ASPO ITALIA

ASPO Italia
Associazione per lo Studio del Picco del Petrolio
Sezione Italiana di ASPO International

cautha
SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS

L'impatto della produzione fotovoltaica sul prezzo all'ingrosso dell'elettricità

Una prima analisi empirica

18 aprile 2011

Best printed on recycled paper!

cautha

SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS

Agenda

1. Sintesi
2. Valutazione dell'effetto prezzo

cautha

SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS

Sintesi

ASPO ITALIA

ASPO Italia
Associazione per lo Studio del Picco del Petrolio
Sezione Italiana di ASPO International

SINTESI

Obiettivi conoscitivi

- L'impatto in bolletta della produzione fotovoltaica è duplice:.
  - ► Da un lato gli incentivi del Conto Energia pesano sulla componente tariffaria A3
  - ► Dall'altro l'immissione in rete della produzione solare, in ora di picco, riduce i prezzi all'ingrosso dell'elettricità e quindi la componente energia a carico di consumatori e imprese, riducendo la *rendita del produttore* dei generatori di elettricità da tutte le fonti
- Il primo effetto ha avuto vasta eco sulla stampa e nel dibattito in corso. Questo documento sintetizza invece i risultati di una delle prime analisi empiriche condotte sull'effetto *calmiere* della produzione fotovoltaica
- Tale effetto sarà più evidente e meglio quantificabile durante l'estate, quando l'irradiazione sarà più continua ed estesa su un maggiore numero di ore, ma già i numeri *primaverili* offrono importanti spunti di riflessione

Ci si propone di investigare l'effetto della produzione fotovoltaica sul prezzo di picco dell'elettricità, aspetto ignorato nei dibattito in corso

SINTESI

Principali risultati

- Elaborando dati pubblici prodotti da Terna e Gestore dei Mercati Energetici per i giorni lavorativi dal 1 marzo all'14 aprile scorsi, si traggono le seguenti indicazioni:
  - ► A fronte di una produzione solare in rete di circa 263 GWh (223 GWh secondo Terna nel mese di marzo, inclusi feriali e festivi), si stima un onere di incentivazione in Conto Energia, da coprire con la componente A3, di circa 106 milioni di euro
  - ► Nelle ore di picco, in cui il fabbisogno elettrico eccede i 44 GW (circa 150 ore su 744 ore oggetto di analisi), c'è un evidente differenziale di prezzo medio fra le ore diurne con erogazione di potenza fotovoltaica, e le ore serali o di ombreggiamento diffuso. Il differenziale varia fra 1 e 15 euro / MWh a seconda del livello di fabbisogno
  - ► Sebbene con minore univocità, un differenziale a favore delle ore diurne con erogazione di potenza fotovoltaica si riscontra anche in fasce di fabbisogno più basso
  - ► Prevedibilmente, il differenziale maggiore si ha nelle ore di maggior fabbisogno (superiore a 47 GW), in quanto al margine la curva di offerta è più *ripida* e la traslazione indotta dalla potenza fotovoltaica genera un effetto maggiore sul prezzo di equilibrio

La produzione fotovoltaica abbassa il prezzo di picco dell'elettricità, tanto più quanto maggiore è il fabbisogno istantaneo

SINTESI

Principali risultati

- Nel periodo oggetto di analisi, l'effetto calmiere della produzione fotovoltaica ha comportato un risparmio stimato fra 21 e i 34 milioni di euro, ovvero il 20-32% dell'onere di incentivazione, che si sostanzia in una compressione di pari ammontare del margine di profitto del parco di generazione complessivo
- I risultati ottenuti suggeriscono alcuni spunti ulteriori:
  - ► Laddove l'effetto prezzo copre dal 54% al 92% dell'onere di incentivazione nelle ore di picco (fabbisogno superiore a 44 GW), appare di impatto più limitato nelle altre ore del giorno, da cui il suddetto impatto medio pari al 20-32% dell'onere complessivo
  - ► Nei mesi estivi, ove si concentra la produzione fotovoltaica, il fabbisogno diurno è ordinariamente superiore ai 44-45 GW. In tali mesi, è pertanto prevedibile un effetto prezzo maggiore e afferente un maggior numero di ore
  - ► L'effetto compensativo rispetto all'onere in bolletta è maggiore per le imprese energivore, che per scelta del legislatore godono di una componente A3 ridotta. Al di sopra di specifiche soglie di consumo mensile, l'effetto compensativo può verosimilmente generare un beneficio economico netto

