

PHÂN TÍCH GIÁ THÀNH SẢN XUẤT CỦA DỰ ÁN PHONG ĐIỆN ĐẢO PHÚ QUÝ THEO PHƯƠNG PHÁP GIÁ NĂNG LƯỢNG QUY DẪN (LCOE)

Ngày nhận bài: 31/07/2013

Ngày nhận lại: 14/08/2013

Ngày duyệt đăng: 01/11/2013

Nguyễn Hùng Cường¹

Trần Ngọc Dũng²

Nguyễn Hoàng Anh³

Nguyễn Thị Thùy Dung⁴

TÓM TẮT

Bài báo này phân tích giá thành phong điện của dự án phong điện đảo Phú Quý do Tập đoàn dầu khí quốc gia Việt Nam (PVN) làm chủ đầu tư theo phương pháp giá năng lượng quy dẫn - Levelized Cost Of Energy (LCOE). Số liệu của nghiên cứu được thu thập trực tiếp từ hoạt động sản xuất kinh doanh của dự án, các báo cáo kinh tế, đầu tư của PVN, các tài liệu liên quan tới phong điện trong và ngoài nước. Kết quả nghiên cứu đưa ra những phân tích, so sánh cơ cấu và giá thành phong điện, tìm ra những bất cập trong sản xuất kinh doanh của dự án. Từ đó tác giả đề xuất một số giải pháp nhằm giảm giá thành sản xuất dự án, đồng thời để PVN áp dụng cho các dự án phong điện về sau do PVN làm chủ đầu tư.

Từ khóa: phong điện, LCOE, chi phí, đầu tư, dự án.

ABSTRACT

This paper analyzes the production cost of Phu Quy island windpower projects Vietnam national oil and gas group (PVN) as an investor by Levelised cost of energy (LCOE) method. Data from the study were collected from direct production and business activities of the project, economic and investment reports of PVN, the documents relating to wind power. The research results provide the analysis, comparing the cost structure, finding the shortcomings in the production of windpower project. From the analysis the authors propose a number of measures to reduce the production cost of the project, also applies to the following windpower projects invested by PVN.

Keywords: windpower, LCOE, cost, investment, project.

1. TỔNG QUAN

1.1. Đặt vấn đề

Theo dự báo của Quy hoạch phát triển điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 – 2020 có xét đến năm 2030 (Tổng sơ đồ điện 7), nhu cầu điện năng của Việt Nam sẽ tăng mạnh từ 87 tỷ kWh (năm 2009) lên 570 tỷ kWh (năm 2030), trong khi đó các nhà máy thủy điện gần như đã được khai thác ở

mức tối đa và các nhà máy nhiệt điện được dự báo sẽ gặp nhiều khó khăn về việc cung cấp nhiên liệu. Để giải quyết việc thiếu hụt nguồn cung, Chính phủ đã phê duyệt Chiến lược Phát triển Năng lượng Quốc gia đến năm 2020 - tầm nhìn 2050 trong đó rất chú trọng tới phát triển nguồn năng lượng tái tạo (thủy điện nhỏ, năng lượng gió, năng lượng mặt trời...), với mục tiêu tăng tỷ lệ

¹ ThS, Trường Đại học Công nghệ Giao thông vận tải.

² ThS, Viện dầu khí Việt Nam.

^{3,4} Trường Đại học Công nghệ Giao thông vận tải.

năng lượng tái tạo lên 3% tổng năng lượng thương mại sơ cấp vào năm 2010, 5% năm 2020 và 11% năm 2050.

Phong điện là nguồn năng lượng sạch và đang có sự phát triển bùng nổ trên toàn thế giới trong giai đoạn hiện nay bởi loại năng lượng này có các lợi thế về bảo vệ môi trường so với các nhà máy điện truyền thống và có khả năng xây dựng các nhà máy với công suất lớn hơn gấp nhiều lần so với các dạng năng lượng tái tạo khác. Việt Nam được đánh giá có điều kiện tự nhiên rất thích hợp cho các dự án phong điện, theo số liệu của Bộ Công Thương, tiềm năng lý thuyết (độ cao 65m) ước tính của cả nước lên đến 513.360MW. Chỉ tính riêng tỉnh Bình Thuận có trên 75.000 ha có tiềm năng sản xuất phong điện với tổng công suất có thể lắp đặt khoảng 5.030MW, các khu vực có vận tốc gió trung bình tối thiểu 6,5m/s cũng lên tới hơn 23.000 ha với công suất có thể lắp đặt ước khoảng 1.570MW. Mặc dù được đánh giá là một trong những nước có nguồn năng lượng gió dồi dào, nhưng đến nay năng lượng gió vẫn là ngành mới mẻ, sự phát triển phong điện ở Việt Nam vẫn chưa tương xứng với tiềm năng.

