dell'intero campione, a fronte della quale hanno immesso in atmosfera circa i due terzi delle quantità complessive di gas serra a causa di un mix produttivo fortemente incentrato sulle fonti fossili (Figura 2).

**Figura 2: Energia prodotta e andamento del PIL nell'Unione a 19 Stati**



Fonte: Elaborazioni su dati societari ed Eurostat.

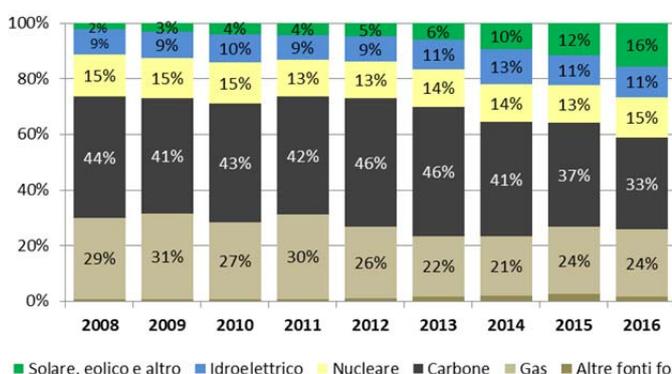
Per il gruppo HC la produzione di energia elettrica ha registrato un forte calo nel 2009 (-6%) in corrispondenza della contrazione dell'economia europea causata dalla crisi economica, nei tre anni successivi invece la produzione è tornata a crescere superando i livelli del 2008 (+7%); dal 2013 si è avuto un calo progressivo della produzione toccando nel 2016 il livello più basso dell'intero periodo a fronte di un'economia europea in costante crescita. Nel complesso, il gruppo HC ha riportato dal 2008 un calo medio annuo composto dell'1,5%.

Il gruppo LC ha riportato una forte espansione della produzione tra il 2008 e il 2010 (+13%), senza quindi risentire del rallentamento dell'economia, nei tre anni successivi la produzione si è mantenuta sostanzialmente stabile e dal 2014 ha registrato un calo significativo attestandosi su livelli leggermente inferiori a quelli del 2008. Sull'intero periodo il gruppo LC ha registrato un calo medio annuo dello 0,2%.

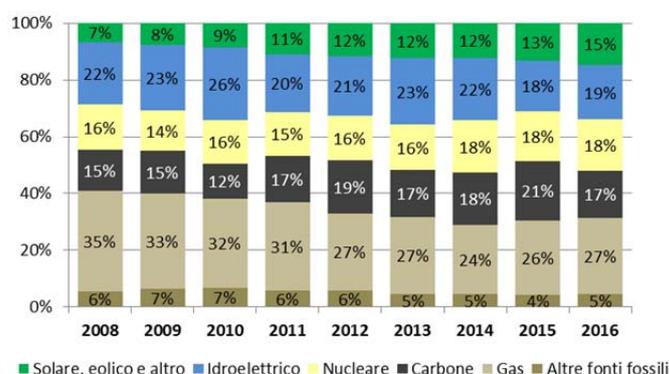
Per entrambi i gruppi, ma soprattutto per quello HC, dal 2013 si osserva inoltre un progressivo “decoupling” della produzione rispetto al PIL; a fronte di una espansione dell'economia europea la produzione di energia da parte delle società del campione si è infatti contratta. A tale fenomeno, osservato anche in diverse analisi dell'Agenzia Europea dell'Ambiente, hanno contribuito sia una maggiore efficienza nell'uso dell'energia, sia cambiamenti strutturali nell'economia, con un aumento del contributo alla produzione di PIL da parte del settore dei servizi rispetto ai settori ad alta intensità di energia.<sup>15</sup>

Con riferimento ai mix di fonti utilizzate, il gruppo HC si caratterizza per una netta prevalenza dei combustibili fossili che fino al 2013 hanno avuto un peso di oltre il 70%, e in particolare per il ricorso al carbone che ha raggiunto punte del 46%; un ruolo marginale è stato invece riservato fino al 2012 alle rinnovabili, che contribuivano mediamente per il 13% della produzione (idroelettrico, solare, eolico e altro), tuttavia successivamente la loro incidenza è nettamente aumentata raggiungendo nel 2016 un peso nel mix del 27% (Figura 3a). Il gruppo LC presenta un mix maggiormente diversificato, rendendo tali società meno esposte ai rischi connessi all'andamento delle commodities. Le fonti rinnovabili e l'idroelettrico coprono circa un terzo della produzione, mentre le fonti fossili, sebbene pesino per circa il 50%, vedono una prevalenza del gas, fonte meno *carbon-intensive* del carbone (Figura 3b).

**Figura 3a: Product Mix gruppo HC**



**Figura 3b: Product Mix gruppo LC**



Fonte: Elaborazioni su dati societari.

Gli andamenti descritti si inseriscono nel contesto di continua espansione in Europa della produzione da fonti rinnovabili, la cui capacità installata nell'UE è cresciuta negli ultimi otto anni ad un tasso medio annuo del 17,9%, a fronte di una sostanziale invarianza della quota di produzione da combustibili fossili<sup>16</sup>. Tale crescita è stata favorita in particolare dagli incentivi economici volti a stimolare gli investimenti in nuovi impianti e dalla priorità di dispacciamento dell'energia prodotta introdotta dalla Direttiva europea sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili

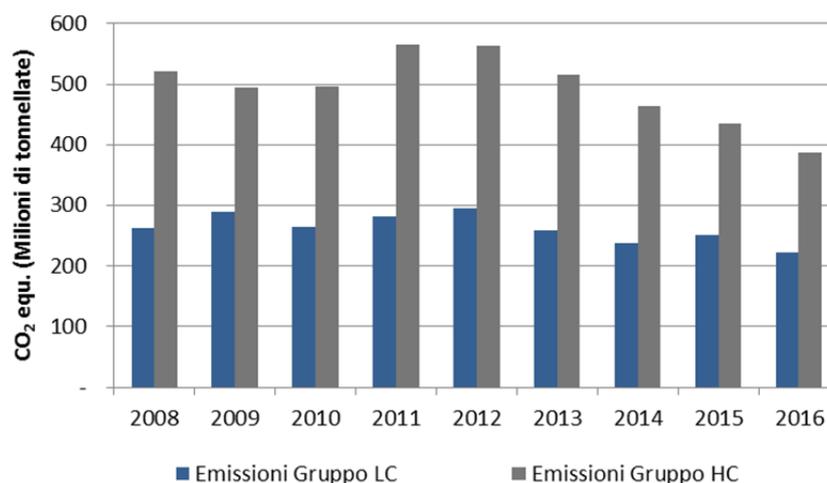
<sup>15</sup> European Environment agency (2017).

<sup>16</sup> Nostre elaborazioni su dati Eurostat ([http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg\\_113a&lang=en](http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_113a&lang=en)).

(2009/28/CE). Inoltre, considerato che gli impianti da fonti rinnovabili hanno dei costi marginali di produzione pressoché trascurabili, l'energia offerta da tali impianti ha contribuito a ridurre i prezzi all'ingrosso dell'elettricità spiazzando gli impianti di produzioni convenzionali caratterizzati da costi marginali più elevati, in particolare le centrali a gas, determinando dei fermi impianto o addirittura la chiusura degli impianti meno efficienti.

Le emissioni di gas serra sono legate in particolare ai livelli di produzione e al mix di produzione adottato dalle utilities (Figura 4).

**Figura 4: Emissioni di gas serra**



Fonte: Elaborazioni su dati societari.

Per il gruppo HC al calo della produzione del 2009 è corrisposta una diminuzione delle emissioni di circa il 5%, protrattasi anche nel 2010, grazie anche ad un primo aumento dell'incidenza delle fonti rinnovabili nel mix produttivo. Nel 2011 e nel 2012, quando la produzione ha toccato i livelli massimi del periodo analizzato, anche le emissioni hanno segnato i picchi più elevati (+9%), in quanto le imprese del gruppo HC hanno incrementato la produzione facendo ricorso alle fonti fossili. Dal 2013 al 2016, con il calo della produzione, le emissioni hanno registrato una contrazione ancora più marcata in corrispondenza di un peso sempre maggiore delle rinnovabili nel mix.