È verosimile che per gli energivori l'impatto netto del FV sia limitato o addirittura positivo, per volumi di consumo molto elevati

SINTESI

Implicazioni

- La valutazione dell'onere netto in bolletta derivante dalla produzione fotovoltaica non deve essere limitato alla quantificazione dell'impatto sulla componente A3, ma deve tener conto dell'effetto prezzo sulla componente energia
- L'onere per i consumatori e le imprese è mitigato dalla compressione della *rendita del produttore* dei generatori. In altre parole, l'incentivazione del fotovoltaico è per una parte cospicua una redistribuzione di reddito interna al settore energetico
- L'efficienza di tale redistribuzione rispetto agli obiettivi di politica energetica (sostenibilità, sicurezza ed economicità della fornitura) dovrebbe essere oggetto di un dibattito trasparente e senza *tabou*, con riferimento fra l'altro a:
  - La quantificazione dei benefici di natura ambientale e strategica associata alla generazione da fonti rinnovabili
  - L'apprezzamento del contributo della generazione distribuita, visti i persistenti colli di bottiglia della Rete di Trasmissione Nazionale
  - Il livello *appropriato* dei prezzi di picco al fine di garantire un'equa remunerazione della capacità di generazione convenzionale

L'incentivazione ha una rilevante dimensione redistributiva *interna* al settore energetico, che dovrebbe essere oggetto di trasparente dibattito

