Danish Energy Agency

EMBASSY OF DENMARK

BỘ CÔNG THƯƠNG

EREA Electricity & Renewable Energy Authority

Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ Điện năng Việt Nam

2021

Báo cáo cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021

Cẩm nang Công nghệ Sản xuất và Lưu trữ Điện năng Việt Nam

Báo cáo cơ sở cho Báo cáo
Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2021

2021

Quyền tác giả
Trừ trường hợp có yêu cầu khác, thông tin trong tài liệu này có thể sử dụng hoàn toàn tự do, được phép chia sẻ hoặc in tái bản, nhưng cần phải xác nhận về nguồn thông tin. Tài liệu này có thể trích dẫn với tựa đề *EREA & DEA*: *Cẩm nang Công nghệ Việt Nam năm 2021 (2021).*

Công nhận sự đóng góp
Ảnh trên trang bìa do Shutterstock cung cấp.

Liên hệ
Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch - Quy hoạch, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương, Email: linhnh@moit.gov.vn
Bà Trần Hồng Việt, Quản lý Chương trình cấp cao, Năng lượng và Biến đổi khí hậu, Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, Email: thviet@um.dk
Ông Stefan Petrovic, Cố vấn đặc biệt, Trung tâm Hợp tác toàn cầu, Cục Năng lượng Đan Mạch, Email: snpc@ens.dk
Ông Loui Algren, Cố vấn dài hạn cho Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch, Email: louialgren.depp@gmail.com

MỤC LỤC

Mở đầu 6
Giới thiệu.....7
1. Nhiệt điện đốt than phun 9
2. Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) cho nhiệt điện than.....28
3. Tuabin khí.....34
4. Thu giữ và lưu trữ CO_2 (CCS).....42
5. Đồng phát công nghiệp.....50
6. Thủy điện.....58
7. Điện mặt trời.....68
8. Điện gió 85
9. Điện thủy triều.....107
10. Điện sóng biển.....120
11. Điện sinh khối 130
12. Sản xuất điện từ chất thải rắn đô thị và khí bãi rác.....139
13. Điện khí sinh học.....146
14. Động cơ đốt trong.....151
15. Điện địa nhiệt 156
16. Thủy điện tích năng.....163
17. Lưu trữ điện hóa 169
Phụ lục 1: Phương pháp luận.....181
Phụ lục 2: Dự báo chi phí công nghệ sản xuất điện.....190
Phụ lục 3: Sản xuất khí hydro và công nghệ 196

MỞ ĐẦU

Ngày nay, công nghệ sản xuất và lưu trữ năng lượng đang có những cải tiến và đổi mới với tốc độ rất nhanh. Quy hoạch dài hạn các hệ thống năng lượng phụ thuộc rất nhiều vào chi phí và hiệu suất của các công nghệ sản xuất điện trong tương lai. Do đó, mục tiêu của Cẩm nang Công nghệ là nhằm ước tính chính xác các chi phí và hiệu suất của một danh mục các công nghệ sản xuất điện, từ đó cung cấp thông tin đầu vào quan trọng để lập quy hoạch năng lượng dài hạn tại Việt Nam.

Nhờ có sự tham gia của nhiều bên liên quan trong quá trình thu thập số liệu, Cẩm nang Công nghệ cung cấp những số liệu đã được sàng lọc và tham vấn với nhiều cơ quan, tổ chức liên quan bao gồm: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo và các cơ quan của Bộ Công Thương (BCT), Tập đoàn Điện lực Việt Nam – EVN, các đơn vị sản xuất điện độc lập, tư vấn trong nước và quốc tế, các tổ chức, các hiệp hội và các trường đại học. Điều này là cần thiết vì mục tiêu chính là xây dựng một Cẩm nang Công nghệ được tất cả các bên liên quan công nhận.

Cẩm nang Công nghệ sẽ hỗ trợ việc lập mô hình điện/năng lượng dài hạn tại Việt Nam và trợ giúp các cơ quan của chính phủ, các công ty năng lượng tư nhân, các nhóm chuyên gia và các tổ chức khác thông qua cung cấp một bộ dữ liệu chung về các công nghệ sản xuất điện ở Việt Nam trong tương lai, được công nhận rộng rãi trong ngành năng lượng.

Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam được xây dựng dựa trên phương pháp tiếp cận của Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch do Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet xây dựng thông qua quá trình tham vấn mở với các bên liên quan trong nhiều năm qua.

Bối cảnh

Tài liệu này được xây dựng trong khuôn khổ Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam – Đan Mạch. Ấn phẩm đầu tiên của Cẩm nang Công nghệ Việt Nam được xuất bản vào năm 2019. Ấn phẩm mới này bao gồm tất cả các công nghệ được trình bày trong ấn phẩm 2019, các công nghệ này đã được rà soát lại và cập nhật những thông tin cần thiết. Trọng tâm chính của phần cập nhật là bổ sung các tiểu mục công nghệ mới (điện mặt trời mái nhà, điện gió nổi ngoài khơi, tuabin tốc độ gió thấp, cải thiện mức độ linh hoạt trong vận hành các nhà máy nhiệt điện than và các công nghệ giảm ô nhiễm môi trường cho nhiệt điện than) cũng như mô tả và cung cấp các bảng dữ liệu cho các công nghệ mới (điện thủy triều, điện sóng biển, thu giữ và lưu trữ carbon, lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) đốt than và đồng phát công nghiệp).

Lời cảm ơn

Cẩm nang Công nghệ này được xây dựng bởi Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (EREA), Viện Năng lượng, Công ty Ea Energy Analyses, Cục Năng lượng Đan Mạch và Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội. Tài liệu này được xây dựng bằng nguồn kinh phí chủ yếu được tài trợ từ Quỹ Đầu tư của Trẻ em (CIFF) do Quỹ Khí hậu Châu Âu (ECF) quản lý.

GIỚI THIỆU

Những công nghệ được mô tả trong Cẩm nang này bao gồm các công nghệ đã phát triển chín muồi và các công nghệ mới được kỳ vọng sẽ cải tiến đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu suất và chi phí. Điều này có nghĩa rằng chi phí và hiệu suất của một số công nghệ có thể được ước tính với mức độ chắc chắn tương đối cao; trong khi một số công nghệ khác lại có mức độ chắc chắn rất thấp cả về chi phí và hiệu suất khi xem xét ở hiện tại và cả trong tương lai. Tất cả các công nghệ được phân nhóm tương ứng với bốn cấp độ phát triển công nghệ được mô tả trong phần Nghiên cứu và Phát triển, chỉ rõ mức độ phát triển của công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai, mức độ không chắc chắn trong dự báo số liệu chi phí và hiệu suất của công nghệ.

Các công nghệ trong Cẩm nang này được mô tả bao gồm hệ thống sản xuất điện và kết nối với lưới điện. Điều này có nghĩa là phạm vi tính toán số liệu chi phí và hiệu suất của nhà máy điện là hệ thống phát của nhà máy và hạ tầng để phát điện lên lưới chính. Đối với điện năng, đây chính là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Điều này được hiểu là 1 MW điện là công suất điện thuần phát lên lưới điện, bằng công suất điện gộp trừ đi lượng điện tự dùng của nhà máy đó. Do đó, hiệu suất của nhà máy cũng là hiệu suất thuần.

Phần mô tả và số liệu được điều chỉnh dựa trên các dự án cụ thể của Việt Nam, phù hợp với các điều kiện trong nước. Đối với tương lai trung hạn và dài hạn (năm 2030 và năm 2050), số liệu được dựa trên những tài liệu tham khảo quốc tế đối với hầu hết các công nghệ vì số liệu của Việt Nam dự kiến sẽ trùng khớp với các số liệu của quốc tế. Trước mắt, có thể có những khác biệt, đặc biệt đối với những công nghệ mới đưa vào áp dụng. Nguyên nhân của những khác biệt trong ngắn hạn có thể là do những luật lệ, quy định hiện nay và mức độ phát triển thị trường chín muồi của từng công nghệ. Những khác biệt trong ngắn hạn và dài hạn có thể do các điều kiện vật lý ở địa phương, ví dụ như vật liệu dưới đáy biển và những điều kiện ngoài khơi có thể ảnh hưởng đến chi phí của trang trại gió ngoài khơi và tốc độ gió có thể ảnh hưởng đến kích thước của rôto so với máy phát điện, từ đó có thể tác động đến chi phí, hoặc chất lượng than trong nước có thể ảnh hưởng đến hiệu suất và chi phí biến đổi của các nhà máy nhiệt điện than.

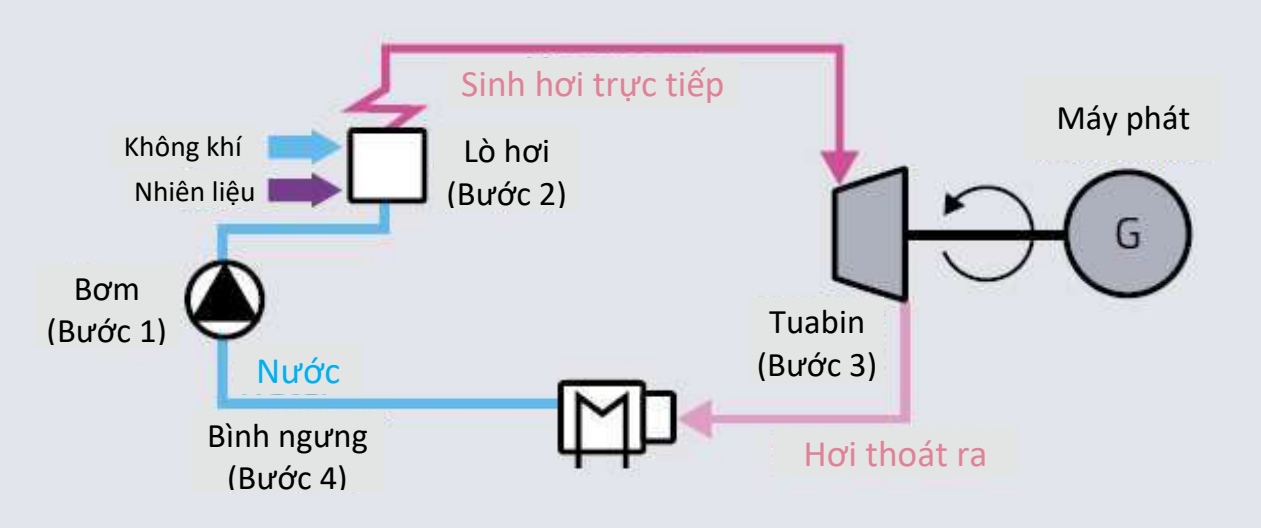
Việc sử dụng đất được đánh giá nhưng giá đất không được đưa vào đánh giá về tổng chi phí vì giá đất phụ thuộc vào các điều kiện cụ thể của từng địa phương.

Phương pháp luận được trình bày chi tiết trong Phụ lục 1.

1. NHIỆT ĐIỆN ĐỐT THAN PHUN

Mô tả công nghệ

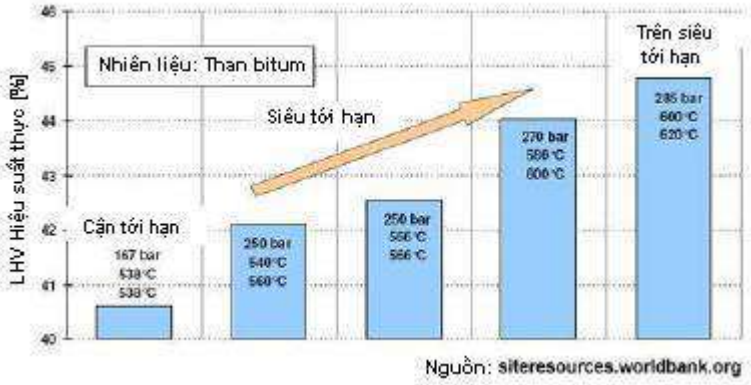
Trong một nhà máy nhiệt điện than, than bột được đốt để tạo ra hơi, sử dụng cho phát điện. Các nhà máy nhiệt điện đốt than vận hành theo chu trình Rankine sử dụng hơi nước. Trong bước đầu tiên, chất lỏng (nước) được nén tạo mức áp suất cao bằng máy bơm. Ở bước tiếp theo, lò hơi gia nhiệt chất lỏng được nén đến điểm sôi và chuyển thành hơi, vẫn ở áp suất cao. Trong bước thứ ba, hơi được giãn nở trong tuabin, làm quay tuabin. Từ đó làm quay máy phát điện và cơ năng được chuyển đổi thành năng lượng điện từ, sau đó chuyển thành điện năng và tạo ra điện. Bước cuối cùng trong chu trình liên quan đến quá trình ngưng tụ hơi nước trong bình ngưng. Xem Hình 1 dưới đây.



Hình 1: Sơ đồ vận hành chu trình hơi nước Rankine trong nhà máy nhiệt điện than (Tài liệu tham khảo 3).

Nhìn chung, nhà máy nhiệt điện đốt than có 03 loại chính: cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn. Ngoài ba loại nhà máy này, còn có nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến. Tên gọi của loại nhà máy thể hiện nhiệt độ đầu vào và áp suất của hơi cấp vào tuabin cao áp. Sự khác biệt chính giữa các nhà máy là hiệu suất, được thể hiện trong Hình 2. Tại Việt Nam, có một số nhà máy cận tới hạn hiện đang hoạt động nhưng Cẩm nang này tập trung vào nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn do dự kiến Việt Nam không có kế hoạch xây dựng thêm nhà máy cận tới hạn mới trong tương lai theo định hướng trong Quy hoạch phát triển điện quốc gia VIII (Chương IV).

Nhà máy cận tới hạn có áp suất hơi thấp hơn 200 bar và nhiệt độ dưới 540°C. Các nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn đều vận hành ở mức trên điểm tới hạn của hơi, áp suất lớn hơn 221 bar (để so sánh, nhà máy cận tới hạn nhìn chung sẽ vận hành ở áp suất khoảng 165 bar). Khi ở mức cao hơn điểm tới hạn của hơi, nước sẽ chuyển từ trạng thái lỏng sang trạng thái hơi mà không sôi – nghĩa là không thấy sự thay đổi trong trạng thái và không đòi hỏi nhiệt hóa hơi. Thiết kế nhà máy siêu tới hạn được áp dụng để cải thiện hiệu suất tổng thể của máy phát. Không có định nghĩa tiêu chuẩn về nhà máy siêu tới hạn so với nhà máy trên siêu tới hạn. Thuật ngữ "trên siêu tới hạn" được sử dụng cho các nhà máy có nhiệt độ hơi khoảng 600°C trở lên (Tài liệu tham khảo 1). Điều này được thể hiện trong Hình 2 dưới đây. Các nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn cải tiến vận hành ở mức nhiệt độ 700-725°C và áp suất 250-350 bar; các nhà máy này cần các vật liệu đốt cải tiến hơn (Tài liệu tham khảo 16).



Hình 2: Định nghĩa nhà máy cận tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn (Tài liệu tham khảo 6).

Đầu vào

Nhiên liệu đầu vào chủ yếu là than, nhưng có thể sử dụng các nhiên liệu khác như viên gỗ ép và khí tự nhiên. Cũng có thể sử dụng dầu nặng làm nhiên liệu khởi động hoặc dự phòng.

Các nhà máy nhiệt điện đốt than thường sử dụng than bột. Than được nghiền thành các hạt nhỏ để tăng bề mặt tiếp xúc và quá trình đốt dễ dàng hơn. Các nhà máy đốt than hiện tại có thể chuyển đổi sang sử dụng khí tự nhiên hoặc khí tự nhiên hóa lỏng (LNG). Khí tự nhiên hoặc LNG giúp cải thiện tính linh hoạt của nhà máy, giảm lượng khí thải CO_2 và có thể giảm chi phí. Ví dụ ở Hoa Kỳ, hơn 2% trong số các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động đã chuyển đổi từ sử dụng than sang khí tự nhiên kể từ năm 2010.

Mức độ chuyển đổi của nhà máy phụ thuộc chủ yếu vào thiết kế của lò hơi. Hơn nữa, các quy định về môi trường cũng có thể dẫn đến những thay đổi thiết kế quan trọng để đáp ứng các yêu cầu về mức phát thải.

Trong một số trường hợp, vòi đốt than có thể được điều chỉnh đơn giản để chuyển sang sử dụng khí tự nhiên nhưng trong các trường hợp khác, cần thay vòi đốt than. Điều này phụ thuộc vào tuổi thọ của thiết bị và các yêu cầu về môi trường. Việc chuyển đổi nhiên liệu có thể làm giảm hiệu suất do quá trình truyền nhiệt khi đốt nhiên liệu mới hoặc với thiết bị đốt được thay thế có sự khác biệt so với thiết kế ban đầu của lò hơi. Tác động phụ thuộc vào hình dạng vật lý của lò hơi, vật liệu cấu tạo, vòng đời còn lại của các bộ phận, công suất hoạt động mong muốn và mức độ ảnh hưởng khi nhiệt độ thay đổi đối với tổ máy tuabin hơi. Ngoài ra, độ ẩm của khí tự nhiên cũng có thể ảnh hưởng đến sự truyền nhiệt (Tài liệu tham khảo 15).

Đầu ra

Điện năng. Điện tự dùng cần cho một nhà máy công suất 500 MW thường ở mức 40-45 MW, và hiệu suất điện thuần[1] thấp hơn hiệu suất tổng 3,7- 4,3 điểm phần trăm (Tài liệu tham khảo 2). Nhìn chung, tỷ lệ điện tự dùng của các nhà máy nhiệt điện than khoảng 8- 9%.

Công suất điển hình

Nhà máy điện cận tới hạn có thể có công suất từ 30 MW trở lên. Nhà máy điện siêu tới hạn và trên siêu tới hạn có công suất lớn hơn và thường nằm trong khoảng từ 400 MW đến 1500 MW (Tài liệu tham khảo 3).

Cấu hình tăng giảm công suất

Nhà máy điện đốt than phun có thể hỗ trợ phụ tải sơ cấp (điều tần) và hỗ trợ phụ tải thứ cấp. Những tổ máy tiên tiến nhìn chung có thể cung cấp 1,5÷5% công suất định mức (tối đa) cho điều chỉnh tần số trong thời gian 30 giây ở mức phụ tải trong khoảng 50- 90% phụ tải định mức.

Việc điều chỉnh mang tải nhanh được thực hiện thông qua sử dụng dự phòng hơi/nước ở mức nhất định trong tổ máy. Điều khiển hỗ trợ phụ tải sẽ hoạt động sau khoảng 5 phút, khi chức năng điều khiển tần số đã sử dụng dự phòng nêu trên. Điều khiển hỗ trợ phụ tải có khả năng duy trì mức tăng phụ tải 5% để đáp ứng tần số và thậm chí tăng thêm tải (nếu chưa đạt phụ tải tối đa) thông qua tăng tải lò hơi.

Điều chỉnh tải âm cũng có thể đạt được bằng cách cho hơi nước chạy tắt (không qua tuabin) hoặc đóng van hơi

[1] Đối với một nhà máy điện, hiệu suất điện tổng được định nghĩa là công suất điện chia cho mức tiêu thụ nhiên liệu còn hiệu suất điện thuần được định nghĩa là công suất điện trừ đi nhu cầu điện tự dùng, chia cho mức tiêu thụ nhiên liệu. Xem Phụ lục 1 về định nghĩa các loại hiệu suất.

tuabin và sau đó giảm tải lò hơi.

Các nhà máy nhiệt điện than điển hình của Đan Mạch có phụ tải phát thấp nhất là 15-30% và tốc độ điều chỉnh là khoảng 4% phụ tải định mức/phút khi đốt nhiên liệu chính. Những kết quả này đạt được nhờ những cải tiến trong các nhà máy hiện đang hoạt động. Chi phí đầu tư điển hình bao gồm lắp đặt hệ thống tuần hoàn nước lò hơi, điều chỉnh hệ thống đốt, cho phép giảm số lượng máy nghiền than được vận hành, kết hợp với nâng cấp hệ thống điều khiển và có thể bao gồm đào tạo nhân viên nhà máy. (Tài liệu tham khảo 5 và Tài liệu tham khảo 6).

Bảng 1: Ví dụ về những khu vực phù hợp để cải thiện tính linh hoạt (Tài liệu tham khảo 6).

<table>
<tr><th>Cải thiện độ linh hoạt vận hành chung</th><th>Tổ máy CHP</th><th>Tổ máy ngưng hơi</th></tr>
<tr><td rowspan="3">Mở rộng phạm vi vận hành (mở rộng dải công suất phát)</td><td colspan="2">Phụ tải tối thiểu thấp hơn</td></tr>
<tr><td colspan="2">Khả năng quá tải</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Hơi chạy tắt không qua tuabin</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td rowspan="3">Tách sản xuất điện và nhiệt và/hoặc khi nhiệt được sản xuất và khi được sử dụng</td></tr>
<tr><td>Tích nhiệt</td></tr>
<tr><td>Nồi hơi điện và bơm nhiệt</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">Chế độ vận hành linh hoạt hơn trong dải công suất</td><td colspan="2">Cải thiện tốc độ điều chỉnh và điều chỉnh công suất nhanh</td></tr>
<tr><td colspan="2">Khởi động/dừng nhà máy nhanh hơn/rẻ hơn</td></tr>
</table>

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Là công nghệ truyền thống và đã phát triển chín muồi.
- Hiệu suất không bị giảm nhiều ở chế độ non tải so với đầy tải như với tuabin khí chu trình hỗn hợp.

Nhược điểm:

- Nhà máy điện đốt than nếu không kiểm soát ô nhiễm sẽ phát thải hàm lượng cao NO_x, SO_2 và bụi (PM), kéo theo chi phí xã hội cao liên quan đến các vấn đề sức khỏe. Theo một vài nghiên cứu bao gồm nghiên cứu của Bascom et al., 1996 và Kelsall et al., 1997 (xem Tài liệu tham khảo 14 cung cấp đánh giá toàn diện hơn), ô nhiễm không khí từ các nhà máy nhiệt điện than là nguyên nhân gây ra hàng nghìn ca tử vong sớm mỗi năm trên toàn cầu.
- Đốt than gây ra phát thải CO_2 với hàm lượng khá cao
- Nhà máy điện đốt than sử dụng chu trình hơi nước tiên tiến (siêu tới hạn) có cùng độ linh hoạt về nhiên liệu như công nghệ lò hơi truyền thống. Tuy nhiên, các nhà máy siêu tới hạn có yêu cầu cao hơn về chất lượng nhiên liệu. Dầu nặng giá rẻ không thể đốt được vì có những chất như vanadium, trừ phi nhiệt độ hơi (và kéo theo hiệu suất) giảm xuống, và nhiên liệu sinh khối có thể gây ăn mòn và đóng cặn, nếu không được xử lý đúng cách.
- So với những công nghệ khác như tuabin khí hoặc thủy điện, nhà máy nhiệt điện than có tốc độ điều chỉnh công suất thấp hơn, vận hành phức tạp hơn và đòi hỏi số lượng nhân công lớn.
- Sử dụng nước sông hoặc nước biển để làm mát có thể làm thay đổi môi trường nước tại địa phương.

Môi trường

Đốt than tạo ra các sản phẩm CO_2, CO, H_2O, SO_2, NO_2, NO và bụi (PM). CO, NO_x và SO_2 là các chất làm tổn hại não và phổi, gây ra đau đầu, khó thở, và trường hợp xấu nhất là tử vong. CO_2 gây ra tình trạng ấm lên toàn cầu và

do đó làm biến đổi khí hậu (Tài liệu tham khảo 3).

Có thể thực hiện sử dụng bộ lọc NO_x và SO_2. Các công nghệ và chi phí nhằm giảm ô nhiễm môi trường được mô tả trong phần dưới đây ("Các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm").

Tất cả các nhà máy điện đốt than ở Việt Nam phải đảm bảo mức phát thải nằm trong giới hạn cho phép như được quy định trong:

- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp nhiệt điện (QCVN 22: 2009/BTNMT)
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về chất lượng không khí xung quanh (QCVN 05:2013/BTNMT)
- Quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về khí thải công nghiệp đối với bụi và các chất vô cơ (QCVN 19:2009/BTNMT)

Nếu không áp dụng giải pháp kỹ thuật để kiểm soát phát thải thì khối lượng chất gây ô nhiễm như bụi, SO_2, NO_x và CO_2 sẽ vượt quá giới hạn cho phép. Do đó, các nhà máy nhiệt điện than ở Việt Nam hiện đang sử dụng những bộ lọc phát thải để duy trì phát thải trong mức cho phép, bao gồm:

- Thiết bị khử bụi tĩnh điện (ESP): Lọc tro từ khói thải
- Thiết bị khử lưu huỳnh trong khói thải (FGD): Làm giảm SO_2 (Một số nhà máy nhiệt điện cũ như Phả Lại 1 và Ninh Bình chưa áp dụng giải pháp này)
- Khử chọn lọc có dùng xúc tác (SCR): Làm giảm NO_x (Các nhà máy nhiệt điện sử dụng lò hơi tầng sôi tuần hoàn không áp dụng giải pháp này)
- Ngoài ra, cần lắp đặt trên các ống khói của nhà máy hệ thống giám sát phát thải liên tục (CEMS).

Việc làm

Nhìn chung, một nhà máy nhiệt điện than có công suất 1.200 MW trung bình cần 2.000-2.500 nhân công trong giai đoạn xây dựng và sau đó là 600-900 nhân công làm việc liên tục cho công việc vận hành và bảo trì (không bao gồm công nhân khai mỏ).

Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ nhiệt điện than siêu tới hạn truyền thống có nền tảng phát triển tốt và do đó dự kiến sẽ không có những cải tiến công nghệ lớn (Loại 4). Phạm vi cải tiến chu trình nhiệt động học là rất hạn chế. Nhiều khả năng việc áp dụng các vật liệu mới sẽ cho phép áp suất và nhiệt độ cao hơn trong nồi hơi và do đó đạt hiệu suất cao hơn, tuy vậy chi phí bỏ ra để thực hiện sẽ khá cao (Tài liệu tham khảo 4).

Xem Tài liệu tham khảo 5, 6 và 8 về tăng cường tính linh hoạt của nhà máy.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh (Tài liệu tham khảo 9).

Nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh nằm ở thành phố Hạ Long, tỉnh Quảng Ninh, với tổng công suất là 4x300 MW, được phát triển theo 2 giai đoạn: Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh 1 (2x300 MW) được vận hành từ tháng 3/2011 và năm 2012; nhà máy Quảng Ninh 2 (2x300 MW) được vận hành từ năm 2013 và 2014. Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh là nhà máy điện đốt than phun, sử dụng lò hơi cận tới hạn có thông số hơi quá nhiệt là: 174 kg/cm^2 (tương đương 170 bar) và 541°C. Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 8,5% (tối đa 25,5 MW/tổ máy), hiệu suất danh định (thuần) ở nhiệt trị thấp (LHV) là 38%. Hiệu suất trung bình năm là 35,49%. Nhiên liệu chính là than antraxit từ mỏ Hòn Gai, Cẩm Phả; lượng than tiêu thụ hàng năm khoảng 3 triệu tấn/năm (cho cả nhà máy với công suất 1200 MW). Nhiên liệu phụ là dầu nhiên liệu – số 5, được sử dụng để khởi động lò hơi và khi phụ tải thấp hơn 77% phụ tải định mức. Với việc áp dụng giải pháp giảm NO_x trong buồng đốt, phát thải NO_x của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh ở mức dưới 750 mg/Nm^3, hàm lượng SO_2 và bụi (PM2.5) lần lượt không vượt quá 400 và 150 mg/Nm^3. Theo số liệu đo thực tế, phát thải NO_x, SO_2 và $PM_{2.5}$ của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh lần lượt là 700 mg/Nm^3, 394 mg/Nm^3, và 136 mg/Nm^3. Nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh có tốc độ tăng giảm công suất là 1%/phút, thời gian khởi động ấm và khởi động lạnh lần lượt là 11 giờ và 15 giờ.

Chi phí vốn đầu tư của nhà máy nhiệt điện Quảng Ninh là 1,47 tỷ USD (tỷ giá quy đổi năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,22 tr. USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm những chi phí nêu trên) là 1,61 tỷ USD, tương ứng với 1,34 tr. USD/MW_e. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 41,55 USD/kW_e/năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,06 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện than cận tới hạn Hải Phòng: (Tài liệu tham khảo 10)
Nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng nằm ở huyện Thủy Nguyên, thành phố Hải Phòng, có tổng công suất là 1.200 MW, gồm 4 tổ máy công suất 300 MW. Nhà máy điện Hải Phòng 1 (2x300 MW) bắt đầu vận hành từ năm 2009/2010, nhà máy điện Hải Phòng 2 (2x300 MW) bắt đầu vận hành từ năm 2013/2014. Nhà máy đốt than phun sử dụng lò hơi cận tới hạn (thông số hơi quá nhiệt là 175 kg/cm^3 và 541^{0}C). Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 8,7% và hiệu suất điện thuần ở nhiệt trị thấp là 38%. Nhiên liệu chính của nhà máy là than antraxit từ mỏ than Hồng Gai – Cẩm Phả và nhiên liệu phụ là dầu FO. Theo báo cáo thiết kế kỹ thuật, phát thải $PM_{2.5}$, SO_2 và NO_x của các nhà máy này lần lượt tương ứng là 35,8 mg/Nm^3, 315,1 mg/Nm^3 và 546,5 mg/Nm^3. Vốn đầu tư là 1,37 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,14 tr.USD/MW$_e$. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm những chi phí nêu trên) là 1,59 tỷ USD, tương ứng với 1,32 tr.USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 47,3 USD/kW$_e$/năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,14 USD/MWh.

Nhà máy nhiệt điện siêu tới hạn: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 (Tài liệu tham khảo 11)
Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 nằm trong Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận. Công suất đặt của nhà máy là 1200 MW, bao gồm 2 tổ máy mỗi tổ 600 MW. Nhà máy bắt đầu xây dựng từ tháng 3/2014, tổ máy đầu tiên được hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 12/2017 và tổ máy thứ hai hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 3/2018. .

Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 đốt than phun và là nhà máy nhiệt điện than đầu tiên của Việt Nam sử dụng lò hơi siêu tới hạn, có tái sấy, với thông số hơi chính: lưu lượng hơi 1.730,3 tấn/giờ; áp suất hơi chính 251,04 bar; nhiệt độ hơi quá nhiệt 569,8^{0}C; nhiệt độ hơi tái sấy 594,4^{0}C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 39,8% (nhiệt trị thấp). Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 sử dụng nhiên liệu chính là than Sub-Bitum (70%) và Bitum (30%) nhập khẩu từ Indonesia và Úc. Tiêu thụ nhiên liệu hàng năm gần 3,36 triệu tấn/năm. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở phụ tải thấp. Theo dữ liệu quan trắc tự động trong 6 tháng đầu năm 2020, giá trị phát thải NO_x là 249 mg/Nm^3, phát thải SO_2 là 181 mg/Nm^3 và phát thải $PM_{2.5}$ là 27 mg/Nm^3. Tuy nhiên, kiểm tra hiệu suất vận hành không cung cấp kết quả đại diện cho các mức phát thải. Các đặc tính vận hành của nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 bao gồm: tốc độ điều chỉnh công suất 2÷3%/phút, phụ tải tối thiểu là 40% của phụ tải định mức (mức thấp nhất không cần đốt kèm dầu), thời gian khởi động ấm ≤ 6,33 giờ và thời gian khởi động lạnh là ≤ 9,17 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 là 1,66 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,38 tr. USD/MW$_e$. Tổng chi phí đầu tư (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 1,79 tỷ USD, tương ứng với 1,49 tr. USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 39,47 USD/kW$_e$/ năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,01 USD/MWh.

