

Bocconi

DAL DECRETO BERSANI AI PROBLEMI ATTUALI DEL SETTORE ELETTRICO

Luigi De Paoli, GREEN e Dipartimento SSP



Università
Bocconi

GREEN
Centre for Geography,
Resources, Environment,
Energy and Networks

Milano

19 giugno 2019

Schema dell'intervento

1.0 IL DECRETO BERSANI E I SUOI CONTENUTI

- 1.1 GLI OBBLIGHI
- 1.2 LE SCELTE FACOLTATIVE
- 1.3 LE SCELTE AUTONOME

2.0 I PROBLEMI DEL SETTORE ELETTRICO OGGI NELLA PROSPETTIVA PNIEC

- 2.1 LA VISIONE DI IERI E IL CAMBIO STRUTTURALE INTERVENUTO
- 2.2 LA VISIONE DI OGGI E I SUOI PROBLEMI ATTUATI
 - Gli investimenti in impianti
 - Gli investimenti nelle reti
 - La flessibilità e la modifica delle regole di mercato

3.0 CONCLUSIONI

1.0

IL DECRETO BERSANI E I SUOI CONTENUTI



Università
Bocconi

GREEN
Centre for Geography,
Resources, Environment,
Energy and Networks

Che cosa voleva essere il Decreto Bersani

- Le Direttive UE devono essere trasposte nella legislazione nazionale, di solito con alcuni vincoli e alcuni margini di libertà. Il Decreto Bersani (DB) **doveva recepire** la Direttiva 96/92/CE (cioè la Direttiva per il settore elettrico del primo pacchetto energia)
- La Direttiva UE (pur venendo a valle della famosa enunciazione dei tre pilastri della politica energetica UE –economicità/sicurezza/ambiente- del 1995) puntava decisamente sull'economicità, cioè sulla creazione di un **mercato competitivo e integrato** a livello UE. Il DB ha accettato in pieno la «filosofia» della Direttiva UE e **ha voluto andare oltre** gli obblighi minimi, ma soprattutto **ha voluto** adottare e imprimere una **visione industriale** alla trasformazione da attuare nel sistema elettrico italiano

Gli «obblighi» della direttiva UE e le scelte del Decreto Bersani

— I principali obblighi della Direttiva 96/92/CE erano:

- Aprire una quota minima di mercato finale crescente in sei anni ('97: 26,5%; '00: 29,6%; '03: 34,5%) lasciando liberi i clienti finali al di sopra di una certa soglia (per POD) di scegliere il fornitore
- Permettere a chiunque (mediante autorizzazioni o gare) di costruire impianti di generazione e di accedere alle reti di trasmissione e distribuzione
- Garantire una gestione neutrale delle reti di T e D creando i TSO e DSO, obbligando le imprese integrate a una separazione contabile delle attività (G, T, D) e anche gestionale del TSO

— Le scelte del Decreto Bersani:

- Apertura del mercato superiore alla quota minima obbligatoria (dal '99: $\geq 30\%$, dal '00: $\geq 35\%$; dal '02: $\geq 40\%$). Superamento concetto PoD per le imprese e possibilità di costituzione consorzi per idoneità
- Libertà di realizzazione impianti (mediante autorizzazioni) e libertà di accesso alle reti a parità di condizioni garantite dall'AEEG (ad es. tariffe di accesso regolate)
- Obbligo all'ENEL di costituire il GRTN, società separata con proprietà trasferita al Tesoro, per gestire rete di trasmissione e dispacciamento

Alcune «**facoltà**» lasciate dalla direttiva 96/92/CE e le scelte del DB

- La Direttiva prevedeva in modo generico (art. 8) che «i criteri di dispacciamento tengono conto della priorità economica degli impianti disponibili». Il DB (art. 5) ha stabilito che (dal 2001) il criterio di riferimento fosse «il dispacciamento di merito economico» basato sulla cd Borsa elettrica (**MGP**), gestita da un soggetto ad hoc, il GME
- L'art. 8 prevedeva anche la possibilità di imporre la **priorità di dispacciamento per le FER e la cogenerazione**. Scelta attuata dal DB (art. 11 e 3)
- La Direttiva prevedeva la possibilità di scegliere l'**Acquirente Unico** come modalità di accesso alla rete. Nel DB la figura dell'AU è stata completamente reinterpretata come soggetto «a garanzia dei clienti vincolati» rendendoli così, in modo aggregato, soggetti liberi di agire sul mercato (una liberalizzazione completa ante litteram)