Le emissioni del gruppo LC hanno registrato un andamento più discontinuo rispetto a quelle del gruppo HC, mostrando un primo aumento nel 2009 essenzialmente per effetto dell'aumento della produzione. Al picco di produzione del 2010 è invece corrisposto un calo delle emissioni grazie a una riduzione del carbone nel mix produttivo (-3%) e una ricomposizione a favore delle rinnovabili (in particolare dell'idroelettrico) e del nucleare. Tra il 2011 e il 2012 e poi nuovamente nel 2015, le emissioni sono tornate ad aumentare per effetto di una crescita del ricorso al carbone.

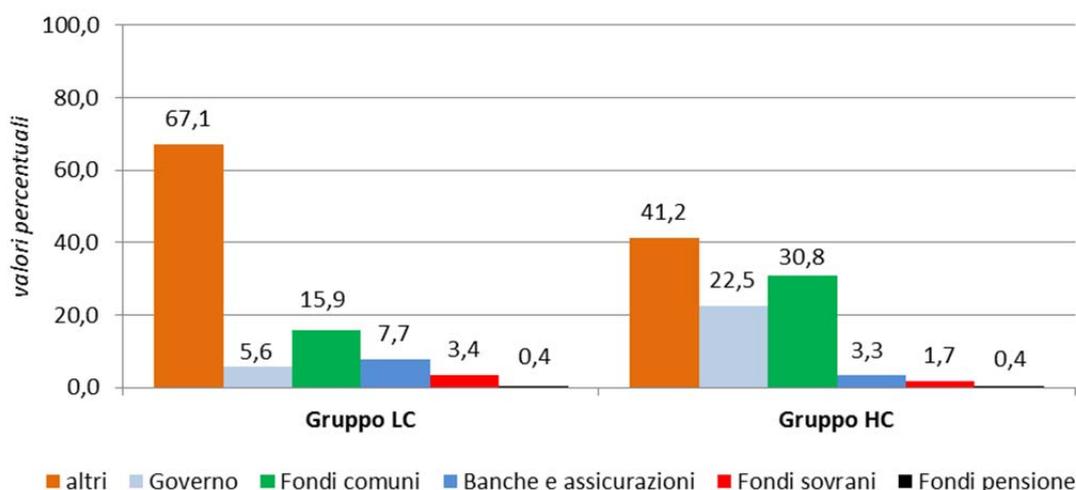
#### **4. Le UEN sul mercato dei capitali e l'evoluzione della situazione economico-finanziaria**

Le utilities energetiche canalizzano rilevanti risorse a titolo di capitale da parte degli investitori istituzionali e altri operatori, anche in ragione delle caratteristiche di elevato flusso di dividendi (*dividend yield*) e con una sensibilità relativamente contenuta ai movimenti del mercato (*beta* inferiore a uno), che avvicina tali azioni a strumenti di reddito fisso (*bond-like*). L'esposizione del sistema

finanziario verso le UEN, sia a titolo di capitale di rischio sia sotto forma di finanziamenti, è stimabile in circa 550 miliardi di euro. Il rischio di transizione potrebbe pertanto avere riflessi sui soggetti che presentano esposizioni finanziarie significative verso le società del settore.

La rilevante presenza di investitori istituzionali quali banche, assicurazioni, fondi pensione e fondi comuni di investimento nel capitale delle UEN inoltre rappresenta un canale di trasmissione di potenziali rischi climatici dalle UEN al sistema finanziario. Ciò risulta particolarmente significativo se si considera che l'incidenza di tali investitori nell'azionariato delle UEN europee analizzate in questo studio risulta superiore nelle società maggiormente *carbon intensive* (Figura 5).

**Figura 5: Composizione dell'azionariato per i gruppi LC e HC – luglio 2017**



Fonte: Elaborazioni su dati societari, delle borse e di altri provider.

Nel periodo 2008-2016 considerato nell'analisi, il settore della generazione elettrica in Europa è stato soggetto a importanti cambiamenti: la crisi economica e la conseguente riduzione della domanda di energia hanno determinato un eccesso della capacità produttiva; il declino dei prezzi dei combustibili per la produzione energetica<sup>17</sup> e l'entrata a regime del sistema EU ETS (*European Emissions Trading System*)<sup>18</sup> hanno influenzato la ricomposizione dell'*energy mix*; la crescente concorrenza delle energie rinnovabili ha contribuito ad una progressiva riduzione del prezzo dell'energia all'ingrosso<sup>19</sup>; dopo l'incidente di Fukushima sono aumentati i costi e la complessità di gestione dell'energia elettronucleare.

<sup>17</sup> Il rapido decremento dei tassi di utilizzo degli impianti (*load factor*) ha aumentato la competitività degli impianti a carbone (il cui prezzo si è dimezzato nel periodo 2011-2014) rispetto a quelli a gas. Leger e Vahlenkamp, (2014).

<sup>18</sup> Il sistema europeo di negoziazione delle emissioni fissa un tetto massimo al livello delle emissioni di gas serra complessive di circa 12.000 impianti ad elevato consumo energetico (1.000 in Italia) attribuendo ai partecipanti una quota iniziale di permessi. Le imprese possono acquistare o vendere su un mercato organizzato le quote di emissioni a seconda che esse risultino al di sopra o al di sotto dei tetti preventivamente stabiliti. I prezzi dei permessi, dopo avere raggiunto il loro valore massimo nell'estate del 2008 (28 € per tonnellata di gas serra), sono crollati stabilizzandosi negli ultimi anni intorno ai 6 € per tonnellata.

<sup>19</sup> La generazione con rinnovabili non ha costi di combustibile e viene quindi offerta a un prezzo prossimo allo zero, spiazzando le tecnologie termoelettriche e facendo sì che l'ultimo impianto dispacciato (che determina il prezzo complessivo per quella fascia oraria) sia disposto a offrire energia a prezzi sempre più bassi così riducendo il prezzo di equilibrio rispetto alle altre fasce orarie. Questo fenomeno porta, a parità di altre condizioni, a una riduzione dei prezzi determinati al picco al crescere della quota di generazione soddisfatta con fonti rinnovabili.

Più in particolare, le valutazioni delle condizioni economico-finanziarie dei produttori di energia sono state influenzate da quattro fattori di contesto: il cambio delle politiche energetiche e della regolamentazione nei confronti della sostenibilità e delle energie rinnovabili; la continua crescita dell'esposizione del settore energetico verso strumenti finanziari derivati; il significativo aumento delle operazioni straordinarie che hanno coinvolto produttori e trasformatori di energia; l'accresciuta attenzione agli oneri e alle passività legate all'ambiente<sup>20</sup>.

I produttori, che in precedenza gestivano processi integrati, hanno dovuto affrontare la sfida – dettata dai cambiamenti regolamentari - della separazione delle attività (suddivise nelle fasi di generazione, trasmissione, mercato all'ingrosso e distribuzione *retail*), voluta per accrescere la concorrenza, in particolare nei segmenti della generazione e del *retail*. In tal modo il perimetro delle attività che generano i ricavi si è ristretto ed è divenuto meno diversificato. Le società generatrici hanno quindi dovuto confrontarsi con un contesto più volatile sia dal lato dei prezzi delle materie prime energetiche, sia da quello dei prezzi di cessione sul mercato all'ingrosso.

I fattori di contesto descritti si sono riverberati su ricavi e redditività operativa e del capitale secondo dinamiche differenti per ciascuna società, in funzione della struttura dei costi (influenzata dall'*energy mix*) e di quella finanziaria, nell'ambito di differenti contesti regolatori nazionali.

Un fattore di efficienza che sta acquisendo rilievo anche nel settore delle UEN è rappresentato dall'utilizzo dell'automazione, cioè l'impiego della tecnologia come sostituto del lavoro umano. L'automazione ha iniziato a trovare prime applicazioni nel settore UEN nella misurazione (con gli *smart meters*), nei servizi di *call center* (tramite le *app*) e nell'ispezione delle reti (tramite i droni). Con l'espandersi della digitalizzazione e l'avvento di nuove tecnologie viene stimato che un numero crescente di processi delle utilities saranno eseguiti mediante robot e intelligenza artificiale<sup>21</sup>.