Dự án cập nhật: Công nghệ siêu tới hạn: Dự án Vĩnh Tân 4 mở rộng (Tài liệu tham khảo 12)
Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 mở rộng thuộc Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận. Nhà máy gồm 1 tổ máy công suất 600 MW, được khởi công xây dựng vào tháng 4/2016 và hoàn thành đưa vào vận hành thương mại vào tháng 10/2019.

Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 mở rộng sử dụng công nghệ đốt than phun với một lò hơi siêu tới hạn. Các thông số hơi chính: áp suất hơi chính 251,0 bar, nhiệt độ hơi quá nhiệt 569,8^{0}C, nhiệt độ hơi tái sấy 594,4^{0}C. Hiệu suất điện năng thuần của nhà máy (danh định) là 39,8% (nhiệt trị thấp).
Nhiên liệu chính của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 mở rộng là than Sub-Bitum (70%) và Bitum (30%) nhập khẩu từ Indonesia và Úc. Mức tiêu thụ nhiên liệu khoảng 1,68 triệu tấn/năm theo công suất thiết kế. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt cháy ở mức tải thấp. Theo số liệu quan trắc tự động 6 tháng đầu năm 2020, mức phát thải NO_x là 103 mg/Nm^3, SO_2 là 93 mg/ Nm^3 và phát thải $PM_{2.5}$ là 11 mg/Nm^3.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 4 là 921 triệu USD (giá quy đổi năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa 1,54 triệu USD/MW$_e$. Tổng chi phí vốn (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 1035 triệu USD, tương ứng với 1,73 triệu USD/MW.

Dự án cập nhật: Siêu tới hạn: Vĩnh Tân 1 (Tài liệu tham khảo 11)
Thông tin chung: Nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân I thuộc Trung tâm Điện lực Vĩnh Tân, huyện Tuy Phong, tỉnh Bình Thuận. Công suất đặt của nhà máy là 1.200 MW, gồm 2 tổ máy 600 MW. Nhà máy được khởi công xây dựng

từ tháng 7/2015 và vận hành thương mại từ tháng 11/2018.

Nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 đốt than phun và sử dụng lò hơi siêu tới hạn, với thông số hơi quá nhiệt: áp suất 24,2 MPa (~ 242 bar) và nhiệt độ 566°C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 39,2% (nhiệt trị thấp). Vĩnh Tân 1 là nhà máy nhiệt điện than đầu tiên tại Việt Nam áp dụng công nghệ lò hơi siêu tới hạn hình chữ W, sử dụng than Antraxit trong nước. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở mức tải thấp. Theo dữ liệu do nhà máy điện cung cấp, mức phát thải NO_x là 235 mg/Nm^3, phát thải SO_2 là 29 mg/Nm^3 và phát thải PM2.5 là 21 mg/Nm^3. Đặc điểm vận hành của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 là: Tốc độ tăng giảm công suất 1%/phút, phụ tải tối thiểu là 60% so với mức đầy tải (mức tối thiểu không cần đốt kèm dầu), thời gian khởi động ấm và khởi động lạnh lần lượt là 2,25 giờ và 12,75 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Vĩnh Tân 1 là 1,88 tỷ USD (quy đổi theo giá USD 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,52 triệu USD/MW$_e$. Tổng chi phí vốn (bao gồm cả những chi phí nêu trên) là 2,03 tỷ USD, tương ứng với 1,66 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 35 USD/kW$_e$/năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,20 USD/MWh.

Ước tính số liệu

Dưới đây là mô tả số liệu cho các bảng số liệu và cách ước tính những thông số trong các bảng số liệu này.

Để tính toán trường hợp điển hình cho năm 2020, dữ liệu của 04 nhà máy nhiệt điện siêu tới hạn của Việt Nam đã được sử dụng. Tuy nhiên, trong một vài trường hợp, chỉ có một số dữ liệu được chọn là có sẵn. Do đó, dữ liệu từ Cẩm nang Công nghệ của Indonesia đã được tham khảo để cung cấp thêm thông tin đầu vào nhằm đạt được kết quả tính toán có độ tin cậy cao hơn. Một số báo cáo đã cho thấy có thể đạt được mức phát điện tối thiểu thấp hơn và tốc độ điều chỉnh công suất cao hơn mà không cần đầu tư thêm nhiều. Trong Cẩm nang Công nghệ này, phụ tải tối thiểu và tốc độ điều chỉnh công suất hiện tại được giả định cho năm 2020, trong khi đó năng lực vận hành linh hoạt hơn tương ứng với Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được giả định cho năm 2030. Chất lượng than (nhiệt trị và hàm lượng lưu huỳnh) có thể ảnh hưởng đến chi phí vận hành và bảo trì/chi phí khởi động đối với các nhà máy điện sử dụng than trong nước. Những giá trị phát thải đã được chuyển đổi đơn vị từ mg/Nm^3 sang g/GJ theo hệ số chuyển đổi đối với than là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm (1998). Xem Bảng 2.

Bảng 2: Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn. Số liệu năm 2020 (USD 2019) (Tài liệu tham khảo 17)

Thông số chính	**Dự án trong nước 1: Vĩnh Tân 4**[2]	**Dự án trong nước 2: Vĩnh Tân 4 mở rộng**	**Dự án trong nước 3: Vĩnh Tân 1**	**Dự án trong nước 4: Duyên Hải 3 mở rộng**	**Cẩm nang Công nghệ Indonesia (2020)**	**Cẩm nang Công nghệ Việt Nam (2021)**
					Giá trị trung bình	
Công suất phát của một tổ máy (MW_e)	600	600	620	688	600	600
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MW_e)	1.200	600	1.240	688	600	1.200
Hiệu suất điện thuần (%), trên nhãn máy	39,8	39,8	39,2	39,5	38	38
Hiệu suất điện thuần (%), trung bình năm	37	37	36,5	36,7	37	37
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	2÷3	2÷3	1	-	4	2
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	40	40	60	-	30	50
Thời gian khởi động ấm (giờ)	≤6.33	≤6.33	2,25	-	4	6
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	≤9.17	≤9.17	12,75	-	12	10
Phát thải $PM_{2.5}$ (mg/Nm^3)	27	11	21	-	150	70
SO_2 (mức khử lưu huỳnh, %)	86[3]	91	97	-	73	86
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	81	36	82	-	263	115
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MW_e)	1,38	1,53	1,35	1,37	1,46	1,46
Chi phí vận hành và bảo trì cố định (USD/MW_e/năm)	39.500	-	36.400	-	42.800	39.600
Chi phí vận hành và bảo trì biến đổi (USD/MWh)	1,01	-	1,20	-	0,12	0,78
Chi phí khởi động (USD/MW_e/lần khởi động)	260	-	256	-	52	187

Do không có các ví dụ về các nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn của Việt Nam nên các bảng số liệu chỉ dựa vào Cẩm nang Công nghệ của Indonesia đối với tất cả các thông số, trừ chi phí đầu tư, được mô tả dưới đây.

[2] Số này lấy từ kết quả kiểm tra hiệu suất hoạt động trong năm 2018. Do đó nó không được xem là số liệu ước tính trung bình trong Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam

[3] Giá trị phát thải SO_2 cho dự án trong nước là 138,6 mg/Nm^3. Sử dụng hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và Giảm nhẹ Ô nhiễm (1998) thì tính được mức phát thải là 48,5 g/GJ. Theo Phụ lục 1, hàm lượng lưu huỳnh trong than của Việt Nam là 350 g/GJ. Điều đó dẫn tới mức khử lưu huỳnh là 86 %.

Bảng 3: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu của quốc tế, các nhà máy nhiệt điện than.
Toàn bộ số liệu có đơn vị tính là triệu USD_{2019}/MW_e

IEA WEO 2016[4]	**Tất cả các năm: 2015-2040**						
	Trung Quốc			Ấn Độ			
Siêu tới hạn	0,73			1,25			
Trên siêu tới hạn	0,83			1,46			
Báo cáo Đông Nam Á 2015 của IEA	**Đông Nam Á / 2030**						
Siêu tới hạn[5]	1,60						
CNCN của Indonesia	**2020**			**2030**	**2050**		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
Siêu tới hạn (600 MW)[6]	1,46	1,09	1,82	1,41	1,37	1,03	1,72
Trên siêu tới hạn	1,58	1,19	1,99	1,54	1,49	1,11	1,86
CNCN của Việt Nam	**2020**			**2030**	**2050**		
	Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn		Trung bình	Thấp hơn	Cao hơn
Siêu tới hạn	1,43	0,73	1,82	1,45	1,42	0,73	1,72
Trên siêu tới hạn	1,57	0,83	1,99	1,55	1,54	0.83	1,86

Bảng 3 trình bày ước tính suất đầu tư của ba loại nhà máy nhiệt điện than với số liệu từ các nguồn khác nhau. Ở các hàng dưới của bảng này là kết quả ước tính đề xuất cho Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam. Suất đầu tư danh nghĩa đã được điều chỉnh để phản ánh giả định quy mô công suất nhà máy điện ở Việt Nam sao cho chi phí giá và quy mô công suất của nhà máy tương quan với nhau để so sánh tốt hơn với các loại công nghệ đốt than khác. Để tính toán, hệ số tỷ lệ 0,8 đã được sử dụng. Hệ số tỷ lệ thể hiện mối liên hệ giữa chi phí và quy mô công suất. Phương pháp này được mô tả kỹ hơn trong Phụ lục 1.

Có sự chênh lệch lớn giữa các giá trị ước tính. Số liệu ước tính cho các nhà máy của Trung Quốc trong Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới (WEO) năm 2016 của Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA) ở mức rất thấp (có thể do dựa vào sản lượng lớn của các nhà máy nhiệt điện đốt than). Ngoài ra, có thể thấy rằng Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới (WEO) năm 2016 của IEA đưa ra giả định suất đầu tư không giảm trong giai đoạn từ năm 2015 đến năm 2040, trong khi Cẩm nang Công nghệ của Indonesia lại dự đoán sự giảm nhẹ về suất đầu tư. (Tài liệu tham khảo 16).

Ước tính tốt nhất về suất đầu tư cho các nhà máy siêu tới hạn được giả định là giá trị trung bình của số liệu quốc tế trong bảng, trừ các nhà máy điện của Trung Quốc. Đối với số liệu năm 2020, các trường hợp nhà máy trong nước cũng được đưa vào giá trị trung bình (trung bình của (1,2; 1,6; 1,4 và 1,33) cho năm 2020, trung bình của (1,2; 1,6; và 1,36) cho năm 2030 và trung bình của (1,2; 1,6; và 1,32) cho năm 2050).

Đối với nhà máy điện trên siêu tới hạn, giá trị trung bình của các số liệu hiện có đối với công nghệ này cũng được sử dụng, ngoại trừ số liệu ước tính cho Trung Quốc, nhưng bao gồm số liệu của IEA về các nhà máy siêu tới hạn khu vực Đông Nam Á. Lý do đưa số liệu của IEA về các nhà máy điện siêu tới hạn khu vực Đông Nam Á vào giá trị trung bình đó là các nhà máy điện trên siêu tới hạn dự kiến ít nhất có suất đầu tư cao tương tự như nhà máy điện siêu tới hạn và khi đưa vào những số liệu về các nhà máy điện siêu tới hạn khu vực Đông Nam Á sẽ làm tăng giá trị ước tính (trung bình của (1,4; 1,6 và 1,52) cho năm 2020, trung bình của (1,4; 1,6 và 1,48) cho năm 2030 và trung bình của (1,4; 1,6 và 1,43) cho năm 2050).

[4] Cơ quan Năng lượng quốc tế, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2016 (Tài liệu tham khảo 16)
[5] Bao gồm tiền lãi trong giai đoạn thiết kế, xây dựng công trình
[6] Chi phí đầu tư đã được chuẩn hóa cho nhà máy công suất 2x600 MW với hệ số tỷ lệ là 0,8

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu được trích dẫn từ Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch *"Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và phát nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và Phát và chuyển đổi chất mang năng lượng"*. Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA và NEA, "Dự báo chi phí phát điện", 2015.
2. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và phát nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng và Phát và chuyển đổi chất mang năng lượng", 2018.
3. Nag, "Kỹ thuật nhà máy điện", 2009.
4. Mott MacDonald, "Cập nhật chi phí phát điện của Vương quốc Anh", 2010.
5. Cục Năng lượng Đan Mạch, Tính linh hoạt trong hệ thống điện – Kinh nghiệm của Đan Mạch và Châu Âu, 2015. https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/flexibility_in_the_power_system_v23-lri.pdf, Truy cập ngày 09/09/2018.
6. Độ linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện, ấn phẩm của chương trình Năng lượng Sạch. Kế hoạch cấp bộ, 2018. http://www.ea-energianalyse.dk/reports/thermal_power_plant_flexibility_2018_19052018.pdf, Truy cập ngày 09/09/2018.
7. Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh.
8. Độ linh hoạt trong các nhà máy nhiệt điện. Tập trung vào những nhà máy nhiệt điện than hiện đang hoạt động. Angora Energiewende, Prognos và Fichtner, 2017.
9. EVNPECC1, "Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Quảng Ninh", 2004.
10. Viện Năng lượng, "Báo cáo thiết kế kỹ thuật nhà máy nhiệt điện than Hải Phòng", 2006.
11. EVNPECC2, "Báo cáo nghiên cứu khả thi nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 - 1200 MW", 2013.
12. EVNPECC3, "Báo cáo nghiên cứu khả thi nhà máy nhiệt điện than Vĩnh Tân 4 mở rộng", 2014.
13. Munawer, M. E. (2018); Bài đánh giá: Những ảnh hưởng đến sức khỏe con người và môi trường của các chất thải tạo ra trong và sau quá trình đốt than. Tạp chí Khai khoáng bền vững. Tập 17, Phát hành lần 2, 2018, Trang 87-96. Truy cập mở.
14. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, "Chuyển đổi nhà máy điện than sang điện khí tại Hoa Kỳ", 2020.
15. Trung tâm Than sạch của IEA, "Hiện trạng công nghệ than phun trên siêu tới hạn cải tiến", 2013.
16. Cơ quan Năng lượng quốc tế, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2016.
17. Số liệu kỹ thuật, vận hành, chi phí được thu thập từ các nhà máy, báo cáo thiết kế cơ sở (TKCS)/thiết kế kỹ thuật (TKKT), website dự án, cơ quan điều độ hệ thống điện. Số liệu phát thải lấy từ báo cáo đo lường khí thải, số liệu quan trắc tự động, báo cáo TKCS/TKKT.

Các bảng số liệu

Các bảng dưới đây cung cấp các dữ liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được tính bằng đô la Mỹ (USD), giá năm 2019. Phần giải thích và định nghĩa các thông số trong bảng được cung cấp trong Phụ lục 1. Mức độ không chắc chắn thể hiện sự thay đổi của giá trị thông số.

Công nghệ	**Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	600	600	600	300	800	300	800		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.200	1.200	1.200	300	1.800	300	1.800		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	38	39	40	33	40	35	42		1;3;6;7
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	37	38	39	33	40	35	42		1;3
Ngừng máy cưỡng bức (%)	7	6	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	7	5	3	3	8	2	4	A	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	2	4	4	1	4	3	4	B	1
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	50	25	20	25	75	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	6	4	4	2	8,5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	12	12	6	15	6	12	B	1
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	70	70	70	50	150	20	100	E	2;4
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	86	86	95	73	95	73	95		2;4
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	115	113	38	152	263	38	263	C	2;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,46	1,45	1,42	0,73	1,82	0,73	1,71	D;F;G	1;3;6;7
- trong đó thiết bị (%)									
- trong đó lắp đặt (%)									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	39.600	38.500	37.200	32.100	53.500	30.100	50.300	F	1;3;6;7
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,78	0,12	0,12	0,09	1,01	0,09	0,15	F	1;3
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	187	52	52	42	104	42	104		5

Tài liệu tham khảo:

1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng"
2 Viện Số liệu Điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện của thế giới (WEPP)
3 Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
4 Phát thải tối đa theo quy định của Bộ Tài nguyên Môi trường 21/2008.
5 Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có sự gia tăng tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
6 IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
7 IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015

Ghi chú:

A. Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
B. Giả định không có sự cải thiện về khả năng điều tiết pháp lý từ năm 2030 đến năm 2050.
C. Tính từ giá trị lớn nhất 750 mg/Nm^3 sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
D. Để đảm bảo tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ (a) ở mức 0,8.
E. Mức độ không chắc chắn cao là mức áp dụng theo quy định. Mức độ không chắc chắn thấp là áp dụng các tiêu chuẩn hiện tại ở Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).
F. Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	**Nhà máy nhiệt điện than trên siêu tới hạn**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/ kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	700	1.200	700	1.200		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	700	1.200	700	1.200		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	43	44	45	40	45	42	47		1;3;6;7
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	42	43	44	40	45	42	47		1;3
Ngừng máy cưỡng bức (%)	7	6	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	7	5	3	3	8	2	4	A	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	5	5	5	4	5	4	5	B	1
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	30	25	20	25	50	10	30	A	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	4	4	4	2	5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	12	12	12	6	15	6	12	B	1
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	70	70	70	50	150	20	100	E	2;4
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	86	86	95	73	95	73	95		2;4
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	115	113	38	115	263	38	263	C	2;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,63	1,61	1,60	0,86	2,06	0,86	1,94	D;F;G	1;3;6;7
- trong đó thiết bị (%)									
- trong đó lắp đặt (%)									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	61.100	59.400	57.500	46.000	76.500	43.100	71.800	F	1;3;6;7
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,12	0,12	0,11	0,09	0,15	0,08	0,14	F	1;3
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	54	54	54	43	108	43	108		5

Tài liệu tham khảo:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng"
2. Viện Số liệu Điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện của thế giới (WEPP)
3. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
4. Phát thải tối đa theo quy định của Bộ Tài nguyên Môi trường 21/2008.
5. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có sự gia tăng tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
6. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
7. IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015

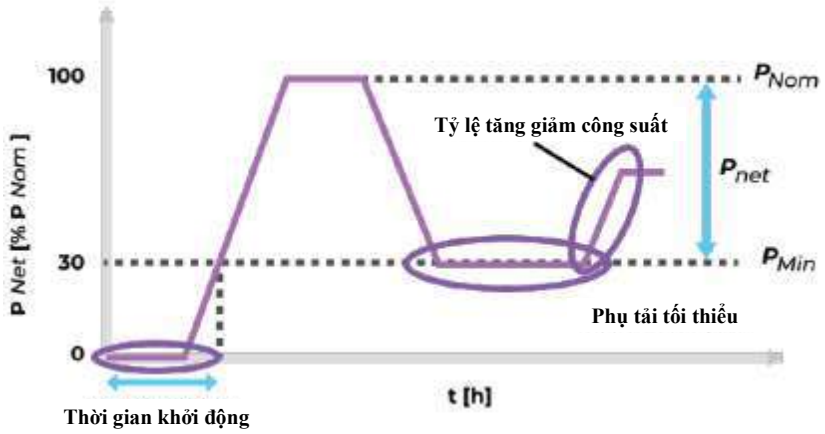
Ghi chú:

A. Giả định có sự cải tiến dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.
B. Giả định không có sự cải thiện về khả năng điều tiết từ năm 2030 đến năm 2050.
C. Tính từ giá trị lớn nhất 750 mg/Nm^3 sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,35 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
D. Để đảm bảo tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ (a) ở mức 0,8.
E. Mức độ không chắc chắn cao là mức áp dụng theo quy định. Mức độ không chắc chắn thấp là áp dụng các tiêu chuẩn hiện tại ở Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).
F. Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.
G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện than

Với sự gia tăng của các nguồn điện có tính chất biến động như điện mặt trời và gió, các nhà máy nhiệt điện than cần phải linh hoạt hơn để cân bằng lưới điện. Các thông số chính liên quan đến tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện bao gồm:

- **Phụ tải tối thiểu (P_{min})**: Công suất tối thiểu hoặc thấp nhất mà nhà máy có thể phát.
- **Phụ tải tối đa (P_{nom})**: Công suất danh định của nhà máy.
- **Thời gian khởi động**: Thời gian từ khi bắt đầu vận hành nhà máy đến khi phát điện ở mức phụ tải tối thiểu. Có ba hình thức khởi động: **khởi động ấm** là khi nhà máy đã ngừng vận hành dưới 8 giờ, **khởi động ấm** là khi nhà máy không vận hành trong khoảng thời gian từ 8 đến 48 giờ và **khởi động lạnh** là khi nhà máy ngừng vận hành trong giai đoạn hơn 48 giờ.
- **Tốc độ tăng giảm công suất**: Là sự thay đổi trong công suất hiệu dụng của nhà máy trên một đơn vị thời gian. Thông thường, đơn vị của tốc độ tăng giảm công suất là MW/phút hoặc tỷ lệ phần trăm của phụ tải danh định trên phút. Thông thường người ta sử dụng thuật ngữ tốc độ tăng công suất để thể hiện mức tăng trong công suất và tốc độ giảm công suất để thể hiện mức giảm trong công suất.
- **Thời gian vận hành tối thiểu và thời gian ngừng máy tối thiểu**: Thời gian vận hành tối thiểu là thời gian tối thiểu mà nhà máy phải ở trạng thái vận hành sau khi bắt đầu chạy. Thời gian ngừng máy tối thiểu là thời gian tối thiểu để nhà máy trở lại trạng thái vận hành sau khi ngừng máy.



Hình 3: Các thông số chính về độ linh hoạt của nhà máy điện [3].

Các thông số này thể hiện các đặc tính vận hành quan trọng của nhà máy nhiệt điện. Vì vậy, để nhà máy nhiệt điện than hoạt động linh hoạt hơn, lý tưởng nhất là giảm phụ tải tối thiểu, giảm thời gian khởi động và tăng tỷ lệ tăng giảm công suất. Về vấn đề này, có nhiều giải pháp cải tạo có thể áp dụng cho các nhà máy hiện có hoặc khi xây dựng các nhà máy mới. Các giải pháp này được tóm tắt trong bảng dưới đây.

Bảng 4: Các giải pháp tăng độ linh hoạt của nhà máy nhiệt điện than [2], [4], [5].

Giải pháp	Mục tiêu	Mô tả	Tác động	Hạn chế
Đốt cháy gián tiếp	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất tăng, và hiệu suất non tải tốt hơn	Hệ thống nghiền được ngắt kết nối với hệ thống phụ tải. Cần lắp đặt bunker để chứa than bột giữa máy nghiền than và vòi đốt. Trong giai đoạn phụ tải thấp, có thể sử dụng công suất phụ trợ cho hệ thống nghiền, nhờ đó giảm tổng công suất đưa vào lưới. Ngoài ra, giải pháp này cũng giúp giảm phụ tải tối thiểu trong giai đoạn yêu cầu phụ tải cao vì than cần sử dụng đã được chứa trong bunker và được sử dụng một cách linh hoạt.	Đốt gián tiếp có thể giảm tỷ lệ đốt ổn định tối thiểu. Tỷ lệ đốt và công suất hiệu dụng tỷ lệ thuận với nhau. Khi tỷ lệ đốt giảm, phụ tải tối thiểu cũng sẽ giảm tương đương. Một ưu điểm khác của việc duy trì tỷ lệ đốt ổn định ở mức thấp là có thể giảm nhu cầu nhiên liệu đánh lửa như dầu hoặc khí tới 95 %.	Độ ổn định trong quá trình đốt

Chuyển từ chế độ vận hành hai máy nghiền sang một máy	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	Chuyển sang chế độ vận hành một máy nghiền dẫn tới vận hành lò hơi với ít giai đoạn đốt hơn. Trong quá trình này, nhiệt sẽ chỉ được xả ở giai đoạn đốt cao nhất, từ đó đảm bảo ổn định vận hành.	Chuyển sang chế độ vận hành một máy nghiền giúp giảm phụ tải tối thiểu xuống còn 12,5% P_{nom} theo thí nghiệm được thực hiện ở các nhà máy nhiệt điện than tại Bexbach và Heilbronn, Đức.	Chu trình hơi – nước
Tối ưu hoá hệ thống điều khiển và nâng cấp thiết kế kỹ thuật của nhà máy	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn, thời gian khởi động ngắn hơn	Nâng cấp các hệ thống điều khiển có thể cải thiện độ tin cậy của nhà máy và giúp vận hành các cấu phần khác của nhà máy sát với giới hạn thiết kế.	Việc nâng cấp hệ thống điều khiển và thiết kế kỹ thuật giúp giảm phụ tải tối thiểu từ mức xấp xỉ 67% P_{nom} xuống còn 48% P_{nom} ở hai tổ máy tại nhà máy đốt than lignite ở Đức.	Độ ổn định đốt cháy/ứng suất nhiệt
		Hệ thống phần mềm với khả năng tối ưu hoá linh hoạt các cấu phần chính như lò hơi, giúp giảm thời gian khởi động và tăng tỷ lệ tăng giảm công suất.	Phần mềm hệ thống điều khiển lò hơi đã được xây dựng, cho phép cán bộ vận hành nhà máy lựa chọn giữa các chế độ khởi động dựa trên yêu cầu của thị trường.	
Đốt cháy phụ trợ để duy trì ổn định quá trình đốt trong lò hơi	Phụ tải tối thiểu thấp hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn	Giải pháp này liên quan đến việc sử dụng nhiên liệu phụ trợ như dầu nặng hoặc khí để ổn định quá trình đốt trong lò hơi. Điều này giúp đảm bảo tỷ lệ cháy ổn định thấp hơn của lò hơi. Đốt cháy phụ trợ cũng có thể được sử dụng để tăng nhanh tỷ lệ đốt, từ đó đạt được tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn.	Vì độ ổn định của quá trình đốt trong lò hơi thường làm hạn chế phụ tải tối thiểu, đốt cháy phụ trợ có thể hỗ trợ giảm phụ tải tối thiểu. Trong dự án nghiên cứu Jänschwalde, các vòi đốt đánh lửa được sử dụng cho đốt cháy phụ trợ dùng than lignite khô, giúp giảm phụ tải tối thiểu từ 36% P_{nom} xuống 26% P_{nom}.	Độ ổn định đốt cháy và thiết kế lò hơi
Khởi động tuabin "mới"	Thời gian khởi động ngắn hơn	Giải pháp này liên quan đến việc khởi động tuabin hơi khi lò hơi tăng công suất thông qua việc cho phép hơi "nguội" đi vào tuabin thật nhanh sau khi ngừng máy.	Phương pháp này giúp giảm thời gian khởi động 15 phút.	Thiết kế tuabin
Những cấu phần có kết cấu thành mỏng/thiết kế tuabin đặc biệt	Thời gian khởi động ngắn hơn, tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn	Sử dụng thép bậc cao, có thể xây dựng các cấu phần có kết cấu thành mỏng để đảm bảo thời gian khởi động ngắn hơn và tỷ lệ tăng giảm công suất cao hơn so với các cấu phần có thành dày truyền thống.	Chưa xác định.	Ứng suất nhiệt và cơ
Lưu trữ nhiệt để gia nhiệt nước cấp	Phụ tải tối thiểu thấp hơn	Nước cấp có thể hấp thụ nhiệt từ tuabin hơi, làm giảm công suất hiệu dụng. Nhiệt trong nước cấp có thể được xả để tăng công suất hiệu dụng trong các giai đoạn có nhu cầu cao.	Sử dụng hệ thống lưu trữ nước nóng vận hành 2–8 giờ có thể giúp giảm phụ tải tối thiểu 5–10%, và trong quá trình xả, hệ thống nước nóng có thể được sử dụng để tăng công suất hiệu dung lên 5% mà không cần tăng tỷ lệ đốt.	-

Điều quan trọng cần lưu ý là mặc dù tính linh hoạt được cải thiện có thể cho phép vận hành nhà máy tốt hơn, nhưng có một số hạn chế nhất định đối với việc khởi động nhà máy thường xuyên và thay đổi phụ tải nhanh trong quá trình vận hành. Việc vận hành linh hoạt gây ra ứng suất mỏi nhiệt và cơ học của một số bộ phận. Khi kết hợp với sự sụt giảm hiệu suất thông thường của nhà máy, điều này có thể làm giảm tuổi thọ của một số bộ phận áp suất. Về vấn đề này, bộ phận quan trọng cần được quan tâm hơn cả là hệ thống lò hơi và tuabin hơi [5].

Sự cải thiện tính linh hoạt của nhà máy phụ thuộc vào các yếu tố như tuổi thọ của nhà máy, công nghệ hiện có, loại

than và các đặc tính nhiệt động học. Vì vậy, lý tưởng nhất, mức độ cải thiện cần được tính toán theo từng trường hợp cụ thể. Tuy nhiên, nhiều nghiên cứu và dự án đã được thực hiện trên khắp thế giới để đo lường mức độ cải thiện về tính linh hoạt của nhà máy. Bảng dưới đây trình bày tóm tắt và so sánh về khả năng cải thiện các thông số liên quan đối với nhà máy nhiệt điện sử dụng than cứng trước và sau khi cải thiện độ linh hoạt.

Bảng 5: So sánh các thông số về độ linh hoạt trước và sau khi áp dụng giải pháp tăng cường độ linh hoạt trong nhà máy nhiệt điện than cứng [2], [4]

Các thông số về độ linh hoạt	**Nhà máy trung bình**	**Sau quá trình cải thiện độ linh hoạt**
Thời gian khởi động (giờ)	2 - 10	1,3 - 6
Chi phí khởi động (USD/MW khởi động tức thời)	> 100	>100
Phụ tải tối thiểu (% P_{nom})	25 - 40%	10 - 20%
Hiệu suất (ở mức 100% tải)	43%	43
Hiệu suất (ở mức 50% tải)	40%	40%
Tỷ lệ tăng giảm công suất trung bình (%P_{nom}/phút)	1,5 - 4%	3 - 6%
Thời gian vận hành tối thiểu (giờ)	48	8
Thời gian ngừng máy tối thiểu (giờ)	48	8

Ước tính chi phí cho các giải pháp cải thiện độ linh hoạt có thể thay đổi tùy từng trường hợp. Ước tính sơ bộ cho thấy chi phí dao động từ 120.000 đến 600.000 USD/MW [2], [4]. Ngoài ra, một nghiên cứu do COWI và Ea Energy Analyses thực hiện đã khảo sát chi phí của các giải pháp cải thiện độ linh hoạt của nhà máy điện than. Các ước tính chi phí đầu tư từ nghiên cứu này được tóm tắt dưới đây [7].

Bảng 6: Chi phí đầu tư (USD) ước tính cho các giải pháp cải thiện độ linh hoạt dựa trên nghiên cứu cho một nhà máy điện than cứng 600 MW [6]

Giải pháp	**Ước tính đầu tư (USD, cho nhà máy điện than cứng công suất 600 MW)**
Giảm phụ tải tối thiểu *(từ 40% xuống 25%)* (Bao gồm: bơm tuần hoàn lò hơi, hệ thống ống nối, van điều khiển và van chặn, hệ thống cấp nhiệt dự phòng, hệ thống điện, thiết bị và lập trình hệ thống điều khiển phân tán (DCS))	1.898.101
Tăng tốc độ tăng giảm công suất *(từ 1% lên 2%/phút)* Nâng cấp hệ thống DCS Cải thiện thiết bị nghiền	 156.314 424.281

Các công nghệ giảm thiểu ô nhiễm

Ô nhiễm từ quá trình đốt than có thể gây ra các vấn đề về môi trường bao gồm ảnh hưởng đến sức khỏe của con người, giảm tầm nhìn, mưa axit và các vấn đề khác. Do đó, việc hạn chế ô nhiễm không khí từ các nhà máy nhiệt điện than đang ngày càng được quan tâm. Biện pháp kiểm soát phát thải quan trọng nhất liên quan đến phát thải NOx, phát thải bụi mịn và phát thải lưu huỳnh. Phần dưới đây mô tả các biện pháp kiểm soát đối với từng loại phát thải nêu trên.