cautha

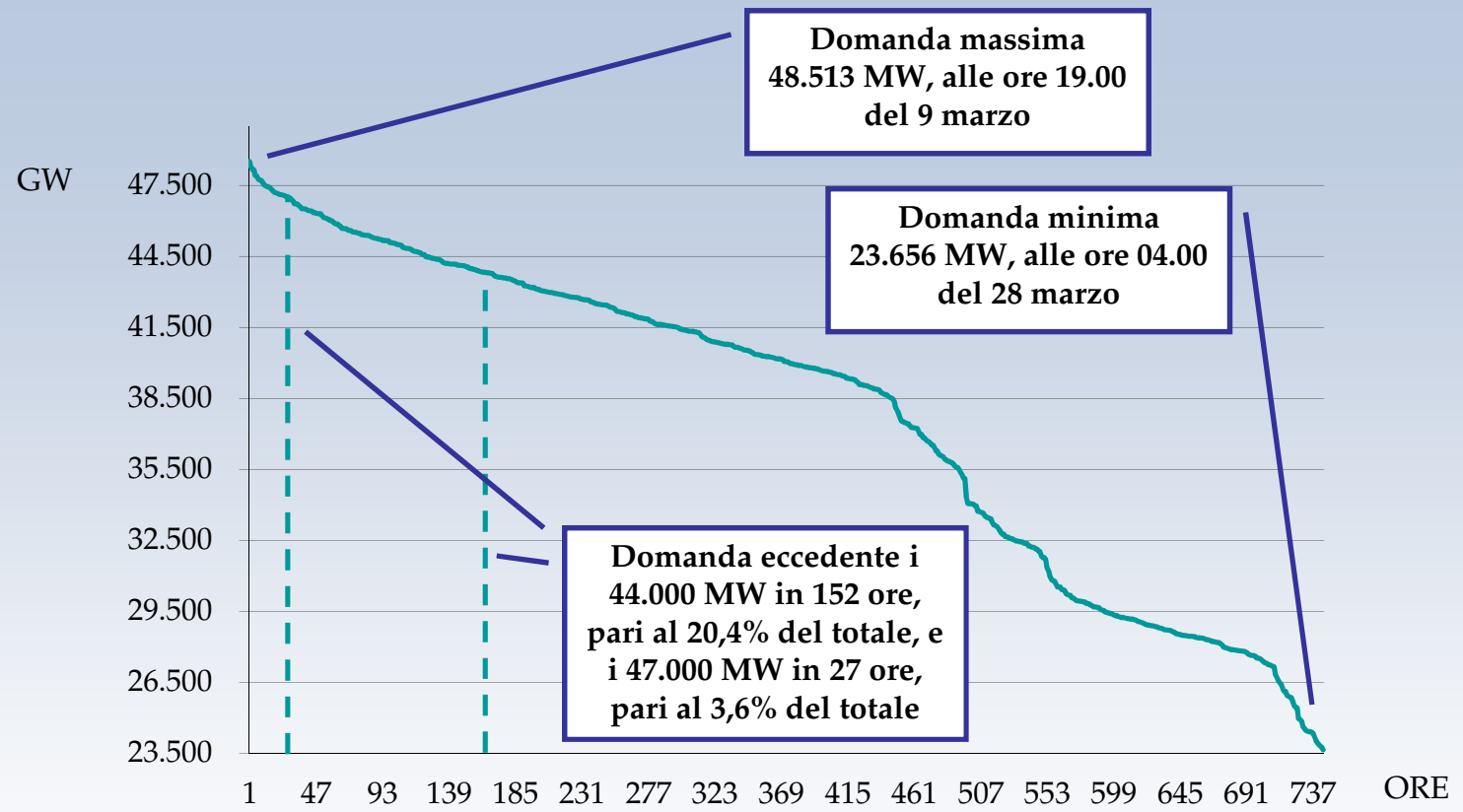
SUSTAINABLE ENERGY SOLUTIONS

Valutazione dell'effetto prezzo

ASPO Italia
Associazione per lo Studio del Picco del Petrolio