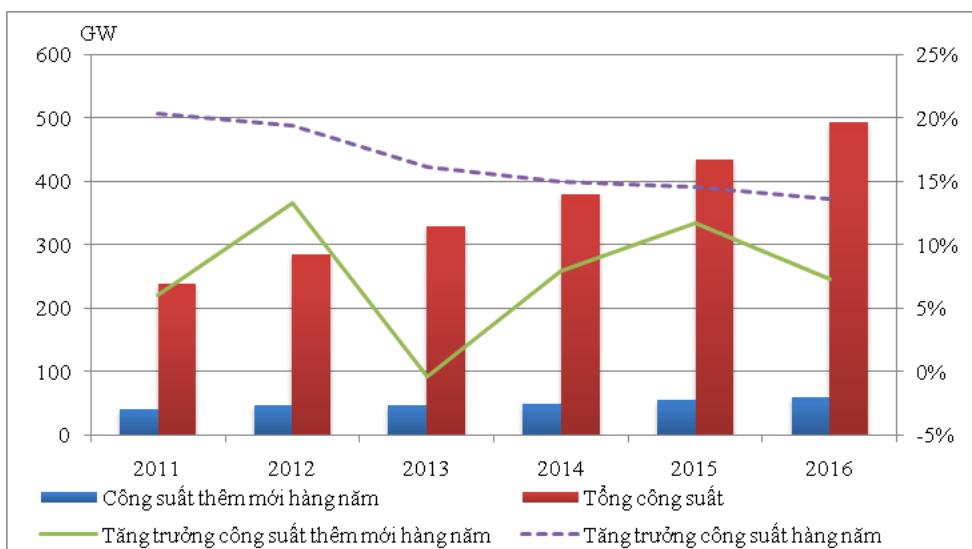
Giữ vai trò của một Tập đoàn hàng đầu Quốc gia, PVN được Chính phủ tin tưởng giao phó nhiệm vụ hỗ trợ phát triển sản xuất điện đảm bảo an ninh năng lượng, và với tiềm năng dồi dào của phong điện, PVN không thể bỏ qua lĩnh vực đầu tư mới mẻ này. Trong chiến lược tăng tốc đến 2015 – định hướng đến 2025, PVN cũng đã thể hiện sự quan tâm đặc biệt tới thị trường sản xuất điện nói chung và sản xuất phong điện nói riêng. Tính đến thời điểm hiện tại, PVN đã và đang đẩy mạnh đầu tư các dự án phong điện như dự án Phú Quý (công suất lắp đặt 6MW), dự án Hoà Thắng (công suất lắp đặt 85MW) cùng một số dự

án khác. Tuy nhiên, vấn đề mà PVN đang gặp phải trong chương trình phát triển điện gió là làm thế nào đầu tư vào lĩnh vực có giá thành sản xuất rất cao mà vẫn đem lại hiệu quả kinh tế trong khi giá bán ra nằm trong giới hạn ấn định trước của EVN. Dự án phong điện Phú Quý là nhà máy phong điện đầu tiên đã hoàn thành và đưa vào phát điện thương mại đầu tiên của PVN. Vì vậy, cần đánh giá và phân tích giá thành sản xuất điện gió tại nhà máy phong điện Phú Quý, từ đó đề xuất các giải pháp đồng bộ nhằm giảm giá thành để áp dụng cho nhà máy và các dự án phong điện về sau của PVN.

1.2. Xu hướng phát triển và giá thành điện gió trong tương lai

Trong bối cảnh thế giới đang chịu hậu quả của tăng trưởng kinh tế chậm và khủng hoảng ngân sách trong khối OECD (Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế - *Organization for Economic Co-operation and Development*) cũng như khủng hoảng tín dụng, công tác dự báo thị trường công nghiệp điện gió trong tương lai không hề dễ dàng.

Tốc độ tăng trưởng của tổng công suất giai đoạn 2012-2016 khoảng dưới 16% (thấp hơn tốc độ tăng trưởng trung bình 18% của 15 năm trước). Tổng công suất lắp đặt điện gió thế giới tính đến cuối 2016 sẽ xấp xỉ 500 GW. Tốc độ tăng trưởng công suất thêm mới trung bình khoảng 8%/năm với tổng công suất lắp đặt thêm mới vào khoảng 255 GW. Trong đó, phần công suất lắp đặt thêm mới tập trung chủ yếu ở khu vực ngoài (OECD), và xu hướng này sẽ tiếp tục trong tương lai. Thị trường Trung Quốc sẽ tăng trưởng ổn định trong khi thị trường Ấn Độ, Brazil và Mexico tăng trưởng mạnh. Canada và Australia cũng là những thị trường tiềm năng đóng góp quan trọng trong biểu đồ tăng trưởng công suất điện gió của thế giới.

Hình 1.1. Xu hướng phát triển điện gió thế giới

Nguồn: GWEC, 2012

Tính đến giữa 2012, Việt Nam có 42 dự án điện gió với tổng công suất 3.906 MW đang được triển khai ở những giai đoạn khác nhau. Quy mô trung bình của các dự án là 95 MW trong đó, các dự án công suất từ 50–100 MW chiếm tỷ lệ lớn nhất 38%, sau đó là các dự án công suất hơn 100MW chiếm tỷ lệ 26%. Khoảng 1/3 số lượng dự án có sự tham gia của nhà đầu tư nước ngoài với tổng công suất lắp đặt 1.366 MW (12/42 dự án). Các nhà đầu tư nước ngoài đến chủ yếu từ Đức, Canada, Thụy Sĩ và Argentina. Trong đó, các dự án chủ yếu đang trong giai đoạn nghiên cứu khả thi (27 dự án), dự án đầu tư (11 dự án) và mới chỉ có 2 dự án đang lập thiết kế kỹ thuật, 1 dự án đang xây dựng cùng 1 dự án đã vận hành.

2. CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ PHƯƠNG PHÁP NGHIÊN CỨU

2.1. Phương pháp chi phí năng lượng quy dẫn (LCOE-Levelised cost of energy)

Chi phí năng lượng quy dẫn (LCOE)-là mức giá thành tại đó điện được sản xuất từ một nguồn năng lượng nhất định và tính cho cả đời dự án.

Đây là chỉ tiêu kinh tế đánh giá tổng hợp chi phí của hệ thống năng lượng (bao gồm tất cả các khoản: đầu tư ban đầu, chi

phí vận hành và bảo dưỡng, chi phí nhiên liệu, chi phí vốn). Chỉ tiêu chi phí này rất hữu ích trong việc tính toán, so sánh chi phí hệ thống giữa các nguồn năng lượng khác nhau và được sử dụng rất phổ biến.

Đối với điện gió, chỉ tiêu LCOE được sử dụng để xem xét giá thành sản xuất một MWh hay kWh điện từ gió. Giống như các công nghệ khác của năng lượng tái tạo, sản xuất điện gió có vốn đầu tư lớn tuy nhiên lại không mất chi phí nhiên liệu và điện gió vẫn là một trong những công nghệ sản xuất điện hiệu quả nhất so với các loại năng lượng tái tạo khác (IRENA, 2012b).

Công thức để tính LCOE công nghệ năng lượng tái tạo là:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

LCOE: Chi phí điện năng quy dẫn (USD/kWh).

I_t : Chi phí đầu tư năm thứ t (USD).

M_t : Chi phí vận hành và bảo dưỡng năm thứ t (USD).

F_t : Chi phí nhiên liệu năm thứ t (USD).

E_t : Sản lượng điện tạo ra năm thứ t (kWh).

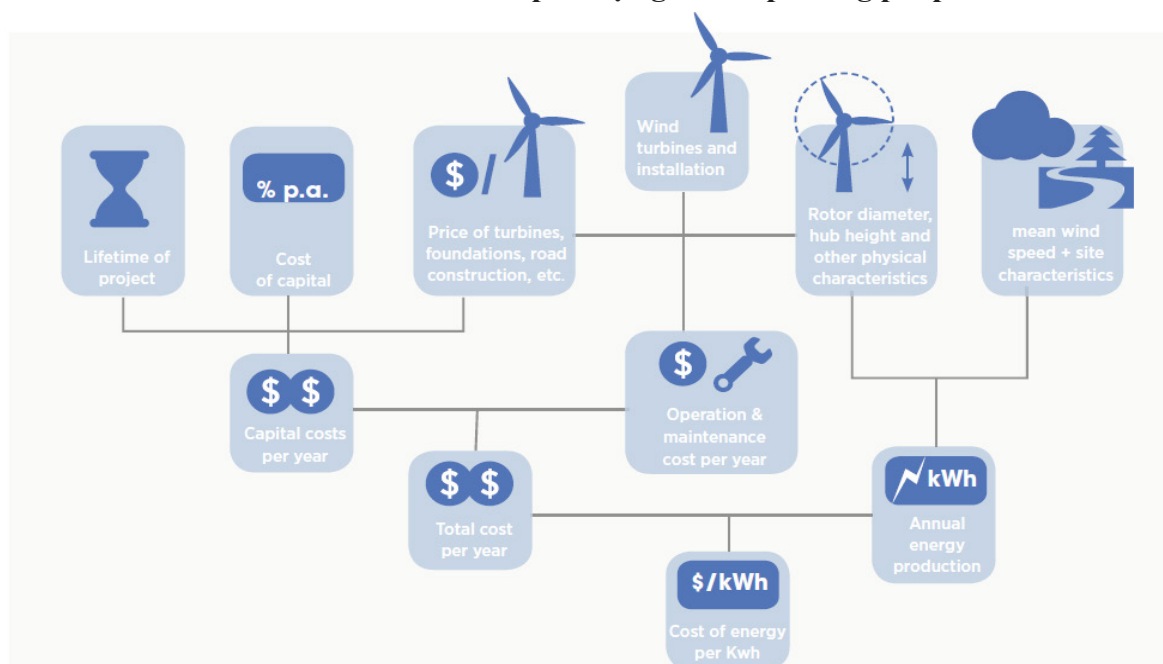
r : Tỷ lệ chiết khấu (%).

n : Tổng thời gian dự án (năm).

(LCOE) là số liệu chính để mô tả và so sánh các yếu tố kinh tế cơ bản của các dự án điện. Đối với điện gió, LCOE thể hiện đầy đủ tổng giá trị của tất cả các chi phí của một hệ thống năng lượng gió hoạt

động trong suốt cuộc đời của dự án với các dòng tài chính chiết khấu về hiện tại. Các thành phần chính của LCOE của hệ thống năng lượng gió bao gồm chi phí đầu tư, vận hành và chi phí bảo trì và sản xuất năng lượng hàng năm dự kiến. Đánh giá chi phí của một hệ thống năng lượng gió đòi hỏi một đánh giá cẩn thận tất cả các thành phần này trong suốt thời gian của dự án.