Kiểm soát phát thải NO_x

Các ôxit nitơ (NO_x) có thể gây ra các vấn đề về môi trường bao gồm hình thành ozone ở mặt đất, mưa axit, tình trạng axit hóa các hệ sinh thái thủy sinh, thiệt hại tài nguyên rừng, giảm tầm nhìn và hình thành các hạt bụi mịn trong bầu khí quyển. Do đó, cần phải giảm phát thải NO_x.

Trong quá trình đốt, NO_x được tạo ra từ ba cơ chế phản ứng hóa học chính sau:

1) NO_x "nhiệt" sinh ra do quá trình ô-xy hóa phân tử nitơ trong không khí khi đốt
2) NO_x "nhiên liệu" sinh ra do quá trình ô-xy hóa thành phần nitơ liên kết hóa học có trong nhiên liệu

[7] Tỷ giá áp dụng là 1 EUR = 1,12 USD (tỷ giá hối đoái năm 2019 của NHTG).

3) NO_x "tức thời" sinh ra do phản ứng giữa phân tử nitơ và các gốc hydrocarbon. *(Tài liệu tham khảo 1)*

Trong quá trình đốt than phun, khoảng 20% NO_x được hình thành do các phản ứng nhiệt. Có thể giảm NO_x nhiệt bằng cách giảm nồng độ ô-xy trong lò đốt hoặc thiết lập nhiệt độ buồng đốt và giảm thời gian lưu của khí thải ở các khu vực nhiệt độ cao trong lò hơi.

Các cơ chế giảm phát thải NO_x có thể bao gồm cả các cơ chế giảm hình thành NO_x trong quá trình đốt (được gọi là các công nghệ kiểm soát phát thải sơ cấp) và các cơ chế chuyển đổi NO_x sang các hợp chất có mức độ nguy hại thấp hơn (được gọi là các công nghệ kiểm soát phát thải thứ cấp), ví dụ như giảm NO_x xuống thành N_2.

Việc hình thành NO_x trên thực tế có thể giảm thiểu bằng cách:

- Tăng quy mô buồng đốt để đạt được đầu vào nhiệt cho trước
- Giảm tốc độ đốt và từ đó giảm nhiệt độ ngọn lửa cao nhất bằng cách sử dụng các buồng đốt thiết kế chuyên dụng *(Tài liệu tham khảo 2)*

Để đạt được điều này, có thể áp dụng các công nghệ sau *(Tài liệu tham khảo 2):*

Lò đốt phát thải thấp NO_x (LNB)	Lò đốt LNB giúp hạn chế hình thành NO_x bằng cách kiểm soát hệ số tỷ lượng hóa học và dải nhiệt độ của quá trình đốt. Việc kiểm soát này đạt được nhờ các đặc điểm thiết kế của buồng đốt giúp điều tiết phân bổ khí động lực và hòa trộn nhiên liệu và khí, từ đó đạt được một hoặc một vài điều kiện sau: (1) giảm ô-xy trong buồng đốt sơ cấp, nhằm hạn chế hình thành NO_x nhiệt và NO_x nhiên liệu; (2) giảm nhiệt độ ngọn lửa, nhằm hạn chế hình thành NO_x nhiệt; và (3) giảm thời gian lưu ở nhiệt độ đỉnh, nhằm hạn chế hình thành NO_x nhiệt. LNB có thể giảm 50% trở lên mức phát thải NO_x tại các nhà máy điện mà không cần áp dụng các biện pháp kiểm soát khác. Với các đặc điểm thiết kế được cải tiến hơn, mức giảm này có thể cao hơn.
Sử dụng gió quá nhiệt (OFA)	Công nghệ OFA, còn gọi là đốt theo giai đoạn, là một công nghệ kiểm soát quá trình cháy trong đó một phần trong tổng lượng khí đốt, 5-20%, được điều hướng từ các buồng đốt và phun qua các cổng đặt ở khu vực thấp hơn theo cấp buồng đốt cao nhất. OFA được sử dụng kết hợp với vận hành các buồng đốt ở tỷ lệ khí so với nhiên liệu thấp hơn mức bình thường, từ đó giảm hình thành NO_x. Tỷ lệ giảm NO_x của OFA từ 20% đến hơn 60% tùy theo mức NO_x ban đầu của lò hơi, thiết kế thiết bị đốt nhiên liệu và loại nhiên liệu. OFA cũng có thể được sử dụng kết hợp với các buồng đốt LNB. Việc bổ sung giải pháp OFA cho buồng đốt LNB tại các lò có vòi đốt trên tường lò có thể làm giảm hình thành NO_x thêm 10-25%.

Trong nhiều trường hợp, việc giảm lượng NO_x có thể chưa đủ để đáp ứng hạn mức phát thải theo các quy định pháp luật (QCVN 22: 2009/BTNMT, QCVN 05:2013/BTNMT, QCVN 19: 2009/BTNMT). Ngoài ra, đối với các nhà máy điện hiện đang hoạt động, việc xem xét các phương án sau quá trình đốt trong đó không cần điều chỉnh quá nhiều đối với lò hơi có thể là giải pháp phù hợp hơn. Do đó, các công nghệ giảm phát thải NO_x trong khí thải bằng cách chuyển đổi NO_x nhận được sự quan tâm ngày càng lớn hơn.

Ba công nghệ chính bao gồm:

1) Nung lại
2) Khử chọn lọc không xúc tác (SNCR) và
3) Khử chọn lọc có xúc tác (SCR)

Nung lại	Đến 25% lượng nhiệt có thể nung lại bằng cách bơm nhiên liệu thứ cấp vào bên trên buồng đốt chính. Khi đó, môt buồng nung lại giàu nhiên liệu được thiết lập với một lượng không khí lớn. Trong khu vực buồng nung giàu nhiên liệu này, các hydrocarbon được sinh ra, có thể tương tác với NO_x nhằm tạo ra hidro xyanua (HCN), axit isocyanic (HNCO), isocyanate (NCO) và các hợp chất có chứa nitơ khác. Các hợp chất này cuối cùng sẽ được giảm xuống thành N_2. Công nghệ nung lại cho thấy khả năng giảm hơn 50% lượng NO_x trong các loại lò hơi đốt than khác nhau.
Khử chọn lọc không xúc tác (SNCR)	SNCR là một công nghệ đã được chứng minh và thương mại hóa. Trong SNCR, ammoniac (hay urê) được bơm vào lò nung ở phía trên buồng đốt. Ammoniac phản ứng với NO_x và giảm hợp chất này xuống thành N_2. Phản ứng này phụ thuộc rất nhiều vào nhiệt độ và ammoniac cần được bơm vào khu vực phù hợp của lò nung – thông thường ở phần trên cùng của lò nung. Phản ứng SNCR diễn ra tốt ở nhiệt độ 980-1150 °C. Ở nhiệt độ cao hơn, phản ứng khác sẽ bắt đầu diễn ra, khi đó NO_x sẽ được tạo ra. Do đó, việc tính toán khối lượng ammoniac tối ưu được bổ sung có thể khá phức tạp. Tỷ lệ khử khí NO_x có thể lên tới 65%.
Khử chọn lọc có xúc tác (SCR)	Trong công nghệ SCR, ammoniac cũng được bổ sung và sau đó khí thải đi qua các lớp xúc tác. Ammoniac và NO_x phản ứng với nhau ở bề mặt chất xúc tác và NO_x sẽ giảm xuống

	thành N_2. SCR có thể khử đến 80%-90% lượng NO_x và thường vận hành ở các mức nhiệt độ thấp: 350-400 °C.

Các hạt bụi

Việc đốt than dẫn tới phát thải vật chất dạng hạt trong không khí (PM). Các hạt có thể làm suy giảm tầm nhìn nghiêm trọng và có thể gây tổn hại cho sức khỏe của con người khi tiếp xúc với PM trong không khí xung quanh, bao gồm các vấn đề về hô hấp và tim mạch. Thường có sự phân biệt giữa các hạt bụi mịn, $PM_{2,5}$, là các hạt có đường kính khí động học thấp hơn hoặc bằng 2,5 µm và các hạt thô có kích thước lớn hơn. Các hạt bụi mịn thường có nguy cơ cao hơn gây ra các vấn đề về sức khỏe do thực tế chúng có thể lơ lửng trong khoảng thời gian dài hơn và có thể xâm nhập sâu hơn vào các lá phổi sau khi hít vào, gây ra các vấn đề về hô hấp *(Tài liệu tham khảo 3).*

Các hạt PM trong không khí có thể được chia thành PM sơ cấp và PM thứ cấp. Hạt PM sơ cấp được thải ra từ quá trình đốt, trong khi hạt PM thứ cấp được hình thành trong bầu khí quyển từ phát thải dạng khí. Do đó phát thải từ các nhà máy nhiệt điện đốt than chủ yếu là PM sơ cấp và chiếm khoảng một nửa phát thải PM. Một số quốc gia đã ban hành quy định kiểm soát phát thải nhằm hạn chế các tác động có hại của ô nhiễm bụi PM. Trong quá trình đốt, PM được hình thành từ một loạt cơ chế. Trong lò nung, ở nhiệt độ cao, tất cả các chất trong than bao gồm các khoáng chất vô cơ bắt đầu bay hơi. Thoát khỏi khu vực ngọn lửa, các khoáng chất bay hơi sẽ nguội đi. Trong điều kiện quá bão hòa, các khoáng chất bắt đầu kết tụ lại và tạo thành các hạt có kích thước chỉ bằng vài nanomet, sau đó có thể tiếp tục đông tụ thành các hạt lớn hơn. Sau đó, các hạt trở nên lớn hơn khi các hợp chất khác ngưng tụ trên bề mặt của chúng. Từ đó, các hạt bụi mịn PM giàu thành phần khoáng chất được hình thành.

Nhằm tránh tình trạng ô nhiễm bụi PM, có một số giải pháp kiểm soát phát thải có thể áp dụng. Trong đó, có thể phân biệt các giải pháp kiểm soát trước quá trình đốt và sau quá trình đốt.

Các biện pháp kiểm soát trước quá trình đốt bao gồm:

- **Lựa chọn loại than.** Các loại than khác nhau có thể có sự khác biệt lớn về các đặc tính, bao gồm kích thước của lỗ xốp, thành phần các khoáng chất vô cơ, hình dạng của các chất cụ thể và các đặc tính khác. Do đó, việc lựa chọn loại than dựa trên đặc tính của than có thể ảnh hưởng đến việc hình thành các hạt bụi mịn trong quá trình cháy. Loại than tối ưu phụ thuộc vào quá trình cháy. Phương pháp chung để xác định loại than có thể sử dụng là kiểm tra độ cháy của than trong một lò nung.
- **Sơ chế than.** Kích thước của các hạt than có ảnh hưởng lớn đến việc hình thành các hạt PM. Các hạt than có độ mịn kém hơn khi đốt sẽ sản sinh ra nhiều hạt bụi mịn hơn. Việc sơ chế than nhằm đạt được độ mịn phù hợp có thể làm giảm phát thải hạt PM.
- **Điều chỉnh các điều kiện cháy.** Nhiệt độ cháy, thời gian đốt và tải hơi đều có tác động đến việc hình thành các hạt bụi mịn. Tăng nhiệt độ cháy có thể làm gia tăng sự bay hơi của các khoáng chất chịu lửa như nhôm, sắt và canxi. Các khoáng chất này thường lắng đọng trong tro, tuy nhiên trong điều kiện bay hơi gia tăng, chúng cô đặc lại, đông tụ và trở thành các hạt bụi mịn PM. *(Tài liệu tham khảo 3).*

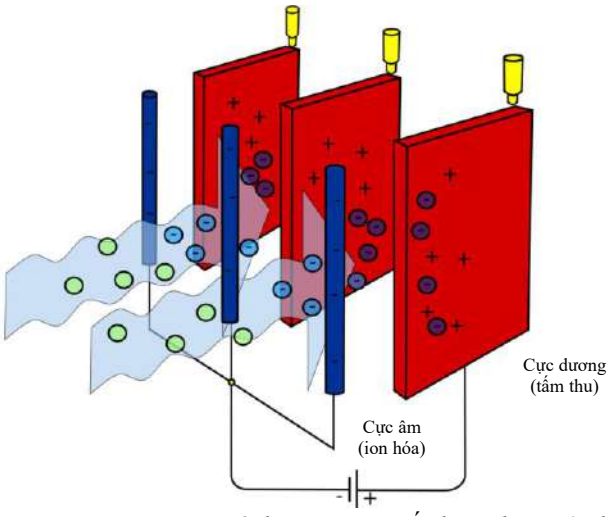
Các biện pháp kiểm soát sau quá trình đốt có thể được bổ sung cho các nhà máy nhiệt điện than đang vận hành. Kiểm soát sau quá trình đốt có thể làm giảm đáng kể phát thải hạt PM. Các biện pháp này bao gồm:

- Bộ lọc bụi tĩnh điện (ESP)
- Bộ lọc túi hoặc bộ lọc vải
- Máy hút bụi bằng khí xoáy (xyclon)
- Bộ lọc ẩm

Bộ lọc bụi tĩnh điện và bộ lọc túi là các công nghệ phổ biến nhất và do đó chỉ có các công nghệ này được mô tả ở đây.

Bộ lọc bụi tĩnh điện:

Bộ lọc bụi tĩnh điện là một loại thiết bị lọc hoặc bộ lọc khí khô sử dụng dòng điện tĩnh để loại bỏ các hạt có trong khí thải. Trong bộ lọc bụi tĩnh điện, thông thường các hạt bụi mịn được tích tụ lại qua ba giai đoạn. Ở giai đoạn đầu tiên, các hạt tro thô và bụi mịn có kích thước dưới 1 micromet được thu lại; đến giai đoạn thứ hai các hạt được tích tụ và thu lại bằng cách bổ sung thêm một điện cực đã sạc điện với điện áp xoay chiều hoặc một chiều. Cuối cùng, các hạt có kích thước lớn hơn sẽ được thu lại. Qua bộ lọc bụi tĩnh điện, khí nóng và sạch bụi thoát ra khỏi ống khói nhà máy *[4].*



Hình 4: Nguyên tắc hoạt động của bộ lọc bụi tĩnh điện (Tài liệu tham khảo 4).

Bộ lọc túi:
Bộ lọc vải (còn gọi là bộ lọc túi) là một giải pháp rất hiệu quả để loại bỏ các hạt lơ lửng. Bộ lọc túi có thể loại bỏ gần 100% tất cả các hạt có kích thước từ 1 µm trở lên và phần lớn các hạt có kích thước nhỏ hơn đến 0,01 µm. Bộ lọc túi thường bao gồm một túi hẹp, dài có đường kính khoảng 25cm được treo lơ lửng từ trên xuống. Quạt thổi khí thải từ buồng đốt qua lớp vải đến khu vực đáy, các hạt sau đó được giữ lại ở túi vải còn không khí sạch đi qua bộ lọc. Hạn chế của việc sử dụng bộ lọc túi là nó tạo ra sức cản khá lớn đối với dòng khí, từ đó làm tiêu tốn năng lượng đáng kể cho các quạt. Ngoài ra, bộ lọc túi đòi hỏi nhiệt độ dòng khí thấp hơn nếu muốn kéo dài tuổi thọ của bộ lọc. Điều này làm tiêu tốn thêm năng lượng để làm mát khí *(Tài liệu tham khảo 5).*

<u>Khử lưu huỳnh</u>
Than có chứa một lượng nhỏ lưu huỳnh dưới dạng hữu cơ và vô cơ, thường nằm trong khoảng 0,5-10% trọng lượng. Khi than được đốt cháy, phần lớn lưu huỳnh được chuyển thành SO_2 và một tỷ lệ nhỏ được chuyển thành SO_3 được thải ra không khí nếu không có biện pháp nào để kiểm soát. Phát thải SO_2 là một trong các nguyên nhân chính gây ra mưa axit, dẫn tới tình trạng axit hóa tài nguyên đất, rừng và nước bề mặt. Trong quá trình khử lưu huỳnh, hàm lượng SO_2 giảm đi trong khí thải từ buồng đốt.

Có ba công nghệ chính để khử lưu huỳnh trong than:
- Rửa than
- Lọc ướt
- Lọc khô

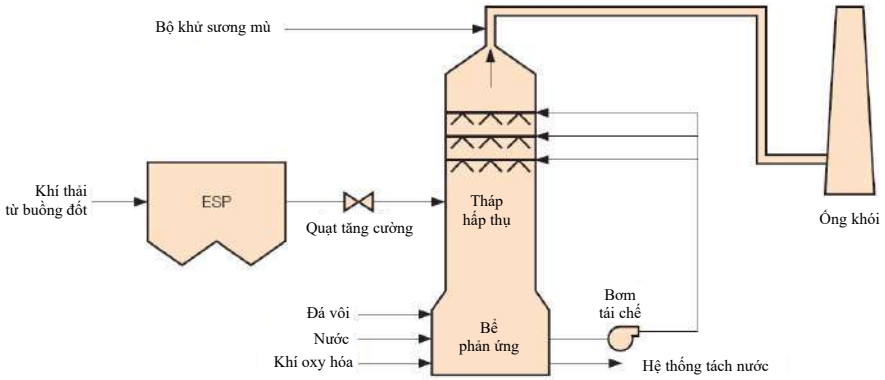
Rửa than
Rửa than là một phương án khử lưu huỳnh trong than trước khi sử dụng. Biện pháp này cũng giúp khử thủy ngân. Nếu nồng độ lưu huỳnh trong than ở mức cao, quy trình rửa than vật lý có hiệu quả trong làm giảm hàm lượng lưu huỳnh, đặc biệt là nếu chúng tồn tại trong than với nồng độ tương đối cao. Mức giảm đạt được phụ thuộc vào than do thành phần của than có thể có sự khác biệt lớn. Các quy trình rửa than được phân theo quy trình rửa vật lý hoặc rửa hóa học, trong đó thông thường rửa vật lý được áp dụng nhiều hơn. Quy trình rửa vật lý có thể được chia thành 04 giai đoạn:

- Xử lý ban đầu,
- Xử lý than mịn,
- Xử lý than thô
- Xử lý hoàn thiện.

Trước tiên, trong giai đoạn đầu, than được nghiền và phân loại bằng cách sàng lọc. Tiếp theo, trong giai đoạn xử lý than mịn và than thô, một chất lỏng (thường là nước) được giội vào than. Các hạt than nhẹ hơn nổi lên và được tách khỏi phần trên của lớp nền. Các tạp chất nặng hơn được lấy ra khỏi khu vực đáy. Cuối cùng than phải được sấy khô (Tài liệu tham khảo 8).

Lọc ướt
Trong các hệ thống lọc ướt, SO_2 được loại bỏ sau quá trình đốt. Khí thải được tiếp xúc với một chất hấp thụ, có thể

là một chất lỏng hoặc chất rắn dạng bùn, khi đó SO_2 bị hòa tan hoặc phản ứng với chất hấp thụ. Chất hấp thụ thông thường nhất là đá vôi (canxi carbonat) do chi phí rẻ và có sẵn với lượng lớn. Các chất hấp thụ khác có thể là vôi, magie oxit, ammoniac và natri cacbonat. Tỷ lệ khử của các thiết bị lọc ướt dùng đá vôi là 95%-99% đối với SO_2 và khoảng 60% đối với SO_3. Ngoài việc loại bỏ các hợp chất lưu huỳnh, thiết bị lọc ướt cũng loại bỏ các nhóm chất khác không mong muốn trong khí thải như thủy ngân bị oxy hóa và các hạt bụi. Hình dưới đây minh họa ví dụ về một hệ thống lọc ướt.



Hình 5. Hệ thống lọc ướt (Tài liệu tham khảo 6)

Hệ thống lọc ướt trong Hình 5 là một hệ thống điển hình, trong đó bộ lọc là một tháp phun theo hướng ngược dòng. Bùn đá vôi được bơm vào và phun qua các vòi. Các giọt đá vôi tiếp xúc với khí thải và lưu huỳnh được hấp thụ và phản ứng với đá vôi. Thông qua tháp phun, khí thải được làm nguội do quá trình bay hơi của các giọt nước. Khí thải tiếp tục đi qua tháp, vào bộ khử sương mù, tại đây các giọt đá vôi còn lại bị loại bỏ và khí thải được thải ra không khí. Một phụ phẩm của hệ thống lọc ướt là thạch cao có thể thu hồi và bán (Tài liệu tham khảo 6).

Ở Việt Nam, nhiều nhà máy nhiệt điện nằm ở gần biển, do đó nước biển thường được sử dụng làm chất hấp thụ để loại bỏ SO_2. Nước biển thì rẻ và sẵn có nên được coi là một giải pháp khả thi để khử lưu huỳnh. Tuy nhiên, giải pháp này có một số nhược điểm sau:

- So với đá vôi, nước biển có khả năng hấp thụ hơi thấp hơn do độ bão hòa của ôxit lưu huỳnh (SO_x) trong nước biển thấp hơn trong đá vôi.
- Tốc độ dòng chảy cao
- Kích thước thiết bị lớn
- Là chất hấp thụ có tính ăn mòn, ảnh hưởng đến môi trường sinh thái biển

(Tài liệu tham khảo 9)

Hiệu suất của việc sử dụng nước biển phụ thuộc vào tốc độ dòng chảy của nước biển. Tốc độ dòng chảy cao cho phép khử được nhiều SO_2. Tuy nhiên, tốc độ dòng chảy cao làm tăng chi phí và do đó dẫn đến việc phải đánh đổi giữa chi phí và hiệu suất. Đối với tốc độ dòng chảy thực tế, hiệu suất thường ở mức 56%-66% (Tài liệu tham khảo 10).

Lọc khô

Quá trình lọc khô bao gồm một chất hấp thụ khô, thường là đá vôi bột khô. Chất hấp thụ cần được nghiền nhỏ thành các hạt mịn (đường kính 20-50 micromet). SO_2 được hấp thụ và giữ lại bằng bộ lọc túi. Sự hấp thụ khí diễn ra khi chất hấp thụ khô được bơm vào không khí cũng như tại các bánh hấp thụ trong bộ lọc. Các hệ thống khử lưu huỳnh khô thường hoạt động với loại than có hàm lượng lưu huỳnh thấp do đòi hỏi sử dụng lượng hóa chất lớn. Tỷ lệ khử lưu huỳnh của các hệ thống khô thường thấp hơn so với các hệ thống ướt, với tỷ lệ ở mức 50-60% (Tài liệu tham khảo 6).

Ước tính chi phí

Dưới đây là tổng hợp các số liệu kinh tế và hiệu suất chính có tính chất đại diện. Các chi phí có thể được bổ sung vào dữ liệu chi phí cho các nhà máy điện đốt than phun không bao gồm các hệ thống này. Cần phải đề cập rằng bên cạnh các công nghệ trên, còn có các công nghệ kết hợp có thể đồng thời loại bỏ các chất ô nhiễm. Các công nghệ này không được mô tả ở đây.

	Hệ thống khử NO_x	**Kiểm soát hạt bụi**	**Khử lưu huỳnh**
Loại hệ thống	SCR	Bộ lọc bụi tĩnh điện	Lọc ướt dùng đá vôi
Chi phí đầu tư (triệu USD/MW-e)	0,04-0,05	0,045-0,05	0,28-0,40
Các chi phí cố định bổ sung (USD/MW-e)	6.300-7.700	5.000-6.000	20.000
Tỷ lệ làm sạch (%)	85%-92%	98%-99%	95%-99%
Tiêu thụ điện (MWh/MW-e)		2%-4%	1,2%-1,5% đối với than có hàm lượng lưu huỳnh thấp 1,5%-2,0% đối với than có hàm lượng lưu huỳnh cao
Tài liệu tham khảo	[1]	[4], [7]	[6]

Tài liệu tham khảo

1. Goula, M.A, Thitsiriki, M., Bereketidou, O., Latsios, H., "Thiết kế hệ thống và ước tính chi phí cho giải pháp khử NOx chọn lọc có dùng xúc tác (SCR) trên các lò hơi đốt than", 2007
2. Hall et al., "Các phương án kiểm soát phát thải oxit nitơ cho các lò hơi đốt than trong nhà máy điện", 2005
3. Jianyi Lu & Xudan Ren, "Phân tích và thảo luận về sự hình thành và kiểm soát các hạt sơ cấp thải ra từ các nhà máy nhiệt điện than", 2014
4. Đại học Calgary, "Giáo dục năng lượng – Bộ lọc bụi tĩnh điện", 2018
5. Britannica, "Kiểm soát ô nhiễm không khí – Kiểm soát các hạt bụi", 2020
6. Trung tâm Than sạch của IEA, "Các bước tiến trong kiểm soát ô nhiễm đa chất", 2013
7. Howard, D.B., Thé, J:, Soria, R., Fann, N., Schaeffer, R., Saphores, J-D., "Các lợi ích cho sức khỏe và chi phí kiểm soát nhằm thắt chặt các tiêu chuẩn phát thải vật chất dạng hạt đối với các nhà máy nhiệt điện than – Trường hợp của Đông Bắc Brazil", Tạp chí Môi trường quốc tế 124, 420-430, 2019
8. Cục Bảo vệ Môi trường Hoa Kỳ, "Rửa than – mô tả quy trình", 1995
9. Nguyen et al. "Các quá trình khử lưu huỳnh trong khí thải bằng nước biển sử dụng công nghệ tiên tiến: Những tiến bộ cập nhật", MDPI Energies, 2020
10. Caiazzo et al., "Khử lưu huỳnh bằng nước biển: Mô hình hấp thụ SO_2 bằng hệ thống nhỏ giọt", Tạp chí Tiến bộ môi trường và Năng lượng bền vững, 2012

2. LÒ HƠI TẦNG SÔI TUẦN HOÀN (CFB) CHO NHIỆT ĐIỆN THAN

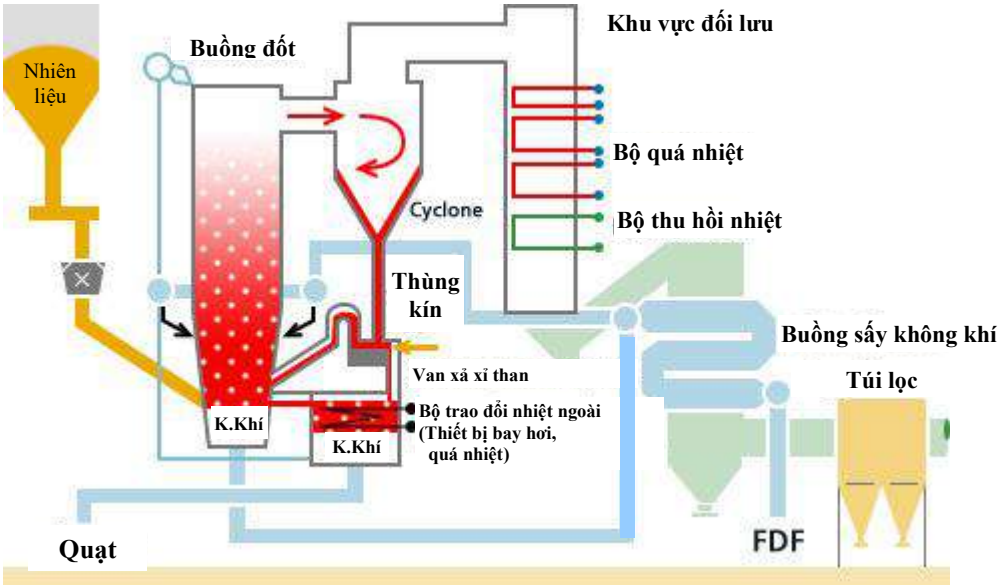
Mô tả công nghệ

Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB) là một hệ thống sinh hơi đốt nhiên liệu trong các điều kiện thủy động lực học đặc biệt được gọi là tầng sôi nhanh. Lò hơi CFB có khả năng sử dụng nhiều loại nhiên liệu, có lượng phát thải NO_x thấp và chi phí loại bỏ SO_2 thấp (Tài liệu tham khảo 1).

Cấu hình một lò hơi CFB điển hình có thể được chia thành chu trình tuần hoàn và phần đối lưu:

Trong chu trình tuần hoàn, một lò cao đóng vai trò là lò đốt, là nơi diễn ra quá trình đốt cháy. Các chất rắn không cháy như cát, tro nhiên liệu hoặc chất hấp thụ được đưa vào đáy lò, tạo thành lớp đáy nóng. Các hạt nhiên liệu được đưa vào gần đáy và đốt cháy trong quá trình cháy không có ngọn lửa ở nhiệt độ 800-900°C. Để giữ cho nhiệt độ của khí ra khỏi lò ở mức 800-900°C, một phần nhiệt đốt phải được xả bớt. Do đó, các bề mặt hấp thụ nhiệt (thiết bị bay hơi) được đặt trong lò, cuối hệ thống là bộ phận bao hơi. Bên trong lò, các hạt rắn không cháy sẽ bị cuốn theo không khí sơ cấp cấp vào ở phía đáy và khí đốt, tạo điều kiện sôi của hạt rắn. Những chất rắn này tạo thành các kết tụ hạt liên tục theo vòng tuần hoàn. Khi ra khỏi buồng đốt, chúng được giữ lại bởi một bộ tách khí-hạt và được tuần hoàn qua cyclon trở lại đáy lò với tốc độ đủ để không gây ra chênh lệch nhiệt độ.

Khi hạt rắn được tách ra, khí thải sạch sẽ đi vào phần đối lưu. Ở phần trên cùng, bộ quá nhiệt sẽ tăng nhiệt độ của hơi từ trống hơi từ nhiệt độ bão hòa lên nhiệt độ hơi thiết kế cho tuabin cao áp. Ngoài ra còn có một bộ thu hồi nhiệt tận dụng nhiệt của khí thải để làm nóng nước cấp được đưa đến trống hơi. Đôi khi phần bên dưới bộ thu hồi nhiệt cũng được sử dụng làm bộ gia nhiệt sơ bộ không khí.



Hình 6: Sơ đồ lò hơi CFB (Tài liệu tham khảo 2)

Đầu vào

Một trong những điểm mạnh của lò hơi CFB là chúng có thể đốt được nhiều loại nhiên liệu rắn. Từ than cấp thấp đến sinh khối hoặc nhiên liệu thải. Tuy nhiên, các hạt nhiên liệu chỉ chiếm 1-3% khối lượng chất rắn, phần còn lại là chất rắn không cháy như cát làm tầng sôi, tro nhiên liệu hoặc chất hấp thụ khử lưu huỳnh.

Không khí cũng là đầu vào cho quá trình cháy và gió sơ cấp có đầu vào ở đáy lò và đầu vào gió thứ cấp ở giữa vùng dưới và vùng trên của lò, cả hai đều đã được gia nhiệt.

Nước cấp cũng được sử dụng và chuyển hóa thành hơi làm phương tiện truyền nhiệt (Tài liệu tham khảo 3).

Đầu ra

Lò hơi tạo ra hơi được sử dụng để phát điện hoặc cấp nhiệt.

Công suất điển hình

Công suất thường phụ thuộc vào loại chu trình hơi nước. Mức cận tới hạn được định nghĩa là mức dưới 200 bar và

540°C. Cả nhà máy siêu tới hạn và trên siêu tới hạn đều hoạt động ở mức trên điểm tới hạn của hơi nước, yêu cầu áp suất trên 221 bar. Ở mức trên điểm tới hạn của hơi nước, nước sẽ chuyển từ thể lỏng sang thể hơi mà không cần sôi - nghĩa là không có sự thay đổi trạng thái quan sát được và không có yêu cầu về nhiệt tiềm ẩn. Không có định nghĩa tiêu chuẩn cho trên siêu tới hạn so với siêu tới hạn. Thuật ngữ 'trên siêu tới hạn' được sử dụng cho các nhà máy có nhiệt độ hơi nước khoảng 600°C trở lên. Mô tả về chu trình hơi nước được trình bày trong chương về nhà máy nhiệt điện đốt than phun.