Il fatturato delle UEN del campione nei nove anni esaminati cresce fino al 2012 per poi ridursi nei quattro anni seguenti; per l'intero periodo il fatturato diminuisce a un tasso medio annuo composto dello 0,6%, che è il risultato di un decremento delle UEN HC e di una crescita delle UEN LC (rispettivamente -2,0% contro +1,5%) (Figura 6a). Il differenziale di crescita tra i due gruppi si è ampliato a partire dal 2014. Nello stesso periodo 2008-2016 la produzione elettrica è diminuita dell'1%, soprattutto a causa della flessione del gruppo di imprese HC (-1,5%), a fronte di un decremento più lieve del gruppo LC (-0,2%).

Nel complesso per i due gruppi di imprese l'andamento del fatturato rispetto alla produzione è stato comparabile, come segnalato dal rapporto tra ricavi medi e kWh prodotto, rimasto sostanzialmente stabile<sup>22</sup>. Allo stesso tempo, l'andamento degli utili, pur diminuendo per entrambi i gruppi, evidenzia un decremento più marcato per il gruppo di società HC, per il quale da un monte utili di 12,5 miliardi nel 2008 si è giunti a perdite totali per 12,9 miliardi nel 2016 (-203% nel periodo). Il gruppo di società LC ha invece contenuto il decremento dei risultati all'8,3% medio annuo (-50% nel periodo). Tra le

---

<sup>20</sup> Tali fattori sono stati considerati anche nella revisione dei criteri contabili internazionali di reporting (IFRS) per le attività delle utilities. Welter et al. (2011).

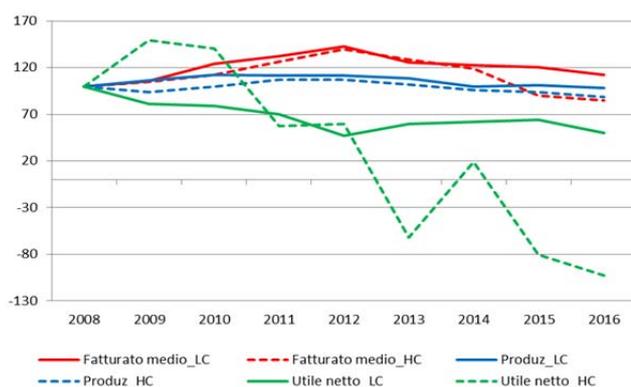
<sup>21</sup> Secondo uno studio di McKinsey l'ottimizzazione digitale potrebbe innalzare la profittabilità del settore delle utilities del 20-30% (Booth et al. 2016). Alcuni esempi di applicazioni dell'intelligenza artificiale sono riportati nella rassegna di Mellit e Kalogirou (2009).

<sup>22</sup> Un indicatore piuttosto grossolano, rappresentato dal rapporto tra il fatturato totale in milioni di euro e l'energia prodotta (GWh) per ciascuno dei due gruppi, indica un valore medio dei dati annuali di 0,24 per le LC e 0,30 per le HC, con una varianza contenuta entro lo 0,1% per entrambi i gruppi. Tali andamenti vanno comunque valutati con cautela in quanto sono influenzati dalle molte attività delle UEN che operano oltre che nel processo di generazione anche in altre fasi del processo di produzione (ad es. gestione delle reti, distribuzione e vendita, servizi accessori).

principali cause della flessione degli utili delle UEN HC vi sono stati i rilevanti costi delle svalutazioni (*impairment*) degli impianti: con l'aumento di tali svalutazioni si sono registrati i maggiori cali dei risultati. Le svalutazioni sono state indotte, oltre che dai cambiamenti regolamentari, dalle strategie delle UEN mirate a ridurre l'eccesso di capacità produttiva (*decommissioning*), in particolare sugli impianti a carbone e a gas. Il *decommissioning* degli impianti a carbone ha raggiunto il picco nel 2013<sup>23</sup>, in corrispondenza del quale si registrano anche i maggiori valori di *impairment* per il gruppo HC.

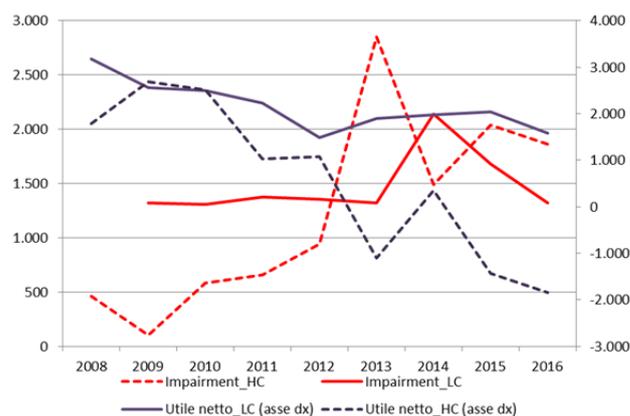
**Figura 6a: Fatturato, produzione e utile netto**

(base 2008=100)



**Figura 6b: Utile netto e Impairment**

(mln di euro)



Fonte: Elaborazioni su dati societari.

La bassa crescita della domanda elettrica registrata negli ultimi anni, insieme alla maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, ha esercitato una pressione al ribasso sui prezzi elettrici unitari all'ingrosso (Figura 7)<sup>24</sup> pesando sul fatturato e sui margini di profitto, in particolare delle UEN più orientate alla produzione da fonti fossili. La riduzione dei prezzi all'ingrosso è stata facilitata anche dal calo dei prezzi delle fonti fossili impiegate (conseguenti all'avvento dello *shale gas* proveniente dagli USA e dal calo del prezzo del petrolio), nonché influenzata dalla convergenza dei prezzi, frutto di una migliore integrazione del mercato interno europeo dell'energia.

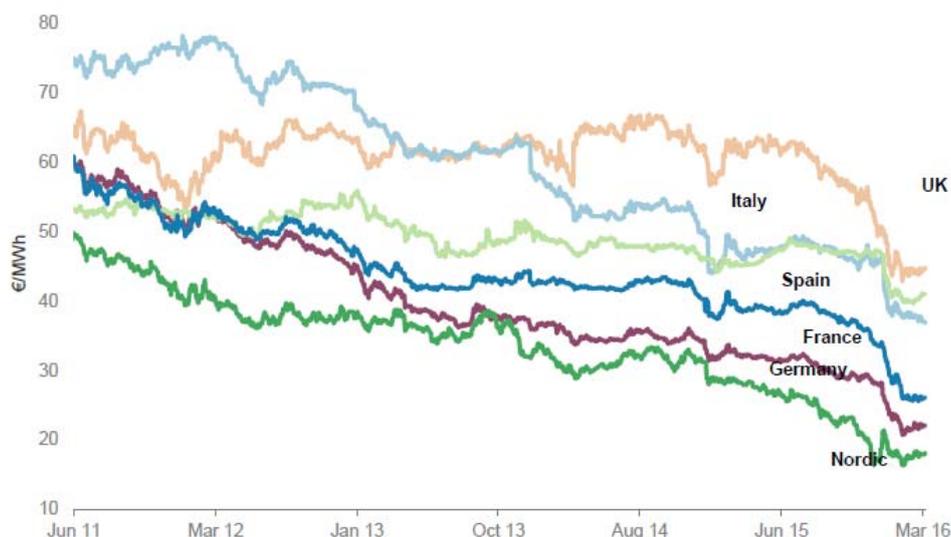
I prezzi al dettaglio dell'energia non sono invece diminuiti (registrando una crescita annua del 3% dal 2008 al 2015) a causa dei maggiori costi della rete e degli oneri raccolti attraverso la bolletta elettrica per finanziare gli investimenti in fonti di energia rinnovabile di cui le UEN orientate maggiormente alla produzione con tale fonte di energia hanno maggiormente beneficiato. In proposito, la composizione geografica del portafoglio clienti delle UEN rappresenta un'altra dimensione che ha inciso sui differenziali di redditività, considerate le differenze di prezzo dell'energia (al netto delle tasse) esistenti tra paesi europei<sup>25</sup>.

<sup>23</sup> Eurelectric (2015). Secondo un rapporto di Ernst&Young (Catoire e Coneybeare, 2014), il 66% degli impairment del 2013 avrebbero riguardato la generazione e di questi per il 64% sarebbe riferita alle fonti convenzionali (carbone e gas) e per il 10% a fonti nucleari.

<sup>24</sup> Sebbene l'Italia abbia registrato un sensibile calo dei prezzi elettrici, essi tuttavia rimangono superiori ad altri paesi continentali (nel 2015 52 €/MWh in Italia contro 50 in Spagna, 48 in UK, 38 in Francia e 32 in Germania).

