

Introduction 導讀

Soaking Up the Sun: Battery Investment, Renewable Energy, and Market Equilibrium

這篇論文由 R. Andrew Butters、Jackson Dorsey 和 Gautam Gowrisankaran 共同撰寫，探討了電池儲能 (Battery storage) 如何影響市場價格、能源供需以及政策如何推動儲能投資。

在全球努力降低碳排放的背景下，可再生能源在美國與全球都以前所未有的速度發展著，尤其是風能和太陽能。然而，這些能源的間歇性問題卻是個頗具挑戰性的難題：太陽能只能在白天發電，但用電需求的高峰通常發生在晚上，這就導致了電力供應的不穩定性，而電池儲能技術即為解決上述問題的理想配套解決方案。

這帶出此篇論文的核心問題——大規模電池儲能的投資將如何改變電力市場的價格和供需均衡以及對可再生能源 (Renewable energy) 的採用？是否需要什麼形式的政策干預 (如美國《通膨削減法案 U.S. Inflation Reduction Act》中 30% 的資本補貼) 才能促進電池儲能的投資？

電池儲能技術通過在電力需求低峰時儲存能源，並在高峰時釋放，能夠弭平電價波動並減少對傳統發電機組的依賴，從而提升可再生能源的實際利用率。如果電池儲能被廣泛應用，將對電力市場的定價結構、發電機組的運營策略，以及市場的整體均衡產生深遠影響。因此，理解電池儲能的經濟效益及其與可再生能源的互補性，對制定有效的能源政策 (如補貼、儲能義務) 至關重要。該研究的發現不僅對電力市場的學術研究有重要意義，也對政策制定者和能源行業的實務操作提供了重要依據。

研究結果顯示，若資本成本降至每千瓦時 \$264，並且可再生能源比例從 2019 年的 40% 增加至 50%，則小型電池存儲系統可在批發電力市場上達到盈虧平衡。然而，容量衰減和市場不確定性會顯著限制未來的利潤。擴大電池存儲系統可顯著降低電力價格的日內波動，尤其是晚高峰時段，但邊際效應會減少。並且 1,000 兆瓦時的儲能會使可調度發電機的總收入每年減少 1.26 億美元，以及使太陽能和風能發電機的收入每年減少 1,400 萬美元。顯然沒有政府補貼或強制性儲能規定的情況下，企業可能會推遲投資，甚至到 2030 年之前都不會有顯著的投資行為。既有政策中 30% 的資本成本補貼有助於達成加州的儲能規定，但更具野心的政策可能提高成本，且投資對未來容量成本變化敏感。

作者運用了理論建模和實證分析相結合的方法來得出結論。他們首先開發了一個動態規劃模型，描述了電池儲能廠商如何在電力市場中作為價格套利者運作。模型考慮了可再生能源的間歇性、發電機組的爬坡成本，以及發電商的市場力量。通過這一框架，作者能夠模擬不同儲能容量對批發電價的影響，並分析哪些市場參與者會因儲能技術的廣泛應用而受益或受損。

為了進一步分析電池儲能技術的採用，作者還構建了一個動態競爭均衡模型，用來模擬儲能技術在不同政策情境下的採用路徑。該模型將電池儲能的投資決策與市場均衡相聯繫，考慮了潛在投資者在面對未來成本下降時的選擇行為。該模型通過加州的電力市場數據 (2015-2019) 進行校準，包括電力需求、可再生能源發電量、電價、天然氣價格等關鍵變數，並估算出不同情境下儲能技術的採用速度及其對市場均衡的影響。

最終，作者的結論依賴於三個主要假設：

1. 市場中的淨負荷和供應關係具有結構性，即在大規模儲能技術進入市場後，這些關係仍然有效。
2. 日前市場和即時市場之間的電價差異反映了可調度發電機組的可用性變化，而不是所有發電機的共同成本波動。
3. 為了預測未來的儲能採用，作者使用了可再生能源發電比例較高的時間段作為未來滲透率更高情境的代表。

Model	Variable (Notation)	Description
Battery Operations Model	K	Total battery capacity (in MWh)
	$P^d(s, Z, Z_t, \varepsilon^L, \varepsilon^P)$	Wholesale electricity price at time t
	f	Fraction of battery's stored energy
	q	Charge/discharge decision
	X^L	Net load (demand minus renewable generation)
	Z	Electricity supplied by dispatchable generators
	ε^L	Unobserved net load shock
	ε^P	Unobserved supply shock
	β	Discount factor
	ν	Round-trip efficiency of battery
	δ	Battery degradation rate
	F	Battery's power capacity (fraction discharged)
Supply Relationship Model	$P^d(s, Z, Z_t, \varepsilon^L, \varepsilon^P)$	Supply relationship for electricity price
	K	Dispatchable generation capacity
	κ	Parameter for capacity function
	α	Ramping cost parameter
	$\theta_1, \theta_2, \theta_3$	Parameters for price-supply relationship
Adoption Model	$\pi(K)$	Battery operator's profit
	$C(K)$	Battery capital cost
	$R(K)$	Revenue from battery operations
Net Load Model	$X_t^L = X_{d,s}^L + \varepsilon_t^L$	Net load equals forecastable load and shock
	ρ_L	AR(1) coefficient for net load shock
	σ_L	Standard deviation of net load shock

Table 1: Key Variables and Notations Used in the Paper

Core Model Equations:

Battery Operations Model:

$$V_d(f, s, Z_t, \varepsilon_t^L, \varepsilon_t^P) = \max_q \{ P^d(s, Z, Z_t, \varepsilon_t^L, \varepsilon_t^P) \cdot (q\nu + q/\nu) + \beta \cdot E[V_d(f - q, s + 1, Z, \varepsilon_{t+1}^L, \varepsilon_{t+1}^P)] \}$$

subject to:

$$-F\nu \leq q \leq F/\nu$$

$$0 \leq f - q \leq 1$$

$$Z = X^L - q$$

Supply Relationship Model:

$$P^d(s, Z/K, K) = \theta_1 + \theta_2 [K(1 - Z/K)]^{-\theta_3}$$

Adoption Model:

$$\pi(K) = R(K) - C(K)$$

Net Load Model:

$$X_t^L = X_{d,s}^L + \varepsilon_t^L, \quad \varepsilon_t^L = \rho_L \varepsilon_{t-1}^L + \eta_t^L, \quad \eta_t^L \sim N(0, \sigma_L^2)$$