Sezione Italiana di ASPO International

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

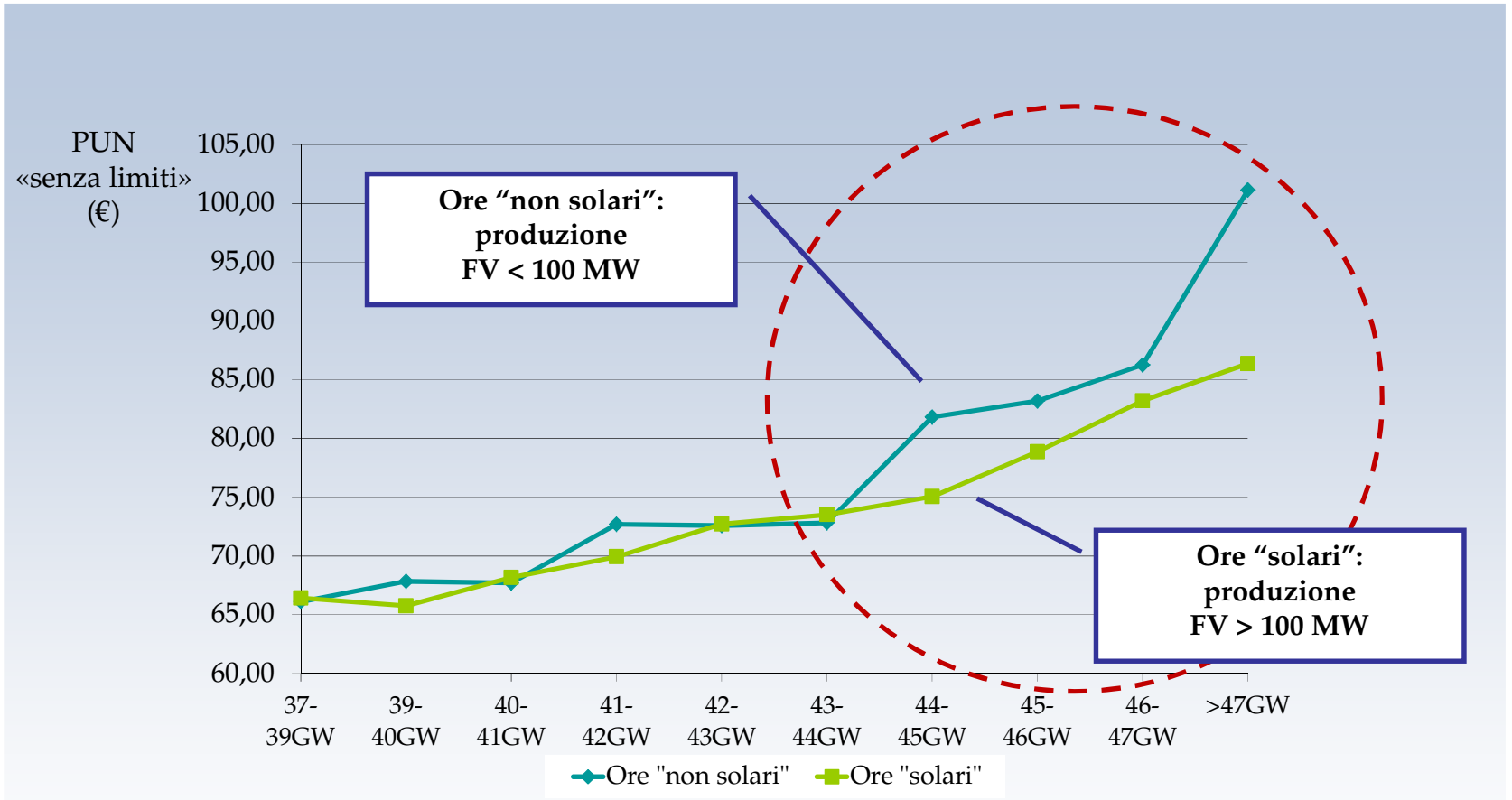
Periodo oggetto di analisi – curva *load duration*