<sup>25</sup> Commissione Europea (2016) e Eurostat (2016).

Figura 7: Prezzi sul mercato elettrico all'ingrosso



Fonte: Morgan Stanley, European Utilities Primer (2016)

Per esaminare in maggior dettaglio le determinanti della flessione del reddito dei due campioni, si sono confrontati i livelli di redditività operativa (margine di EBITDA<sup>26</sup>), di redditività del capitale (ROE, *Return on Equity*) e degli attivi (ROA, *Return on Assets*) per i due gruppi di imprese<sup>27</sup> (Figura 8a).

La redditività operativa delle UEN in generale è diminuita nel periodo, ma si osserva comunque che quella del gruppo HC ha subito un decremento maggiore ed è rimasta costantemente inferiore a quella del gruppo LC; nel periodo 2008-2016 la media del gruppo LC è stata del 24,7%, mentre quella del HC del 16,5%. Nel periodo, il gruppo HC ha intensificato specie nel 2015 e 2016 gli interventi, anche attraverso costosi piani di ristrutturazione, per ridurre la quota del carbone nel proprio *energy mix* diminuita dell'11%; tale variazione appare più significativa se letta in un contesto di calo della produzione di circa il 12% per il periodo 2008-2016.

La redditività media del capitale proprio delle HC, misurata dal ROE, pur partendo da un valore maggiore delle LC (23,9%), è crollata passando a fine periodo al -16,9% a causa, come detto della rilevante incidenza delle svalutazioni sui risultati d'esercizio. Per il gruppo LC il ROE è invece calato in misura minore, dal 23,4 all'9,0% di fine 2016.

Per l'analisi delle differenze del ROE per le imprese LC rispetto a quelle HC può essere utilizzata la tradizionale formula di DuPont<sup>28</sup> nella quale i quozienti sintetizzano alcune delle caratteristiche operative e finanziarie delle imprese. In base a tale formula il ROE può essere scomposto nel modo seguente:

$$\text{Return on Equity} = \text{Profit margin on sales} * \text{Asset turnover} * \text{Financial Leverage} \quad (1)$$

L'equazione (1), dove ciascun fattore rappresenta un ratio finanziario, può essere riscritta come:

<sup>26</sup> Acronimo di "Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization", corrispondente al margine operativo lordo.

<sup>27</sup> E' stata utilizzata la media semplice dei ratios di bilancio, invece della media ponderata, in modo da evitare la preponderanza del segnale delle imprese maggiori.

<sup>28</sup> Bodie et al. (2004).

$$Return\ on\ Equity = \frac{Risultato\ netto}{Fatturato} * \frac{Fatturato}{Totale\ attività} * \frac{Totale\ attività}{Patrimonio\ netto} \quad (2)$$

L'analisi dei fattori dell'equazione (2) per i due gruppi di imprese nell'intero periodo 2008-2016 (Tavola 1) evidenzia che quelle a minori emissioni carboniche hanno presentato un margine sulle vendite più elevato, quasi triplo del gruppo HC: 13,1% contro 4,5%; nonostante il minore turnover del fatturato e la minore leva finanziaria, il ROE complessivo delle LC risulta significativamente superiore a quello delle HC grazie ad una più elevata redditività netta.

**Tavola 1: Determinanti del ROE nei due gruppi di utilities**

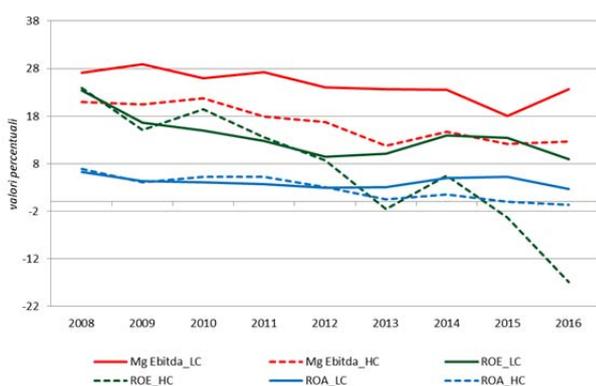
(valori medi 2008-2016)

	Low carbon	High Carbon
Profit margin ratio (RN/Fatt.)	13,1	4,5
Asset turnover ratio (Fatt./Tot. Att.)	0,4	0,7
Financial leverage (Tot. Att./PN)	3,7	4,4
<b>ROE*</b>	<b>19,6</b>	<b>13,5</b>

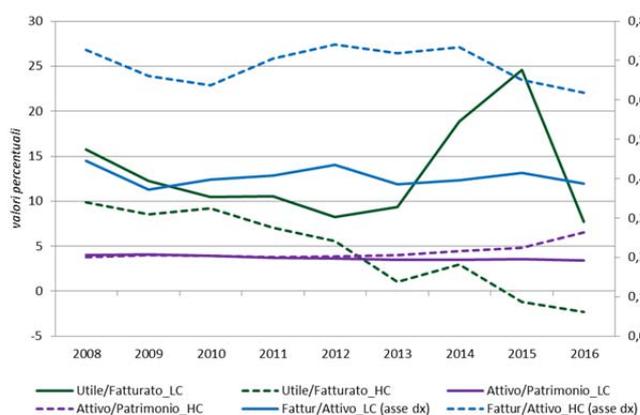
\* Il prodotto dei singoli elementi può differire a causa di arrotondamenti.

Analizzando le tendenze nel periodo 2008-2016, le imprese HC hanno registrato un incremento della leva finanziaria (misurata dal rapporto attivo/patrimonio netto, da 3,8 a 6,5), conseguente anche alla riduzione del patrimonio netto, che si è collocata in media su un livello più elevato del gruppo LC (Figura 8b). Con l'aumentare dell'indebitamento, considerata la maggior remunerazione richiesta al capitale proprio e in un contesto di mercato di tassi di rendimento decrescenti, il costo medio del capitale (WACC) per le imprese HC è risultato inferiore rispetto al gruppo LC (in media pari a 10,3% per le HC rispetto all'11,7% per le LC<sup>29</sup>).

**Figura 8a: Andamento del margine EBITDA, ROE e ROA**



**Figura 8b: Andamento delle componenti del ROE**



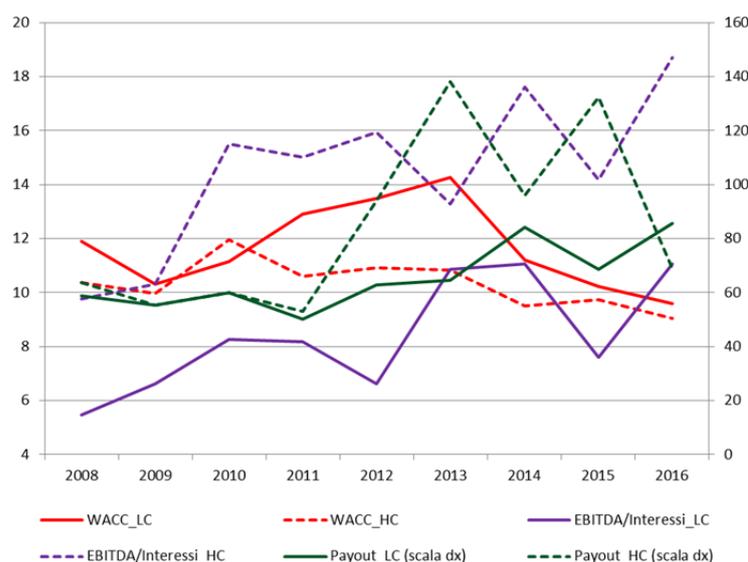
Fonte: Elaborazioni su dati societari.

<sup>29</sup> Al differenziale del WACC dei due gruppi avrebbero contribuito anche le differenze nel tasso di remunerazione del capitale di rischio e di debito per le UEN appartenenti a diversi paesi dell'UE (influenzata principalmente dal differenziale sui tassi di rendimento governativi). Nel gruppo HC vi è infatti una prevalenza di imprese dei paesi dell'Europa centro-settentrionale.

Anche la sostenibilità degli oneri per interessi rispetto al margine operativo (EBITDA/interessi passivi) è stata generalmente più favorevole alle imprese HC (in media 14,5% per le HC contro 8,4% per le LC). Tuttavia, in un contesto di contrazione degli utili, le imprese HC hanno continuato a remunerare i propri azionisti con generose politiche di distribuzione dei dividendi la cui incidenza sugli utili (*payout ratio*) è cresciuta significativamente nel 2013-2014 e potrebbe risultare meno sostenibile in prospettiva (Figura9).