Hình 2.1. Mô hình cơ cấu chi phí điện gió theo phương pháp LCOE



2.2. Mục tiêu nghiên cứu

Khảo sát, phân tích thực trạng giá thành sản xuất của dự án phong điện đảo Phú Quý, từ kết quả nghiên cứu đề xuất một số giải pháp để giảm chi phí vận hành và bảo dưỡng, giảm chi phí đầu tư xây dựng, công tác thu xếp vốn và tỷ lệ lãi suất chiết khấu, lựa chọn công nghệ và nhà cung cấp thiết bị phù hợp cho các dự án phong điện sau này do PVN làm chủ đầu tư.

2.3. Phương pháp thu thập số liệu

Số liệu thứ cấp về đầu tư, quản lý

được thu thập từ Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam cho dự án nhà máy phong điện Phú Quý từ năm 2010 đến năm 2013. Đối với thông tin sơ cấp về tiến độ, kỹ thuật, quản lý và vận hành bảo dưỡng,... triển khai dự án tác giả tổng hợp từ các cơ quan, phòng ban của nhà máy phong điện Phú Quý.

3. KẾT QUẢ NGHIÊN CỨU VÀ THẢO LUẬN

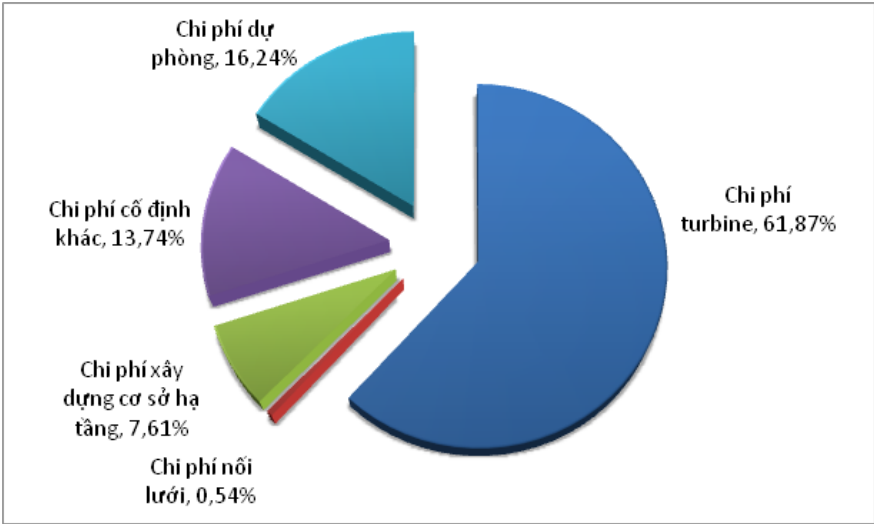
3.1. Chi phí đầu tư ban đầu

Bảng 3.1. Cơ cấu trúc chi phí cố định của dự án phong điện đảo Phú Quý và Thế giới

TT	Chi tiết	Chi phí đầu tư nghìn USD	Tỷ trọng	Tỷ trọng các dự án trên thế giới
1	Chi phí turbine	9.685	61,87%	65% - 84%
2	Chi phí nối lưới	85	0,54%	9% - 14%
3	Chi phí xây dựng cơ sở hạ tầng	1.191	7,61%	4% - 16%
4	Chi phí cố định khác	2.151	13,74%	4% - 10%
5	Chi phí dự phòng	2.542	16,24%	
	TỔNG	15.654	100%	

Nguồn: PVN và tổng hợp.

Hình 3.1. Cơ cấu trúc chi phí cố định của dự án phong điện đảo Phú Quý và Thế giới



Cấu trúc cơ bản của chi phí cố định của một dự án phong điện đảo Phú Quý được tổng kết trong Bảng 3.1 và Hình 3.1, theo đó, chiếm tỷ trọng nhiều nhất là chi phí turbine, tiếp theo đó là chi phí dự phòng và chi phí cố định khác (chủ yếu là chi phí lãi vay). Trong khi đó, đối với các dự án tương tự trên thế giới, thứ tự tỷ trọng chi phí từ cao đến thấp là: chi phí turbine, chi phí cơ sở hạ tầng, chi phí nối lưới, chi phí cố định khác.

Khi so sánh thông tin cấu trúc chi phí cố định của dự án phong điện đảo Phú Quý trong Bảng 3.1 và Hình 3.1 với cấu trúc chi phí cố định của các dự án trên bờ trên thế giới, có thể thấy được nhiều điểm tương đồng về tổng chi phí đầu tư, tỷ trọng chi phí turbine và chi phí cố định khác.

Tuy nhiên, rất dễ nhận ra sự khác biệt trong cơ cấu chi phí đầu tư ban đầu giữa Việt Nam và thế giới. Một số chỉ tiêu như chi phí nối lưới và chi phí cơ sở hạ tầng của Việt Nam thấp hơn so với thế giới. Chỉ tiêu chi phí dự phòng của Việt Nam là khá cao (9,3-12,6%) nhưng trên thế giới chi phí này ít được được thống kê (Bảng 3.1) hoặc nếu có cũng chỉ con số thấp khoảng 5%. Đó là do sự non trẻ của ngành công nghiệp điện gió Việt Nam. Hiện tại mới chỉ có rất ít các dự án phong điện đi vào xây dựng và hoạt động, kinh nghiệm của Việt Nam trong lĩnh vực này chưa nhiều. Do đó, dự án phong điện tại Việt Nam cần có tỷ trọng chi phí dự phòng tương đối lớn để giảm thiểu rủi ro trước các vấn đề phát sinh, nhằm đưa dự án hoạt động theo đúng kế hoạch.