Công suất điển hình của các lò hơi cận tới hạn là 300 MW. Lò hơi siêu tới hạn có công suất từ 300-600 MW và công suất lò hơi trên siêu tới hạn ở mức cao hơn 600 MW một chút. (Tài liệu tham khảo 4)

Tỷ lệ điện tự dùng trung bình là 9%-10% công suất phát điện (Tài liệu tham khảo 5).

Cấu hình tăng giảm công suất
Lò hơi CFB có thể đáp ứng nhanh chóng với các mức tải khác nhau do tốc độ sôi cao. Điều này giúp chúng có thể thay đổi 4% công suất liên tục tối đa (MCR) mỗi phút. (Tài liệu tham khảo 1).

Ưu điểm

- CFB cho phép sử dụng nhiều loại nhiên liệu, bao gồm cả nhiên liệu ở cấp thấp và nhiên liệu kết hợp.
- Có thể thực hiện kiểm soát khí thải với chi phí thấp. Nhiệt độ thấp làm giảm sự hình thành các oxit nitơ và cho phép sử dụng đá vôi để thu hồi khí axit.
- Nhiên liệu hóa thạch thông thường yêu cầu nhiên liệu phải được nghiền và sấy khô trước khi vào lò, nhưng lò hơi CFB không yêu cầu điều này.
- Nhiệt độ buồng đốt của lò than phun cao hơn dẫn tới chi phí vật liệu cao hơn lò hơi CFB (nhiệt độ buồng đốt từ 700^0C – 850^0C)..
- Yêu cầu bảo trì thấp. Nguyên nhân chính dẫn đến yêu cầu bảo trì là khi lò hơi CFB hoạt động dưới mức nhiệt độ nóng chảy của tro, nhiên liệu không thể tan chảy, dẫn đến ăn mòn và đóng cặn (Tài liệu tham khảo 6 & 7).

Nhược điểm

- Tiêu thụ điện tự dùng cao hơn lò than phun do công suất quạt cao để tạo tầng sôi (tỷ lệ điện tự dùng từ 11%-12%) (Tài liệu tham khảo 5).
- Khả năng điều chỉnh phụ tải thấp hơn một chút so với các nhà máy nhiệt điện đốt than phun do quán tính nhiệt lớn của lớp đáy.
- Các nhà máy nhiệt điện đốt than phun có thể có các tổ máy với công suất từ 1000 MWe trở lên. Các nhà máy CFB nhìn chung có quy mô công suất nhỏ hơn và cho đến nay các nhà máy có công suất trên 600 MWe mới chỉ đang trong giai đoạn vận hành ban đầu (Tài liệu tham khảo 8).

Môi trường
Do nhiệt độ đốt cháy thấp và lượng khí nạp vào, mức NO_2 thấp hơn so với hệ thống đốt than phun. Một mặt, nitơ thường không bị oxy hóa ở mức nhiệt độ thấp mà lò hơi CFB vận hành. Mặt khác, bằng cách bơm một lượng không khí ít hơn hệ số tỷ lượng, lượng nitơ thoát ra từ nhiên liệu không thể tìm thấy oxy trong môi trường trực tiếp xung quanh.

Tuy nhiên, nhiệt độ cháy thấp sẽ tạo ra N_2O. Sự chuyển hóa nitơ than thành N_2O phụ thuộc vào quá trình khử bay hơi. Nhưng khi được gia nhiệt ở tốc độ vừa phải lên đến 900°C, chỉ một phần nhỏ than chuyển thành HCN là nguồn chính tạo thành N_2O.

Sự hình thành lưu huỳnh điôxit chủ yếu phụ thuộc vào thời gian lưu của khí, nhiệt độ và lượng không khí dư, nhưng nó được thúc đẩy bởi nhiệt độ và áp suất cao. Nhờ nhiệt độ cháy thấp, có thể sử dụng đá vôi để thu giữ SO_2, do đó không cần quá trình lọc phía sau như quá trình lọc ướt khử lưu huỳnh trong khí thải.

CFB có phát thải SOx và NOx sơ cấp thấp hơn so với lò hơi đốt than phun. Nếu có bất kỳ xỉ nào được hình thành, hạt chất rắn tuần hoàn có thể làm sạch bề mặt nhờ quá trình tuần hoàn. Tuy nhiên, so với lò hơi đốt than phun không thu giữ lưu huỳnh, lò hơi CFB có chất hấp thụ thải ra lượng CO_2 cao hơn.

Thông thường, phát thải CO đối với lò hơi CFB thấp hơn giới hạn quy định, nhưng sẽ tăng lên khi nhiệt độ đốt giảm, đặc biệt là dưới 800°C (Tài liệu tham khảo 3).

Việc làm
Đối với một nhà máy có công suất khoảng 500 MW, cần 1500-2000 nhân công để thiết kế, xây dựng và vận hành chạy thử nhà máy. Một nhà máy có 300-350 nhân viên sẽ có khoảng 60 người vận hành thiết bị CFB (Tài liệu tham khảo 9).

Nghiên cứu & Phát triển
Các nỗ lực nghiên cứu chính tập trung vào việc mở rộng quy mô công suất, giảm công suất phụ trợ và cải thiện khả năng thu giữ SO_2 (Tài liệu tham khảo 10).

Ngoài ra, việc cải thiện mức độ linh hoạt cũng đang được nghiên cứu (Tài liệu tham khảo 11).

Mặc dù lò hơi CFB có thể sử dụng nhiều loại nhiên liệu nhưng nghiên cứu đang xem xét việc sử dụng rác thải sinh khối làm nhiên liệu, việc này có thể khó khăn do keo và chất dẻo có thể kết tụ giữa vật liệu trong tầng sôi (Tài liệu tham khảo 12).

Ví dụ về những dự án hiện có
Lò hơi CFB đã được sử dụng tại Việt Nam trong nhiều năm:

Nhà máy điện Na Dương
Nhà máy điện than công suất 110 MW (2x55MW) thuộc sở hữu của Tập đoàn công nghiệp Than – Khoáng sản Việt Nam (Vinacomin). Nhà máy được hoàn thành năm 2005 và là một nhà máy ngay sát mỏ. (Tài liệu tham khảo 13)

Nhà máy điện Cao Ngạn
Nhà máy này có 2 tổ máy công suất 58 MW được hoàn thành năm 2007 với kinh phí đầu tư là 124 triệu USD. Nhà máy sử dụng than antraxit và các lò hơi do Alstom cung cấp (Tài liệu tham khảo 14).

Nhà máy điện Cẩm Phả
Nhà máy này được xây dựng trong hai giai đoạn: Giai đoạn 1 có công suất 340 MW (cấu hình 2 lò hơi – 1 tuabin) trị giá 349 triệu USD, hoàn thành năm 2009 và giai đoạn 2 với công suất 330 MW (cấu hình 2 lò hơi – 1 tuabin) được hoàn thành năm 2010. Nhà máy này đốt than nhiên liệu hoặc than bùn (Tài liệu tham khảo 15).

Các dự án sau có một số lò hơi CFB mới nhất tại Việt Nam:

Nhà máy nhiệt điện Thăng Long
Đây là nhà máy điện than có công suất 600 MW ở tỉnh Quảng Ninh, miền Bắc Việt Nam. Nhà máy có hai tổ máy công suất 300 MW do Alstom cung cấp và đi vào vận hành thương mại vào tháng 5 và tháng 7 năm 2018. Nhà máy sử dụng than Antraxit trong nước. Chi phí đầu tư là 645 triệu USD (Tài liệu tham khảo 16).

Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê (Tài liệu tham khảo 12)
Tổng quan: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê nằm ở huyện Đông Triều, tỉnh Quảng Ninh, có tổng công suất 440 MW, gồm 2 tổ máy 220 MW. Nhà máy được khởi công xây dựng từ năm 2009 và khánh thành vào tháng 4/2013.

Thông số kỹ thuật: Nhà máy nhiệt điện Mạo Khê sử dụng lò đốt tầng sôi tuần hoàn (CFB) và lò hơi cận tới hạn với thông số hơi quá nhiệt: 175 kg/cm^2 (~ 172 bar) và 543°C. Tỷ lệ điện tự dùng của nhà máy là 9,4% và hiệu suất điện thuần là 37,6% (nhiệt trị thấp). Nhiên liệu chính của nhà máy là than antraxit từ mỏ Mạo Khê, Khe Chuối, Hồ Thiên, Tràng Bạch. Dầu diesel được sử dụng làm nhiên liệu phụ để khởi động lò và đốt lò ở mức phụ tải thấp. Mức phát thải SO_2, NO_x và $PM_{2.5}$ lần lượt là 472 mg/m^3, 315 mg/m^3 and 118 mg/Nm^3 theo số liệu khảo sát năm 2016.

Tỷ lệ tăng giảm công suất của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 0,5%/phút, phụ tải tối thiểu là 85% đầy tải, thời gian khởi động ấm là 10 giờ, thời gian khởi động lạnh là 12 giờ.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Mạo Khê là 653 triệu USD (theo tỷ giá năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa là 1,49 triệu USD/MW$_e$. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 765 triệu USD, tương đương 1,74 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định là 45,7 USD/kW$_e$/năm và chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 1,34 USD/MWh.

Dự án cập nhật: CFB Mông Dương 1
Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 đặt tại phường Mông Dương, thành phố Cẩm Phả, tỉnh Quảng Ninh. Nhà máy gồm 2 tổ máy công suất 540 MW được khởi công xây dựng từ tháng 10/2011 và vận hành chính thức vào tháng 01/2016.

Nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 sử dụng lò đốt tầng sôi tuần hoàn (CFB) và lò hơi cận tới hạn với thông số hơi quá nhiệt: áp suất hơi chính là 17,2 Mpa (~ 241 bar), nhiệt độ hơi chính là 541°C. Hiệu suất điện thuần của nhà máy (danh định) là 35% (nhiệt trị thấp).

Nhà máy sử dụng nhiên liệu chính là than cám 6a.1 theo tiêu chuẩn TCVN 8910: 2015, hàm lượng tro xỉ trung bình khoảng 37,5%. Mỗi năm tiêu thụ khoảng 3,5 triệu tấn than, thải ra khoảng 1,3 triệu tấn tro, xỉ, trong đó khối lượng xỉ đáy lò khoảng 525.000 tấn (chiếm 40%) và tro bay khoảng 787.500 tấn (chiếm 60%). Theo số liệu quan trắc tự động 6 tháng đầu năm 2019, giá trị phát thải NO_x là 8,3 mg/Nm^3, SO_2 là 78 mg/Nm^3 và phát thải $PM_{2.5}$ là 102 mg/Nm^3.

Tổng mức đầu tư của nhà máy nhiệt điện Mông Dương 1 là 1,45 tỷ USD (tỷ giá năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,34 triệu USD/MW_e. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 1,57 tỷ USD, tương ứng với 1,46 triệu USD/MW. Số liệu tài chính khác: chi phí vận hành và bảo trì cố định là 39,16 USD/kW_e/năm, chi phí vận hành và bảo trì biến đổi là 0,97 USD/MWh và chi phí khởi động ấm là 299 USD/MW.

Phát triển trong tương lai của công nghệ lò hơi CFB tại Việt Nam:

Nhà máy điện An Khánh Bắc Giang
Đây là nhà máy nhiệt điện than công suất 650 MW, ở huyện Lục Nam, tỉnh Bắc Giang và dự kiến sẽ được vận hành chạy thử vào năm 2024. Nhà máy có chi phí đầu tư 01 tỷ USD. Nhà máy sử dụng than antraxit trong nước.

Ước tính số liệu
Các nguồn dữ liệu quốc tế về công nghệ CFB đã được sử dụng làm cơ sở để ước tính số liệu trung bình cho năm 2020. Để so sánh với điều kiện của Việt Nam, số liệu từ 05 nhà máy CFB đã được thu thập. Tuy nhiên, các ví dụ của Việt Nam lại là công nghệ cận tới hạn và siêu tới hạn, trong khi bảng số liệu lại thể hiện công nghệ trên siêu tới hạn. Lý do là công nghệ trên siêu tới hạn dự kiến sẽ được sử dụng nhiều hơn trong tương lai so với các công nghệ cận tới hạn và siêu tới hạn. Về dự báo số liệu, phương pháp tiếp cận đường cong học tập kinh nghiệm đã được áp dụng để dự báo số liệu tài chính. Chi tiết về phương pháp này được cung cấp trong Phụ lục. Xem Bảng 7 về các trường hợp nhà máy trong nước.

Bảng 7. Dữ liệu về một số nhà máy điện CFB tại Việt Nam. Dữ liệu năm 2020. (USD 2019) (Tài liệu tham khảo 20)

Thông số chính	Nhà máy trong nước 1: Mạo Khê 2012	Nhà máy trong nước 2: Mông Dương 1	Nhà máy trong nước 3: An Khánh	Nhà máy trong nước 4: Nông Sơn 2014	Nhà máy trong nước 5: Thăng Long 2018
Công suất phát của một tổ máy (MW_e)	220	540	60	30	300
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MW_e)	440	1080	120	30	600
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	37,6	35	33	32	35,2
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	31,0	28	27	26	31
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	0,5	0,6	0,5	1,0	1,0
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	85	70	75	67	65
Thời gian khởi động ấm (giờ)	10	8	6	6	5
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	12	14	11,2	8	9
Phát thải $PM_{2.5}$ (mg/Nm^3)	118	102	-	-	-
SO_2 (mg/Nm^3)	472	78	-	-	-
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	315	8,3	-	-	-
Suất đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MW_e)	1,49	1,34	1,78	1,33	1,43
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW_e/năm)	45.700	39.200	45.300	-	-
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	1,34	0,97	1,12	-	-
Chi phí khởi động (USD/MW_e/lần khởi động)	240	299	309	262	-

Tài liệu tham khảo

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016, "Dữ liệu Công nghệ. Phát điện và cấp nhiệt tập trung".
2. Mitsubishi Power, "Lò hơi tầng sôi tuần hoàn (CFB),Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
3. Prabir Basu, 2015, "Lò hơi tầng sôi tuần hoàn. Thiết kế vận hành và bảo trì".
4. Junfu Lyu, Đại học Thanh Hoa, 2017, "Nghiên cứu & Phát triển và Ứng dụng công nghệ lò hơi tầng sôi tuần hoàn ở Trung Quốc".
5. H. Yang, G. Yue, 2010, "Thiết kế và vận hành lò hơi CFB với lớp nhiên liệu tồn trữ thấp".
6. David Appleyard, Power Engineering International, 2015, "Lò hơi CFBC so với Lò hơi đốt than phun".
7. Sumitomo Heavy Industries, "Lò hơi CFB", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
8. P.Somoorthi, UltraTech Cement Limited, "CFB quy mô lớn sử dụng nhiêu liệu linh hoạt", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
9. Malgorzata Wiatros-Motyka, 2017, "Nhà máy điện Lagisza: CFB siêu tới hạn đầu tiên trên thế giới", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
10. H. Yang, G Yue, 2010, "Tiến triển mới nhất của công nghệ lò hơi CFB ở Trung Quốc".
11. A. Nikolopoulos, CPERI/CERTH, 2017, "Đánh giá tính linh hoạt của Vòi đốt CFB đối với sự thay đổi phụ tải theo loại nhiên liệu".
12. E. Coda Zabetta, 2008, "Kinh nghiệm của Foster Wheeler trong việc sử dụng sinh khối và rác thải cho các CFB".
13. ZBG, 2018, "Nhà máy điện than Na Dương", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
14. Frank Kluger, Power Engineering International, 2004, "Nhà máy điện đốt than - Cao Ngạn thiết lập tiêu chuẩn", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
15. Vietnam Energy, 2014, "Vinacomin đã ứng dụng thành công công nghệ CFB trong các nhà máy nhiệt điện", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
16. Global Energy Monitor,"Trạm điện Thăng Long", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
17. Global Energy Monitor," Trạm điện Mạo Khê", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
18. Đánh giá độc lập của ADB, 2019, "Việt Nam: Dự án nhiệt điện Mông Dương 1".
19. NS Energy, "Nhà máy nhiệt điện Nam Định 1", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.
20. Số liệu kỹ thuật, vận hành, chi phí được thu thập từ các nhà máy, báo cáo TKCS/TKKT, website dự án, cơ quan điều độ HTĐ. Số liệu phát thải lấy từ báo cáo đo lường khí thải, số liệu quan trắc tự động, báo cáo TKCS/TKKT.

Bảng số liệu

Công nghệ	Nhà máy điện lò hơi CFB trên siêu tới hạn								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	600	600	600	300	660	300	800		1;2
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.200	1.200	1.200	300	1.200	300	1.800		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	41	42	43	37	43	39	45		1;2;3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	40	41	42	37	43	39	45		1;2;3
Ngừng máy cưỡng bức (%)	7	6	3	5	15	2	7	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	7	5	3	3	8	2	4	A	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	30	30	30	25	40	25	40		1
Thời gian xây dựng (năm)	4	3	3	3	5	2	4	A	1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung của nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	4	4	4	2	4	3	4	B	1,4
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	40	25	20	25	50	10	30	A	1,5
Thời gian khởi động ấm (giờ)	8	4	4	2	8,5	2	5	B	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	12	12	6	15	6	12	B	1
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	70	70	70	50	150	20	100	E	3;6;7
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	90	90	95	90	95	90	99		3;6;7
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	108	105	38	152	263	38	263	C	6;7;8
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,53	1,52	1,50	0,73	1,82	0,73	1,71	D;F;G	1;7;9;10
- trong đó thiết bị (%)									
- trong đó lắp đặt (%)									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	40.900	39.800	38.500	32.100	53.500	30.100	50.300	F	1;7;9;10
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,12	0,12	0,12	0,09	1,01	0,09	0,15	F	1;7
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	52	52	52	42	104	42	104		12

Tài liệu tham khảo:

1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Dữ liệu công nghệ cho ngành điện Indonesia – Cẩm nang về sản xuất điện và tích trữ điện năng".

2 Trung tâm Than sạch IEA, 2017, "Vai trò của công nghệ tầng sôi tuần hoàn (CFB) trong sản xuất điện than trong tương lai".

3 Trung tâm Than sạch IEA, 2013, "Phân tích tính kinh tế-công nghệ của công nghệ đốt than phun so với công nghệ đốt CFB".

4 Malgorzata Wiatros-Motyka, 2017, "Nhà máy điện Lagisza: CFB siêu tới hạn đầu tiên trên thế giới", Link, Truy cập ngày 27 tháng 10 năm 2020.

5 Prabir Basu, 2015, "Lò hơi tầng sôi tuần hoàn. Vận hành thiết kế và bảo trì".

6 Viện Dữ liệu Điện lực Platts (UDI) Cơ sở dữ liệu nhà máy điện thế giới (WEPP).

7 Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.

8 Công nghệ xử lý nhiên liệu, 2013, "Khí thải từ lò hơi tầng sôi tuần hoàn quy mô lớn đốt than non và sinh khối".

9 IEA, Chi phí sản xuất điện dự kiến, 2015.

10 IEA, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.

11 Quỹ Nghiên cứu về than & thép, 2008, "Hệ thống CFB quy mô lớn cho điện than cạnh tranh"

12 Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trên các thị trường có tỷ trọng năng lượng tái tạo ngày càng tăng, 2016.

Ghi chú:

A Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.

B Giả định không có sự cải thiện về khả năng điều tiết từ năm 2030 đến năm 2050.

C Tính từ mức tối đa 750 mg/Nm^3 sang g/GJ (hệ số chuyển đổi 0,35 tham khảo từ Sổ tay về phòng ngừa và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)

D Để đảm bảo tính kinh tế của quy mô công suất, đề xuất áp dụng hệ số tỷ lệ (a) là 0,8.

E Mức độ không chắc chắn cao hơn là căn cứ theo quy định. Mức thấp hơn là theo tiêu chuẩn hiện hành tại Nhật Bản (2020) và Hàn Quốc (2050).

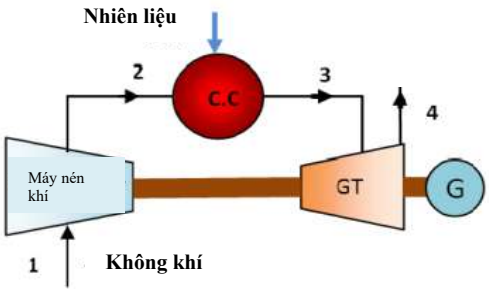
F Mức độ không chắc chắn (Cao hơn/thấp hơn) được ước tính là +/- 25%.

G Các chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong Phương pháp luận.

3. TUABIN KHÍ

Mô tả công nghệ
Tuabin khí là một tuabin đốt và sử dụng khí làm chất lỏng truyền lực để phát điện.

Chu trình đơn
Các cấu phần chính của tổ máy phát điện tuabin khí chu trình đơn (hoặc chu trình hở) là: Tua bin khí, bánh răng (nếu cần), máy phát điện, máy nén và đầu đốt. Trong Hình 7 là một tuabin khí chu trình đơn. Tại điểm 1 là cửa nạp khí, khí tại đây được nén (dòng khí thứ 2). Trong buồng đốt (C.C.) không khí được bổ sung vào quá trình đốt. Không khí được làm nóng và khí đốt (dòng khí thứ 3) được đưa đến tuabin khí, tại đó khí được giãn nở. Điều này làm cho trục quay và do đó khiến cho máy phát điện quay. Khí thải được thoát ra ở dòng khí thứ 4.



Hình 7: Sơ đồ quy trình của một tuabin khí chu trình đơn (SCGT) (Tài liệu tham khảo 1)

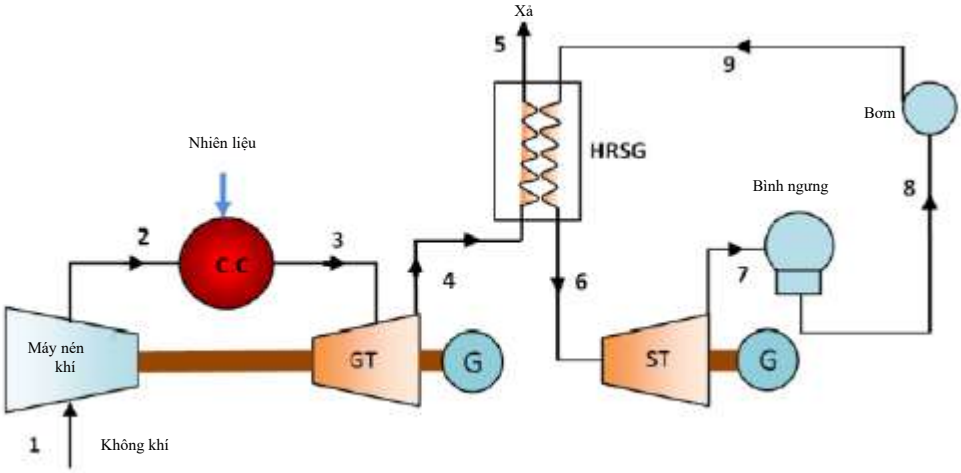
Nhìn chung có hai loại tuabin khí: 1) Tuabin công nghiệp (còn gọi là tuabin công suất cao) và 2) Tuabin cho ngành hàng không. Tuabin khí công nghiệp khác với tuabin khí cho ngành hàng không ở chỗ kết cấu khung, ổ đỡ và cánh của nó nặng hơn. Ngoài ra, tuabin khí công nghiệp có khoảng thời gian ngừng máy dài hơn giữa các lần hoạt động so với tuabin hàng không.

Tuabin hàng không có hiệu suất cao hơn tuabin công nghiệp và mô đun được đặt hàng nhiều nhất của tuabin khí cho ngành hàng không bình thường có thể được thay thế trong một vài ngày, do đó nó có tính khả dụng cao. Phần dưới đây trình bày về loại tuabin này.

Các tuabin khí có thể được trang bị các bộ làm mát trung gian cho máy nén khí, tại đó khí nén được làm mát để giảm nhu cầu điện cho quá trình nén. Có thể sử dụng bộ thu hồi nhiệt tích hợp (gia nhiệt không khí cho quá trình cháy) để tăng hiệu suất thông qua bộ trao đổi nhiệt không khí/không khí – với chi phí gia tăng tổn thất áp suất khí thải. Nhà máy điện tuabin khí có thể phun hơi nước trực tiếp vào bộ đốt để tăng công suất điện thông qua quá trình giãn nở bên trong tuabin (Chu trình Cheng).

Tuabin khí loại nhỏ (hướng tâm) công suất dưới 100 kW hiện nay đã có trên thị trường, còn gọi là tuabin cực nhỏ. Những tuabin này thường có bộ gia nhiệt không khí cho quá trình đốt bằng nhiệt từ khí thải của tuabin khí (bộ thu hồi nhiệt tích hợp) để đạt được hiệu suất điện hợp lý (25-30%). Trong phần dưới đây, tuabin khí loại nhỏ không được sử dụng.

Chu trình hỗn hợp
Những thành phần chính của nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) bao gồm: tuabin khí, tuabin hơi, bộ truyền động (nếu cần), máy phát điện và lò hơi thu hồi nhiệt (HRSG)/bộ trao đổi nhiệt khí thải, xem sơ đồ trong Hình 8 dưới đây.



Hình 8: Sơ đồ quá trình vận hành của một tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) (Tài liệu tham khảo 1)

Tuabin khí và tuabin hơi có thể quay riêng rẽ hai máy phát điện khác nhau (như thể hiện ở hình trên, gọi là cấu trúc đa trục) hoặc cùng quay chung một máy phát điện (gọi là cấu trúc đơn trục). Trong khi cấu trúc trục đơn (chung trục) đem lại độ tin cậy cao hơn, thì cấu trúc đa trục (các trục riêng rẽ) có thông số về hiệu suất tổng thể tốt hơn một chút (hiệu suất cao hơn). Ngoài ra, việc sử dụng máy phát đơn trục làm giảm nhu cầu về các linh kiện riêng lẻ và có thể dùng chung các hệ thống hỗ trợ, phụ trợ của nhà máy điện. Điều này dẫn tới các lợi thế về tài chính và vận hành so với máy phát đa trục. Trong khi đó, máy phát đa trục lại có ưu điểm khi bảo trì. Hệ thống có thể chạy hai máy phát độc lập và sử dụng một máy phát khi máy còn lại được bảo trì. Điều này cũng làm tăng tính linh hoạt trong giai đoạn xây dựng nhà máy và bổ sung phương án bố trí nhà máy (Tài liệu tham khảo 6). Bình ngưng được làm mát bằng nước biển hoặc nước tuần hoàn trong tháp làm mát.

Hiệu suất điện, ngoài việc phụ thuộc vào đặc tính kỹ thuật và các điều kiện môi trường xung quanh còn phụ thuộc vào nhiệt độ khói thải và nhiệt độ nước làm mát (giảm nhiệt độ nước làm mát có thể làm tăng hiệu suất). Công suất phát của tuabin khí thông thường gấp từ hai đến ba lần công suất phát của tuabin hơi. Tuabin khí chu trình hỗn hợp có hiệu suất 50-60%, trong khi đó tuabin khí chu trình đơn có hiệu suất 30-35%.

Đầu vào

Nhiên liệu đặc trưng là khí tự nhiên (kể cả LNG) và dầu nhẹ. Một số tuabin khí có thể sử dụng các loại nhiên liệu khác như LPG, khí sinh học, v.v., và một số có thể sử dụng hai loại nhiên liệu (khí/dầu).

Tuabin khí cần áp suất đầu vào của nhiên liệu (khí) là 20-60 bar, phụ thuộc vào tỷ số nén của tuabin khí, nghĩa là áp suất vào trong buồng đốt.

Thông thường, tuabin khí cho ngành hàng không cần áp suất nhiên liệu (khí) cao hơn tuabin khí công nghiệp.

Công suất điển hình

Tuabin khí chu trình đơn có dải công suất từ 30 kW – 450 MW. Hầu hết các tổ máy CCGT có công suất điện > 40 MW.

Cấu hình tăng giảm công suất

Tuabin khí chu trình đơn có thể khởi động và dừng máy trong vài phút, cung cấp điện trong giai đoạn phụ tải đỉnh. Hiệu suất của các tuabin khí chu trình đơn thấp hơn đáng kể so với loại chu trình hỗn hợp, tuy nhiên có chi phí rẻ hơn nhiều, do đó phần lớn chúng được sử dụng cho nhà máy chạy đỉnh hoặc nhà máy điện dự phòng, vận hành từ vài giờ một ngày cho đến vài chục giờ trong một năm.

Tuy nhiên, mỗi lần khởi động/dừng máy đều có tác động đáng kể đến chi phí dịch vụ và thời gian bảo trì. Theo nguyên lý, một lần khởi động tương ứng với 10 giờ trong cả tuổi đời kỹ thuật của thiết bị.

Tuabin khí có khả năng vận hành ở lưng phụ tải. Chế độ này làm giảm hiệu suất điện và ở phụ tải thấp hơn thì mức phát thải, ví dụ như của NO_x và CO, sẽ tăng lên đối với mỗi Nm^3 khí được tiêu thụ. Sự gia tăng phát thải NO_x khi phụ tải giảm tạo ra giới hạn về khả năng điều chỉnh công suất. Điều này có thể được giải quyết một phần bằng cách bổ sung thêm các bộ khử NO_x.

Tổ máy CCGT cũng có thể vận hành non tải ở một mức độ nào đó. Điều này làm giảm hiệu suất điện và thường

làm tăng phát thải NO_x.

Nếu tuabin hơi không chạy thì tuabin khí vẫn có thể vận hành bằng cách cho khí nóng chạy qua lò hơi được thiết kế cho nhiệt độ cao hoặc đưa vào ống khói phụ.

Những tuabin khí lớn hơn cho các hệ thống CCGT thường được trang bị các cánh dẫn hướng đầu vào có thể điều chỉnh, giúp cải thiện hiệu suất ở mức non tải trong dải công suất 85-100% công suất định mức, vì vậy hiệu suất chạy non tải vẫn tương đương với nhà máy điện tuabin hơi thông thường ở trong dải phụ tải này. Một cách khác để cải thiện hiệu suất chạy non tải là chia tổng công suất phát cho nhiều tổ máy CCGT. Tuy nhiên, cách này nhìn chung sẽ dẫn đến hiệu suất chạy đầy tải bị thấp đi so với một tổ máy lớn hơn.

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm:

- Nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn có thời gian khởi động/ngừng máy ngắn, nếu cần. Đối với vận hành bình thường, khởi động ấm sẽ cần 10-15 phút.
- Những tổ máy chu trình hỗn hợp lớn có hiệu suất sản xuất điện cao nhất trong lĩnh vực sản xuất điện sử dụng nhiên liệu.
- Đặc trưng của CCGT là chi phí đầu tư thấp, hiệu suất điện cao, thời gian xây dựng ngắn và thời gian khởi động ngắn. Tuy nhiên, tính kinh tế theo quy mô đầu tư là rất lớn, chẳng hạn chi phí đầu tư cụ thể của các nhà máy có công suất dưới 200 MW sẽ tăng lên khi công suất nhà máy giảm đi.
- Phát thải CO_2 thấp so với các công nghệ sử dụng nhiên liệu hóa thạch khác.