La struttura finanziaria delle UEN, secondo alcuni studi, si è adattata alle modifiche dell'*energy mix*. I produttori con prevalenza delle fonti tradizionali, generalmente caratterizzati da un WACC più basso, per spostarsi verso produzioni a basse emissioni, che richiedono un WACC più elevato (come osservato per il campione LC), hanno adottato strutture societarie o ricorso a strumenti di finanziamento differenti. E' stato il caso di *spin-off* di società a vocazione LC o di *special purpose vehicle* in grado di emettere strumenti di debito o capitale separati dalla società controllante, o della quotazione di nuove società focalizzate su specifici progetti, con flussi di cassa prevedibili, generalmente distribuiti sotto forma di dividendi<sup>30</sup>.

**Figura 9: Indicatori di struttura e sostenibilità finanziaria**  
(valori percentuali)



Fonte: Elaborazioni su dati societari.

Gli interventi per la ricomposizione dell'*energy mix* e le svalutazioni operate dalle società – indotte dal quadro regolatorio, in particolare in Germania – hanno ulteriormente pesato sui risultati d'esercizio, finendo per intaccare il patrimonio netto e peggiorando la leva finanziaria (Figura 9)<sup>31</sup>. Il contesto di bassi tassi di interesse ha attenuato l'onere del debito, ma le società sono state costrette a interventi per riequilibrare la struttura finanziaria. L'ulteriore pressione al ribasso sui rendimenti richiesti sulle emissioni obbligazionarie delle UEN<sup>32</sup> conseguente l'avvio del programma di acquisto di

<sup>30</sup> Vahlenkamp e Leger (2014).

<sup>31</sup> Calcolata come debito netto su capitale proprio.

<sup>32</sup> Le emissioni effettuate ad es. da Endesa nel 2016 sono avvenute a tassi di rendimento dello 0,3 per cento.

obbligazioni societarie da parte della BCE (il c.d. CSPP) potrebbe, secondo Gandolfi et al. (2016), incentivare la ripresa degli investimenti in impianti da fonti rinnovabili che presentano un grado inferiore di rischi regolatori ed economici.

## 5. L'analisi tra emissioni e performance di mercato attraverso modelli fattoriali

Il processo di decarbonizzazione e l'evoluzione della regolamentazione sulle emissioni di gas serra hanno avuto riflessi, oltre che sugli equilibri economico-finanziari delle UEN, anche sulla percezione dei relativi rischi da parte degli investitori, riflettendosi da ultimo sull'andamento dei corsi azionari delle medesime UEN.

Le società UEN rappresentano una quota rilevante della capitalizzazione delle utilities dell'indice europeo, essendo pari al 65% sullo STOXX Europe 600 Utilities. La dimensione complessiva dei loro bilanci, includendo anche le risorse finanziarie raccolte tramite debiti e obbligazioni, corrisponde a circa 218 miliardi di euro, ossia rappresenta una quota particolarmente significativa rispetto all'insieme delle utilities dell'indice, anche in considerazione della maggiore leva finanziaria con cui operano le UEN rispetto alla media delle società degli altri settori.

Le performance delle UEN sul mercato azionario hanno mostrato una dispersione molto elevata a partire dalla metà del 2012. Le società con maggiori emissioni di gas serra e, in generale, con un mix produttivo di elettricità orientato prevalentemente alle fonti fossili, hanno mostrato rendimenti inferiori in termini relativi rispetto a quelle con maggiore esposizione a generazione tramite fonti rinnovabili.

Dal punto di vista degli investitori assume rilievo verificare se tale andamento sia attribuibile a fattori che potrebbero dipendere dalle strategie produttive e dalla regolamentazione ambientale. Dai risultati dell'analisi potrebbero derivare nuove considerazioni sull'approccio da utilizzare per la valutazione delle società in oggetto, in linea con il processo di decarbonizzazione dei portafogli che alcuni investitori stanno attuando.

In letteratura, i contributi sul tema degli impatti finanziari del *carbon risk* sono ancora limitati, la maggior parte di essi ha ricondotto il *carbon risk* unicamente all'incertezza legata all'evoluzione normativa dello scambio dei permessi di emissione e all'andamento futuro delle loro quotazioni. Uno dei primi studi è stato quello di Obendorfer (2009)<sup>33</sup>, che ha osservato una relazione statisticamente significativa e di segno positivo tra il prezzo dei permessi e il prezzo delle azioni, tuttavia l'entità di tale fattore risulta di modesta entità. Risultati analoghi sono stati ottenuti da Veith et al. (2009)<sup>34</sup> sebbene la relazione positiva risulti attenuata per le imprese con una produzione elettrica in crescita e che quindi necessitano di acquisire maggiori permessi. L'influenza del prezzo degli ETS sui corsi azionari messa in evidenza da questi studi, secondo gli autori, è imputabile alle attese degli investitori di extra-profitti determinati sia dalla cessione dei permessi (i quali nella prima fase erano stati attribuiti a titolo gratuito), sia dalla traslazione sugli utenti del costo dei permessi acquistati sul mercato.

Koch e Bassen (2013)<sup>35</sup>, al contrario, rilevano una relazione statisticamente significativa tra i prezzi future degli ETS e i corsi azionari solo per 4 delle 20 utilities energetiche europee esaminate. Delle 4 società per le quali il *carbon risk* rappresenta un fattore significativo, 3 appartengono al gruppo con alta intensità di emissioni e per esse il *carbon risk* rappresenta un premio per il rischio legato alla

---

<sup>33</sup> Lo studio si riferisce a un campione di 12 utilities elettriche europee nel periodo dal 2005 al 2007.

<sup>34</sup> Lo studio riguarda un campione di 22 utilities elettriche europee nel periodo 2005-2008.

<sup>35</sup> Lo studio copre il periodo 2005-2010 e le utilities sono state suddivise in tre cluster in base alla loro intensità carbonica (emissioni di CO<sub>2</sub> emessa per ogni unità di energia prodotta).

possibilità che il prezzo degli ETS aumenti; la quarta società appartiene al gruppo con bassa intensità e il *carbon risk* in questo caso assume segno negativo.

L'analisi di Oestreich e Tsiakas (2015)<sup>36</sup>, riferita a imprese tedesche appartenenti a diversi settori economici, individua un extra-rendimento per le imprese *carbon-intensive* ampio e statisticamente rilevante solo negli anni 2003-2009, coincidente con il periodo in cui i permessi venivano assegnati alle imprese gratuitamente. Secondo gli autori il carbon premium deriverebbe dai flussi di cassa incrementali derivanti dalla traslazione sui prezzi di vendita dei maggiori costi dei sistemi per la riduzione delle emissioni, dagli introiti del trading dei permessi in eccesso e dal premio richiesto dal mercato a fronte del *carbon risk*.

Altri studi hanno adottato come misura del *carbon risk* il livello delle emissioni di gas serra. Görgen et al. (2017)<sup>37</sup> individua un "green premium" significativo per le imprese più preparate alla transizione verso un'economia a basse emissioni e una "carbon penalty" per le imprese che invece non lo sono. Tale fenomeno viene individuato mediante il ricorso ai modelli fattoriali di Fama e French e di Carhart, aggiungendo ai fattori considerati da questi modelli un ulteriore fattore espressione del *carbon risk*, che chiamano BMG factor ("brown minus green")<sup>38</sup>. Dall'analisi emerge che mentre il rendimento del BMG è leggermente positivo tra il 2008 e il 2011, tra il 2012 e il 2015 scende dal +15 al -20%. Gli Autori ipotizzano che nella prima fase, che coincide con la crisi finanziaria globale e dei debiti sovrani, l'attenzione degli investitori era maggiormente diretta ai rischi di mercato. Nella successiva fase di ripresa, in cui peraltro inizia ad emergere il rischio di una bolla del carbonio e aumenta l'impegno dei Paesi sul tema dei cambiamenti climatici, il tema dell'esposizione al *carbon risk* assume rilievo.