Như phân tích ở trên có thể thấy được những chi phí cố định có ảnh hưởng lớn và có giới hạn dao động khá rộng gồm: chi phí thiết bị (trong đó có chi phí turbine và chi phí cột tháp), chi phí nối lưới, chi phí xây dựng cơ sở hạ tầng (trong đó quan trọng nhất là chi phí xây dựng hạ tầng chính và đường giao thông), chi phí cố định khác (chủ yếu là chi phí lãi vay trong quá trình xây dựng). Đó sẽ là những yếu tố liên quan đến chi phí cố định có thể tác động để giảm tổng mức đầu tư ban đầu của dự án và nhờ đó giảm giá thành sản xuất điện gió.

3.2. Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M)

Theo Báo cáo nghiên cứu khả thi của dự án phong điện Phú Quý, chi phí O&M dự kiến ban đầu của cả dự án là 2% trên tổng chi phí đầu tư thiết bị, tương ứng với mức 0,8 cent/kWh. Chi phí O&M dự kiến theo sản lượng của dự án Phú Quý có sự tương đồng, thậm chí là thấp hơn so với chi phí O&M dự án phong điện tại Đức (0,78- 0,91 cent/kWh), hoặc tại Mỹ (1 cent/kWh) (Nguồn EMC tổng hợp). Điều này cho thấy, báo cáo nghiên cứu khả thi của dự án Phú quý đã đưa ra những con số quá lạc quan mà không tính tới những khó khăn mà dự án phải đối mặt.

Dự án Phú Quý là dự án điện gió ngoài khơi, khả năng xảy ra lỗi kỹ thuật lớn hơn do đặc thù hoạt động trong môi trường biển khắc nghiệt, đặc biệt với các bộ phận cảm biến, dây cuốn động cơ và bộ phận điều khiển (Douglas Westwood, 2010). Thêm vào đó, dự án sử dụng thiết bị của Châu Âu, không hoàn toàn thích hợp với khí hậu nhiệt đới Việt Nam. Hơn nữa đây là dự án phong điện đầu tiên được đưa vào hoạt động nên chưa làm chủ được công nghệ, do vậy gặp nhiều khó khăn trong vận hành và bảo dưỡng, đồng thời các công việc chính phải thuê chuyên gia của Vestas với giá ngày công cao. Do đó, việc sửa chữa, thay thế phải thuê đội ngũ chuyên gia nước ngoài và chi phí O&M

lên đến 5% tổng chi phí đầu tư thiết bị, tương ứng là 2 cent/kWh, vượt cao so với chi phí O&M dự án phong điện tại Đức và Mỹ.

3.3. Sản lượng điện sản xuất

Trong khi đó, do đặc thù gió ở ngoài khơi khá tốt và công suất định danh của 3 turbine là 2MW/turbine nên báo cáo đầu tư của dự án Phú Quý dự kiến sản lượng điện khi nhà máy có thể vận hành tối đa là 25.266.000 kWh/năm. Nhưng dự án Phú Quý có đặc thù của dự án xây dựng trên đảo nên nhu cầu phụ tải của lưới cục bộ. Toàn bộ điện năng sản xuất của dự án chỉ được tiêu thụ trên khu vực đảo nhưng nhu cầu phụ tải của đảo không cao trong khi các hộ dân đã được cung cấp nguồn điện từ máy phát điện Diesel công suất 3MW do EVN quản lý. Việc lắp đặt tới 6MW phong điện, vì vậy, là quá dư thừa so với nhu cầu tiêu thụ điện trên đảo Phú Quý. Hơn nữa đảo Phú Quý hoàn toàn biệt lập ngoài biển và hệ thống điện không đấu nối vào hệ thống điện quốc gia, do vậy không thể sử dụng hết công suất phát điện của cả ba turbine. Chính vì vậy hiện nay nhà máy thường xuyên chỉ vận hành một turbine cầm chừng 16 giờ/ngày, hai turbine còn lại không hoạt động do thừa công suất phát điện. Năm 2010 dự báo khả năng sản xuất của cả Dự án Phú Quý là 8-10 triệu kWh nhưng thực tế tổng sản lượng điện của nhà máy điện gió đảo năm 2010 Phú Quý chỉ là 25.319 kWh/năm. Như vậy sản lượng điện của dự án phong điện đảo Phú Quý là rất thấp so với thiết kế của dự án chính điều ảnh hưởng rất lớn đến LCOE của dự án.

3.4. Chi phí năng lượng quy dẫn (LCOE) của dự án phong điện đảo Phú Quý

Từ các số liệu thu thập sử dụng phương pháp giá năng lượng quy dẫn, tính toán LCOE ở các mức tăng trưởng phụ tải và chiết khấu lãi xuất khác nhau.

Tổng thời gian vòng đời dự án: 20 năm.

Lãi xuất chiết khấu của dự án: 8%/ năm.