Nhược điểm:

- Đối với các tổ máy lớn có công suất trên 15 MW, cho đến nay công nghệ chu trình hỗn hợp vẫn hấp dẫn hơn so với tuabin khí chu trình đơn, khi ứng dụng trong các nhà máy đồng phát để cấp nhiệt tập trung. Hơi nước từ các nguồn khác (VD: lò hơi đốt rác) cũng có thể cung cấp cho tuabin hơi. Do đó, việc thiếu tuabin hơi có thể xem như một nhược điểm đối với các tuabin khí chu trình đơn quy mô lớn.
- Những tổ máy CCGT nhỏ có hiệu suất điện thấp hơn so với những tổ máy lớn. Có ít tổ máy công suất dưới 20 MW và các tổ máy này phải cạnh tranh sít sao với tuabin khí chu trình đơn và các động cơ pít-tông.
- Tỷ lệ khí/nhiên liệu của các tuabin khí ở mức cao dẫn tới hiệu suất tổng thể thấp hơn ở mức nhiệt độ làm mát khí thải cho trước so với các chu trình hơi và đồng phát dựa trên các động cơ đốt trong.
- Khi các nhà máy điện CCGT sử dụng cùng một nguồn khí, thì sự cố trong cung cấp khí có thể dẫn tới tổn thất điện năng của nhiều nhà máy điện.

Môi trường

Nhiên liệu trong tuabin khí được đốt cháy liên tục với thành vỏ không được làm mát. Điều này có nghĩa là nhiên liệu sẽ cháy kiệt và mức phát thải thấp (trừ NO_x). Những cải tiến tập trung vào buồng đốt dẫn đến mức NO_x thấp. Để làm giảm phát thải NO_x hơn nữa, quá trình hậu xử lý khí thải có thể thực hiện, ví dụ như áp dụng hệ thống khử bằng chất xúc tác chọn lọc (SCR).

Việc làm

Ví dụ, nhà máy điện CCGT Nhơn Trạch 2 (750 MW) đã tạo ra việc làm cho 1000 người trong thời gian xây dựng và khoảng 120 người trong giai đoạn vận hành và bảo trì. (Tài liệu tham khảo 4).

Triển vọng nghiên cứu và phát triển

Tuabin khí là công nghệ phổ biến và đã phát triển chín muồi – thuộc loại 4.

Hiệu suất đã được cải thiện đối với cấu hình tuabin khí chu trình đơn thông qua giải pháp làm mát trung gian và thu hồi nhiệt. Nghiên cứu về bước làm ẩm (phun nước) trong quá trình lấy không khí (HAT) dự kiến sẽ làm tăng hiệu suất do lưu lượng đi qua tuabin cao hơn.

Ngoài ra, việc cải tiến liên tục để quá trình đốt ít ô nhiễm hơn đang diễn ra. Giả định là công nghệ đốt có phát thải NO_x thấp. Việc phun nước hoặc hơi nước vào khoang vòi đốt có thể làm giảm phát thải NO_x, nhưng cũng làm giảm hiệu suất tổng và do đó có thể giảm tính khả thi về mặt tài chính. Xu hướng phát triển sẽ thiên về đốt khô với phát thải NO_x thấp, công nghệ này sẽ làm tăng chi phí của tuabin khí.

Nghiên cứu liên tục được thực hiện liên quan đến nhiệt độ đầu vào cao hơn tại các cánh tuabin đầu tiên nhằm đạt được hiệu suất điện cao hơn. Nghiên cứu này tập trung vào vật liệu và/hoặc làm mát các cánh tuabin.

Sự cải tiến liên tục để quá trình đốt ít ô nhiễm hơn đang diễn ra. Việc tăng nhiệt độ đầu vào của tuabin có thể làm gia tăng phát thải NO_x. Để giữ mức phát thải NO_x thấp, có thể áp dụng nhiều phương án khác nhau có sẵn hoặc đang được phát triển, ví dụ như những vòi đốt khô có phát thải NO_x thấp, vòi đốt xúc tác, v.v.

Phát triển công nghệ để đạt được thời gian cung cấp dịch vụ ngắn hơn cũng đang được thực hiện.

Ví dụ về những dự án trong nước hiện có

Nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2 (CCGT) nằm ở huyện Nhơn Trạch, tỉnh Đồng Nai. Tổng công suất của nhà máy là 750 MW, bắt đầu vận hành thương mại từ năm 2011.

Nhà máy nhiệt điện Nhơn Trạch 2 sử dụng tuabin khí chu trình hỗn hợp với cấu hình 2-2-1, bao gồm 2 tuabin khí, 2 lò hơi thu hồi nhiệt và 1 tuabin hơi. Hiệu suất điện thuần của nhà máy là 55%, tỷ lệ dừng bắt buộc khoảng 3% và thời gian dừng theo kế hoạch là 4 tuần/năm (8%). Nhiên liệu chính được sử dụng là khí tự nhiên từ các bể khí Cửu Long và Nam Côn Sơn. Theo báo cáo đánh giá tác động môi trường Quý I năm 2017, phát thải PM2.5 của nhà máy CCGT Nhơn Trạch 2 là 30,1 mg/Nm^3, phát thải NO_x là 208 mg/Nm^3 và phát thải SO_2 là 2,62 mg/Nm^3. Tốc độ điều chỉnh công suất của nhà máy là 5,3%/phút, phụ tải tối thiểu là 40% và thời gian khởi động ấm và khởi động lạnh lần lượt tương ứng là 4,8 giờ và 6 giờ.

Tổng mức đầu tư là 641 tr.USD (quy đổi về giá USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng nhà máy), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 0,85 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 764 tr. USD, tương ứng với 1,02 tr.USD/MW_e. Chi phí cố định của vận hành và bảo trì là 33,4 USD/MW_e/năm và chi phí biến đổi của vận hành và bảo trì là 0,59 USD/MWh.

Ước tính số liệu

Phần dưới đây trình bày về các nguồn số liệu là cơ sở cho các bảng số liệu và cách tính toán các thông số ước tính trong các bảng số liệu.

Số liệu được lấy từ sáu nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp đang vận hành tại Việt Nam và giá trị trung bình của các thông số được sử dụng làm con số ước tính trung tâm cho bảng số liệu năm 2020. Các nhà máy này bao gồm: Phú Mỹ 2.2 (2004), Phú Mỹ 4 (2005), Nhơn Trạch 1 (2008), Nhơn Trạch 2 (2011), Cà Mau 1 (2008), Cà Mau 2 (2008) (Tài liệu tham khảo 5). Về công suất của tổ máy và nhà máy, mức quy mô công suất phổ biến nhất đã được chọn. Xem

Bảng 8. Từ năm 2030 và 2050, số liệu trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia được sử dụng ngoại trừ các thông số tài chính được trình bày riêng trong phần dưới đây.

Không có số liệu về các nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn ở Việt Nam cho nghiên cứu này, do đó nhìn chung số liệu được lấy từ Cẩm nang Công nghệ của Indonesia. Đối với các thông số về độ linh hoạt (tốc độ điều chỉnh công suất, phụ tải tối thiểu và thời gian khởi động), những thông số tương tự như đối với các nhà máy CCGT trong nước được giả định cho năm 2020. Tuabin khí có thể có độ linh hoạt rất cao nhưng cũng giống như các nhà máy nhiệt điện than, các nhà máy nhiệt điện khí dự kiến sẽ không cải thiện được tính linh hoạt so với những nhà máy hiện tại nếu không có những chính sách khuyến khích mới trong giai đoạn ngắn hạn (2020). Những thông số tài chính được trình bày riêng trong phần dưới. Những giá trị phát thải đã được chuyển đổi đơn vị từ mg/Nm^3 sang g/GJ theo hệ số chuyển đổi đối với khí là 0,027 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998.

Bảng 8: Tuabin khí chu trình hỗn hợp, số liệu năm 2020 lấy từ các nhà máy trong nước, số liệu Cẩm nang Công nghệ của Indonesia và số liệu trung bình ước tính cho Cẩm nang Công nghệ của Việt Nam (USD 2019).

Thông số chính	**Giá trị trung bình của số liệu từ các nhà máy trong nước**		**CNCN Indonesia (2020)**			**CNCN Việt Nam (2021)**
	(Tài liệu tham khảo 5)	**Số lượng nhà máy**	**Trung bình**	**Thấp**	**Cao**	
Công suất phát của một tổ máy (MW_e)	650	6	600	200	800	750
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MW_e)	650[8]	6				1.500
Hiệu suất điện thuần (%), trên nhãn máy	56	5	57	45	62	56
Hiệu suất điện thuần (%), trung bình năm	52	4	56	39	61	52
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	7	5	20	10	30	7
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	56	5	45	30	50	56
Thời gian khởi động ấm (giờ)	2	5	2	1	3	2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	3	5	4	2	5	3
PM 2.5 (mg/Nm^3)	30,1	1	30	30	30	30
SO_2 (mức khử lưu huỳnh, %)	0[9]	1	-	-	-	-
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	57	1	86	20	86	57
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MW_e)	0,80	4	0,78	0,68	0,83	0,80
Chi phí vận hành và bảo trì cố định (USD/MW_e/năm)	30.500	4	24.100	18.100	30.100	30.500
Chi phí vận hành và bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,47	6	0,14	0,10	0,17	0,47
Chi phí khởi động (USD/MW_e/lần khởi động)	73	4	83	62	104	73

Bảng 9 liệt kê số liệu ước tính của quốc tế về chi phí đầu tư đối với các nhà máy điện tuabin khí chu trình đơn (SCGT) và chu trình hỗn hợp (CCGT). Có thể thấy sự chênh lệch lớn về các chi phí đầu tư. Theo Báo cáo Triển vọng Năng lượng Thế giới năm 2016 của IEA[10], dự kiến ở Trung Quốc chi phí đầu tư ở mức rất thấp. Ngoài ra, Báo cáo này cũng dự báo chi phí đầu tư ổn định, trong khi đó chi phí được dự báo giảm nhẹ trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia.

Như đã trình bày ở trên đối với nhà máy điện CCGT giá trị trung bình của các dự án đang vận hành trong nước được sử dụng làm ước tính chi phí đầu tư trung bình cho năm 2020. Đối với năm 2020 và 2030 giá trị trung bình của các số liệu tham chiếu trong bảng này được sử dụng trừ những số liệu ước tính cho Trung Quốc do không phù hợp với thực tế ở Việt Nam. Tuy nhiên những số liệu này được sử dụng làm giới hạn thấp.

Đối với nhà máy điện SCGT, cũng áp dụng cách tiếp cận tương tự, trong đó sử dụng giá trị trung bình của các số liệu tham chiếu trong bảng này, ngoại trừ số liệu ước tính cho Trung Quốc nhằm đảm bảo sự nhất quán của phương pháp luận.

Bảng 9: Chi phí đầu tư của tuabin khí trong các nghiên cứu quốc tế (đã chuyển đổi sang giá USD năm 2019). Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch chỉ mô tả những nhà máy điện có tuabin đối áp sử dụng trong các nhà máy đồng phát (CHP), trong đó nhiệt được sử dụng cho cấp nhiệt tập trung. Do đó các nhà máy này không được đưa vào đây.

IEA WEO 2016	**Chi phí đầu tư (USD năm 2019/W) Tất cả các năm: 2015-2040**	
	Trung Quốc	Ấn Độ
SCGT	0,36	0,42

[8] Một nhà máy điển hình có hai tổ máy tuabin khí và một tổ máy tuabin hơi.
[9] Phát thải lưu huỳnh từ các tổ máy đốt khí thiên nhiên là rất thấp vì hàm lượng lưu huỳnh trong nhiên liệu ở mức thấp. Do đó, không sử dụng công nghệ khử lưu huỳnh cho công nghệ này. Số liệu của một trường hợp dự án trong nước thể hiện mức phát thải là 2,62 mg/Nm^3.
[10] Cơ quan Năng lượng quốc tế, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2016

CCGT	0,57			0,73			
Nghiên cứu Đông Nam Á 2015 của IEA	**Đông Nam Á/2030 (USD năm 2019/W)**						
CCGT	0,70						
CNCN Indonesia[11]	**2020**			**2030**	**2050**		
	Trung bình	Thấp	Cao		Trung bình	Thấp	Cao
SCGT	0,80	0,68	1,25	0,76	0,71	0,57	0,83
CCGT	0,75	0,64	0,80	0,71	0,65	0,55	0,70
CNCN Việt Nam	**2020**			**2030**	**2050**		
	Trung bình	Thấp	Cao		Trung bình	Thấp	Cao
SCGT	0,61	0,36	1,25	0,59	0,56	0,36	0,83
CCGT	0,80	0,57	0,80	0,72	0,71	0,57	0,80

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu được trích dẫn từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch *"Số liệu công nghệ về các nhà máy điện - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, tích trữ năng lượng và phát và chuyển đổi chất mang năng lượng".* Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Nag, "Kỹ thuật nhà máy điện", 2009.
2. Ibrahim & Rahman, "Hiệu ứng của hệ số nén lên hiệu suất hoạt động của nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp", *Tạp chí quốc tế về Kỹ thuật năng lượng*, 2012.
3. Mott MacDonald, "Cập nhật chi phí phát điện của Vương quốc Anh", 2010.
4. PECC2, "Báo cáo thiết kế cơ sở nhà máy điện tuabin khí chu trình hỗn hợp Nhơn Trạch 2", 2008
5. Thu thập số liệu từ 6 nhà máy điện CCGT hiện có, gồm: Phú Mỹ 2.2 (2004), Phú Mỹ 4 (2005), Nhơn Trạch 1 (2008), Nhơn Trạch 2 (2011), Cà Mau 1 (2008), Cà Mau 2 (2008).
6. POWER, "Các lợi ích của nhà máy điện chu trình hỗn hợp trục đơn", Tin tức và Công nghệ cho các ngành công nghiệp năng lượng toàn cầu, 2018.

[11] Chi phí đầu tư đã được điều chỉnh về giá USD năm 2019 và nhân lên cho nhà máy điện công suất 2*750 MW đối với CCGT và nhà máy công suất 2*50 MW đối với SCGT với hệ số tỷ lệ là 0,8. Phương pháp tính được trình bày trong Phụ lục A.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả các chi phí được tính bằng đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	**Tuabin khí chu trình đơn – Hệ thống lớn**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	50	50	50	35	65	35	65		3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	100	100	100	35	150	35	150		3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	34	36	40						1;2
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	33	35	39						1;2
Ngừng máy cưỡng bức (%)	2	2	2						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	3	3	3						
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25						
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5	1,1	1,9	1,1	1,9	B	3
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)	0,02	0,02	0,02	0,015	0,025	0,015	0,025	B	3
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	20	20	20	10	30	10	30	C	3;8
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	20	30	15	30	50	10	40	A	6
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,25	0,23	0,20						3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,5	0,5	0,5						3
Môi trường									
PM 2.5 (g/$Nm^{3)}$	30	30	30	30	30	30	30		7
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	E	
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	86	60	20	20	86	20	86	A;D	3;7
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	0,61	0,59	0,56	0,36	1,25	0,36	0,83	F;G	1-5
- trong đó thiết bị (%)	50	50	50	50	50	50	50		9
- trong đó lắp đặt (%)	50	50	50	50	50	50	50		9
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	24.100	23.400	22.700	18.100	30.100	17.000	28.400	B	1-5
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)									
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	25	25	25	19	31	19	31	B	6

Tài liệu tham khảo:

1. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.
2. IEA, Triển vọng Năng lượng Thế giới, 2015.
3. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2015, " Cẩm nang Công nghệ về phát điện và nhiệt ".
4. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
5. Kinh tế học năng lượng và môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Khuyến nghị cho những nghiên cứu 10 và 20 năm của WECC".
6. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định, 2016.
7. Phát thải tối đa theo quy định số 21/2008 của Bộ Môi trường.
8. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch hệ thống điện tối ưu".
9. Soares, 2008, "Tuabin khí: Sổ tay ứng dụng trên không, trên mặt đất và trên biển".

Ghi chú:

A Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050.

B. Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

C. Giả định không có sự cải thiện về năng lực điều tiết.

D. Tính từ giá trị lớn nhất 400 mg/Nm^3 sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,27 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)

E. Khí tự nhiên đã thương mại hóa trên thực tế không có lưu huỳnh và không tạo ra điôxít lưu huỳnh

F. Chi phí đầu tư của tuabin khí hàng không sẽ ở mức cao hơn so với tuabin khí công nghiệp (Tài liệu tham khảo 5). Sơ bộ cao hơn 50%.

G. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận..

Công nghệ	Tuabin khí chu trình hỗn hợp								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	750	750	750	200	800	200	800		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.500	1.500	1.500	200	1.600	200	1.600		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	56	60	61	45	62	55	65		1;3;5;10
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	52	59	60	39	61	54	64		
Ngừng máy cưỡng bức (%)	5	5	5	3	10	3	10		1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	5	5	5	3	8	3	8		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25	20	30	20	30		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,5	2,5	2,5	2	3	2	3		1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	7	20	20	10	30	10	30	C	1;2
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	56	30	15	30	50	10	40	A	5
Thời gian khởi động ấm (giờ)	2	1	1	1	3	0,5	2	A	1;5
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	3	2	2	2	5	2	5		1;5
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	30	30	30						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	E	
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	78	60	20	20	86	20	86	A;D	7;8
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	0,77	0,69	0,68	0,55	0,77	0,55	0,77	F	1;3;10
- trong đó thiết bị (%)	50	50	50	50	50	50	50		9
- trong đó lắp đặt (%)	50	50	50	50	50	50	50		9
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	29.350	28.500	27.600	22.000	36.700	20.700	34.500	B	1;3
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,45	0,13	0,12	0,34	0,56	0,09	0,15	B	1
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	70	70	70	52	87	53	88	B	6

Tài liệu tham khảo:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng"
2. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch hệ thống điện tối ưu ".
3. IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2015.
4. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
5. Siemens, 2010, "Tương lai linh hoạt đối với chu trình hỗn hợp"
6. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ lệ gia tăng các nguồn năng lượng tái tạo không
   ổn định, 2016.
7. Phát thải tối đa theo quy định số 21/2008 của Bộ Môi trường.
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2015, "Cẩm nang Công nghệ về phát điện và nhiệt ".
9. Soares, 2008, "Tuabin khí: Sổ tay ứng dụng trên không, trên mặt đất và trên biển ".
10. IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.

Ghi chú:

A. Giả thiết có sự cải tiến dần dần theo tiêu chuẩn quốc tế đến năm 2050
B. Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%
C. Giả định không có sự cải thiện về năng lực điều tiết.
D. Tính từ giá trị lớn nhất 400 mg/Nm^3 sang g/GJ (hệ số chuyển đổi là 0,27 lấy từ Sổ tay Phòng chống và giảm thiểu ô nhiễm, 1998)
E. Khí tự nhiên đã thương mại hóa trên thực tế không có lưu huỳnh và không tạo ra điôxít lưu huỳnh
F. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

4. THU GIỮ VÀ LƯU TRỮ CO_2 (CCS)

Mô tả công nghệ

Một trong những nguyên nhân chính dẫn đến sự gia tăng nồng độ CO_2 trong khí quyển trong những thập kỷ qua là việc đốt nhiên liệu hóa thạch. Để tìm kiếm các nguồn năng lượng bền vững, công nghệ thu giữ và lưu trữ Carbon (CCS) có thể cho phép sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong một tương lai hạn chế CO_2. Ngoài ra, CCS có thể mang lại mức phát thải âm nếu áp dụng đối với sinh khối, điều này có thể giúp hạn chế sự tăng nhiệt độ về lâu dài theo các kịch bản của IEA và IPCC. Công nghệ CCS có thể được chia thành các bước Thu giữ, Nén, Vận chuyển và Lưu trữ được mô tả trong các phần sau.

Thu giữ CO_2

Lượng CO_2 từ các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch chiếm khoảng 3-15% lượng khí thải. Quá trình thu giữ carbon có thể diễn ra trước khi đốt, sau khi đốt hoặc thông qua quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (Tài liệu tham khảo 1).

1. **Thu giữ sau quá trình đốt**

   Trong bước thu giữ sau quá trình đốt, CO_2 được tách khỏi khí thải. Công nghệ sau đốt chiếm ưu thế là công nghệ hấp thụ hoặc lọc CO_2 trong các dung môi hóa học như dung dịch amin đang được bán trên thị trường cho các mục đích công nghiệp nhưng chưa được sử dụng cho các nhà máy điện. CO_2 được tách khỏi dung môi bằng cách tăng nhiệt độ (Tài liệu tham khảo 2).

2. **Thu giữ trước quá trình đốt**

   Trong bước thu giữ trước quá trình đốt, CO_2 được thu giữ trước khi đốt như trong quá trình khí hóa than hoặc quá trình khử carbon trong khí tự nhiên, tạo thành hydro và carbon dioxide. Hydro được sử dụng làm nhiên liệu và CO_2 được loại bỏ (Tài liệu tham khảo 1). Công nghệ tách phổ biến nhất là sử dụng dung môi để loại bỏ CO_2 khỏi khí tổng hợp và sau đó giải phóng CO_2 ở nhiệt độ cao hoặc áp suất thấp. Cách này đòi hỏi phải bổ sung công suất nhiệt điện lên tới 15% công suất điện thuần cho cả hai bước, thu giữ trước và sau quá trình đốt. Dung môi gốc amin được sử dụng phổ biến nhất (Tài liệu tham khảo 3).

3. **Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy**

   Trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy, nitơ trong không khí được loại bỏ bởi Bộ tách không khí (ASU), do đó nhiên liệu được đốt cháy trong môi trường khí oxy và CO_2 được tuần hoàn tái sử dụng. Một phương án thay thế cho ASU là oxy dư thừa từ hệ thống điện phân có thể được sử dụng để cấp cho quá trình đốt. Điều này dẫn đến khí thải chỉ chứa hơi nước và CO_2, hơi nước có thể ngưng tụ dễ dàng, tạo ra hơi có nồng độ CO_2 cao (Tài liệu tham khảo 4).

Trong cả ba phương pháp, sau khi được thu giữ, cần nén CO_2 và vận chuyển đến kho chứa.

Nén và hóa lỏng CO_2

Rào cản chính đối với việc sử dụng rộng rãi công nghệ loại bỏ CO_2 là chi phí tách và nén CO_2 cao. Yêu cầu năng lượng bổ sung cho quá trình này thường làm giảm 10% hiệu suất. Để vận chuyển CO_2 bằng đường ống, cần duy trì áp suất thích hợp từ 10 đến 20 MPa, ngược lại vận chuyển bằng tàu thì cần hóa lỏng CO_2.

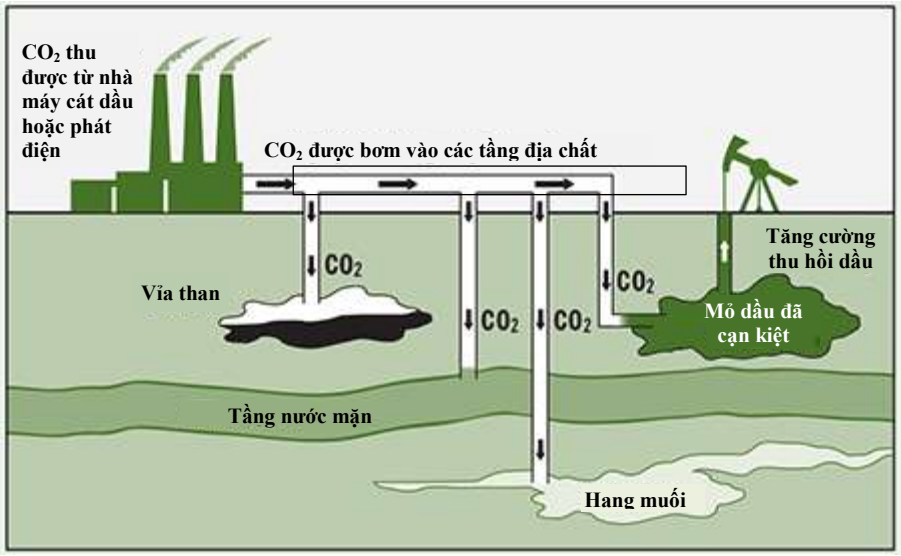
Vận chuyển CO_2

Cần vận chuyển CO_2 thu được từ nhà máy điện đến bể chứa thích hợp, nơi CO_2 được bơm vào và lưu trữ lâu dài. Giải pháp này được cho là khả thi nếu sử dụng đường ống. Chi phí đường ống tỷ lệ thuận với khoảng cách, nhưng có thể tăng từ 50 đến 100% ở các khu vực đông dân cư so với đường ống đi qua các khu vực vùng sâu vùng xa như núi, khu bảo tồn thiên nhiên hoặc đường bộ. Đường ống ngoài khơi đắt hơn 40-70% so với đường ống tương tự trên đất liền. Ngoài ra, có thể sử dụng các tàu như tàu chở LPG, trong trường hợp chi phí ít phụ thuộc vào khoảng cách. Tuy nhiên, có những chi phí phát sinh khác bao gồm hệ thống hóa lỏng độc lập, có khả năng ở xa nhà máy điện. Do đó, với khoảng cách từ ngắn đến trung bình và khối lượng lớn, đường ống là giải pháp tiết kiệm chi phí nhất.

Lưu trữ CO_2

Các khái niệm lưu trữ đề cập đến việc sử dụng CO_2 để tăng cường thu hồi dầu (EOR) hoặc lưu trữ địa chất trong điều kiện tầng sâu ngậm nước mặn, trên bờ và ngoài khơi. Phương pháp thứ nhất bao gồm bơm CO_2 vào bể dự trữ

dầu đang sụt giảm trữ lượng để tạo áp suất cải thiện di chuyển dầu và khai thác dầu bổ sung (Tài liệu tham khảo 5). Phương pháp sau là phương pháp lưu trữ phổ biến nhất để lưu trữ CO_2 dài hạn, do các tầng chứa nước mặn có trữ lượng lớn và phổ biến (Tài liệu tham khảo 4).

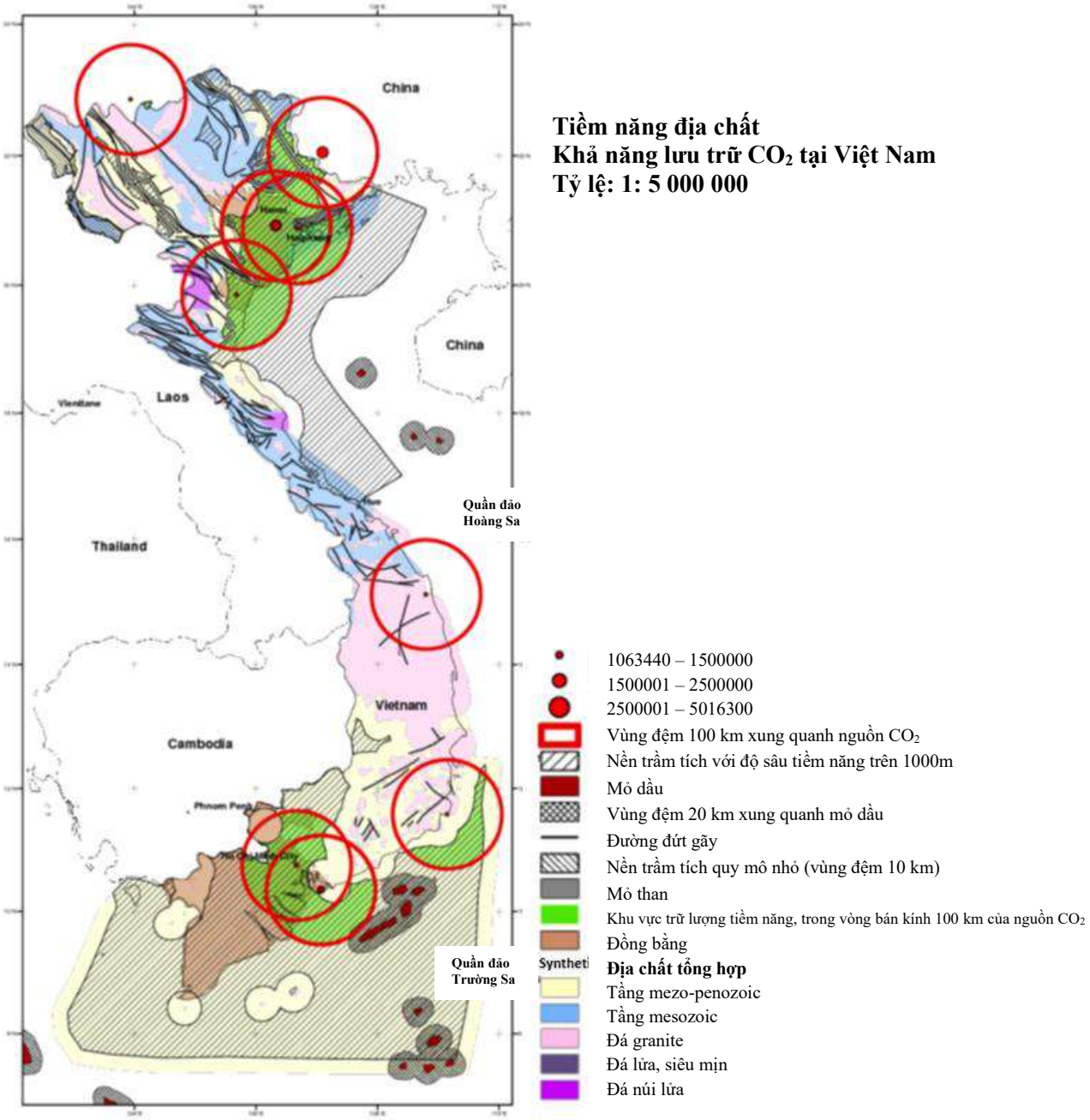


Hình 9: Xử lý CO_2 sau khi thu giữ. Nguồn: Energywatch.

Việt Nam là một trong số ít quốc gia ở Đông Nam Á có tiềm năng lưu trữ CO_2 lớn. Một nghiên cứu về vị trí của các mỏ có trữ lượng dầu và khí cạn kiệt, các tầng chứa nước mặn và các khu vực có tầng than đã được thực hiện với sự hợp tác giữa các văn phòng nghiên cứu địa chất và khoáng sản của Pháp và Việt Nam. Hình 10 trình bày kết quả từ nghiên cứu này. Các nguồn CO_2 có chấm đỏ và vị trí lưu trữ được coi là phù hợp phải đáp ứng các đặc điểm sau:

- Các thành tạo trầm tích sâu hơn 1000 mét.
- Khu vực cách xa các đứt gãy lớn hoặc mỏ dầu 20 km.
- Cách nguồn phát thải không quá 100 km (trường hợp phát thải trên 2,5 triệu tấn CO_2/năm).

Có thể thấy rằng những cơ hội lưu trữ ngoài khơi đều gần hầu hết các nguồn CO_2 (Tài liệu tham khảo 6).



Hình 10: Tiềm năng lưu trữ CO_2 tại Việt Nam. Quần đảo Trường Sa và Hoàng Sa của Việt Nam không được thể hiện trên bản đồ này (Tài liệu tham khảo 6)

Đầu vào

- Trong bước thu giữ trước quá trình đốt: khí tổng hợp (chủ yếu là H_2, CO và CO_2).
- Trong bước thu giữ sau quá trình đốt: CO_2 trong khí thải từ quá trình đốt của nhà máy điện.
- Trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy: dòng CO_2 và H_2O, trong đó CO_2 có nồng độ tương đối cao.

Đầu ra

Sản phẩm đầu ra chính là CO_2 được lưu trữ và khí thải ít CO_2, nhưng nếu không được lưu trữ thì CO_2 có thể chuyển hóa thành các sản phẩm giá trị gia tăng cho ngành thực phẩm và đồ uống hoặc sản xuất các sản phẩm hóa chất (Tài liệu tham khảo 4).

Cấu hình tăng giảm công suất

Khả năng điều tiết nhà máy điện không bị ảnh hưởng nếu bổ sung bước thu giữ CO_2 sau quá trình đốt. Tuy nhiên, hàm lượng CO_2 trong khí thải giảm khi non tải, dẫn tới chi phí thu giữ tăng trên mỗi tấn. Vì lý do này, nên vận hành các nhà máy CCS ở tải nền.