Risultati simili sono emersi in uno studio della società di consulenza ET Research (2015a e 2015b)<sup>39</sup>. Dall'analisi emerge che le società con una più bassa intensità carbonica hanno riportato rendimenti più elevati rispetto a quelle con alta intensità di emissioni e che tale differenziale cresce se nel calcolo dell'intensità carbonica sono considerate anche le emissioni indirette (c.d. Scope 3). Anche in questo studio l'esistenza di un differenziale di rendimento positivo legato alla minore esposizione al *carbon risk* è stata accertata ricorrendo ad un modello fattoriale, nel quale è stato aggiunto, oltre ai tipici fattori di "stile" (esposizione al rischio sistematico, dimensione, divergenza del valore di libro dal valore di mercato e momentum) anche il *carbon risk*, misurato come differenziale di rendimento tra le società con una bassa intensità carbonica e quelle che un'intensità elevata<sup>40</sup>.

Allo scopo di investigare la presenza di un fattore che possa contribuire a spiegare i rendimenti in eccesso per le società con minori emissioni rispetto a quelle più inquinanti, anche nel presente lavoro si fa ricorso a un modello multifattoriale di asset pricing. L'obiettivo finale è quello di verificare l'esistenza di un premio riconosciuto dal mercato alle società elettriche con una minore intensità carbonica (*Low-Carbon Premium*) nel settore delle UEN.

---

<sup>36</sup> Il campione è composto da 65 imprese.

<sup>37</sup> Il campione considerato è molto esteso, 2.114 società americane, europee e dell'area Asia-Pacifico, appartenenti a 10 settori economici, e copre gli anni dal 2008 al 2015.

<sup>38</sup> Il BMG factor è calcolato come rendimento mensile di un portafoglio costruito con una posizione lunga in società più esposte al *carbon risk* e una posizione corta su quelle con una bassa esposizione. L'esposizione al *carbon risk* viene misurato attraverso un indice composito ottenuto assegnando un punteggio a vari fattori attinenti al rischio carbonico quali le quantità di gas serra emesse, il consumo di energia e gli investimenti in tecnologie per la riduzione delle emissioni.

<sup>39</sup> Lo studio utilizza un campione di 2.268 grandi società quotate che rappresentano circa l'85% della capitalizzazione globale e copre il periodo 2008-2015.

<sup>40</sup> In questo studio l'intensità carbonica viene misurata come rapporto tra le emissioni indirette di gas serra della categoria Scope 3 (quali quelle legate al trasporto dei prodotti venduti, ai viaggi di lavoro, al trasporto dei materiali acquisiti dai fornitori, ecc.) e i ricavi espressi in milioni di dollari.

Al fine di valutare il *Low-Carbon Premium*, è stata condotta un'analisi sul campione di 13 società UEN appartenenti all'indice STOXX 600 Europe, suddivise in due gruppi, LC e HC; rispetto a quanto già descritto, ai fini dell'analisi finanziaria il campione di imprese LC e HC è stato modificato annualmente secondo la seguente metodologia. Per ogni società si è provveduto ad elaborare dal 2005 al 2015, con frequenza annuale, un indice di intensità di emissioni di gas serra; l'indice è stato calcolato come rapporto tra il totale delle emissioni di gas serra (scope 1 e 2, ossia le emissioni prodotte direttamente e le emissioni indirette legate all'energia acquisita) ed il totale dell'energia elettrica prodotta (g CO<sub>2</sub> equivalenti/KWh). I dati per il calcolo dell'indice sono stati tratti dai bilanci annuali e di sostenibilità di ciascuna società del campione. Per ogni anno è stato poi calcolato il valore mediano delle intensità di emissione e sono stati costruiti i 2 portafogli: High Carbon, composto dalle società a più alta intensità di emissione (HC); Low Carbon, composto da quelle imprese a più bassa intensità di emissione (LC). La soglia per l'assegnazione dei titoli a l'uno o l'altro portafoglio è stata posta al 50° percentile, il numero dei titoli nei due portafogli è uguale in ogni anno preso a riferimento. I titoli che compongono i due portafogli sono equi-pesati, in modo da minimizzare eventuali interferenze idiosincratice nei rendimenti.

La numerosità del campione è variata nel tempo in relazione alla disponibilità di dati pubblici riguardanti le emissioni e produzione da parte delle aziende. Nella Tavola 2 è riportato il totale delle società dei due campioni per anno:

**Tavola 2: numerosità del campione di UEN utilizzato**

Anno	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
<b>Titoli</b>	4	8	8	10	12	12	12	12	12	12	12

Al fine di identificare l'effetto del *carbon risk*, abbiamo costruito un terzo portafoglio denominato Low Minus High Carbon (LMH), ad esposizione azionaria netta nulla, composto da un'esposizione positiva (c.d. "lunga") nel portafoglio LC e una posizione negativa (c.d. "corta") nel portafoglio HC. La Figura 10 mostra l'andamento del valore di mercato dei tre portafogli dal 2006 al 2016:

**Figura 10: Andamento del valore di mercato dei portafogli LC, HC e LMH**

(base 31/12/2005=100)



Fonte: Elaborazioni su dati di borsa.

Dal grafico si nota che l'andamento dei portafogli LC e HC nel periodo compreso tra il 2006 e inizio 2012 è stato sostanzialmente sovrapponibile. Dalla metà del 2012 il portafoglio LC ha avuto un rendimento nettamente superiore rispetto all'HC a fronte di una rischiosità, espressa in termini di volatilità, analoga per i due portafogli. Per escludere che il differenziale di rendimento tra i due portafogli LC e HC sia in parte o totalmente attribuibile all'esposizione a fattori di rischio dotati di un proprio premio già noti in letteratura e verificare se parte del differenziale sia riconducibile al fattore *carbon risk*, analogamente allo studio di Oestreich e Tsiakas (2015) sono stati calcolati e testati eventuali *abnormal excess return* ( $\alpha$ ). A tale scopo si è condotta un'analisi attraverso l'utilizzo di 3 modelli fattoriali stimati con regressioni delle serie storiche. Considerato che nel decennio analizzato sono intervenuti eventi che a vario titolo possono aver influito sulla percezione del *carbon risk* da parte degli investitori, l'analisi è stata condotta su 3 intervalli temporali: uno che abbraccia l'intero periodo (gennaio 2006 – dicembre 2016) e due sotto-periodi, il primo (gennaio 2006 – giugno 2012) che comprende le prime due fasi del sistema degli ETS, la crisi finanziaria e quella dei debiti sovrani e l'incidente nucleare di Fukushima, il secondo periodo invece (luglio 2012 – dicembre 2016) comprende la terza fase del sistema degli ETS, la pubblicazione dei primi studi su una possibile bolla del carbonio, il calo dei prezzi del petrolio e il rafforzamento degli obiettivi di policy contro i cambiamenti climatici.

La prima regressione è basata sul modello CAPM, specificato come segue:

$$r_{j,t} - r_{f,t} = \alpha_j + \beta_j(r_{M,t} - r_{f,t}) + \varepsilon_{j,t}, \quad (1)$$

dove  $r_{j,t}$  rappresenta il rendimento mensile del portafoglio  $j = LC, HC, LMH$ ,  $r_{f,t}$  indica il tasso risk-free mensile,  $r_{M,t}$  il ritorno mensile del portafoglio di mercato,  $\beta_j$  il coefficiente di regressione,  $\alpha_j$  la parte di rendimento in eccesso non spiegata dal modello ed  $\varepsilon_{j,t}$  il termine di errore.

La seconda regressione è stata svolta seguendo le specifiche di Fama e French (1995) (F3) che prevede l'aggiunta di 2 fattori relativi alla dimensione della capitalizzazione e al valore di libro:

$$r_{j,t} - r_{f,t} = \alpha_j + \beta_{j1}(r_{M,t} - r_{f,t}) + \beta_{j2}SMB_t + \beta_{j3}HML_t + \varepsilon_{j,t}, \quad (2)$$

dove  $SMB_t$  rappresenta il fattore “small cap meno big cap” e  $HML_t$  il fattore “alto meno basso valore di libro su valore di mercato”.

Nella terza regressione si è tenuto in considerazione di un ulteriore fattore “momentum”,  $MOM_t$  facendo riferimento alla specificazione di Carhart (1997) (F4):

$$r_{j,t} - r_{f,t} = \alpha_j + \beta_{j1}(r_{M,t} - r_{f,t}) + \beta_{j2}SMB_t + \beta_{j3}HML_t + \beta_{j4}MOM_t + \varepsilon_{j,t}, \quad (3)$$

I fattori utilizzati sono stati calcolati secondo la metodologia di Fama e French, nella Tavola 3 sono riportati i risultati.