Analizzati fabbisogno e dinamiche orarie di prezzo in 31 giorni lavorativi dal 1 marzo al 14 aprile, per un totale di 744 ore

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

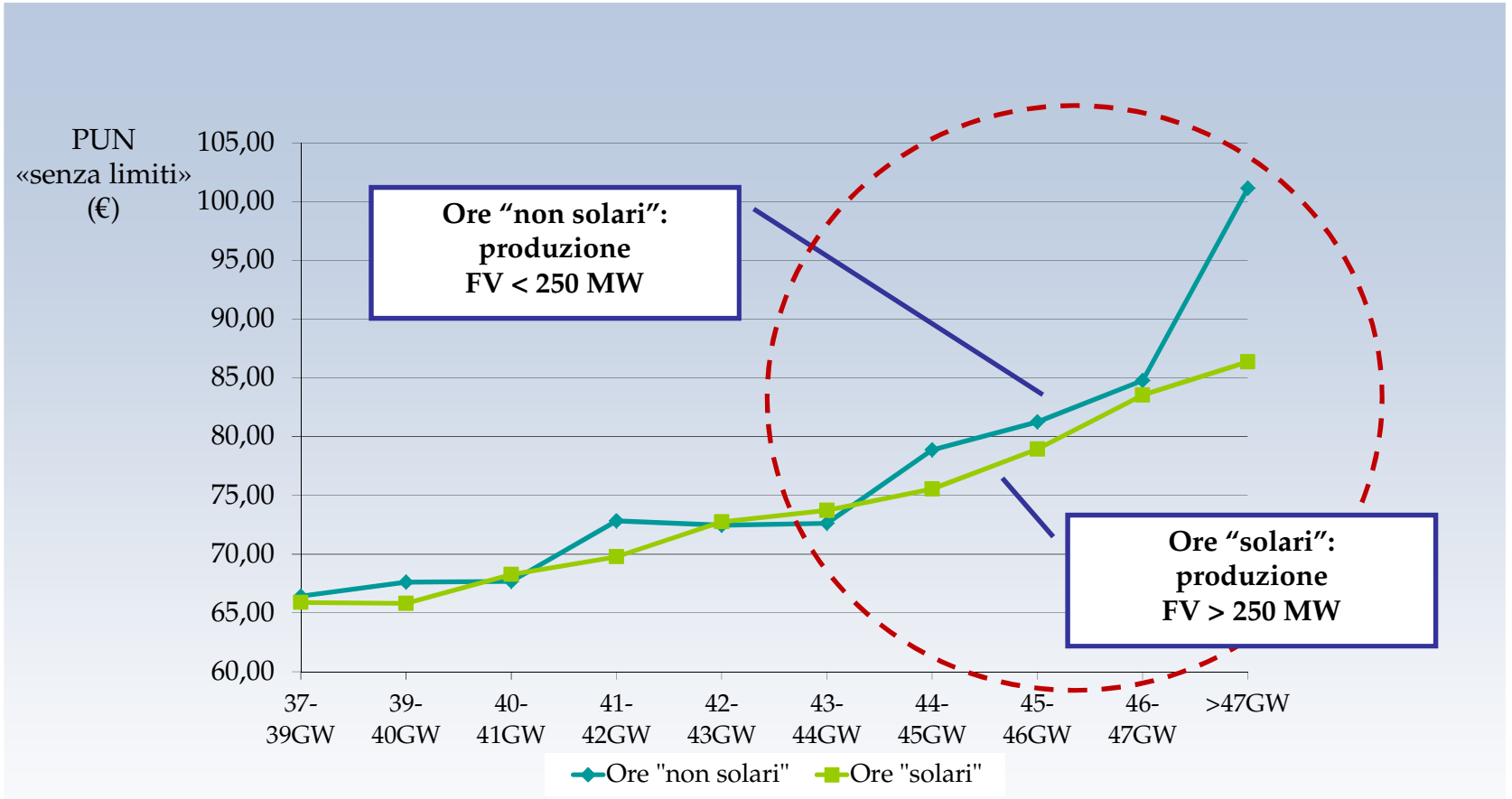
Curve di offerta osservate



Sopra i 44 GW, si osservano distintamente due curve di offerta, a seconda che si tratti di ore di sole o meno

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

Curve di offerta osservate



Sebbene 100 MW di offerta siano sufficienti per un impatto di prezzo, si è considerata anche una soglia alternativa di 250 MW

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

Quantificazione dell'onere netto di incentivazione

- Al fine di quantificare l'onere complessivo di incentivazione, e la porzione riassorbita dall'effetto prezzo, si è proceduto come segue:
  - La produzione fotovoltaica complessiva nel periodo di analisi è stata stimata moltiplicando: i) il dato orario fornito da Terna per gli impianti rilevanti connessi in alta tensione, per ii) il rapporto fra produzione complessiva nel mese di marzo (da report mensile Terna) e produzione da impianti rilevanti nel mese di marzo (il rapporto è pari a 6,64x)
  - Il numero così ottenuto (263 GWh) è stato moltiplicato per un incentivo medio stimato in € 404/MWh, per ottenere un onere complessivo di 106,3 milioni di euro
  - L'effetto prezzo è stato calcolato applicando il differenziale di prezzo fra ore *solari* e ore *non solari* al fabbisogno orario nelle ore *solari* (per depurare il PUN dell'effetto delle congestioni, si è utilizzato il prezzo «senza limiti» fornito dal GME)*:*
    - Assumendo 100 MW come produzione fotovoltaica istantanea minima per identificare le ore *solari*, si ottiene un effetto prezzo complessivo pari a euro 33,9 milioni (31,9% dell'onere lordo di incentivazione)
    - Assumendo 250 MW come soglia, si ottiene un effetto prezzo complessivo pari a 20,8 milioni di euro (19,6% dell'onere di incentivazione)

La traslazione della curva di offerta indotta dal FV genera un effetto prezzo pari al 20% - 32% dell'onere A3

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

Quantificazione dell'onere netto di incentivazione

Fascia	Ore	Ore no S	Ore S	Prezzo no S	Prezzo S	Delta prezzo	Onere incent	Calmiere	Onere netto		100MW
>47GW	27	14	13	101,14	86,38	14,76	4.721.775	9.106.195	(4.384.421)		S / non S
46-47GW	30	7	23	86,26	83,21	3,05	7.375.090	3.263.193	4.111.897		
45-46GW	46	12	34	83,19	78,88	4,31	10.124.988	6.661.120	3.463.867		
44-45GW	49	12	37	81,83	75,05	6,78	10.744.721	11.155.470	(410.750)		
43-44GW	55	12	43	72,83	73,52	-0,69	12.904.396	(1.292.922)	14.197.317		
42-43GW	60	11	49	72,58	72,72	-0,14	17.277.403	(281.867)	17.559.270		
41-42GW	49	15	34	72,70	69,93	2,77	11.404.696	3.912.048	7.492.648		
40-41GW	58	13	45	67,70	68,19	-0,48	17.143.262	(882.169)	18.025.431		
39-40GW	55	25	30	67,84	65,76	2,07	11.356.405	2.459.617	8.896.788		
37-39GW	35	19	16	66,11	66,42	-0,31	2.811.602	(188.527)	3.000.129		
35-37GW	32	29	3				308.525		308.525		
<35GW	248	248	0				96.582		96.582		
TOT	**744**					**3,21**	**106.269.444**	**33.912.160**	**72.357.285**		**31,9%**