Bảng 3.2. LCOE của dự án phong điện đảo Phú Quý tại các mức lãi suất chiết khấu và tăng trưởng phụ tải (nguồn EMC)

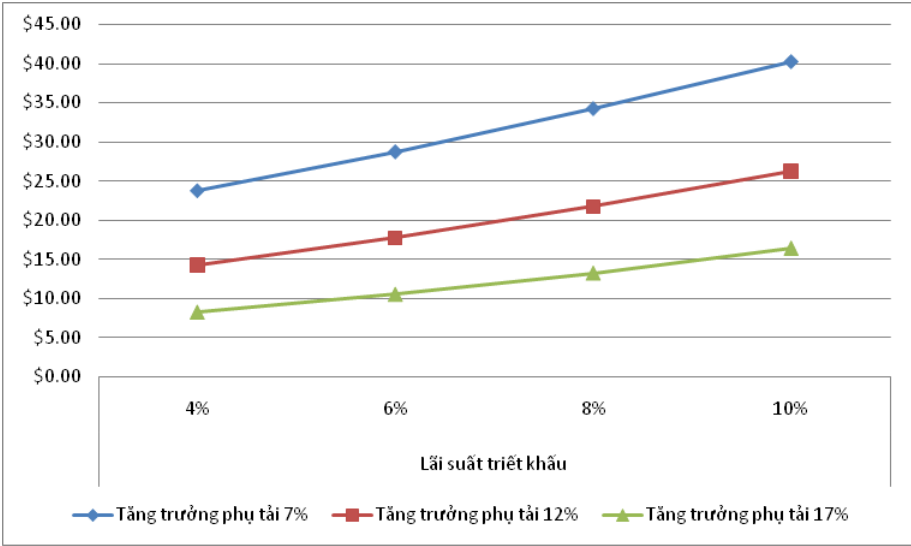
		Lãi suất chiết khấu			
		4%	6%	8%	10%
Tăng trưởng phụ tải	7%	23,793	28,766	34,273	40,265
	12%	14,285	17,759	21,759	26,283
	17%	8,275	10,536	13,233	16,394

Đơn vị: USD

Từ kết quả tính toán tại bảng 3.2 cho thấy chi phí giá năng lượng quy dẫn (LCOE) của dự án điện gió đảo Phú Quý là rất cao, tại mức tăng trưởng phụ tải khả quan nhất là 17% một năm, mức lãi suất chiết khấu mà dự án đang phải chịu là 8% thì chi phí giá năng lượng quy dẫn (LCOE)

vẫn rất cao là 13,233 USD/kWh so với LCOE của dự án phong điện trên cạn của thế giới chỉ khoảng 11,2-18 cents/kWh. Như vậy LCOE của dự án phong điện đảo Phú Quý là rất cao so với các dự án khác trên thế giới nguyên nhân chính do sản lượng điện thực tế rất thấp so với thiết kế.

Hình 3.2. Mối quan hệ giữa LCOE với lãi suất chiết khấu và tăng trưởng phụ tải



Từ biểu đồ và Bảng 3.2 kết quả tính toán cho thấy LCOE của dự án phong điện đảo Phú Quý tỷ lệ thuận với tỷ lệ lãi suất chiết khấu, nếu lãi suất chiết khấu giảm một điểm phần trăm thì LCOE của dự án giảm trung bình 9,14%. Đồng thời kết quả tính toán cũng chỉ ra rằng LCOE của dự án phong điện đảo Phú Quý tỷ lệ nghịch với mức độ tăng trưởng phụ tải bình quân hàng năm của đảo, nếu tăng trưởng phụ tải hàng năm tăng một điểm phần trăm trong

suốt vòng đời dự án thì LCOE giảm trung bình là 6,87%.

4. KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ MỘT SỐ GIẢI PHÁP

Kết quả nghiên cứu và phân tích cho thấy rằng chi phí giá năng lượng quy dẫn LCOE của dự án phong điện đảo Phú quý rất cao so với mức trung bình của thế giới. Nguyên nhân chính khiến cho LCOE của Phú Quý sở dĩ cao như vậy là do phụ tải

tiêu thụ trên đảo rất thấp, sự lãng phí khi chọn thiết bị đầu tư không phù hợp với khí hậu và gió Việt Nam, các dự báo sai lệch về mùa gió và sản lượng điện cần sản xuất, đồng thời lãi suất chiết khấu mà dự án phải chịu là cao và chưa có được hỗ trợ cần thiết từ các cơ quan quản lý nhà nước. Như vậy, có thể khẳng định công tác quản lý dự án công tác quản lý giá thành điện của dự án đang gặp rất nhiều khó khăn và bất cập. Nghiên cứu này cũng cho thấy rằng công tác quản lý giá thành của dự án là hết sức quan trọng vì nó ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu quả đầu tư của toàn bộ dự án.

Tuy nhiên, bài báo mới chỉ dừng lại ở việc nghiên cứu phân tích thực trạng giá thành sản xuất phong điện tại dự án phong điện đảo Phú Quý nên chưa thể đưa ra đánh giá tổng thể về giá thành sản xuất của các dự án phong điện do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam làm chủ đầu tư. Chính vì vậy cần tiếp tục nghiên cứu các dự án phong điện do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đã và đang làm chủ đầu tư nhằm tìm ra những khó khăn, bất cập, nguyên nhân từ đó rút kinh nghiệm và kiến nghị một số giải pháp giảm giá thành sản xuất cho các dự án phong điện tiếp sau.