**Tavola 3: Coefficienti ( $\alpha$ ) stimati e statistiche per i tre modelli e nei tre periodi**

		CAPM	3 Fattori	4 Fattori	Adj. R <sup>2</sup>		
Luglio 2012- dicembre 2016	LC	0,97** (2,1)	1,24*** (2,7)	1,02** (2,01)	49,0%	52,9%	52,8%
	HC	-0,53 (-0,86)	-0,28 (-0,44)	-0,23 (-0,31)	32,5%	33,1%	31,7%
	LMH	1,50*** (2,69)	1,52** (2,60)	1,25* (1,92)			
Gennaio 2006- luglio 2012	LC	0,12 (0,29)	0,28 (0,69)	0,28 (0,69)	60,7%	64,5%	64,0%
	HC	0,36 (0,87)	0,47 (1,20)	0,47 (1,18)	54,3%	58,8%	58,2%
	LMH	-0,23 (-0,59)	-0,19 (-0,47)	-0,19 (-0,46)			
Gennaio 2006- dicembre 2016	LC	0,52 (1,65)	0,64** (2,13)	0,62* (1,97)	56,6%	60,3%	60,0%
	HC	0,06 (0,16)	0,19 (0,55)	0,20 (0,57)	44,0%	48,0%	47,6%
	LMH	0,46 (1,39)	0,46 (1,38)	0,42 (1,22)			

Statistiche t con correzione di Newey-West in parentesi. Gli asterischi \*, \*\*, \*\*\* indicano una significatività al 10%, 5%, 1%.

L'eventuale premio legato al *carbon risk* è incluso nell' $\alpha$  del portafoglio LMH<sup>41</sup>. L'ipotesi, in questa fase, è che gran parte dell'extra-rendimento non spiegato dagli altri fattori considerati nei tre modelli possa essere attribuito all'impatto del *carbon risk*. Dai dati riportati nella tavola 3 emerge che l'extra-rendimento ( $\alpha$ ) del portafoglio LMH risulta elevato e statisticamente significativo nel periodo compreso tra luglio 2012 e dicembre 2016 con tutte e tre le specificazioni, nel modello a 4 fattori esso è pari all'1,25% al mese. Sull'intero periodo (gennaio 2006 - dicembre 2016) il premio risulta statisticamente significativo solo per il portafoglio LC limitatamente ai modelli a 3 e a 4 fattori.

Per attribuire l'extra-rendimento al fattore "low carbon" e cercare di quantificare la grandezza del *Low-Carbon Premium*, è stata applicata la procedura di Fama e MacBeth (1973), metodo standard nella verifica di modelli di *asset pricing*. Il metodo è composto da due stadi: nel primo viene realizzata una regressione *time series* per stimare i coefficienti dei fattori di rischio considerati, a cui si è aggiunto il fattore LMH (*Low Minus High Carbon*), approssimato dai rendimenti delle portafoglio LMH costruito in precedenza; nella seconda fase viene stimata una regressione *cross-section* sul rendimento dei titoli utilizzando i coefficienti ottenuti nella prima regressione come regressori. I coefficienti risultanti rappresentano il prezzo per il rischio di ogni fattore. I risultati confermano la presenza di un *low-carbon premium* statisticamente significativo nei periodi gennaio 2006 – dicembre 2016, luglio 2012 – dicembre 2016 (Tavola 4).

**Tavola 4: Coefficienti della regressione cross section per stimare il premio LMH**

		MKT	LMH	SMB	HML	MOM	Adj. R <sup>2</sup>
Luglio 2012- dicembre 2016	CAPM	-0,07 (-0,26)	1,79*** (7,86)				80,3%
	3 Fattori	0,07 (0,37)	1,58*** (9,51)	0,24 (0,56)	0,49 (1,59)		80,9%
	4 Fattori	-0,02 (-0,14)	1,61*** (11,33)	0,26 (0,73)	0,36 (1,20)	0,22 (0,77)	80,8%
	CAPM	-0,42** (-2,36)	0,89*** (3,28)				62,6%
Gennaio 2006- dicembre 2016	3 Fattori	-0,72*** (-4,35)	0,52** (2,45)	0,8* (1,89)	0,52 (1,31)		79,6%
	4 Fattori	-0,85*** (-5,70)	0,53*** (2,79)	0,79** (2,11)	0,48 (1,25)	-0,6*** (-2,80)	79,6%
	CAPM	-0,42** (-2,36)	0,89*** (3,28)				62,6%

Statistiche t con correzione di Newey-West in parentesi. Gli asterischi \*, \*\*, \*\*\* indicano una significatività al 10%, 5%, 1%.

Il premio per il rischio del fattore LMH risulta fortemente significativo nella regressione cross-section: questo suggerisce che maggiore è stata l'esposizione delle società al fattore *low-carbon* maggiore è stato il rendimento mensile che un investitore ha realizzato. I valori e la significatività del premio riportati per il fattore LMH nelle diverse specificazioni di modello si mantengono molto simili nei due periodi, con un R<sup>2</sup> aggiustato intorno all'80%; ciò indica che l'aggiunta di ulteriori fattori non abbassa il potere esplicativo e l'importanza del fattore "low carbon".

<sup>41</sup> Equivalente alla differenza tra gli alpha del portafoglio LC e HC.

## 6. Prospettive e conclusioni

Il sistema energetico europeo sta profondamente mutando per la crescente attenzione che la comunità internazionale ha posto all'obiettivo di contrastare i cambiamenti climatici: nel 2007 l'Unione Europea si è prefissata una riduzione dei gas a effetto serra del 20% rispetto a quelli emessi nel 1990 e il soddisfacimento di almeno il 20% del fabbisogno energetico attraverso le rinnovabili. Nell'autunno del 2014, nell'ambito del progetto dell'Unione dell'energia, sono stati concordati nuovi obiettivi al 2030 che prevedono una riduzione di gas serra del 40% e un'incidenza delle fonti rinnovabili pari al 27% del fabbisogno energetico.

Questi cambiamenti hanno avuto un impatto sulle UEN: negli ultimi anni queste società hanno visto ridursi i propri margini di profitto a causa sia della contrazione della domanda di energia sia del processo di decarbonizzazione. La prima ha esercitato una pressione al ribasso sui prezzi elettrici. Il secondo ha comportato una ricomposizione dell'*energy mix*, in particolare per le società caratterizzate da più elevate emissioni carboniche, determinando svalutazioni delle attività *carbon-intensive* che hanno ulteriormente pesato sui risultati d'esercizio, intaccando il patrimonio netto e accrescendo la leva finanziaria. Questi fenomeni sono anche conseguenza del forte sostegno di cui le energie rinnovabili del settore elettrico hanno goduto in molti paesi: in prospettiva gli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione potranno costituire un vantaggio in termini relativi per quelle imprese che decarbonizzeranno il loro *energy mix* (sia nel caso che vengano attuate ulteriori misure di supporto per le forme di energia *low-carbon*, sia nel caso che siano penalizzate quelle *carbon-intensive*).

La discussione sui tavoli politici europei ha iniziato ad affrontare orizzonti di più lungo periodo e obiettivi più ambiziosi: l'“Energy Roadmap al 2050” si propone una riduzione dei gas ad effetto serra di oltre l'80% rispetto ai livelli del 1990, una maggiore efficienza energetica (che contribuirebbe a una riduzione dell'energia consumata nel 2050 pari a circa il 41% rispetto ai picchi del 2005-06) e a un massiccio ricorso alle fonti di energia rinnovabili (che arriverebbero a produrre circa il 75% dell'energia consumata, e circa il 97% dell'elettricità). Alcuni studi suggeriscono che gli impegni europei conseguenti l'entrata in vigore dell'Accordo di Parigi richiederebbero target ancora più stringenti, imponendo entro il 2030 una riduzione delle emissioni del 50-55% rispetto al 1990 ed entro il 2050 del 90-95%<sup>42</sup>.