Ưu điểm

- **Thu giữ sau quá trình đốt.** Có thể được áp dụng cho hầu hết các nhà máy nhiệt điện hoặc đốt than hiện tại.
- **Thu giữ trước quá trình đốt**. Khí đốt tổng hợp chứa CO_2 và ở áp suất riêng cao, với nhiều công nghệ tách có thể áp dụng, cho phép giảm chi phí nén. Điều này dẫn đến chi phí vận hành thấp hơn so với thu giữ sau đốt.
- **Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy**. Nồng độ CO_2 trong khí thải rất cao, do đó có thể tránh được bước phân tách phức tạp sau quá trình đốt; CO_2 thu được bằng cách loại bỏ nước thông qua quá trình ngưng tụ đơn giản. Các nhà máy điện cũng có thể được cải tạo để bổ sung quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy (Tài liệu tham khảo 7).

Nhược điểm

- **Thu giữ sau quá trình đốt.** CO_2 được pha loãng trong khí thải và ở áp suất môi trường xung quanh, điều này làm cho việc cô lập CO_2 khó hơn. Công nghệ này cần công suất nhiệt lớn để tái tạo chất thu giữ carbon.
- **Thu giữ trước quá trình đốt**. Giá thành của thiết bị cao và đòi hỏi các hệ thống phụ trợ như bộ tách không khí và bộ chuyển đổi. Thích hợp cho các nhà máy IGCC; Các nhà máy khí tự nhiên cần có *quá trình tái thiết lập nhiệt độ tự động* trước khi có thể sử dụng nhiên liệu.
- **Thu giữ trong quá trình đốt cháy nhiên liệu oxy**. Quá trình sản xuất O_2 đông lạnh rất tốn kém. Việc tái chế CO_2 được làm lạnh là cần thiết để duy trì nhiệt độ bên trong vật liệu buồng đốt, điều này dẫn đến giảm hiệu suất và tăng phụ tải (Tài liệu tham khảo 7).

Nói chung, rò rỉ trong quá trình vận chuyển hoặc lưu trữ có thể dẫn đến các vấn đề nghiêm trọng như axit hóa đại dương và đất. Rủi ro này có thể xảy ra do đứt gãy vỏ trái đất (Tài liệu tham khảo 8). Chi phí công nghệ CCS và việc thiếu nền kinh tế CO_2 đã được xác định là những thách thức lớn ngăn cản việc áp dụng rộng rãi công nghệ này (Tài liệu tham khảo 9).

Môi trường

CCS có tác động tích cực nói chung đối với ô nhiễm không khí, tuy nhiên, công nghệ này tiêu thụ 15-20% sản lượng điện của một nhà máy điện, tùy thuộc vào công nghệ sử dụng. Con số này tương ứng với mức giảm hiệu suất là 7-8 điểm phần trăm. Điều này có nghĩa là lượng phát thải của một số chất ô nhiễm sẽ không chỉ tăng lên trong các nhà máy, mà còn tăng phát thải do khai thác và vận chuyển nhiên liệu bổ sung.

- **Đioxit lưu huỳnh** (SO_2). Phát thải SO_2 trong các nhà máy đốt than giảm khi CO_2 được thu giữ, các nhà máy có CCS thường được trang bị hệ thống khử lưu huỳnh khói lò (FGD) cải tiến. Các nhà máy IGCC có lượng phát thải SO_2 thấp không phụ thuộc vào CCS do có bộ phận loại bỏ khí axit.
- **Chất dạng hạt (PM) & oxit nitơ** (NO_x). Dự kiến sẽ tăng tỷ lệ thuận với sự gia tăng sử dụng năng lượng sơ cấp do giảm hiệu suất khi ứng dụng CCS (Tài liệu tham khảo 10). Ôxit nitơ (NOx) và bụi (PM) không thu được từ hệ thống amin, và do đó phát thải tăng theo đầu ra khi nhiên liệu sử dụng trên đầu ra tăng. Tuy nhiên, mức độ phát thải không thay đổi trên 1GJ nhiên liệu (Tài liệu tham khảo 10).
- **Amoniac** (NH_3). Đây là chất ô nhiễm duy nhất dự kiến sẽ tăng đáng kể do sự phân huỷ của các dung môi gốc amin (Tài liệu tham khảo 8).

Nghiên cứu và phát triển

Mặc dù chính phủ có những nỗ lực nhằm thúc đẩy sử dụng năng lượng tái tạo và khí tự nhiên, tiêu thụ than của Việt Nam vẫn tăng lên kể từ năm 2012, điều này cho thấy sự phụ thuộc ngày càng lớn vào than (Tài liệu tham khảo 11), vốn là nguồn phát thải CO_2 chính (Tài liệu tham khảo 12) .

Mặc dù ngành năng lượng phụ thuộc vào than, hiện vẫn chưa có sáng kiến nghiên cứu nào về Thu giữ và lưu trữ carbon ở Việt Nam. CCS không phải là ưu tiên của khu vực Đông Nam Á và các nỗ lực của chính phủ tập trung vào lĩnh vực năng lượng tái tạo và khí tự nhiên để chuyển đổi sang một nền kinh tế carbon thấp thay vì CCS.

Tuy nhiên, khung chính sách cần ủng hộ việc bổ sung CCS, đây là yếu tố then chốt đối với tương lai của CCS, nhằm tránh tình trạng tích trữ khí thải carbon và không thể vận hành công nghệ này trong tương lai (Tài liệu tham khảo 6). Một thuận lợi cho việc thực hiện CCS là quốc gia không cần phải thay đổi cơ cấu hệ thống năng lượng. Ngân hàng Phát triển Châu Á cho rằng biện pháp giảm thiểu thông qua CCS có thể trở nên khả thi về kinh tế ở khu vực Đông Nam Á khi giá carbon tăng vào năm 2050.

Tất cả các nghiên cứu ở Việt Nam đều được quốc tế tài trợ (Tài liệu tham khảo 6). Tuy nhiên, cần có thêm nhiều nghiên cứu liên quan đến tiềm năng CCS ở Việt Nam, không nên chỉ tập trung vào tiềm năng lưu trữ mà còn cả các khía cạnh kỹ thuật và kinh tế.

Các dự án hiện có

Không có nhiều dự án CCS ở Đông Nam Á và số lượng còn rất khiêm tốn ở Việt Nam. Chỉ có hai dự án đã được thực hiện:

Dự án Bạch Hổ

Là dự án CCS thương mại đầu tiên ở Châu Á, do đó có giá trị trình diễn cao. Dự án là kết quả hợp tác giữa Mitsubishi Heavy Industry, Marubei và Vietsovpetro. Dự án thu CO_2 từ nhà máy điện khí tự nhiên chu trình hỗn hợp và bơm vào mỏ Bạch Hổ nhằm mục đích tăng cường thu hồi dầu. CO_2 được vận chuyển qua 144 km đường ống dưới biển và được lưu trữ ở độ sâu 4 km. Lượng carbon thu giữ là 4,6 Mtpa (Tài liệu tham khảo 13).

Dự án Rạng Đông

Một dự án thí điểm thu hồi và cất giữ CO_2 kết hợp tăng khả năng thu hồi dầu (CO_2-EOR) quy mô nhỏ được thực hiện từ năm 2011-2014 và kết quả đã chứng minh tính khả thi về kỹ thuật của dự án. Tuy nhiên, việc tăng khả năng thu hồi dầu sử dụng biện pháp bơm ép khí hydrocarbon (HGC-EOR) tiết kiệm chi phí hơn do vị trí ngoài khơi không thuận tiện và một dự án HGC-EOR đã được vận hành thương mại từ năm 2014 (Tài liệu tham khảo 14).

Thu giữ carbon tại Petra Nova

Nhà máy điện nằm ở Texas này có hệ thống thu giữ CO_2 sau đốt lớn nhất thế giới. Nhà máy này đã hoạt động từ năm 2017, khi nó được trang bị thêm một cơ sở thu giữ CO_2 công suất 1,4 Mtpa (Mega tấn mỗi năm) (Tài liệu tham khảo 15). CO_2 được đưa đến một mỏ dầu cách xa nhà máy. Vào mùa hè năm 2020, dự án điện thu giữ carbon Petra Nova đã bị gián đoạn do giá dầu giảm thấp sau đại dịch Covid-19.

Dự án thu giữ và sử dụng carbon Tuticorin

Dự án này là một hệ thống thu giữ và sử dụng carbon ở Chennai, Ấn Độ, bắt đầu hoạt động vào năm 2016 cho một nhà máy điện với 5 tổ máy nhiệt điện than, mỗi tổ máy có công suất 210 MW (Tài liệu tham khảo 16). Hệ thống này có thể thu giữ được 60.000 tấn CO_2/năm từ khí thải, được sử dụng để làm thuốc muối (baking soda) và tro. Công nghệ này đang được vận hành mà không cần trợ giá do sử dụng một loại hóa chất loại bỏ CO_2 mới, hiệu quả hơn một chút so với amin (Tài liệu tham khảo 17).

Dự án trình diễn thu giữ carbon của Nhà máy điện Shidongkou 2 ở Thượng Hải

Đây là dự án trình diễn nhà máy nhiệt điện than 600 MW để thu giữ carbon sau đốt ở Trung Quốc. Dự án bắt đầu xây dựng từ năm 2009 và đi vào vận hành vào năm 2011, với chi phí 24 triệu USD. Công nghệ thu giữ carbon được sử dụng là thu giữ sau đốt bằng cách sử dụng hỗn hợp amin. Sau khi thu giữ, CO_2 được bán để sử dụng cho mục đích thương mại (Tài liệu tham khảo 18).

Đập Boundary Tổ máy # 3

Đây là trạm đốt than nằm ở Canada. Trạm này sản xuất 115 MW điện và hệ thống thu giữ carbon (CCS) sau đốt được lắp đặt vào năm 2014. Tỷ lệ thu giữ lên đến 90% và nhà máy thu giữ khoảng 1 triệu tấn mỗi năm bằng công nghệ amin. Dự án có chi phí 1,24 tỷ USD, trong đó một nửa dành cho việc lắp đặt hệ thống thu giữ carbon và nửa còn lại dành cho việc hiện đại hóa nhà máy. CO_2 được bán cho mục đích thu hồi dầu tăng cường (EOR) (Tài liệu tham khảo 19).

Ước tính dữ liệu

Các con số về chi phí được đưa ra như một chi phí bổ sung đối với cùng một công nghệ không có thu giữ carbon (CCS). Dữ liệu được thể hiện cho việc bổ sung công nghệ sau đốt. Dữ liệu về hiệu suất và năng lượng được thể hiện cho thấy sự khác nhau so với công nghệ không có CCS vì công nghệ CCS không thể đứng độc lập. Dữ liệu ước tính cho năm 2020 dựa trên một số nguồn số liệu quốc tế và Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch vì kinh nghiệm của Việt Nam về triển khai CCS còn hạn chế. Các dự báo tuân theo cách tiếp cận đường cong học tập so với tỷ lệ học tập được sử dụng cho các nhà máy nhiệt điện than và khí. Xem phụ lục 1 mô tả về các đường cong học tập. Dữ liệu ước tính chỉ bao gồm quá trình thu giữ carbon, không bao gồm quá trình cô lập carbon. Do vậy, số liệu về nén, vận chuyển và lưu trữ v.v không bao gồm trong dữ liệu này.

Tài liệu tham khảo

1. DEA 2020, "*Dữ liệu công nghệ: Nhiệt trong quy trình công nghiệp và thu giữ carbon*".
2. Phòng thí nghiệm Công nghệ Năng lượng Quốc gia, "*Thu giữ CO_2 sau quá trình đốt*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
3. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ - Phòng thí nghiệm Công nghệ Năng lượng Quốc gia, "*Thu giữ CO_2 trước quá trình đốt*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
4. M.N. Anwar, 2018, "*Thu giữ và lưu trữ CO_2: Lộ trình hướng tới môi trường bền vững*".
5. Cơ quan Khảo sát địa chất Anh, "*Cách thức lưu trữ CO_2*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
6. M. Ha-Duong, H. Nguyen-Trinh, 2017, "*Hai kịch bản về thu giữ và lưu trữ carbon ở Việt Nam*".
7. José D. Figueroa, 2008, "*Những tiến bộ trong công nghệ thu giữ CO_2 — Chương trình thu giữ carbon của Bộ Năng lượng Hoa Kỳ".*
8. Cơ quan Môi trường Châu Âu, "*Hoạt động thu giữ và lưu trữ carbon cũng có thể tác động đến ô nhiễm không khí*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
9. Viện CCS toàn cầu, 2018, "*Giá trị đối với nền kinh tế của việc thu giữ và lưu trữ carbon*".
10. Koornneed J. và cộng sự, 2011, "*Thu giữ CO_2 và Chất lượng không khí*".
11. Trung tâm Than sạch IEA, "*Việt Nam nằm trong số các quốc gia có tiêu thụ than tăng trưởng nhanh nhất thế giới*" Link, Truy cập ngày 16 tháng 10 năm 2020.
12. EREA & DEA, 2019, "*Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019*".
13. ZeroCO2, "Dự án CCS Bạch Hổ", Link, Truy cập ngày 16 tháng 10 năm 2020.
14. Y.Kawahara, A. Hatakeyama, "*Dự án thí điểm CO_2-EOR ngoài khơi tại Việt Nam*", của JX oil.
15. Nhà máy điện Tuticorin, "*Trạm nhiệt điện Tuticorin*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
16. The Guardian, "*Bước đột phá trong thu giữ carbon của công ty Ấn Độ*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
17. Chương trình công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon MIT, "*Thông tin về dự án Shidongkou*", Link, Truy cập ngày 24 tháng 9 năm 2020.
18. Cornot-Gandolphe S., "*Thu giữ, lưu trữ và sử dụng carbon nhằm bảo vệ nguồn than*", 2019.
19. Preston C. et al., "*Cập nhật dự án tích hợp CCS tại Trạm điện đập SaskPower*", 2018.

Công nghệ	Nhà máy nhiệt điện than siêu tới hạn với CCS - Cải tiến sau đốt								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	-60	-60	-60					A	1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	-60	-60	-60					A	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	-7	-7	-7						1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	-8	-8	-8						1
Ngừng máy cưỡng bức (%)	+7	+7	+7						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)									
Thời gian xây dựng (năm)									
Giảm phát thải CO_2 (%)	-89	-90	-90			-90	-99	B	1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)									
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	4	4	4					C	7
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	30	30	30					D	7
Thời gian khởi động ấm (giờ)	4	4	4					E	8
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	12	12	12					E	8
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	81	81	81						3,7
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	97	97	97						3,7
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	152	150	38						3,7
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)									
N_2O (g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	+2,03	+1,86	+1,48	+1,66	+2,38	+1,22	+1,74	F	2,5,9,10
- trong đó thiết bị (%)	30	30	30	25	50	25	50		1
- trong đó lắp đặt (%)	70	70	70	50	75	50	75		1
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	+43500	+42100	+40900	+13500	+52000	+13500	+52000	F	1,7,9
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	+3,22	+3,13	+3,03	+2,60	+8,52	+2,44	+8,02	F	1,5,9

Tài liệu tham khảo:

1. Viện Thu giữ và Lưu trữ Carbon Toàn cầu, Chi phí thu giữ và lưu trữ carbon toàn cầu, 2017.
2. Hệ thống phát thải bằng 0, Chi phí thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO_2.
3. Koonneef J., 2011, Thu giữ CO_2 và chất lượng không khí.
4. IEAGHG, Sự linh hoạt trong vận hành nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.
5. EIA, 2016, Ước tính chi phí vốn cho các nhà máy phát điện quy mô công nghiệp.
6. Trường đại học Utrecht & Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng của Hà Lan, Yêu cầu về mức độ linh hoạt của nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon trong hệ thống năng lượng tương lai với tỷ trọng NLTT cao.
7. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu công nghệ - phát điện và cấp nhiệt tập trung", 2020.
8. IEAGHG, Vận hành linh hoạt nhà máy điện với CCS.
9. NREL ATB 2020.
10. IEA, Triển vọng công nghệ năng lượng – Báo cáo đặc biệt về thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon, 2020.

Ghi chú:

A. Chênh lệch trong sản lượng điện năng thể hiện phần công suất cần bổ sung do sử dụng các thiết bị phụ trợ (với CCS, chiếm khoảng 15% sản lượng điện thuần).

B. Số liệu này thể hiện hiệu quả của quá trình thu giữ carbon. Công nghệ mới có thể giúp khử CO_2 hiệu quả hơn trong tương lai. CO_2 hiện có thể được thu giữ ở tỷ lệ cao hơn nhưng chi phí biên để tăng tỷ lệ thu giữ vượt quá giá trị báo cáo ở mức tương đối cao.

C. Về nguyên tắc, tăng giảm công suất không bị ảnh hưởng bởi sự hiện diện/không có hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.

D. Mức tải tối thiểu không bị ảnh hưởng bởi hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon. Tuy nhiên máy nén CO_2 cần phụ tải cao hơn để vận hành thông suốt.

E. Quá trình tái phát điện tại tổ máy sau quá trình đốt có thời gian khởi động tương đương so với nhà máy điện.

F. Chi phí nén, vận chuyển và lưu trữ không bao gồm trong các số liệu này.

Công nghệ	Chu trình hỗn hợp khí tự nhiên với CCS – Cải tiến sau đốt								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	-40	-40	-40					A	1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	-40	-40	-40					A	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	-7	-7	-7						1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	-8	-8	-8						1
Ngừng máy cưỡng bức (%)	+5	+5	+5						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)	-								
Thời gian xây dựng (năm)									
Giảm phát thải CO_2 (%)	-87	-90	-90			-90	-99	B	1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)									
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	20	20	20					C	6
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	45	45	45					D	6
Thời gian khởi động ấm (giờ)	2,0	2,0	2,0					E	4
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	4,0	4,0	4,0					E	4
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	30	30	30						3,6
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	99	99	99						3,6
NO_X (g/GJ nhiên liệu)	78	60	20						3,6
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	-	-	-						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	-	-	-						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	+1,20	+1,01	+0,78	+0,88	+1,62	+0,62	+1,06	F	1,7,8
- trong đó thiết bị (%)	40	40	40	30	60	30	60		1
- trong đó lắp đặt (%)	60	60	60	40	70	40	70		1
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	+9.400	9.000	8.800	7.300	14.600	6.900	14.600	F	1,7,8
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	+1,25	+1,21	+1,17	+0,62	+4,16	+0,62	+4,16	F	1,7,8

Tài liệu tham khảo:

1. Viện Thu giữ và Lưu trữ Carbon Toàn cầu, Chi phí thu giữ và lưu trữ carbon toàn cầu, 2017.
2. Hệ thống phát thải bằng 0, Chi phí thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO_2.
3. Koonneef J., 2011, Thu giữ CO_2 và chất lượng không khí.
4. IEAGHG, Sự linh hoạt trong vận hành nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.
5. Trường đại học Utrecht & Trung tâm Nghiên cứu Năng lượng của Hà Lan, Yêu cầu về mức độ linh hoạt của nhà máy điện với hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon trong hệ thống năng lượng tương lai với tỷ trọng NLTT cao.
6. Cục Năng lượng Đan Mạch, "Dữ liệu công nghệ - phát điện và cấp nhiệt tập trung", 2020.
7. NREL ATB 2020.
8. IEA, Triển vọng công nghệ năng lượng – Báo cáo đặc biệt về thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon, 2020.

Ghi chú:

A. Chênh lệch trong sản lượng điện năng thể hiện phần công suất cần bổ sung do sử dụng các thiết bị phụ trợ (với CCS, khoảng 10-15% sản lượng điện thuần).

B. Số liệu này thể hiện hiệu quả của quá trình thu giữ carbon. Công nghệ mới có thể giúp khử CO_2 hiệu quả hơn trong tương lai. CO_2 hiện có thể được thu giữ ở tỷ lệ cao hơn nhưng chi phí biên để tăng tỷ lệ thu giữ vượt quá giá trị báo cáo ở mức tương đối cao.

C. Về nguyên tắc, tăng giảm công suất không bị ảnh hưởng bởi sự hiện diện/không có hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon.

D. Mức tải tối thiểu không bị ảnh hưởng bởi hệ thống thu giữ và lưu trữ carbon. Tuy nhiên máy nén CO_2 cần phụ tải cao hơn để vận hành thông suốt.

E. Quá trình tái phát điện tại tổ máy sau khi đốt có thời gian khởi động tương đương so với nhà máy điện.

F. Chi phí nén, vận chuyển và lưu trữ không bao gồm trong các số liệu này.

5. ĐỒNG PHÁT CÔNG NGHIỆP

Giới thiệu đồng phát công nghiệp

Đồng phát là sử dụng một nhà máy sản xuất điện để đồng thời phát điện và nhiệt hữu ích. Trong đồng phát công nghiệp, thông thường nhiệt thải ra từ các quy trình xử lý công nghiệp khác nhau được sử dụng để cấp nhiệt cho lò hơi, từ đó làm chạy tuabin nối với máy phát để phát điện. Mô hình này có thể được sử dụng trong nhiều cơ sở công nghiệp như các nhà máy hóa chất, nhà máy sản xuất thép và xi măng, nhà máy giấy và bột giấy, v.v. Tất cả các nhà máy này đều có các quy trình xử lý ở nhiệt độ cao trong dây chuyền sản xuất, mặc dù một số quy trình phù hợp hơn các quy trình khác khi sử dụng nhiệt thải. Nhiệt thải không phải lúc nào cũng được tận dụng và do đó có thể là một giải pháp làm tăng hiệu suất sử dụng năng lượng cho quy trình công nghiệp nếu được khai thác cho đồng phát, và cũng là một cơ hội để cải thiện khả năng sinh lời cho hoạt động sản xuất của nhà máy, nếu chi phí nhiên liệu chiếm phần đáng kể trong các chi phí của nhà máy.

Đồng phát cũng có thể được sử dụng cho các mục đích cấp nhiệt cho hộ gia đình và thường được biết đến dưới hình thức các nhà máy nhiệt điện kết hợp (CHP) cung cấp cả điện và nhiệt cho các hộ tiêu thụ thông thường. Đồng phát công nghiệp khác với CHP không phải ở nguyên tắc chung của quá trình phát điện/nhiệt mà ở việc sử dụng nhiệt cho chính quá trình xử lý công nghiệp. Mặc dù thu hồi nhiệt không nhất thiết được gọi là đồng phát, giải pháp này cũng có một số điểm tương đồng và được sử dụng trong bối cảnh công nghiệp, đặc biệt là trong các quy trình có nhiệt độ thấp hơn, ở đó nhiệt được sử dụng để sấy khô, ví dụ như trong ngành dệt may hoặc các ngành công nghiệp khác, và nhiệt độ thường quá thấp để có thể sử dụng hiệu quả cho phát điện. Trong các trường hợp này, thu hồi nhiệt có thể giúp giảm chi phí sản xuất và tăng hiệu suất tổng thể của quy trình.

Các đặc điểm của một ngành công nghiệp cụ thể và các quy trình xử lý trong ngành đó, và đặc điểm của nhà máy hoặc xưởng sản xuất sử dụng giải pháp đồng phát đóng vai trò vô cùng quan trọng để xác định xem giải pháp cần được triển khai như thế nào, hiệu suất phát điện có thể đạt được và lợi ích của giải pháp này. Chương này không thể mô tả tất cả các ngành công nghiệp khác nhau và các ứng dụng của đồng phát, do đó chỉ tập trung vào hai cách tiếp cận chung về đồng phát và thảo luận ứng dụng của hai cách tiếp cận này trong hai ngành công nghiệp cụ thể. Tuy nhiên, các nguyên lý của hai cách tiếp cận về đồng phát này cũng phù hợp với các ngành công nghiệp tương tự khác. Ước tính chi phí và hiệu suất sẽ được cung cấp trong các bảng số liệu, nhưng cần nhấn mạnh rằng các dữ liệu này có thể có sự thay đổi đáng kể tùy theo bối cảnh cụ thể của một nhà máy hoặc xưởng sản xuất bất kỳ mà giải pháp đồng phát được triển khai.

Hai cách tiếp cận chung bao gồm: cách tiếp cận trong đó quy trình xử lý công nghiệp tạo ra phụ phẩm hữu cơ có thể đốt cháy để giải phóng năng lượng và cách tiếp cận trong đó nhiệt "thải" hoặc nhiệt dư thừa trong quá trình xử lý có thể tận dụng hoặc dùng để sản xuất điện. Trong cả hai trường hợp, nhiệt sẽ được chuyển vào lò hơi tại đó nước chuyển thành hơi làm chạy tuabin để phát điện. Tùy theo quy trình công nghiệp và nhiệt độ áp dụng, nhiệt dư thừa từ quy trình này có thể được sử dụng cho gia nhiệt ở các bước tiếp theo trong dây chuyền sản xuất, trong một số trường hợp dùng để cấp nhiệt tập trung hoặc đơn giản là được làm nguội đi.

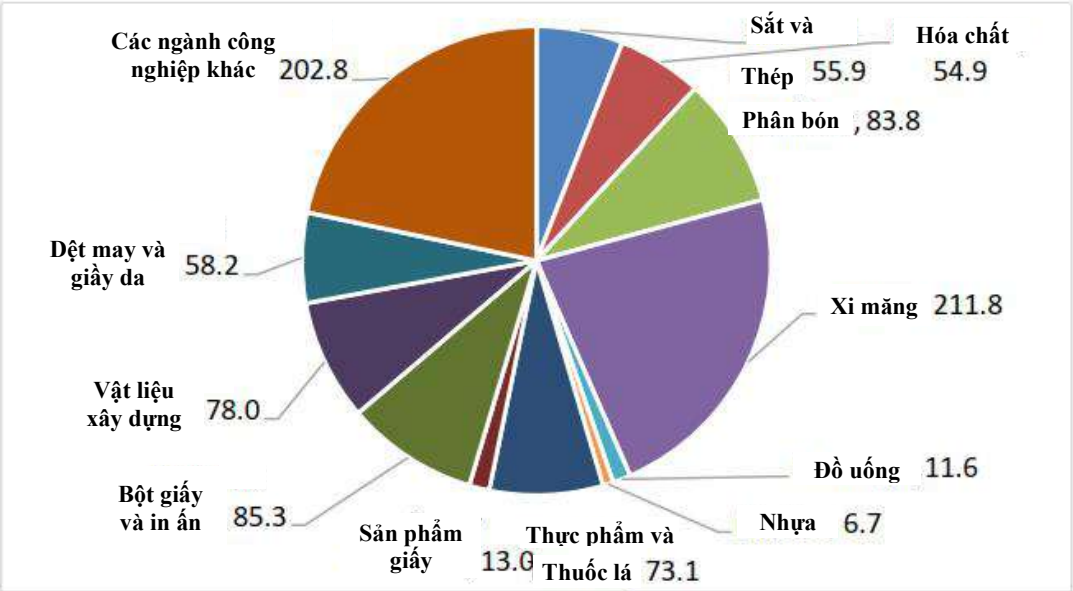
Việc đốt phụ phẩm hữu cơ của quá trình sản xuất để cấp nhiệt cho lò hơi nối với một tuabin, về nguyên tắc, rất giống với nhà máy nhiệt điện kết hợp đốt sinh khối. Nhiên liệu được cấp cho lò nung, được đốt và nhiệt năng được chuyển cho lò hơi để sản xuất hơi. Hơi nước sau đó đi qua một tuabin và điện năng được phát. Quá trình này nhìn chung được vận hành giống nhau không phụ thuộc vào loại vật liệu được đốt, mặc dù các đặc tính hóa học của vật liệu hữu cơ được đốt và tàn dư sau đốt có thể có sự khác biệt lớn từ quy trình này sang quy trình khác và lò hơi và lò nung cần được xây dựng để đảm bảo đáp ứng yêu cầu này.

Cách tiếp cận khác được đề cập trong Chương này đó là cách tiếp cận với nguồn nhiệt gián tiếp và không xuất phát từ lò hơi, nhưng từ chính quy trình xử lý công nghiệp. Ví dụ như nguồn nhiệt này có thể từ clinke trong dây chuyền sản xuất xi măng hoặc từ các lò nấu chảy kim loại trong ngành công nghiệp thép, trong đó nhiệt độ cao được sử dụng trong quy trình xử lý và nhiệt dư có thể tận dụng để cấp nhiệt cho lò hơi để sản xuất hơi và hơi có thể chạy qua tuabin. Do đó nguyên lý phát điện là giống nhau trong cả hai trường hợp, tuy nhiên các đặc điểm thực tế triển khai, chi phí và hiệu suất của các quá trình có thể có sự khác biệt lớn, phụ thuộc vào các yếu tố cụ thể.

Ngành công nghiệp tại Việt Nam

Lĩnh vực công nghiệp tại Việt Nam có sự đa dạng và bao gồm một số ngành khác nhau. Ngành công nghiệp lớn nhất là ngành xi măng, với mức tiêu thụ năng lượng là 211,8 PJ. Các ngành công nghiệp nổi bật khác, trong đó giải pháp đồng phát công nghiệp có thể áp dụng, là các ngành giấy, bột giấy và in ấn, với tiêu thụ năng lượng là 98,3 PJ; ngành chế biến thực phẩm và thuốc lá là 73,1 PJ; ngành dệt may và da giày là 58,2 PJ; và ngành sắt thép là 55,9

PJ. Các ngành này cũng được xác định trong Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019 là các ngành quan trọng nhất để triển khai các giải pháp về tiết kiệm năng lượng (EREA & DEA, 2019). Tổng tiêu thụ năng lượng trong lĩnh vực công nghiệp là 935,1 PJ.



Hình 11: Cơ cấu tiêu thụ năng lượng tính bằng PJ theo ngành công nghiệp tại Việt Nam năm 2014 (Viện Năng lượng, 2019)

Có thể thấy trong Hình 11 trên đây, Việt Nam có một ngành công nghiệp lớn và đa dạng. Nhiều ngành công nghiệp sử dụng nhiệt xử lý ở nhiệt độ cao trong quy trình sản xuất. Tuy nhiên, không phải tất cả các ngành sử dụng nhiệt độ cao đều phù hợp để triển khai giải pháp đồng phát, nếu nhiệt năng bị tiêu hao nhanh thì sẽ khó có thể tận dụng để cấp nhiệt cho lò hơi.

Một ví dụ tiêu biểu về ngành công nghiệp có tiềm năng sử dụng phụ phẩm hữu cơ trong đồng phát đó là ngành công nghiệp mía đường tại Việt Nam, ngành này hiện đã áp dụng giải pháp đồng phát trong hầu hết các nhà máy mía đường. Phần lớn các nhà máy này sản xuất nhiệt và điện cho tự dùng, tuy nhiên có một vài nhà máy sản xuất điện bán cho lưới điện quốc gia. Các nhà máy mía đường sử dụng vỏ mía vứt đi, bã mía làm nhiên liệu cho các lò hơi đốt sinh khối trong đó hơi sinh ra làm chạy tuabin nối với máy phát. Điều này có nghĩa là hầu hết các nhà máy mía đường chỉ sản xuất điện trong mùa mía đường, có nghĩa là vẫn còn tiềm năng khai thác nhiều hơn các hệ thống đồng phát tại các nhà máy mía đường bằng cách sử dụng các dạng sinh khối khác có sẵn, ví dụ như vỏ trấu.

Tương tự, các ngành công nghiệp sản xuất giấy, bột giấy và in ấn cũng có khả năng sử dụng lò hơi sinh khối phát điện và nhiệt kết hợp, do hoạt động sản xuất giấy tạo ra một phụ phẩm giàu năng lượng giống nhựa đường, thường được gọi là "rượu đen" có thể đốt trong lò hơi sinh khối và sử dụng để phát điện và nhiệt.