Fascia	Ore	Ore no S	Ore S	Prezzo no S	Prezzo S	Delta prezzo	Onere incent	Calmiere	Onere netto		250MW
>47GW	27	14	13	101,14	86,38	14,76	4.721.775	9.106.195	(4.384.421)		S / non S
46-47GW	30	9	21	84,78	83,55	1,23	7.375.090	1.197.293	6.177.797		
45-46GW	46	21	25	81,26	78,94	2,32	10.124.988	2.638.434	7.486.553		
44-45GW	49	17	32	78,88	75,56	3,32	10.744.721	4.728.581	6.016.140		
43-44GW	55	18	37	72,62	73,73	-1,11	12.904.396	(1.788.750)	14.693.146		
42-43GW	60	13	47	72,47	72,76	-0,29	17.277.403	(584.517)	17.861.921		
41-42GW	49	16	33	72,84	69,78	3,05	11.404.696	4.192.326	7.212.369		
40-41GW	58	19	39	67,68	68,27	-0,59	17.143.262	(930.787)	18.074.049		
39-40GW	55	27	28	67,63	65,82	1,81	11.356.405	2.003.897	9.352.508		
37-39GW	35	24	11	66,42	65,90	0,52	2.811.602	220.650	2.590.952		
35-37GW	32	32	0				308.525		308.525		
<35GW	248	248	0				96.582		96.582		
TOT	**744**					**2,50**	**106.269.444**	**20.783.323**	**85.486.122**		**19,6%**

