

THÔNG TIN TÓM TẮT VỀ NHỮNG KẾT LUẬN MỚI CỦA LUẬN ÁN TIẾN SĨ

(Thông tin đưa lên trang Web)

Tên luận án: *Nghiên cứu xác định mô hình tính giá bán điện cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống pin lưu trữ trong hệ thống điện Việt Nam.*

Ngành: Quản lý năng lượng

Mã số: 9510602

Nghiên cứu sinh: **Đỗ Thị Loan**

Người hướng dẫn khoa học:

1. TS. Nguyễn Ngọc Trung

2. TS. Christy Huệ Thanh Nguyễn

Cơ sở đào tạo: **Trường Đại học Điện lực**

TÓM TẮT KẾT LUẬN MỚI CỦA LUẬN ÁN

Luận án được thực hiện với mục tiêu xác định mô hình tính giá bán điện phù hợp cho các nhà máy điện mặt trời có hệ thống pin lưu trữ (PV-BESS) trong hệ thống điện Việt Nam, trong bối cảnh tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng gia tăng và các ràng buộc kỹ thuật của hệ thống điện ngày càng trở nên rõ rệt. Trên cơ sở tổng quan nghiên cứu và khoảng trống khoa học được xác định, luận án đã xây dựng khung phân tích và mô hình hóa hai cách tiếp cận định giá, bao gồm mô hình chi phí điện quy dẫn (LCOE) và mô hình giá điện theo thời gian sử dụng kết hợp phí công suất (TOU+F), nhằm trả lời năm câu hỏi nghiên cứu trọng tâm.

1. Luận án đã làm rõ vai trò của hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) trong điều kiện giả thiết tồn tại giới hạn truyền tải tại các nhà máy điện mặt trời.

Kết quả mô phỏng cho thấy, khi khả năng truyền tải bị hạn chế, sản lượng điện hữu ích của hệ thống PV có thể bị suy giảm đáng kể do cắt giảm công suất. Việc tích hợp BESS cho phép thu hồi lại phần lớn lượng điện năng có nguy cơ bị cắt giảm, với mức độ phụ thuộc vào cấu hình lưu trữ và mức độ giới hạn truyền tải. Hơn nữa, kết quả này chỉ ra rằng BESS không chỉ là một giải pháp kỹ thuật, mà còn là một biến đầu vào quan trọng của mô hình giá điện, ảnh hưởng trực tiếp đến sản lượng hữu ích – tham số quyết định mức giá bán điện tối thiểu của hệ thống PV-BESS.

2. Thông qua mô hình LCOE, luận án đã xác định được các khoảng giá bán điện tối thiểu (giá sàn kinh tế) mà hệ thống PV-BESS cần đạt để hòa vốn trong các điều kiện vận hành khác nhau.

Mức giá bán điện tối thiểu của các nhà máy điện mặt trời có lưu trữ dao động trong khoảng 4,58–7,4 cents/kWh, tùy theo khu vực, cấu hình BESS và giả thiết giới hạn truyền tải. Các kết quả này là đầu ra trực tiếp của mô hình định giá được xây dựng trong luận án, phản ánh sự khác biệt về tài nguyên bức xạ, chi phí đầu tư, cấu hình lưu trữ và rủi ro vận hành, thay vì chỉ đánh giá tính khả thi tài chính của từng dự án riêng lẻ.

3. Luận án đã chứng minh rằng mô hình giá điện theo thời gian sử dụng (TOU) phản ánh rõ hơn giá trị dịch chuyển năng lượng của BESS so với mô hình LCOE truyền thống.

Trong các kịch bản có giới hạn truyền tải, lượng điện được dịch chuyển từ giờ thấp điểm sang giờ cao điểm tăng đáng kể, góp phần cải thiện doanh thu và giảm mức NPV âm của dự án. Tuy nhiên, trong khuôn khổ mức giá trần hiện hành, chỉ riêng cơ chế TOU chưa đủ để đảm bảo hòa vốn cho hệ thống PV-BESS khi xét đầy đủ vòng đời của lưu trữ, từ đó cho thấy sự cần thiết phải bổ sung các thành phần định giá ngoài giá điện năng.

4. Kết quả phân tích độ nhạy cho thấy $CAPEX_{PV}$, giới hạn truyền tải và vòng đời BESS là các biến có tác động mạnh nhất đến LCOE và NPV, và do đó ảnh hưởng trực tiếp đến mức giá bán điện trong các mô hình nghiên cứu.

Các kết quả phân tích cho thấy rằng, các yếu tố kỹ thuật - kinh tế nêu trên không chỉ là tham số tài chính, mà là các biến đầu vào bắt buộc của mô hình xác định giá bán điện PV-BESS trong bối cảnh hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao.

5. Trên cơ sở các kết quả mô hình hóa, luận án đã đề xuất cơ chế giá điện TOU kết hợp phí công suất (TOU+F) nhằm bù đắp chi phí cố định của BESS và rủi ro do có ràng buộc công suất phát trong điều kiện truyền tải hạn chế.

Mức phí công suất cần thiết để đưa NPV về ngưỡng hòa vốn có sự khác biệt rõ rệt giữa các vùng miền, phản ánh sự khác biệt về khung giá, điều kiện tài nguyên và trạng thái vận hành của hệ thống điện.

Tổng hợp các kết quả nghiên cứu cho thấy, việc xác định giá bán điện cho hệ thống PV-BESS tại Việt Nam cần được tiếp cận theo hướng mô hình hóa linh hoạt, trong đó mô hình giá điện cần phản ánh đầy đủ các yếu tố kỹ thuật, kinh tế và rủi ro vận hành của hệ thống. Luận án đề xuất áp dụng các mô hình giá điện theo lộ trình phù hợp với từng giai đoạn phát triển của hệ thống điện: mô hình LCOE phù hợp trong giai đoạn ngắn hạn khi hệ thống chưa chịu nhiều ràng buộc; kết hợp LCOE với TOU trong giai đoạn trung hạn khi bắt đầu xuất hiện dư công suất theo thời gian; và mô hình TOU+F trong giai đoạn dài hạn khi tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và yêu cầu linh hoạt hệ thống trở nên cấp thiết.

Kết quả của luận án đóng góp cơ sở khoa học cho việc thiết kế và hoàn thiện cơ chế giá điện cho các nhà máy điện mặt trời có lưu trữ tại Việt Nam, đồng thời cung cấp định hướng chính sách nhằm thúc đẩy phát triển PV-BESS một cách bền vững, phù hợp với quá trình chuyển dịch năng lượng và đảm bảo an ninh cung cấp điện trong dài hạn.

Hà Nội, ngày 09 tháng 12 năm 2025

TM. Tập thể hướng dẫn

Nghiên cứu sinh