Mặc dù ngành mía đường và ngành giấy rất khác nhau, giải pháp đồng phát trong các ngành này có thể áp dụng với hệ thống lò hơi sinh khối phát điện và nhiệt kết hợp tương tự nhau. Hệ thống này có thể được sử dụng trong các quy trình xử lý công nghiệp có nhiệt độ gia nhiệt tương đối cao và sử dụng các vật liệu hữu cơ. Do đó, đây là một trong các công nghệ đồng phát sẽ được mô tả trong mục này của Cẩm nang Công nghệ.

Ngành xi măng là một trong những ngành tiêu thụ năng lượng nhiều hơn tại Việt Nam, ngay cả khi các cải tiến công nghệ đã được áp dụng trong sản xuất xi măng trong những năm gần đây (Ximang.vn, 2020), lượng nhiệt bị lãng phí trong quy trình sản xuất xi măng là rất lớn và có thể sử dụng cho giải pháp đồng phát nhằm nâng cao hiệu suất của quy trình. Nhu cầu điện của Việt Nam được dự báo sẽ tiếp tục tăng với tỷ lệ cao, do đó việc giảm nhu cầu điện bằng cách tận dụng nhiệt thừa để sản xuất điện sẽ đem lại lợi ích không chỉ cho các nhà sản xuất công nghiệp nặng mà còn cho hệ thống điện của quốc gia. Theo tính toán từ một bài báo của Hiệp hội Xi măng Việt Nam, một tấn khí thải có thể sản xuất được từ 3 đến 4 kWh điện năng. Các nhà máy xi măng thường sử dụng hai dạng năng lượng chính: nhiệt năng từ than, chủ yếu được sử dụng cho các lò clinke và lò nung trong quy trình sản xuất xi măng thực tế, và điện năng được sử dụng để cấp điện cho máy móc và thiết bị, các hệ thống phụ trợ (như bơm khí, bơm nước, v.v.), chiếu sáng, văn phòng và hoạt động tương tự. Với than và điện là các nguồn năng lượng chính cho sản xuất xi măng, sử dụng nhiệt thừa có thể giúp giảm chi phí và phát thải khí nhà kính.

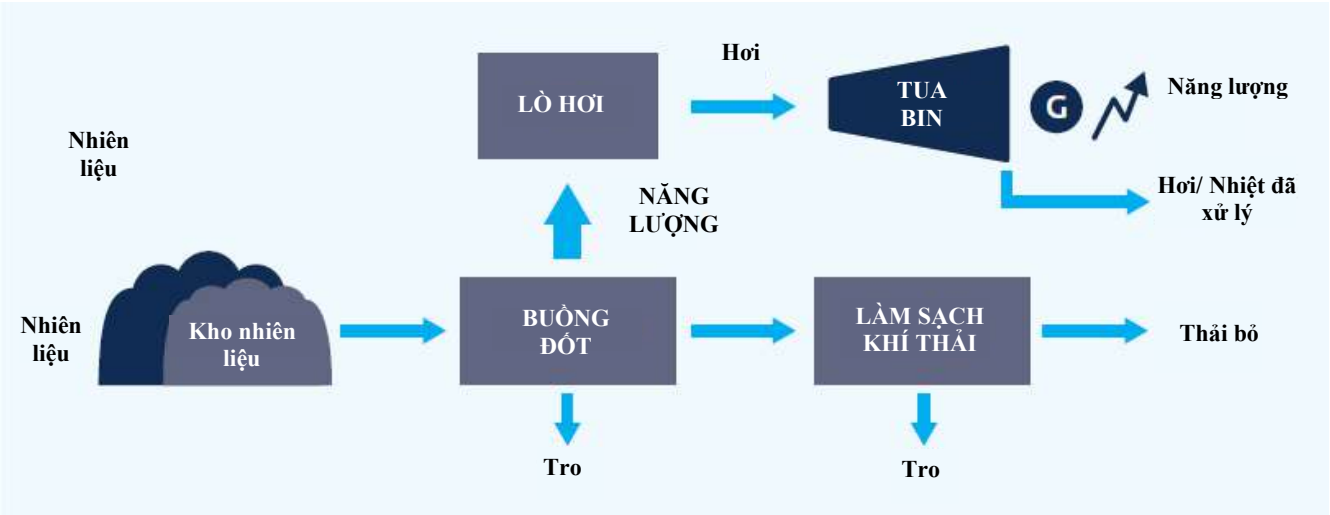
Các ngành công nghiệp nặng với các quy trình xử lý nhiệt độ cao như sản xuất thép và xi măng là các ứng cử viên cho các hình thức đồng phát khác, trong đó nhiệt thải từ các quy trình xử lý nhiệt độ cao được cấp cho lò hơi nối với tuabin. Có một số ví dụ về phương pháp này đã được áp dụng trong ngành xi măng tại Việt Nam, là ngành công nghiệp lớn nhất theo mức tiêu thụ năng lượng và việc sử dụng phương pháp đồng phát này trong ngành xi măng sẽ là một cách tiếp cận khác được nghiên cứu trong Chương này.

Mô tả công nghệ

Như đề cập ở trên, hai công nghệ nhiệt điện kết hợp (CHP) có thể sử dụng cho đồng phát công nghiệp sẽ được thảo luận trong phần này. Hai công nghệ này là hệ thống lò hơi CHP đốt sinh khối và các hệ thống CHP được cấp nhiệt từ nguồn nhiệt trong quy trình xử lý công nghiệp. Trọng tâm sẽ là các nguyên tắc vận hành của các công nghệ này và các cấu trúc liên quan, do các công nghệ này có thể áp dụng phù hợp với nhiều quy trình xử lý khác nhau và xây dựng với các thông số kỹ thuật rất khác nhau tùy theo nhu cầu cụ thể của từng quy trình công nghiệp cho trước.

Lò hơi CHP đốt sinh khối:

Lò hơi CHP đốt sinh khối có nhiều loại khác nhau để có thể xử lý các loại nhiên liệu khác nhau với các thành phần hóa học khác nhau và đặc điểm nung khác nhau. Khái niệm chung về lò hơi CHP đốt sinh khối là sinh khối được cấp cho buồng đốt nối với một lò hơi. Mặc dù khái niệm nhà máy CHP đốt sinh khối rất giống với nhà máy đốt dầu hoặc đốt khí truyền thống, việc vận hành nhà máy điện đốt sinh khối về một số khía cạnh phức tạp hơn và có thể đòi hỏi số giờ làm việc nhiều hơn của công nhân vận hành nhà máy. Điều này một phần là do nhiệt trị tương đối thấp và mật độ thể tích của sinh khối so với nhiên liệu hóa thạch, đòi hỏi cần nhiều không gian lưu trữ hơn và nhiều thời gian hơn để xử lý và cấp cho lò hơi. Hệ thống máy móc cũng sẽ đòi hỏi bảo trì nhiều hơn nhằm đảm bảo hiệu quả hoạt động ở mức cao của thiết bị.



Hình 12: Sơ đồ nhà máy đồng phát đốt sinh khối (Công ty Tài chính quốc tế, 2017).

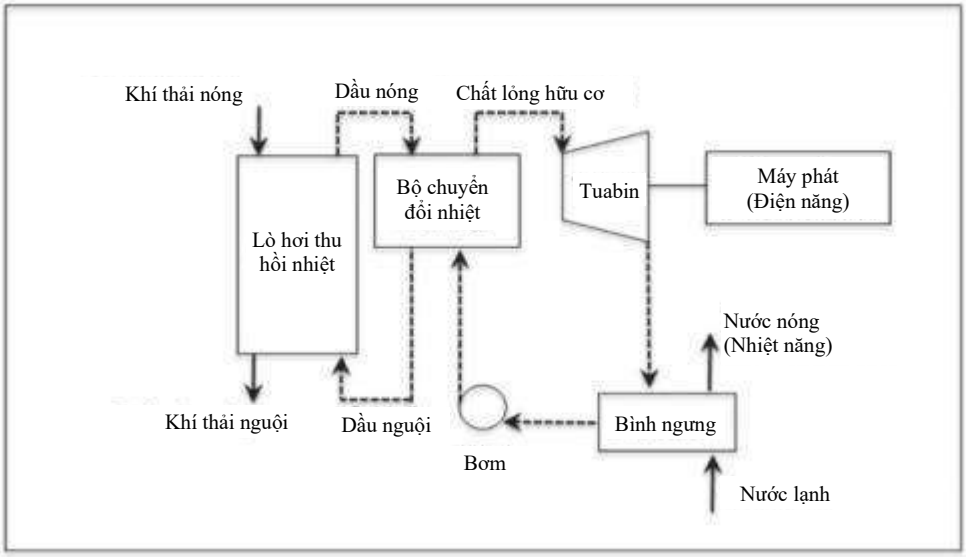
Hình 12 phác họa cấu trúc của một nhà máy CHP đốt sinh khối. Hình vẽ cho thấy quá trình cấp nhiên liệu sinh khối vào lò đốt bên dưới lò hơi. Điều này đòi hỏi phải có một khu vực kho chứa và xử lý nhiên liệu và băng chuyền hoặc trang thiết bị tương tự để cấp nhiên liệu sinh khối vào lò đốt. Lò đốt được nối với lò hơi, tại đây nước được gia nhiệt, sau đó nối với tuabin hơi để gia nhiệt hơi và hơi chạy qua một tuabin nối với máy phát (Công ty Tài chính quốc tế, 2017).

Một trong các thách thức với nhà máy CHP đốt sinh khối đó là vấn đề tro và xỉ trong lò đốt. Nhiên liệu với hàm lượng kiềm cao, như rơm, có thể tạo ra xỉ ở đáy và thành lò, từ đó có thể ăn mòn lò đốt và lò hơi và làm giảm hiệu suất (Bộ Năng lượng và Khai khoáng, 2011).

CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp:

Trong các nhà máy xi măng và các quy trình xử lý công nghiệp ở nhiệt độ cao khác không tạo ra các phụ phẩm hữu cơ có thể đốt như trong trường hợp của lò hơi CHP đốt sinh khối, một phương án thay thế đó là sử dụng nhiệt xử lý làm nguồn nhiệt để đun nước trong lò hơi. Để thực hiện được điều này, nhiệt, thường bị tiêu tan trong quy trình xử lý, cần được tập trung lại và khai thác. Việc này tốt nhất cần được thực hiện khi đạt gần đến mốc nhiệt độ cao nhất trong quy trình xử lý, nhằm tối đa hóa tiềm năng gia nhiệt của năng lượng trong quy trình. Một cách để thực

hiện được điều này là kết nối một lò hơi thu hồi nhiệt với một vòng hơi kín được làm nóng đặt gần với khu vực đốt than cho sản xuất xi măng hoặc sử dụng khí nóng được thải ra từ quy trình, như được minh họa trong Hình 13 bên dưới. Sơ đồ này thể hiện sự vận hành của hệ thống đồng phát theo chu trình Rankine hữu cơ tại một nhà máy xi măng Portland, do khả năng chuyển nhiệt thành điện ở nhiệt độ tương đối thấp trong quy trình. Khí nóng thải ra có thể đạt nhiệt độ 330 °C, là mức tương đối thấp so với nhiệt độ đạt được trong nhà máy CHP đốt sinh khối. Mạch vận hành với mức nhiệt độ tối thiểu 250°C của khí thải.



Hình 13: Sơ đồ hệ thống đồng phát tại một nhà máy xi măng Portland (Paredes-Sánchez, 2015).

Trong chu trình đồng phát được thể hiện ở trên, khí nóng thải ra từ quá trình đốt than được truyền từ một lò hơi thu hồi nhiệt sang một phương tiện chứa dầu. Cũng có thể dùng hơi cho quá trình truyền nhiệt này, nhưng thông thường sẽ đòi hỏi nhiệt độ cao hơn để thực hiện và có thể đạt được hiệu suất cao hơn so với dầu. Sau đó dầu nóng sẽ làm nóng nước thông qua bộ chuyển đổi nhiệt, từ đó chuyển thành hơi chạy qua tuabin nối với máy phát để phát điện.

Đầu vào

Sinh khối có thể có nhiều loại khác nhau với các đặc tính khác nhau về thành phần hóa học, nhiệt trị, quy trình đốt và rác thải. Nhiên liệu có thể là các loại vật liệu như bã mía, vỏ trấu, phế thải của các ngành công nghiệp gỗ, vỏ bào, rơm, bột giấy hoặc tương tự.

Đầu vào cho các hệ thống đồng phát CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý là khí thải nhiệt độ cao hoặc hơi quá nhiệt hoặc hơi nén từ các lò nung đốt than sử dụng trong các nhà máy xi măng hoặc nhà máy thép.

Đầu ra

Các lò hơi CHP đốt sinh khối sản xuất cả điện và nhiệt dưới dạng hơi, nước nóng (> 110 °C) hoặc nước ấm (< 110 °C) có thể sử dụng để gia nhiệt.

Trong ví dụ về nhà máy xi măng Portland, 19,2% năng lượng trong khí thải được gia nhiệt trước có thể thu hồi và sử dụng để sản xuất điện, cho phép nhà máy sản xuất điện năng với 5,5 GWh/năm và sản xuất nhiệt năng với 23,7 GWh/năm (Paredes-Sánchez, 2015).

Tổng nhiệt năng có sẵn (Q_T) từ lưu lượng khí thải được gia nhiệt trước (m_2) có thể được tính như sau:

$$Q_T = m_2 * \left(h_{khí\ thải\ nóng\ (330\ °C)} - h_{khí\ thải\ nguội\ (250\ °C)}\right)$$

$$Q_T = 57{,}11\frac{kg}{s} * (610{,}4 - 527{,}0)\frac{kJ}{kg} = 4.763\ kW$$

Hiệu suất tổng thể (η) bằng 85% được ước tính cho việc thu hồi nhiệt trong quá trình đồng phát theo chu trình Rankine hữu cơ (ORC).

$$Q_{ORC} = \eta * Q_T = 4.049\ kW$$

Do 18% năng lượng được thu hồi có thể chuyển đổi thành điện năng, có thể đạt được công suất điện đầu ra là 729 kW. Với 7.500 giờ vận hành/năm tại nhà máy, sản lượng điện đạt được sẽ là 5,5 GWh/năm cho nhà máy xi măng với sản lượng xi măng là 1,7 nghìn tấn/ngày.

Công suất điển hình
Lò hơi càng lớn, công suất phát điện càng cao hơn, và tổng sản lượng điện cũng cao hơn. Sản lượng điện và nhiệt điển hình cho hệ thống CHP đốt sinh khối được mô tả dưới đây:

Bảng 10: Công suất điển hình của các hệ thống lò hơi CHP đốt sinh khối (Energinet, 2020).

Công suất điển hình	Nhiệt đầu vào	Sản lượng điện đầu ra
CHP quy mô lớn	>100 MW_{th}	~ >25 MW_e
CHP quy mô trung bình	25 – 100 MW_{th}	6 – 25 MW_e
CHP quy mô nhỏ	1 – 25 MW_{th}	0,1 – 6 MW_e

Đồng phát trong nhà máy xi măng về nguyên tắc có quy mô công suất tương tự như các nhà máy CHP đốt sinh khối, như được mô tả trong Bảng 10 ở trên. Quy mô công suất phụ thuộc trực tiếp vào quy mô sản lượng xi măng, tuy nhiên do nhiệt sử dụng trong quá trình xử lý được lấy trực tiếp từ hoạt động sản xuất xi măng và hiệu suất có xu hướng thấp hơn so với nhà máy CHP đốt sinh khối, do nhiệt độ vận hành ở mức tương đối thấp, thường không cao quá 3-400 °C (Irungu & Muchiri, 2017).

Cấu hình tăng giảm công suất

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:
Sử dụng đồng phát trong các ngành công nghiệp khác nhau có thể giúp tăng đáng kể tổng hiệu suất năng lượng của quá trình xử lý công nghiệp bằng cách tận dụng năng lượng nhiệt của quá trình xử lý, mà lượng nhiệt này sẽ bị nguội đi nếu không được sử dụng. Trong các nhà máy xi măng, khoảng 35% năng lượng đầu vào thường bị thất thoát qua các dòng nhiệt thải (Khurana, Banerjee, & Gaitonde, 2006).

Nhược điểm:
Do hiệu suất của nhiều quy trình đồng phát ở mức tương đối thấp, không phải lúc nào giải pháp này cũng là một dự án đầu tư có lợi nhất trong các cơ sở công nghiệp.

Môi trường
Theo tính toán trong ví dụ của nhà máy xi măng Portland, năng lượng được thu hồi thông qua đồng phát tương đương với 3.000 tấn than/năm, với mức chi phí 100 USD/tấn sẽ tương ứng với khoảng 0,31 triệu USD/năm. Mức phát thải khí nhà kính quy đổi sang CO_2 của nguồn nhiệt năng này với giả định than là nhiên liệu đầu vào ở mức khoảng 8.000 tấn/năm (Paredes-Sánchez, 2015).

Việc làm
Nhu cầu nhân lực để vận hành một nhà máy đốt sinh khối có sự chênh lệch đáng kể theo quy mô vận hành nhà máy. Một nhà máy quy mô nhỏ trong khoảng 1 đến 5 MWe thường có thể vận hành và duy trì hoạt động với số lượng nhân công từ 3-5 người, trong khi đó các nhà máy quy mô lớn từ 20 đến 40 MWe có thể cần đến 20-40 người để đủ duy trì vận hành nhà máy. Số lượng nhân công làm nhiệm vụ vận hành và bảo trì tại chỗ phụ thuộc vào quy mô của nhà máy, loại nhiên liệu được sử dụng, thiết kế của nhà máy, mức độ tự động hóa và chiến lược vận hành và bảo trì được áp dụng (Công ty Tài chính quốc tế, 2017).

Mặc dù hệ thống CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp tương đồng với hệ thống CHP đốt sinh khối về cơ cấu thiết lập chung của hệ thống, việc duy trì và vận hành hệ thống này lại cần ít nhân công hơn, và tránh được các vấn đề về kho chứa và cấp nhiên liệu sinh khối. Do đó, dự kiến chỉ cần một số lượng ít nhân công để vận hành và duy trì hệ thống CHP sử dụng nhiệt từ quy trình xử lý công nghiệp so với hệ thống CHP đốt sinh khối.

Nghiên cứu và phát triển
Các công nghệ đồng phát rất phổ biến và bao gồm một số thành phần khá đơn giản phổ biến ở các ứng dụng tương tự khác. Các thành phần này bao gồm thiết bị trao đổi nhiệt, lò hơi, hệ thống thu hồi nhiệt, tuabin và bình ngưng. Các bộ phận máy móc của hệ thống đều đã phát triển chín muồi và việc sử dụng các máy móc này trong đồng phát công nghiệp đã được ứng dụng trong nhiều ngành công nghiệp ở nhiều quốc gia khác nhau. Mặc dù cần xem xét các yếu tố cụ thể khi sử dụng công nghệ này trong một nhà máy xi măng bất kỳ hoặc một bối cảnh công nghiệp tương tự, ứng dụng chung và hệ thống này đều đã được phát triển và nắm rõ và không có khả năng sẽ có thêm các đột phá mới trong việc sử dụng và ứng dụng các công nghệ này (phát triển công nghệ giai đoạn 4).

Ước tính chi phí đầu tư
Chi phí đầu tư các dự án đồng phát sẽ phụ thuộc chủ yếu vào quy mô và việc dễ dàng kết hợp hệ thống này với hệ thống máy móc hiện có. Việc ứng dụng giải pháp đồng phát vào các nhà máy công nghiệp ngay từ đầu sẽ có chi phí rẻ hơn nhiều so với việc bổ sung hệ thống này về sau.

Ước tính chi phí bổ sung công suất đồng phát cho nhà máy xi măng hiện đang hoạt động là 2,5 triệu USD/MW (Viện Năng suất công nghiệp, 2014).

Ví dụ về những dự án hiện có
Nồi hơi đồng phát (CHP) đốt sinh khối:
Nhà máy An Khê do Công ty Cổ phần Đường Quảng Ngãi làm chủ đầu tư, đặt tại Nhà máy đường An Khê tại xã Thành An, thị xã An Khê, tỉnh Gia Lai nhằm tận dụng phụ phẩm bã mía trong quá trình sản xuất đường. Ngoài ra, nhà máy còn tận dụng các nguồn nhiên liệu sinh khối khác ở Tây Nguyên như vỏ, bã cà phê, trấu, mùn cưa, bo bo.

Nhà máy An Khê có quy mô 2 tổ máy (40 + 55) MW, vận hành chính thức từ tháng 01/2018. Nhà máy sử dụng công nghệ lò hơi stoker (dùng máy nạp nhiên liệu) và tuabin hơi nước ngưng tụ (tổ máy 55 MW có van trích hơi cấp cho quá trình khử khí). Thông số nồi hơi: áp suất hơi quá nhiệt 100 bar và nhiệt độ hơi quá nhiệt 540^0C. Nhiên liệu cho nhà máy khoảng 600.000 tấn sinh khối/năm, trong đó bã mía chiếm khoảng 90% và nhiên liệu khác chiếm khoảng 10%. Sản lượng điện cung cấp cho hệ thống điện năm 2018 là 172 triệu kWh và năm 2019 là 147 triệu kWh. Tổng diện tích đất của dự án khoảng 5 ha. Nhà máy sử dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) để giảm phát thải bụi.

Tổng mức đầu tư của nhà máy sinh khối An Khê là 102,8 triệu USD (quy đổi sang giá USD năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương ứng với mức đầu tư danh nghĩa là 1,08 triệu USD/MWe. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 103 triệu USD, tương ứng 1,09 triệu USD/MW. Chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi của nhà máy lần lượt là 29.000 USD/MW/năm và 2,9 USD/MWh.

Nhà máy Đường Lam Sơn có địa chỉ tại huyện Thọ Xuân, tỉnh Thanh Hóa, hoạt động từ năm 1999 với diện tích trồng mía hơn 10.000 ha với hơn 1.000 cán bộ công nhân viên. Nó có một nhà máy đồng phát (CHP) tận dụng bã mía để phát điện và có ba lò hơi: Lò hơi 1 & 2: Q: 2x65 = 130 T/h, P: 32 Bar, TºC: 380; Nồi hơi 3: Q2: 80T/h, P = 67 bar, TºC: 505. Ba tuabin và máy phát: G1 & G2: 2x3 = 6 MW, G3 = 12,5 MW. Tổng công suất của các nhà máy CHP Lam Sơn là 18,5 MW với sản lượng điện hàng năm khoảng 50 triệu kWh, trong đó 2/3 phát lên lưới.

CHP sử dụng nhiệt xử lý:
Nhà máy CHP gia nhiệt Sông Lam là một bộ phận của Nhà máy Xi măng Sông Lam, bao gồm 2 tổ máy phát điện, mỗi tổ máy có công suất 7MW và 4 lò hơi với tổng công suất hơi là 80 m^3 hơi/giờ. Hoạt động của 4 lò hơi là sử dụng quạt hút và quạt không khí thừa để hút không khí nóng dư thừa trong quá trình sản xuất clinke qua các ống của lò hơi để làm nóng nước, biến nước trong lò hơi từ nước thành hơi quá nhiệt.

Hơi quá nhiệt có áp suất khoảng 1,3 MPa và nhiệt độ khoảng 340^0 C được dẫn ngược lại để làm quay tuabin hơi, tuabin sẽ kéo máy phát điện và tạo ra điện năng. Lượng khí nóng mang theo bụi khi đi vào lò hơi, các hạt bụi sẽ bị thay đổi bằng áp suất và va chạm vào các ống sinh hơi làm mất động năng và rơi xuống phễu thu, bụi từ phễu thu sẽ quay trở lại quy trình sản xuất. Như vậy, khí thải và không khí thừa sau khi qua hệ thống phát điện bằng khí dư sẽ được lọc sạch bụi và được làm mát trước khi thải ra môi trường. Mỗi năm hệ thống này sản xuất khoảng 100 triệu kWh, cung cấp tới 40% điện năng tiêu thụ cho Nhà máy xi măng.

Tài liệu tham khảo
Bioenergiesysteme GmbH. (2020, tháng 12). Tham khảo từ https://www.bios-bioenergy.at/de/strom-aus-biomasse/orc-prozess.html
Energinet. (2020). *Dữ liệu công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung.*
EREA & DEA. (2019). *Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam 2019.*
Viện Năng suất công nghiệp. (2014). *Thu hồi nhiệt thải cho ngành xi măng : Phân tích thị trường và nhà cung cấp.*
Viện Năng lượng. (2019). *Báo cáo Dữ liệu mô hình TIMES - Báo cáo cơ sở cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam năm 2019.*
Công ty Tài chính quốc tế. (2017). *Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng - Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư.*

Irungu, S. N., & Muchiri, P. &. (2017). Phát điện từ khí thải của lò nung xi măng: nghiên cứu điển hình về một nhà máy tại Kenya. *Tạp chí Khoa học và Kỹ thuật Năng lượng*, 90-99.
Khurana, S., Banerjee, J., & Gaitonde, U. (2006). Cân bằng năng lượng và đồng phát trong nhà máy xi măng. *Tạp chí Kỹ thuật nhiệt ứng dụng*, 2479-2489.
Bộ Năng lượng và Khai khoáng. (2011). *Nguyên liệu sinh khối và đồng phát trong ngành công nghiệp mía đường của Jamaica.*
Paredes-Sánchez, J. P. (2015). Sử dụng nhiệt thải từ quá trình đồng phát theo Chu trình Rankin hữu cơ tại nhà máy xi măng Portland. *DYNA*, 15-20.
Mạng thông tin chuyên ngành xi măng Việt Nam. (2020, ngày 08 tháng 12). *Ximang.vn*. Tham khảo từ Ximang.vn: https://ximang.vn/kinh-nghiem-van-hanh/co-hoi-tan-dung-nhiet-thai-de-phat-dien-trong-cac-nha-may-xi-mang-tai-viet-nam-13027.htm

Bảng số liệu

Đồng phát đốt sinh khối trong nhà máy mía đường

Công nghệ	**Đồng phát đốt sinh khối**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	25	25	25	4	200	4	200		1;5;12
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	27	27	27	20	30	20	30		1;3;7
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	26	26	26	20	30	20	30	D	1;3;7
Tổng hiệu suất thực (%) trên nhãn	85	85	85	80	90	80	90		11
Tổng hiệu suất thực (%) trung bình năm	84	84	84	80	90	80	90		11
Ngừng máy cưỡng bức (%)	7	7	7	5	9	5	9	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	26	26	26	24	28	24	28	C	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25	19	31	19	31	A	8;7
Thời gian xây dựng (năm)	2	2	2	2	3	2	3	A	7
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	35	35	35	26	44	26	44	A	1;9
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	10	10	10						3
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	30	30	30						3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,5	0,5	0,5						3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	10	10						3
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	12,5	12,5	12,5						3
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0,0	0,0	0,0						3
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	125	125	125						3
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,8	1,6	1,4	1,3	2,2	1,1	1,8	B	4-8;10
- trong đó thiết bị (%)	65	65	65	50	85	50	85		1;2
- trong đó lắp đặt (%)	35	35	35	15	50	15	50		1;2
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	49.500	45.500	39.600	37.100	61.900	29.700	49.500	A	4;5;8;10
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	3,2	2,9	2,5	2,4	4,0	1,9	3,2	A	5;10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									

Tài liệu tham khảo:

1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng".

2 Trung tâm Năng lượng ASEAN, 2016, "Chi phí điện năng bình quân quy dẫn của một số công nghệ năng lượng tái tạo được chọn tại các quốc gia thành viên của ASEAN"

3 Cục Năng lượng Đan Mạch và COWI, 2017, "Cẩm nang Công nghệ chuyển đổi sinh khối thành năng lượng".

4 IRENA, 2015, "Chi phí phát điện NLTT năm 2014".

5 IFC và BMF, 2017, "Chuyển đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư"

6 OJKJ, 2014, "Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức cung cấp dịch vụ tài chính", Cục Dịch vụ tài chính Indonesia.

7 IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho nhiệt và điện, Tóm tắt công nghệ".

8 PKPPIM, 2014, "Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energy melalui kredit program", Trung tâm Biến đổi khí hậu và Chính sách đa phương, Bộ Tài chính Indonesia.

9 Cục Điện lực trung ương Ấn Độ, 2007, "Báo cáo về yêu cầu sử dụng đất cho các trạm nhiệt điện".

10 Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.

11 Siemens, 2018:" Tiềm năng sức mạnh của mía đường".

Ghi chú:

A Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%

B Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

C Mùa sản xuất đường kéo dài khoảng nửa năm.

D Hiệu suất điện giảm 5 điểm phần trăm so với vận hành tập trung, phản ánh việc khai thác hơi ở nhiệt độ cao hơn để cấp nhiệt xử lý.

Hệ thống CHP trong nhà máy xi măng

Công nghệ	**CHP trong nhà máy xi măng**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	8	8	8	2	20	2	20		1;2;3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)									
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	18	18	18	15	25	15	25		3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm									
Ngừng máy cưỡng bức (%)									
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)									
Thời gian xây dựng (năm)									
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết									
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy									
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)									
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)									
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)									
NO_x (g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50		4
- trong đó thiết bị (%)	85	85	85	85	85	85	85	A	
- trong đó lắp đặt (%)	15	15	15	15	15	15	15	A	
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)									
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	12,50	12,50	12,50	5,00	20,00	5,00	20,00		2
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									

Tài liệu tham khảo:

1 Khurana, S., Banerjee, J., & Gaitonde, U. (2006). Cân bằng năng lượng và đồng phát trong nhà máy xi măng. Tạp chí Kỹ thuật nhiệt ứng dụng, 2479-2489.

2 Irungu, S. N., & Muchiri, P. &. (2017). Phát điện từ khí thải của lò nung xi măng: nghiên cứu điển hình về một nhà máy tại Kenya. Tạp chí Khoa học và Kỹ thuật Năng lượng, 90-99.

3 Paredes-Sánchez, J. P. (2015). Sử dụng nhiệt thải từ quá trình đồng phát theo Chu trình Rankin hữu cơ tại nhà máy xi măng Portland. DYNA, 15-20.

4 Viện Năng suất công nghiệp. (2014). Thu hồi nhiệt thải cho ngành xi măng: Phân tích thị trường và nhà cung cấp.

Ghi chú:

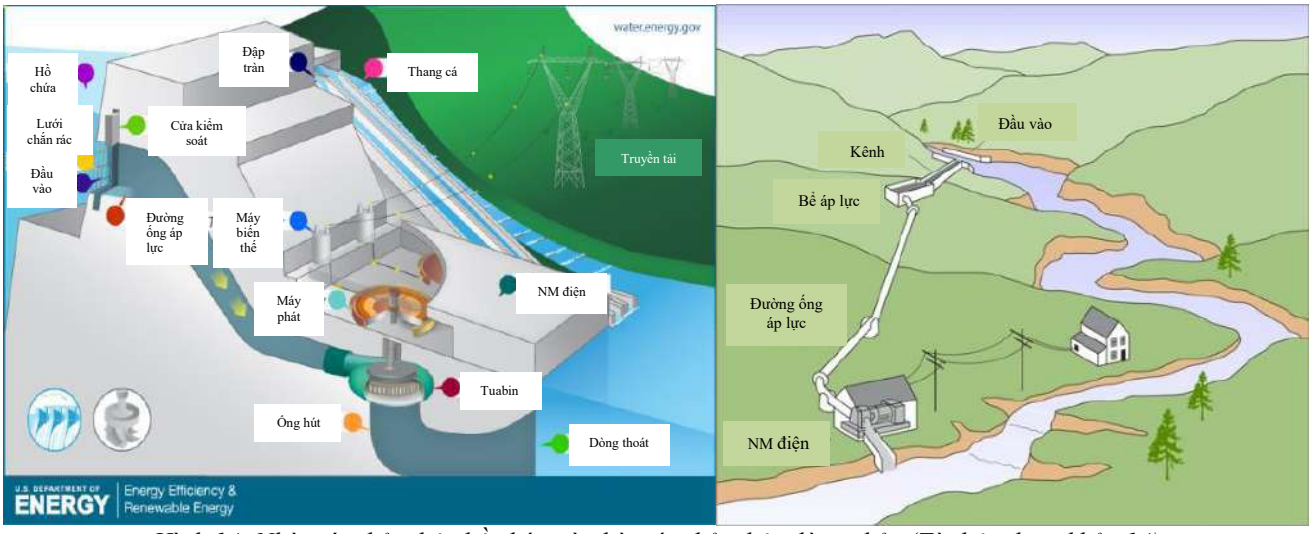
A Số liệu tự tính toán.