Trên cơ sở kết quả phân tích và nghiên cứu đã thực hiện, đề tài kiến nghị một số giải pháp hoàn thiện công tác quản lý dự án như sau:

4.1. Giải pháp tăng phụ tải

Mục đích xây dựng 3 turbine điện gió để đáp ứng nhu cầu phụ tải trên Đảo Phú Quý, được thực hiện theo nghiên cứu khả thi 2009 của tỉnh Bình Thuận, theo đó dự báo công suất lắp đặt để đảm bảo nhu cầu phụ tải lên tới 6MW vào năm 2015 và 9,36MW vào năm 2020. Tuy nhiên, do hạ tầng cơ sở yếu kém, cùng với việc chậm trễ triển khai các dự án máy phát điện, dẫn đến điện năng trên đảo không đáp ứng được cho các nhà máy hoạt động (giá điện quá cao lên đến 7000/kWh, dẫn đến hiệu quả kinh tế thấp, các nhà máy (nước đá, kho đông lạnh, chế biến hải sản,..) đã

chuyển vào trong bờ sản xuất dẫn đến phụ tải trên đảo không những không tăng, mà còn sụt giảm (công suất trung bình xấp xỉ 1MW với tải chủ yếu là sinh hoạt.) Vì thế vấn đề khôi phục phát triển phụ tải đòi hỏi nhiều giải pháp đồng bộ, kể cả kỹ thuật và mặt kinh tế (các cơ chế khuyến khích):

Về kỹ thuật:

- Hoàn thiện hệ thống truyền dẫn để đảm bảo sẵn sàng cung cấp điện đến bất cứ cơ sở sản xuất (nếu được xây dựng trên đảo). Như xây dựng đường dây 22kV, 6kV, lắp đặt các trạm biến áp 22/0,4kV: 2.642 kVA (*chưa tính trạm riêng khuyến khích các cơ sở sản xuất tự đầu tư*), đường dây hạ thế, đường dây hạ thế chiếu sáng, ...
- Khẩn trương thống nhất phương án nối lưới cũng như chế độ vận hành song song của điện gió và diesel để đảm bảo chất lượng điện cung cấp.

Về mặt kinh tế: có quy hoạch và các cơ chế khuyến khích (đảm bảo chất lượng, hỗ trợ giá điện, mặt bằng,...) các ngành có thể mạnh trên đảo như:

- Khuyến khích, tái xây dựng, hoạt động các nhà máy chế biến hải sản: (Hiện có 17 nhà máy) trong đó chỉ có 01 nhà máy sử dụng điện lưới.
- Xây dựng các kho đông lạnh: (Hiện có 3 kho với tổng công suất 4 tấn/năm).
- Xây dựng các nhà máy nước sạch.
- Phát triển các nhà máy nước đá (Hiện có 16 đều sử dụng máy phát điện riêng).
- Phát triển thêm các xí nghiệp cơ khí, xưởng sửa chữa tàu thuyền phục vụ công nghiệp thủy hải sản.
- Phát triển du lịch (hiện nay tại

huyện đảo có 3.293 hộ sử dụng điện chủ yếu là sinh hoạt).

4.2. Giải pháp lựa chọn thiết bị

Về mặt kỹ thuật, các dự án phong điện tại Việt Nam cần lựa chọn thiết bị sao cho tối ưu hóa điều kiện về gió để vận hành nhà máy với hiệu suất cao nhất, đồng thời phải đáp ứng được các yêu cầu kỹ thuật trong vận chuyển và lắp đặt như sau:

Tốc độ gió tại khu vực địa điểm dự kiến xây dựng nhà máy điện.

Vị trí và diện tích đất được quy hoạch cho nhà máy điện gió.

Cơ sở hạ tầng dùng trong quá trình thi công và vận hành nhà máy. Nếu hệ thống cầu đường tại khu vực nhà máy có sức chịu tải thấp thì việc lựa chọn các turbine gió công suất nhỏ sẽ tối ưu hơn về mặt kinh tế.

Yêu cầu về cảnh quan chung tại khu vực nhà máy.

Do đó, bước nghiên cứu tiền khả thi, nghiên cứu khả thi của dự án phong điện cần được thực hiện kỹ càng và chính xác. Phải phân tích kỹ dữ liệu đầu vào (tốc độ gió) để xác định số tuabin cần lắp đặt. Khảo sát thực tế càng chính xác lập dự án đầu tư sát với thực tế thì giá thành càng giảm. Tính toán giải công suất phù hợp để chọn thiết bị.

Ngoài ra, một vấn đề mà chủ đầu tư cần cân nhắc trong việc lựa chọn công nghệ đó là lựa chọn công nghệ châu Âu hay lựa chọn công nghệ của Trung Quốc. Rõ ràng từ kinh nghiệm thực tế của Dự án Phú Quý cho thấy sử dụng thiết bị châu Âu trong điều kiện thời tiết của Việt Nam cũng có những hạn chế nhất định. Trong khi đó, thiết bị của Trung Quốc có giá thành rẻ hơn và đang ngày càng được hoàn thiện.

4.3. Giảm thiểu chi phí O&M

Hiện nay chi phí O&M của các dự án điện gió của Việt Nam đều được dự toán ở mức 2% chi phí đầu tư thiết bị, tương ứng với khoảng chi phí 0,8 – 1,22 cent/

kWh nhưng thực tế Dự án Tuy Phong và Phú Quý cho thấy con số này thậm chí cao hơn gấp 2,5 lần. Hệ số co giãn giữa giá thành sản xuất điện với chi phí O&M chỉ ra rằng nếu O&M tăng 10% (hoặc giảm 10%) thì giá thành sản xuất điện sẽ tăng 1,35% (hoặc giảm 1,34% tương ứng) vì vậy nếu O&M tăng gấp 2,5 lần có thể làm giá thành tăng lên đến 16,8%. Do đó khi tiến hành nghiên cứu tiền khả thi dự án thì phải dự toán được chi phí O&M chính xác và phù hợp.