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

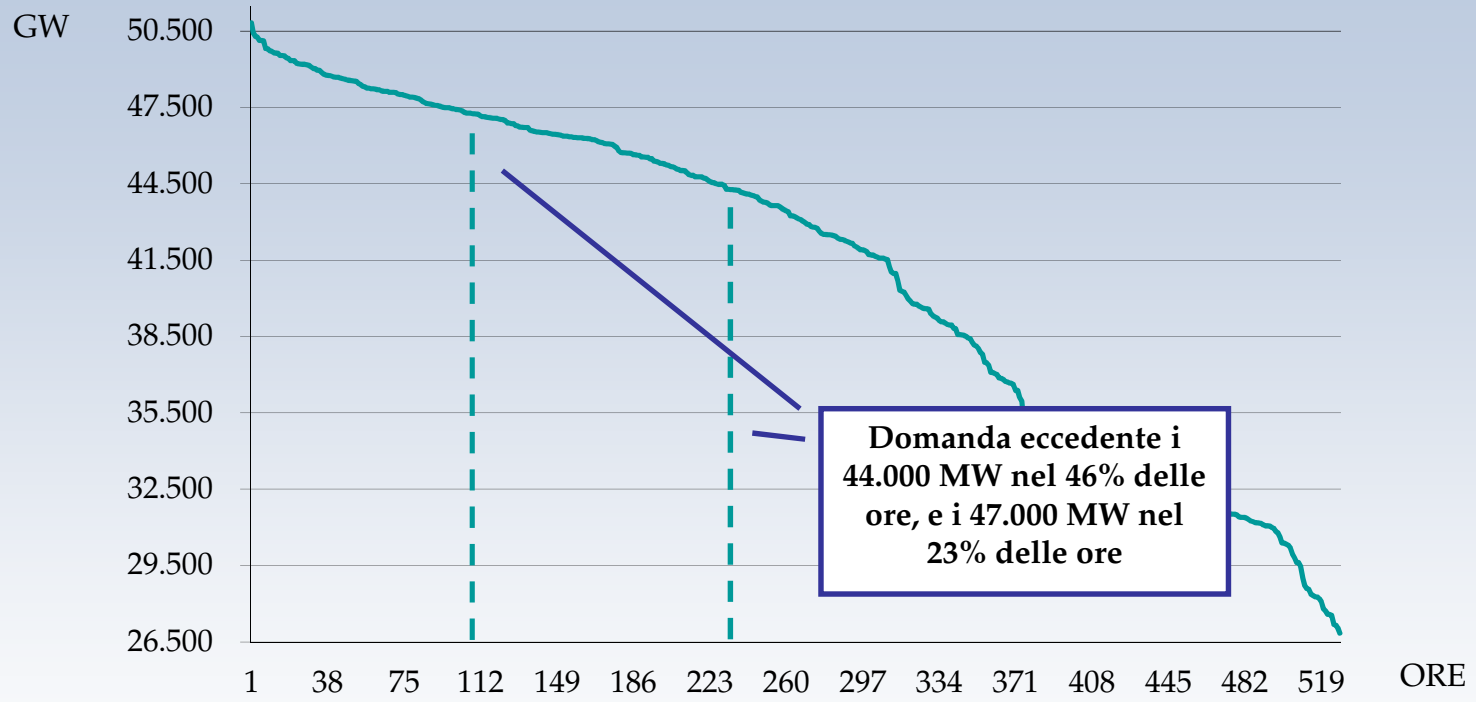
Alcuni aspetti tecnici

- L'analisi è stata condotta sul Mercato del Giorno Prima. Vista l'accuratezza delle tecniche previsive per la produzione fotovoltaica, è presumibile che l'attività indotta sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento sia limitata
- Si è fatto riferimento al prezzo «senza limiti» fornito dal GME. Intuitivamente, lavorando sui prezzi zonali si evidenzierebbe un effetto prezzo maggiore nelle zone vincolate in importazione (soprattutto le due isole)
- Si sono esclusi i giorni festivi per scarsa numerosità delle osservazioni e per l'effetto distorsivo della manutenzioni e dello spegnimento di taluni impianti di generazione. In altre parole, la curva di offerta nel week-end ha una forma differente dai giorni feriali. D'altra parte essendo il fabbisogno festivo minore di quello feriale si dovrebbe riscontrare un effetto prezzo minore
- L'effetto prezzo sarà più pronunciato nei mesi estivi, quando fabbisogni superiori ai 44 GW sono la regola e picchi sopra i 47 GW sono estremamente frequenti. A scoopo esemplicativo nella slide seguente si mostra la curva *load duration* di luglio 2010, che pure ha avuto temperature non estreme

L'analisi è da considerarsi preliminare, e risultati ancor più evidenti è lecito attendersi dallo studio dei mesi estivi

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

Curva *load duration* feriale nel luglio 2010



In luglio, il fabbisogno eccede i 44 GW quasi un'ora su due, e supera i 47 GW sei volte più spesso che nel periodo analizzato

VALUTAZIONE DELL'EFFETTO PREZZO

L'impatto sulle industrie energivore

- Per previsione legislativa, le utenze in alta e altissima tensione godono di aliquota A3 dimezzata per consumi eccedenti i 4 GWh, nonché di esenzione totale per i consumi eccedenti i 12 GWh mensili
- Per tali utenze, l'effetto prezzo è amplificato. A titolo esemplificativo, e in prima approssimazione:
  - ► Per una grande utenza industriale con consumo mensile di 10 GWh, l'effetto prezzo compensa dal 30% al 50% dell'onere A3 nel periodo analizzato
  - ► Per una grande utenza industriale con consumo mensile di 25 GWh, l'effetto prezzo compensa dal 60% al 100% dell'onere A3 nel periodo analizzato (e verosimilmente più che compensa nei mesi estivi)
  - ► Sopra i 30 GWh mensili di consumo, l'effetto prezzo è in linea di massima superiore all'aggravio in A3, e si traduce pertanto in un saldo positivo

Se per le piccole utenze l'effetto prezzo mitiga l'onere di incentivazione, per le grandi utenze energivore può annullarlo