Sei «scelte indipendenti» del DB dal dettato della Direttiva

1. La **scelta pro-concorrenza**: «*Dal 1.1.2013 a nessun soggetto è consentito produrre o importare più del 50% del totale dell'energia elettrica prodotta o importata in Italia*» (art 8). La norma era chiaramente rivolta all'ENEL. Infatti:
 - «A tale scopo, entro la stessa data, l'ENEL cede non meno di 15.000 MW». Ma il DB precisa: «*Il piano per la cessione degli impianti deve consentire sia adeguate condizioni di mercato sia la necessaria attenzione alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali e deve tener conto delle esigenze alle attività di sviluppo, di innovazione, di ricerca e di internazionalizzazione dell'ENEL*» (art. 8)
2. La **scelta pro-unbundling**: All'Enel è stato imposto di costituire società separate per la produzione, la distribuzione, la vendita ai clienti liberi, la società proprietaria della rete di trasmissione, le centrali nucleari dismesse (art. 13). L'obbligo di unbundling è stato esteso anche ai distributori con più di 300 mila clienti.

Alcune scelte indipendenti del DB (segue)

3. La scelta **pro-maggior pluralismo nella distribuzione** nel breve e nel lungo termine:
- Nel BT: *«Ai fini del mantenimento del pluralismo dell'offerta dei servizi e del rafforzamento di soggetti imprenditoriali anche nella prospettiva dell'estensione del mercato della distribuzione ...le società partecipate dagli enti locali possono chiedere all'ENEL la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione nei comuni nei quali le predette società servono almeno il venti per cento delle utenze»* (art. 9)
 - Nel LT: *le concessioni hanno durata trentennale e vi sarà una gara «.. per le nuove concessioni da rilasciare alla scadenza del 31 dicembre 2030, previa delimitazione dell'ambito, comunque non inferiore al territorio comunale e non superiore a un quarto di tutti i clienti finali». Tali gare vanno indette « non oltre il quinquennio precedente la medesima scadenza»* (31.12.2025)

Alcune scelte indipendenti del DB (segue)

4. La **scelta pro-«gare» nell'idroelettrico**: Alle concessioni idroelettriche viene assegnata una durata di 30 anni. *«Almeno cinque anni prima della scadenza di una concessione di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico, ogni soggetto, purchè in possesso di adeguati requisiti organizzativi e finanziari, può chiedere il rilascio della medesima concessione a condizione che presenti un programma di aumento dell'energia prodotta o della potenza installata, nonché un programma di miglioramento e risanamento ambientale del bacino idrografico di pertinenza»*. Il concessionario uscente è preferito se fa un'offerta almeno pari al subentrante. (art. 12)
5. La **scelta per le rinnovabili**: Viene chiuso il sistema *feed-in tariff* (CIP6) e introdotto il nuovo sistema dei Certificati Verdi con obbligo ai produttori e importatori di elettricità non da FER di consegnarne un quantitativo crescente nel tempo. (art. 11)
6. La **scelta pro-efficienza energetica**: Il DB preannuncia l'introduzione dei Certificati Bianchi dicendo: *«le concessioni (di distribuzione) prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del MISE»* (art. 9)

Un giudizio (personale) sul DB a 20 anni di distanza

— I punti positivi:

- Piena adesione al principio della liberalizzazione del settore elettrico abbinata a un ridisegno globale del settore in chiave industriale (favorire il confronto competitivo)
- Atteggiamento non punitivo nei confronti del monopolista (ENEL) spingendolo anzi su nuove strade, ma nel contempo volontà di dare opportunità di crescita a nuovi soggetti e di favorire gli investimenti
- Difesa globale dei consumatori (liberi e «vincolati»)
- Rispetto del ruolo del regolatore (AEEG, oggi ARERA)

— Qualche (piccola) critica:

- Scarsa consapevolezza insufficienza MGP per dare segnali di LT
- Visione un po' naif (e poco «nazionalista»?) delle gare
- Fiducia negli strumenti quantitativi (come i CV oggi abbandonati e i TEE) che sono difficili da «maneggiare»

— In sintesi: il DB ha tracciato il sentiero di trasformazione del settore elettrico italiano con risultati in linea o superiori alle attese (con qualche problema per eccesso investimenti in impianti CCGT, anche per crisi domanda e sviluppo FER)

2.0

I PROBLEMI DEL SETTORE ELETTRICO OGGI NELLA PROSPETTIVA PNIEC



Università
Bocconi

GREEN
Centre for Geography,
Resources, Environment,
Energy and Networks

La visione e la risposta di ieri

— La visione di ieri:

- Bisogna **liberalizzare per creare il mercato**. Questo porterà a molti investimenti, soprattutto per trasformare il parco di generazione nel quale gli impianti CCGT a gas diventeranno dominanti
- La **borsa elettrica** (MGP) darà i giusti segnali per assicurare gli investimenti necessari e remunerarli adeguatamente senza ulteriori interventi pubblici
- Le FER sono importanti e vanno incentivati i nuovi impianti (mettendoli un po' in concorrenza tra di loro con i CV), ma il **mercato separato delle FER** rimarrà limitato così come i costi globali degli incentivi

Il mondo elettrico in 20 anni è radicalmente cambiato come struttura e organizzazione

- La potenza installata è cresciuta del 50%
- Il numero di impianti è cresciuto a dismisura (da 4.000 a 800.000)
- Le FER sono passate dal 29% al 49% della potenza installata e dal 19% al 38% della produzione interna lorda (erogati 110-115 miliardi di € in 18 anni).
- I grandi impianti termo (e idro) hanno perso quota in potenza, ma continuano ad essere la spina dorsale della produzione (ca 2/3 del totale produzione)
- Oggi vi sono migliaia di produttori (primi 14 coprono ca il 65% della produzione) e ca 400 venditori attivi (primi 20 coprono 77% vendite sul mercato libero)

Tipo di impianto:	Potenza efficiente lorda (MW)			Numero di sezioni			produzione lorda (GWh)		
	2000	2017	2017/2000	2000	2017	2017/2000	2000	2017	2017/2000
Idroelettrici	20.658	22.838	1,11	1.965	4.274	2,2	44.199	46039*	1,0
termoelettrici (di cui rinnovabili)	57.057	64.858	1,14	1.818	7.213	4,0	225.160	215.686	1,0
Eolici	363	9.766	26,87	55	5.579	101,4	6.343	25.579	4,0
Fotovoltaici	6	19.682	3124,17	9	774.014	86001,6	563	17195*	30,5
TOTALE GENERALE	78.085	117.144	1,50	3.847	791.080	205,6	269.928	295.830	1,1
(di cui: % FER)	29%	49%		58%	99%		19%	38%	

* Valori "normalizzati" secondo criterio Direttiva

"GRANDI IMPIANTI"									
Idroel > 10 MW	18.461	19.356	1,05	299	314	5%			
Termoel > 25 MW	51.745	56.370	1,09	294	232	-21%			
Totale "Grandi impianti"	70.207	75.726	1,08	593	546	-8%			
% Grandi su:									
Idroelettrici	89%	85%		15%	7%				
Termoelettrici	91%	87%		16%	3%				
Tot generale	90%	65%		15%	0,1%				

Fonte: ns elaborazioni su dati TERNA

La visione di oggi

— La visione di oggi (per il settore elettrico):

- Nel quadro dello «sviluppo sostenibile» (=mutamento dell'economia e della società), la priorità dell'UE e del PNIEC nel settore elettrico non è più «il mercato», ma un **obiettivo quantitativo di decarbonizzazione**
- La decarbonizzazione si realizza con le **FER**, anche se il gas rimane ad accompagnare la transizione
- Il flusso elettrico non è più solo *top-down*, ma diventa anche *bottom-up* (**generazione diffusa**). Si assiste a un'iniezione massiccia di **digitalizzazione** che rende le reti «smart» e la domanda un elemento attivo. In prospettiva lo **stoccaggio** è un elemento centrale
- Le regole attuali non sono in grado di garantire la transizione in modo ordinato ed efficace. Quindi **occorrono nuove regole** per far crescere le FER [dal 35% (2018) al 55,4% nel 2030 (obiettivo PNIEC), a $\geq 85\%$ nel 2050 (target UE)] e tener conto della dinamica tecnologica

Tre problemi:

1/ gli investimenti in impianti di generazione

- L'obiettivo PNIEC è un aumento di produzione da FER di 74 TWh e di 40 GW con dati suddivisi per fonte e con investimenti in generazione di 83 miliardi
- Con quali strumenti ottenere questi risultati?
- Il PNIEC dice che si va verso la «market parity», ma, al crescere della capacità da FER, l'MGP può rimanere il segnale di riferimento per gli investitori (da FER e termo) o si andrà verso prezzi-quantità «amministrati» (tramite aste)?
- Il PNIEC indica due strumenti di «accompagnamento» (che oggi non ci sono o non sono definiti e che risulteranno critici):
 - Gare competitive con CfD come strumento principale (gare per fonti?)
 - Contratti a lungo termine (PPA)