Theo kinh nghiệm của một số dự án của Trung Quốc cũng như các dự án triển khai trong nước, có thể giảm chi phí O&M bằng các biện pháp sau:

Lựa chọn tua bin gió từ nhà cung cấp có uy tín và kinh nghiệm. Thời gian bảo hành thiết bị thông thường phải từ 2 đến 5 năm, bảo hành phải bao gồm bù tổn thất doanh thu trong trường hợp sản lượng điện sản xuất ra không đúng như con số dự kiến, bù thời gian chạy dưới công suất và hỏng hóc, và kiểm tra đường cong công suất của tua bin.

Bộ máy quản lý vận hành nhà máy gọn nhẹ. Đơn vị vận hành nhà máy ngoài việc quản lý hoạt động của nhà máy còn phải tích cực tìm ra các biện pháp để tăng thời gian khả dụng của tua bin gió và hệ số công suất thực tế lên cao nhất có thể.

Hạn chế thuê các dịch vụ nước ngoài mà cử cán bộ học hỏi các chuyên gia của nhà cung cấp trong quá trình triển khai dự án, giúp tiết giảm tối đa chi phí thuê ngoài để vận hành bảo dưỡng nhà máy.

Chủ động thiết bị phục vụ việc thay thế linh kiện và có kế hoạch dự trữ các linh kiện dễ hỏng hóc để có thể thay thế ngay nhằm rút ngắn thời gian hỏng hóc của tua bin (cân đối chi phí tăng thêm do việc dự trữ thiết bị so với tổn thất khi phải mua mới nếu xảy ra hỏng hóc).

4.4. Tìm kiếm nguồn vốn có lãi suất thấp

Hầu hết các dự án phong điện có tỷ lệ

vốn vay chiếm từ 75 – 80%, tuy nhiên các dự án của Việt Nam hiện nay nói chung vẫn thường phải vay từ các ngân hàng nội địa với mức lãi suất rất cao (8% hoặc cao hơn). Một số ít dự án có thể tìm kiếm các nguồn vốn vay ngân hàng thương mại quốc tế với lãi suất thấp hơn nhưng vẫn chưa phải là nguồn vốn vay tối ưu nhất bởi với mức lãi suất khoảng 3-4% dự án vẫn gặp khá nhiều khó khăn vì theo ý kiến của nhiều chuyên gia, để FIRR dự án là 10%/năm dự án phải tìm nguồn vốn vay có chi phí thấp hơn 3%/năm.

Để giải quyết vướng mắc đó, chủ đầu tư cần tìm kiếm các nguồn vốn vay chi phí thấp thông qua các hình thức vay vốn từ các nguồn hỗ trợ tài chính đặc biệt như vốn vay ưu đãi ODA, các nguồn vốn vay tín dụng xuất khẩu (ECAs),... Đây là các

nguồn vốn có lãi suất vay thấp và thời gian ân hạn dài. Ví dụ như hình thức cho vay dự án của ECAs thường là dưới dạng không hoàn trả, nghĩa là vốn sẽ được hoàn trả từ doanh thu do dự án đó tạo ra. Đồng thời, để thuận lợi cho việc tiến hành các thủ tục vay vốn cần đề nghị Chính phủ bảo lãnh cho các khoản vay của dự án.

Ngoài ra, hiện nay các nhà cung cấp thiết bị của Trung Quốc (như Dongfang, Goldwind, Sinovel) đang nỗ lực tìm kiếm khách hàng bằng cách hỗ trợ nhà đầu tư vay vốn từ các chương trình tài trợ của Chính phủ hoặc các ngân hàng của Trung Quốc với lãi suất ưu đãi (2-3%). Đó cũng là một giải pháp có thể cân nhắc trong trường hợp nhà đầu tư lựa chọn mua thiết bị của Trung Quốc.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

1. Bùi Xuân Hồi (2008), “*Lý thuyết giá năng lượng*”, NXB Khoa học và kỹ thuật.
2. Từ Quang Phương (2006), “*Quản lý dự án đầu tư*”, NXB Lao động – Xã hội.
3. Nguyễn Thảo – Trung Nguyên (2007), “*Giáo trình quản trị kinh doanh*”, NXB Lao động – Xã hội.
4. Nguyễn Ngọc (2011), “*Điện gió*”, NXB Lao động – Xã hội.
5. IRENA (2012b). “Renewable power generation costs in 2012: An Overview”.
6. IRENA (2013). “Renewable power generation costs in 2012: an overview”. International Renewable Energy Agency.
7. GWEC (2012). “Global wind report - Annual market update 2011”.
8. Schwabe et al. (2011). “Annual report 2011”.
9. Mott MacDonald (2010). “UK electricity generation costs update”.
10. Quy hoạch phát triển Điện lực Quốc gia giai đoạn 2011 - 2020, có xét đến năm 2030 (Quy hoạch điện VII) (21/07/2011).
11. Trang web:
en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source
<http://www.irena.org>
<http://petrotimes.vn>