Questi obiettivi, insieme alle prospettive di un permanere di una bassa domanda di energia (anche in conseguenza delle politiche di efficientamento energetico), rendono ancora più desueto il tradizionale modello di business delle UEN: una simulazione su un impianto a carbone tedesco di recente costruzione mostra che anche gli scenari di decarbonizzazione più moderati porterebbero nel corso di vita dell'impianto a una generazione di flussi di cassa negativi<sup>43</sup>.

Nel presente lavoro è stato indagato l'effetto del *carbon risk* sui rendimenti azionari di un campione di 13 UEN europee. Le analisi hanno fatto emergere l'esistenza di un *Low-Carbon Premium*, osservato anche in altri studi. Tale premio, che risulta ampio e statisticamente significativo soprattutto a partire dal 2012, può essere inteso come un rendimento aggiuntivo registrato una volta che il mercato ha percepito e prezzato i minori rischi degli investimenti in impianti a basse emissioni di gas serra. Le analisi effettuate sulla base di modelli fattoriali per l'identificazione e misurazione di premi per il rischio evidenziano che dall'accelerazione del processo di decarbonizzazione (dal 2012), una strategia di

<sup>42</sup> Fondazione per lo sviluppo sostenibile (2016).

<sup>43</sup> L'analisi valuta la redditività dell'impianto di Moorburg costruito dalla Vattenfall nel 2009. I due scenari considerati ipotizzano un diverso grado di utilizzo dell'impianto al 2030 (dell'80 per cento in quello di moderata decarbonizzazione del 60 per cento in quello di riduzione più spinta delle emissioni) e un diverso prezzo del carbone e dei permessi di emissione. Carbon Tracker (2015).

investimento maggiormente orientata su società *low-carbon* avrebbe offerto benefici in termini di maggior rendimento, senza alterare il profilo di rischio complessivo.

Tali evidenze indicano inoltre che sarebbe auspicabile un processo di transizione il più possibile graduale e governato, che coinvolga i regolatori, gli investitori e i finanziatori. I rischi a cui questi soggetti sono esposti risultano complessivamente non trascurabili, infatti sebbene questo studio si sia focalizzato sulle UEN, altri studi che hanno preso a riferimento anche società di altri settori sono arrivati alle stesse conclusioni evidenziando la presenza di un *carbon risk* anche per altre imprese del mercato finanziario. Un approccio di valutazione che consideri i valori attuali e prospettici dell'intensità carbonica delle società potrebbe quindi aiutare a valutare con maggiore precisione rischi e opportunità di rendimento nella fase di transizione verso l'utilizzo di fonti di energia *low carbon*.

## Riferimenti bibliografici

- Bodie Z., Kane A., Marcus A., (2004), “Essentials of Investments”, 5<sup>a</sup> ed. McGraw-Hill Irwin.
- Booth A., Mohr N., Peters P., (May 2016), “The digital utility: new opportunities and challenges”, McKinsey, <http://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/the-digital-utility-new-opportunities-and-challenges>.
- Carbon Tracker, (2015), “Coal: caught in the EU utility death spiral”, June 2015.
- Carhart, M., (1997), “On Persistence in Mutual Fund Performance”, *The Journal of Finance*, Vol. 52, pp. 57–82.
- Catoire G., Coneybeare D., (2014), “Benchmarking European power and utility asset impairments”, Ernst&Young, [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY\\_Benchmarking\\_European\\_power\\_and\\_utility\\_asset\\_impairments\\_2014/\\$FILE/EY-Benchmarking-European-power-and-utility-asset-impairments-2014.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/EY_Benchmarking_European_power_and_utility_asset_impairments_2014/$FILE/EY-Benchmarking-European-power-and-utility-asset-impairments-2014.pdf)
- Commissione Europea, (2016), “Energy prices and costs in Europe”.
- Dicou D., Vries-van Ewijk S., Kakes J., Regelink, M., Schotten, G., (2016), “Time for Transition - an exploratory study of the transition to a carbon-neutral economy”, DNB Occasional Studies, Netherlands Central Bank.
- ESRB ASC (2016), “Too late, too sudden: Transition to a low-carbon economy and systemic risk”, Reports N. 6, February.
- ET Index, (2015a), “The Emerging Importance of Carbon Emission-Intensities and Scope 3 (Supply Chain) Emissions in Equity Returns”, [https://www.etindex.com/wp-content/uploads/2016/10/ET\\_Index\\_Special\\_Report\\_01\\_Emerging\\_Importance\\_of\\_Carbon\\_and\\_Scope\\_3\\_in\\_Equity\\_Returns.pdf](https://www.etindex.com/wp-content/uploads/2016/10/ET_Index_Special_Report_01_Emerging_Importance_of_Carbon_and_Scope_3_in_Equity_Returns.pdf)
- ET Index, (2015b), “The Carbon Risk Factor (EMI - ‘Efficient Minus Intensive’)”, [https://www.etindex.com/wp-content/uploads/2016/11/ET\\_Index\\_Special\\_Report\\_June\\_2015\\_The\\_Carbon\\_Risk\\_Factor.pdf](https://www.etindex.com/wp-content/uploads/2016/11/ET_Index_Special_Report_June_2015_The_Carbon_Risk_Factor.pdf)
- Eurelectric Report, (2015), “Power statistics and trends: the five dimensions of the energy union”, <http://www.eurelectric.org/media/249736/power-statistics-and-trends-the-five-dimensions-of-the-energy-union-lr-2015-030-0641-01-e.pdf>
- European Environment agency, (2017), “Analysis of key trends and drivers in greenhouse gas emissions in the EU between 1990 and 2015”, N.8, <https://www.eea.europa.eu/publications/analysis-of-key-trends-and>
- Eurostat, (2016), “Energy price statistics”.
- Faiella I. e Mistretta A., (2015), “Spesa energetica e competitività delle imprese italiane”, *Economia Pubblica*, n. 3, pp. 85-122.
- Faiella I., Lavecchia L., (2015), “La povertà energetica in Italia”, *Politica Economica*, N. 1, pp. 27-76.
- Faiella I., Natoli F., (2017), “Catastrophe risk and bank lending”, Banca d’Italia, mimeo.
- Fama E., French K.R., (1993), “Common risk factors in the returns on stocks and bonds.” *Journal of Financial Economics*, Vol. 33, pp. 3-56.

- Fama E., MacBeth J.D., (1973), “Risk, Return, and Equilibrium: Empirical Tests.” *Journal of Political Economy*, Vol. 81, no. 3, pp. 607–636.
- Fondazione per lo sviluppo sostenibile, (2016), “La svolta dopo l’accordo di Parigi. Italy climate report 2016”, aprile.
- Gandolfi A., Patel A., Cota B., (September 2016) “The power shift”, Equity Research, Goldman Sachs.
- Görge M., Jacob A., Nerlinger M., Rohlender M., Wilkens M., “Carbon risk”, (2017), Paper. [https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=2930897](https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2930897)
- Koch N., Bassen A., (2013), “Valuing the carbon exposure of European utilities. The role of fuel mix, permit allocation and replacement investments”, *Energy Economics* 36, 431–443.
- Mellit, A., Kalogirou S.A., Hontoria L. and S. Shaari (2009), “Artificial intelligence techniques for sizing photovoltaic systems: A review”, in *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, 406-419.
- Oberndorfer U., (2009), “EU emission allowances and the stock market: evidence from the electricity industry”, *Ecological Economics* 68, 1116–1129.
- Oestreich A.M., Tsiakas I., (2015), “Carbon emissions and stock returns: Evidence from the EU Emissions Trading Scheme”, *Journal of Banking & Finance* 58, 294-308.
- Prudential Regulation Authority (2015), “The impact of climate change on the UK insurance sector”, Bank of England.
- Vahlenkamp T., Leger S., (2014), “Beyond the storm: value growth in the EU power sector”, McKinsey, <http://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights>.
- Veith S., Werner J.R., Zimmermann J., (2009), “Capital market response to emission rights returns: Evidence from the European power sector”, *Energy Economics* Vol. 31, 605-613.
- Villeroy de Galhau F., (2015), “Climate change – the financial sector and pathways to 2°C”, discorso tenuto alla Conferenza di Parigi (COP21) il 30 Novembre.
- Welter R., Trepte F., Hilka C., Allocco A., Touré A., DeMontigny, M., (2011), “Financial Reporting in the power and utilities industry”, Price WaterhouseCoopers, <https://www.pwc.com/id/en/publications/assets/utilities-ifs.pdf>.