Obiettivi e traiettorie del PNIEC	Energia (TWh)			Potenza (MW)		
	2017	2030	Delta	2017	2030	Delta
Idro (normalizzato)	46,0	49,3	3,3	18.863	19.200	337
Geotermia	6,2	7,1	0,9	813	950	137
Bioenergie	19,3	15,7	-3,6	4.135	3.764	-371
Eolico (normaliz.)	17,2	40,1	22,9	9.766	18.400	8.634
Solare	24,4	74,5	50,1	19.682	50.880	31.198
TOTALE	113,1	186,7	73,6	53.259	93.194	39.935

Tre problemi (segue):

1/ gli investimenti in impianti di generazione

—Alcune ulteriori questioni circa il governo degli investimenti in generazione:

- Come accompagnare il progresso tecnico negli impianti (e nello stoccaggio) con scelte che lo favoriscano senza appesantire i conti pubblici?
- Non sarebbe il caso di introdurre un *floor price* (crescente nel tempo in modo prevedibile) per la CO₂, anche se il prezzo dei permessi di emissione è ormai stabilmente sopra i 20 €/t CO₂ (mettendo in crisi il carbone) e questo potrebbe sostituire tutti gli altri interventi di sostegno alle FER?
- Occorre garantire la «sopravvivenza» degli impianti tradizionali (a gas) necessari per integrare le FER? (Se sì, con quale *capacity market*?)

Tre problemi:

2/ gli investimenti per le reti

- Uno degli aspetti critici (anche se necessari) della liberalizzazione è stata la dissociazione reti-impianti di generazione (chi investe in Generazione tende a ignorare i problemi di T scaricando maggiori oneri sui consumatori)
- Il presumibile aumento dei *prosumer* (piccolo FV e aggregazioni) e lo sviluppo delle FER al Sud (con domanda più al Nord) farà aumentare i costi di rete BT/MT/AT. Il risultato è che il PNIEC indica investimenti in reti per 46 G€ (pari al 55% di quelli in Gen)
- In prospettiva non sembra esserci un problema di scarsità di investimenti (l'attuale sistema di regolazione garantisce un buon ritorno a chi investe in reti). Ma rimane un problema autorizzativo da affrontare per dare (maggiore) certezza a tempi e opere
- Ci sono poi due problemi noti da tempo:
 - Come dare un segnale di costo per le reti a chi investe in Generazione?
 - Come ripartire i costi dei servizi di rete tra tutti gli utenti in modo *cost reflective* (dei servizi forniti) per evitare sussidi incrociati?

Tre problemi:

3/ la richiesta di flessibilità e il ridisegno dei mercati

- Al crescere della quota di FER, il sistema ha bisogno di maggiore flessibilità.
- La flessibilità può essere fornita dagli impianti di generazione, dalla domanda (e dalla sua aggregazione) e dallo sviluppo dello stoccaggio
- Il PNIEC correttamente indica la necessità di:
 - aggiornare il modello di dispacciamento (nell'ambito del *central dispatch*) affidato al TSO, ma assegnando un ruolo più attivo ai DSO
 - Modificare il mercato *intraday* andando verso il *continuous trading*
- Il modo e i tempi in cui saranno fatte queste riforme condizioneranno le modalità di sviluppo del sistema elettrico

3.0

CONCLUSIONI



Università
Bocconi

GREEN
Centre for Geography,
Resources, Environment,
Energy and Networks

Conclusioni

- Il DB ha fatto una chiara scelta pro-mercato modificando la struttura del settore, fidando che ciò difendesse l'interesse dei consumatori, ma potesse anche avviare un ciclo di investimenti
- La sfida di oggi è simile per quanto riguarda la necessità di realizzare gli investimenti, ma è **più complessa da attuare**
- Il **ritmo attuale di investimenti non è sufficiente** per raggiungere i traguardi (di carattere programmatico) del PNIEC. Per raggiungerli, la bilancia tra «**stato e mercato**» sembra assegnare un ruolo all'intervento pubblico più pervasivo rispetto a 20 anni fa
- Come per il passato, rimane cruciale **avere una visione di LT** e saperla attuare con interventi appropriati perché è proprio il **disegno degli strumenti** che fa la differenza

GRAZIE PER L'ATTENZIONE



**Università
Bocconi**

GREEN
Centre for Geography,
Resources, Environment,
Energy and Networks

Università Commerciale Luigi Bocconi

Via Röntgen 1 | 20136 Milano – Italia | Tel +39 02 5836.3820