6. THỦY ĐIỆN

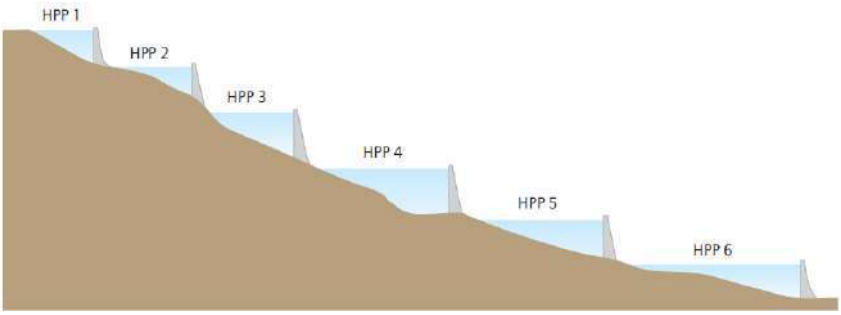
Mô tả công nghệ

Có ba loại nhà máy thủy điện:

- Thủy điện dòng chảy. Là nhà máy lấy nước từ sông qua kênh hoặc đường ống áp lực để làm quay tuabin. Một dự án thủy điện dòng chảy điển hình có công trình giữ nước ở mức rất thấp hoặc không giữ nước. Thường có công suất nhỏ.
- Thủy điện hồ chứa. Sử dụng đập để tích nước trong hồ chứa. Điện được sản xuất khi xả nước trong hồ chứa cho chảy qua tuabin, từ đó làm quay máy phát điện. Thường có công suất lớn.
- Thủy điện tích năng. Cấp điện cho phụ tải đỉnh, khai thác nước để sản xuất điện, trong đó nước được tuần hoàn giữa hồ trên và hồ dưới bằng bơm sử dụng điện dư thừa từ hệ thống điện khi nhu cầu phụ tải thấp.



Hình 14: Nhà máy thủy điện hồ chứa và nhà máy thủy điện dòng chảy (Tài liệu tham khảo 14)



Hình 15: Hệ thống thủy điện bậc thang (Tài liệu tham khảo 1)

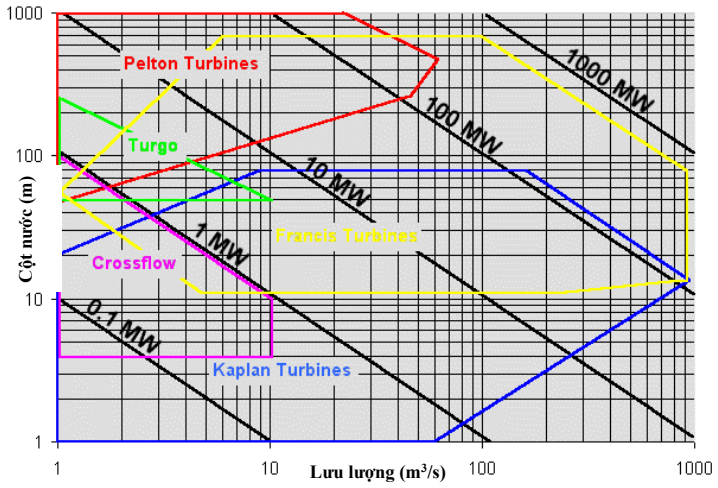
Các nhà máy thủy điện hồ chứa và thủy điện dòng chảy có thể kết hợp với nhau trong các hệ thống bậc thang của sông, nhà máy thủy điện tích năng có thể sử dụng nước tích trữ từ một hoặc nhiều nhà máy thủy điện hồ chứa. Trong hệ thống bậc thang, sản lượng điện từ nhà máy thủy điện dòng chảy có thể được điều tiết bởi nhà máy thủy điện hồ chứa trên thượng nguồn. Một hồ chứa lớn ở lưu vực thượng nguồn nhìn chung có thể điều tiết lưu lượng cho một vài nhà máy thủy điện dòng chảy hoặc thủy điện có hồ chứa nhỏ hơn ở dưới hạ lưu. Điều này có thể làm tăng sản lượng điện phát hàng năm của các nhà máy dưới hạ lưu, và làm tăng giá trị của chức năng tích nước của hồ trên. Tuy nhiên, điều này cũng gây ra tình trạng các nhà máy ở hạ lưu phụ thuộc vào vận hành của các nhà máy ở thượng lưu.

Các hệ thống thủy điện có thể có dải quy mô công suất rộng. Phân loại dựa vào công suất của các nhà máy thủy điện được trình bày trong bảng sau.

Bảng 11: Phân loại công suất thủy điện

Loại	**Công suất**
Thủy điện lớn	>30 MW
Thủy điện nhỏ	1 MW – 30 MW
Thủy điện cực nhỏ và siêu nhỏ	< 1 MW

Các nhà máy thủy điện lớn thường có công suất vài trăm hoặc thậm chí vài nghìn MW và sử dụng năng lượng khi xả nước từ hồ chứa để sản xuất điện năng bằng các loại tuabin có sẵn (như Pelton, Francis, Kaplan) tùy theo các đặc điểm của dòng sông và công suất đặt của nhà máy. Các nhà máy thủy điện nhỏ, cực nhỏ và siêu nhỏ là loại thủy điện dòng chảy. Các loại thủy điện này sử dụng tuabin trục ngang, Pelton, hoặc Kaplan. Việc chọn lựa loại tuabin phụ thuộc vào cột nước và lưu lượng của dòng sông. Cột nước là sự chênh lệch mực nước giữa mực nước đầu vào và mực nước xả của thủy điện.

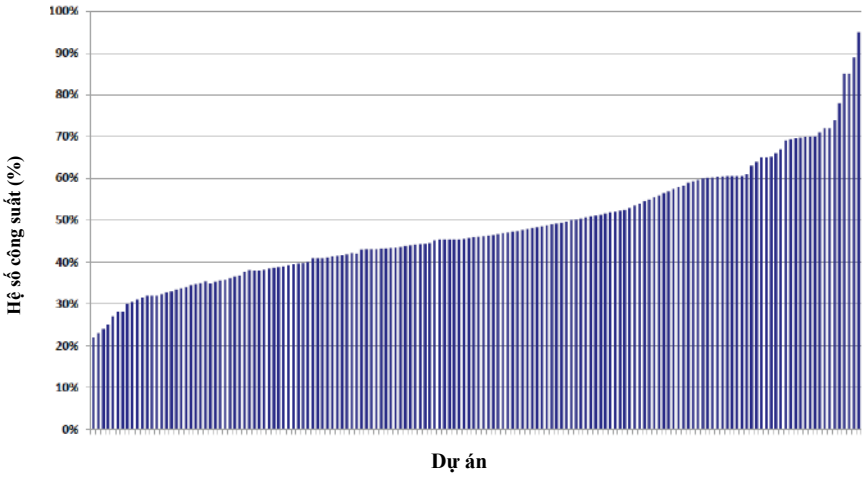


Hình 16: Đồ thị ứng dụng tuabin thủy điện (Tài liệu tham khảo 2)

Đối với địa điểm có cột nước cao và lưu lượng nhỏ, thường sử dụng tuabin Pelton, trong đó nước chảy qua các vòi phun đập vào các cánh gáo hình thìa được bố trí trên chu vi bánh xe công tác. Phương án hiệu suất thấp hơn là tuabin trục ngang. Đây là các tuabin xung kích, chỉ hoạt động nhờ động năng của dòng chảy. Tuabin Francis là loại thông dụng nhất, vì có thể sử dụng cho dải cột nước rộng (20 m đến 700 m), lưu lượng từ nhỏ đến rất lớn, dải công suất rộng và hiệu suất thủy lực rất tốt.

Đối với các cột nước thấp và lưu lượng lớn, tuabin Kaplan, là tuabin nước loại cánh chân vịt có các cánh điều chỉnh được, được sử dụng phổ biến. Tuabin Kaplan và Francis, giống như các loại tuabin cánh chân vịt khác, sử dụng động năng và chênh lệch áp lực của dòng nước giữa đầu vào và đầu ra của tuabin.

Hệ số công suất mà các dự án thủy điện đạt được cần được đánh giá khác so với các dự án năng lượng tái tạo. Hệ số này phụ thuộc vào tình trạng nước sẵn có và mục đích của nhà máy là cung cấp cho phụ tải đỉnh và/hoặc phụ tải đáy. Số liệu của 142 dự án cơ chế phát triển sạch (CDM) trên thế giới cho thấy hệ số công suất nằm trong khoảng từ 23% đến 95%. Hệ số công suất trung bình là 50% đối với các dự án này.



Hình 17: Hệ số công suất của 142 dự án thủy điện trên thế giới (Tài liệu tham khảo 4)

Đầu vào
Nước từ hồ chứa hoặc trực tiếp từ dòng chảy có cột nước (chiều cao) và lưu lượng nhất định.

Đầu ra
Điện năng.

Công suất điển hình
Các hệ thống thủy điện có dải công suất rộng, chủ yếu phụ thuộc vào địa điểm và cần được đánh giá cho từng trường hợp. Hiện nay có thể xem xét mức công suất tổng của tổ máy lên đến 900 MW (Tài liệu tham khảo 15).

Cấu hình tăng giảm công suất
Thủy điện giúp duy trì tần số lưới điện bằng cách điều chỉnh liên tục công suất tác dụng và đáp ứng nhanh chóng những dao động liên tục về yêu cầu công suất. Thủy điện có tốc độ tăng giảm công suất nhanh và thường có dải tăng giảm rất rộng, nên có khả năng điều chỉnh rất hiệu quả theo những biến động lớn của phụ tải hoặc nguồn cung cấp năng lượng tái tạo có tính gián đoạn như các nhà máy điện gió và điện mặt trời.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:
- Thủy điện là nguồn năng lượng sạch vì hoạt động vận hành của thủy điện không gây ô nhiễm môi trường hoặc phát thải.
- Thủy điện là nguồn năng lượng nội địa.
- Thủy điện là nguồn điện năng lượng tái tạo.
- Thủy điện có hồ chứa nhìn chung có thể sẵn sàng huy động khi cần; người vận hành có thể điều chỉnh lưu lượng nước qua tuabin để sản xuất lượng điện năng theo nhu cầu.
- Các nhà máy thủy điện có tuổi đời hoạt động dài, có thể kéo dài thêm tuổi thọ và cải tiến tiếp. Một số nhà máy đang hoạt động tại một vài quốc gia đã vận hành 100 năm và lâu hơn. Do đó thủy điện là dạng điện năng lâu dài và có giá điện ở mức hợp lý.
- Những lợi ích khác có thể bao gồm cung cấp nước, thủy lợi và kiểm soát lũ.

Nhược điểm:
- Đàn cá có thể bị ảnh hưởng nếu cá không thể di chuyển về phía thượng nguồn qua đập nước để đến điểm đẻ trứng hoặc nếu chúng không thể di chuyển về phía hạ lưu ra biển.
- Thủy điện có thể ảnh hưởng đến chất lượng nước và dòng chảy. Các nhà máy thủy điện có thể gây ra mức ôxy hòa tan thấp trong nước, gây hại cho môi trường sống bên bờ sông.
- Các nhà máy thủy điện có thể bị ảnh hưởng do hạn hán. Khi không có nước, các nhà máy thủy điện không thể sản xuất điện.
- Các nhà máy thủy điện có thể bị ảnh hưởng do bồi lắng. Bồi lắng ảnh hưởng đến an toàn của đập và giảm sản lượng điện, khả năng tích nước, công suất xả nước và giảm lũ. Chất bồi lắng làm tăng tải trọng lên đập và các cửa xả và gây hư hỏng thiết bị cơ khí.
- Các công trình thủy điện mới ảnh hưởng đến môi trường địa phương và có thể phải cạnh tranh với các mục đích sử dụng đất khác có thể tạo ra giá trị lớn hơn là phát điện. Con người, động vật và thực vật có thể mất môi trường sống tự nhiên của mình. Những di tích lịch sử và văn hóa địa phương có thể bị tác động.

- Mặc dù thủy điện là nguồn năng lượng tái tạo có khả năng điều chỉnh linh hoạt nhưng độ linh hoạt của thủy điện vẫn bị hạn chế do nhu cầu nước cho thủy lợi và những ràng buộc khác.

Môi trường

Những vấn đề môi trường được xác định trong phát triển thủy điện bao gồm:

- Vấn đề an toàn: Thủy điện ngày nay rất an toàn. Sự cố vỡ đập gây chết người rất hiếm khi xảy ra trong vòng 30 năm trở lại đây. Nguy cơ cho cộng đồng dân cư đã giảm đi rất nhiều thông qua việc lái dòng và giảm thiểu tình trạng lũ cực đoan.
- Sử dụng nước và ảnh hưởng chất lượng nước: Ảnh hưởng của các nhà máy thủy điện lên chất lượng nước ở từng địa điểm là khác nhau và phụ thuộc vào loại nhà máy thủy điện, cách nhà máy vận hành và chất lượng nước trước khi tới nhà máy. Mức ôxy hòa tan (DO) là thông số quan trọng đối với chất lượng nước hồ chứa. Hồ rộng, sâu có thể giảm mức DO trong nước ở đáy hồ, là nơi lưu vực sông hình thành những chất lắng đọng hữu cơ với khối lượng ít hoặc nhiều.
- Ảnh hưởng đến các loài di cư và đa dạng sinh học: Các đập cũ với các công trình thủy điện thường được xây dựng theo hướng không xem xét đúng mức tác động đối với loài cá di cư. Nhiều nhà máy thủy điện cũ đã được cải tạo để cho cá có thể di chuyển lên thượng lưu hoặc xuống hạ lưu.
- Thực hiện các dự án thủy điện ở những khu vực có ít hoặc không có hoạt động của con người: Ở những khu vực có ít hoặc không có hoạt động của con người thì mục đích hàng đầu là giảm tác động lên môi trường. Một cách tiếp cận là giới hạn phạm vi ảnh hưởng chỉ ở khu vực nhà máy, với sự can thiệp tối thiểu vào đất rừng ở khu vực đập và hồ chứa, ví dụ như tránh phát triển làng mạc hoặc thành phố sau giai đoạn xây dựng.
- Bồi lấp hồ và rác thải: Vấn đề này có thể làm thay đổi địa mạo tổng thể của sông và ảnh hưởng đến hồ, đập/nhà máy thủy điện và môi trường ở hạ lưu. Dung tích chứa nước của hồ có thể bị giảm, phụ thuộc vào khối lượng chất bồi lắng được dòng sông mang đến.
- Vòng đời phát thải khí nhà kính: Vòng đời phát thải CO_2 của thủy điện bắt đầu từ giai đoạn xây dựng, vận hành và bảo trì, đến khi tháo dỡ nhà máy. Khả năng phát thải từ sử dụng đất liên quan đến thay đổi tích tụ carbon và các tác động của quản lý sử dụng đất là rất nhỏ.
- Phá rừng, tăng hậu quả do lũ.

Việc làm

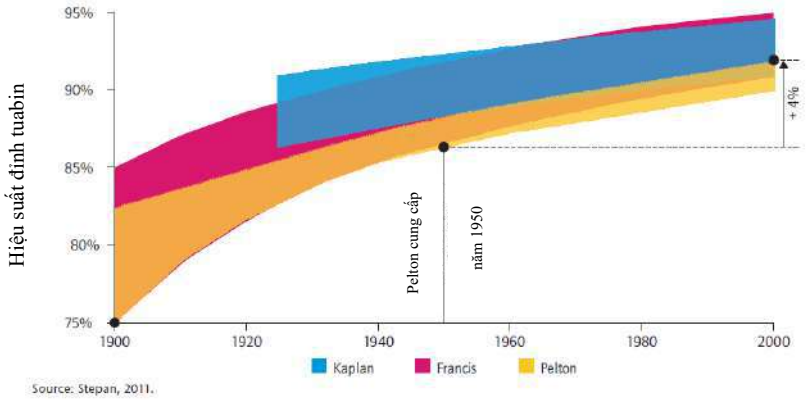
Nhìn chung, một dự án thủy điện mới quy mô lớn (110 MW) sẽ tạo ra khoảng 2.000 – 3.000 việc làm cho địa phương trong giai đoạn xây dựng. Các công việc dự kiến là kỹ thuật viên, thợ hàn, thợ mộc, thợ khuân vác, kế toán dự án, kỹ sư điện, kỹ sư cơ khí, đầu bếp, dọn vệ sinh, thợ nề, bảo vệ và nhiều công việc khác. Trong đó khoảng 150 - 200 người sẽ tiếp tục làm việc tại nhà máy. (Tài liệu tham khảo 18).

Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện là một công nghệ rất chín muồi và phổ biến (loại 4). Mặc dù thủy điện là công nghệ phát điện sử dụng năng lượng hiệu quả nhất, có tỷ lệ hoàn vốn dựa trên điện năng và hiệu suất chuyển đổi cao nhưng vẫn còn nhiều mặt có thể cải tiến tuy nhỏ nhưng cần thiết trong phát triển công nghệ.

- Cải tiến tuabin

  Hiệu suất thủy lực của các tuabin thủy điện đã tăng dần theo các năm: các tuabin hiện đại đạt hiệu suất 90% đến 95%. Đây là trường hợp đối với cả các tuabin mới và thay thế các tuabin hiện có (phụ thuộc vào những giới hạn vật lý).



Hình 18: Cải thiện hiệu suất thủy lực theo thời gian (Tài liệu tham khảo 7)

Một số cải tiến nhằm giảm trực tiếp các tác động môi trường của thủy điện thông qua phát triển:

- Tuabin thân thiện với cá

- Tuabin thông khí
- Tuabin không có dầu

- Tuabin thủy động: Tuabin thủy động được sử dụng trong kênh, ống và sông. Tuabin đặt trong dòng suối đôi khi cũng được gọi là tuabin thủy động, chủ yếu dựa vào chuyển đổi năng lượng từ dòng nước chảy tự do, thay vì năng lượng từ cột áp thủy lực do đập hoặc công trình kiểm soát dòng chảy tạo ra. Hầu hết các thiết bị nằm dưới nước này có tuabin trục nằm ngang, với các cánh cố định hoặc điều chỉnh được.
- Tuabin bóng đèn (tròn): Ngày nay, những cột nước rất thấp cũng có thể sử dụng để phát điện với tính khả thi về kinh tế. Tuabin bóng đèn là giải pháp hiệu quả đối với cột nước thấp từ 30 m trở xuống. Thuật ngữ "bóng đèn" mô tả hình dáng của một hộp kín nước ở phía thượng nguồn chứa máy phát điện đặt trên một trục nằm ngang. Máy phát điện quay do một cánh quạt có bước cánh điều chỉnh được (hoặc tuabin Kaplan) đặt bên phía hạ lưu của tuabin bóng đèn.
- Cải tiến trong công tác xây dựng: Chi phí xây dựng liên quan đến xây dựng công trình thủy điện mới có thể lên đến 70% tổng chi phí của công trình, do đó các cải tiến về phương pháp, công nghệ và vật liệu đối với quy hoạch, thiết kế và xây dựng công trình có tiềm năng lớn (Tài liệu tham khảo 13). Đập bê tông đầm lăn (RCC) được xây dựng sử dụng nhiều bê tông khô hơn so với các đập bê tông trọng lực truyền thống, cho phép xây dựng trong thời gian ngắn hơn và chi phí thấp hơn.
- Nâng cấp hoặc cải tạo các nhà máy cũ để cải thiện hiệu suất và thông số môi trường.
- Bổ sung các tổ máy thủy điện cho các đập hiện có hoặc các dòng nước.

Ước tính chi phí đầu tư

Chi phí vốn qua đêm của các nhà máy thủy điện phụ thuộc rất lớn vào địa điểm đặt vị trí nhà máy. Mặc dù đầu tư vào thủy điện sẽ có lợi nếu quy mô đầu tư tăng lên như hầu hết các công nghệ phát điện, các địa điểm tốt nhất và dễ dàng tiếp cận nhất cho thủy điện quy mô lớn có thể đã được khai thác hết; trong một số trường hợp, thủy điện dòng chảy (quy mô nhỏ) được xây dựng với chi phí thấp hơn. Đối với thủy điện quy mô lớn, dữ liệu và độ lệch tiêu chuẩn so với chi phí trung bình là những số liệu khan hiếm. Số liệu dự án từ IRENA cho thấy trung bình các chi phí vốn qua đêm của nhà máy thủy điện có xu hướng khá ổn định trong nhiều năm. Thực tế, công nghệ này đã có nền tảng phát triển tốt và các cải tiến công nghệ hạn chế có thể bù đắp cho chi phí phát triển dự án cao hơn (ví dụ như chi phí đánh giá tác động môi trường theo các quy định khắt khe hơn). Ngoài ra, chi phí đầu tư cho một số dự án hiện có tại Việt Nam như thủy điện Lai Châu (quy mô lớn) và thủy điện Sông Bung (quy mô nhỏ) thấp hơn nhiều so với số liệu quốc tế. Cẩm nang Công nghệ mới này đã điều chỉnh chi phí cho các yếu tố này và có tính đến tỷ lệ lạm phát của chi phí từ năm 2016 và 2018. Bên cạnh đó, tỷ lệ học tập kinh nghiệm ước tính cũng được xem xét để tính toán giá trị cuối cùng cho năm 2030 và 2050. Các giá trị cuối cùng này đã xem xét cân bằng ở mức thận trọng giữa số liệu quốc tế và số liệu trong nước. Tuy nhiên, một khuyến nghị cao đưa ra đó là cần tính đến các điều kiện trong nước khi ước tính chi phí đầu tư cho các nhà máy thủy điện trong lập quy hoạch năng lượng.

Ví dụ về những dự án hiện có

Tài liệu tham khảo 19 chỉ rõ tiềm năng kinh tế của thủy điện nhỏ (<30 MW) ở Việt Nam là 7.200 MW. Đến nay công suất đặt của thủy điện nhỏ đã đạt gần 2.000 MW.

Nhà máy thủy điện lớn (>30 MW): Lai Châu (Tài liệu tham khảo 20)

Lai Châu là nhà máy thủy điện thượng nguồn đầu tiên trên bậc thang thủy điện sông Đà của Việt Nam. Nhà máy nằm ở huyện Mường Tè, tỉnh Lai Châu, với công suất đặt là 1.200 MW, gồm 3 tổ máy 3x400 MW. Nhà máy khởi công xây dựng vào tháng 01/2011 và khánh thành vào tháng 12/2016, sớm hơn kế hoạch 1 năm.

Lai Châu là nhà máy thủy điện có hồ chứa, với diện tích lưu vực là 26.000 km^2, dung tích hồ là 1,21 tỷ m^3 và dung tích hiệu dụng là 800 triệu m^3. Mực nước dâng bình thường là 295 m và mực nước chết là 270 m, lưu lượng nước lớn nhất chảy qua tuabin là 1664,2 m^3/s. Nhà máy thủy điện Lai Châu sử dụng tuabin Francis có hiệu suất điện thuần là 96%. Tốc độ điều chỉnh công suất là 66,8% /phút và thời gian khởi động là 2 giây.

Tổng mức đầu tư của nhà máy thủy điện Lai Châu (kể cả đập) là 1,105 tỷ USD (quy đổi về giá USD năm 2019 trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng) với suất đầu tư danh nghĩa là 0,93 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 1,74 tỷ USD, tương ứng với 1,45 tr.USD/MW.

Nhà máy thủy điện nhỏ (<30 MW): Sông Bung 6

Nhà máy thủy điện (NMTĐ) Sông Bung 6 nằm ở tỉnh Quảng Nam có hai tổ máy với tổng công suất là 29 MW và là loại thủy điện dòng chảy. Nhà máy khởi công xây dựng vào tháng 8/2010 và bắt đầu vận hành từ tháng 01/2013.

Đây là nhà máy có cột nước thấp sử dụng tuabin bóng đèn với cột nước tính toán là 13,4 m (cột nước lớn nhất là 15,5 m), lưu lượng đầu vào lớn nhất là 240 m^3/s. Dung tích hồ chứa là 3,29 triệu m^3 với mực nước dâng bình thường là 31,8 m. Hiệu suất điện thuần của nhà máy là 96%. Tổng vốn đầu tư là 38 tr.USD (USD năm 2019) tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 1,33 tr.USD/MW_e.

Mở rộng nhà máy hiện có: NMTĐ Hòa Bình mở rộng (Tài liệu tham khảo 21)
Dự án mở rộng NMTĐ Hòa Bình bao gồm 2 tổ máy với tổng công suất là 480 MW, công trình lấy nước đặt tại xã Thái Thịnh, đường hầm lấy nước và nhà máy điện mở rộng được đặt tại phường Phương Lâm, thành phố Hòa Bình, tỉnh Hòa Bình. Theo Quy hoạch điện VII (hiệu chỉnh), dự án này sẽ được đưa vào vận hành trong khoảng thời gian 2022 – 2023.

Nhà máy có 2 tuabin Francis, có trục thẳng đứng nối với máy phát điện đồng bộ ba pha. Nhà máy điện mở rộng không làm thay đổi diện tích lưu vực và dung tích hồ chứa hiện có. Mực nước dâng bình thường và mực nước chết lần lượt tương ứng vẫn ở mức 117m và 80m, nhưng mực nước vận hành thấp nhất tăng từ 80m lên 87m. Lưu lượng nước thiết kế của nhà máy mở rộng là 600 m^3/s, làm tăng tổng lưu lượng của nhà máy sau khi mở rộng lên đến 3000 m^3/s.

Tổng mức đầu tư của nhà máy thủy điện Hòa Bình mở rộng là 303 triệu USD (quy đổi về USD năm 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và tiền lãi trong thời gian xây dựng) với suất đầu tư danh nghĩa là 0,63 tr.USD/MW_e. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí trên) là 374 triệu USD, tương ứng với 0,78 tr.USD/MW.

Ví dụ của Na Uy
Nhiều dự án thủy điện hiện nay trên thế giới không phải là những nhà máy mới mà là dự án nâng cấp những nhà máy hiện có. Những dự án này có thể bao gồm diện tích lưu vực mới (tăng sản lượng điện hàng năm) hoặc tăng quy mô hồ chứa và thêm công suất tuabin. Công suất càng cao (với lưu lượng nước vào hồ như nhau) có thể làm cho nhà máy đáp ứng tốt hơn cho phụ tải đỉnh, điều này là cần thiết để cân bằng với điện gió và điện mặt trời. Một dự án mở rộng và hiện đại hóa như vậy là nhà máy thủy điện Nedre Rossaga ở Na Uy, được hoàn thành vào năm 2016. Ngoài việc hiện đại hóa những tuabin hiện có, một trạm điện mới với một tổ máy tuabin bổ sung đã được lắp đặt, nâng tổng công suất đặt từ 250 MW lên 350 MW.

Ước tính số liệu
Những bảng sau tổng hợp số liệu của các nhà máy trong nước và của Cẩm nang Công nghệ Indonesia cho năm 2020.

Bảng 12: Nhà máy thủy điện nhỏ

Tên	**Sông Bung 6**	**CNCN của Indonesia (2020)**		
		Giá trị trung bình	Giá trị thấp hơn	Giá trị cao hơn
Công suất [MW]	29	50	10	100
Năm xây dựng	2013	2020	2020	2020
Hiệu suất danh định [%]	96	95	85	97
CAPEX [tr.USD_{2019}/MW]	1,33	2,29	1,46	5,4

Chi phí đầu tư của trường hợp NMTĐ Sông Bung 6 là rất thấp so với chi phí trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2020 và chỉ có số liệu của một trường hợp này. Do đó, chi phí đầu tư của Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cũng được xem xét khi ước tính chi phí đầu tư cho năm 2020. Chi phí đầu tư cho năm 2020 được đặt là 1,75 tr.USD/MW dựa trên giá trị trung bình của dự án trong nước (1,28) và Cẩm nang Công nghệ của Indonesia (2,2). Do thiếu dữ liệu của các dự án trong nước, việc ước tính chi phí đầu tư sẽ thiếu chính xác. Thêm vào đó, do chi phí đầu tư thủy điện phụ thuộc nhiều vào địa điểm dự án nên mức đầu tư sẽ khác nhau khá lớn giữa các dự án.

Bảng 13: Nhà máy thủy điện lớn

Tên	Lai Châu	CNCN của Indonesia (2020)		
		Giá trị trung bình	Giá trị thấp hơn	Giá trị cao hơn
Công suất [MW]	3x400	150	100	2000
Năm xây dựng	2016	2020	2020	2020
Hiệu suất danh định [%]	96	95	85	97
Tốc độ tăng giảm công suất %/phút	66,8	50	30	100
CAPEX [tr.USD_{2019}/MW]	0,93	2,08	0,62	8,32

Chi phí đầu tư của dự án Lai Châu, trường hợp trong nước, cũng rất thấp so với Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2020, và chỉ có số liệu của một trường hợp này. Do đó, chi phí đầu tư của Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cũng được xem xét khi ước tính chi phí đầu tư cho năm 2020. Chi phí đầu tư cho năm 2020 được đặt là 1,5 tr.USD/MW dựa vào giá trị trung bình của dự án trong nước (tổ máy 400 MW được đổi sang 150 MW và do đó làm tăng chi phí đầu tư lên 1,08) và Cẩm nang Công nghệ của Indonesia (2,0).

Bảng 14: Chi phí đầu tư trong các nghiên cứu của quốc tế

IRENA (2018) (tr.USD_{2019}/MW)	2017	
Tất cả các quy mô	1,6	
ASEAN (2016) (tr.USD_{2019}/MW)	Quá khứ	
Thủy điện nhỏ (23 dự án, công suất trung bình: 8,5 MW)	0,88	
CNCN (2017) (tr.USD_{2019}/MW)	2030	2050
Của Indonesia (nhỏ)	2,28	2,28
Của Indonesia (lớn)	2,08	2,08

Chi phí của thủy điện phụ thuộc rất nhiều vào địa hình của vùng núi nơi có nguồn thủy điện và xây dựng nhà máy thủy điện. Do đó rất khó ước tính giá trị chi phí đầu tư tiêu chuẩn có thể sử dụng cho các nhà máy thủy điện mới. Đối với Cẩm nang Công nghệ này, giá trị chi phí đầu tư của năm 2020 được sử dụng cho năm 2030 và 2050. Điều này phụ thuộc vào giá trị trung bình của các trường hợp trong nước và ước tính trong Cẩm nang Công nghệ của Indonesia cho năm 2030 và 2050. Tuy nhiên, khuyến nghị được đưa ra là cần tính đến những điều kiện tại địa phương khi ước tính chi phí đầu tư cho các nhà máy thủy điện trong quá trình lập quy hoạch năng lượng.

Tài liệu tham khảo

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA, 2012. *Lộ trình công nghệ thủy điện*, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp.
2. Hiệp hội thủy điện quốc gia (NHA) và Quỹ nghiên cứu thủy điện (HRF) (2010), "Công nghệ thủy điện nhỏ: Báo cáo tóm tắt", Cuộc họp thượng đỉnh do Phòng thí nghiệm quốc gia Oak Ridge tổ chức, Washington, D.C.
3. MEMR, 2016. *Sổ tay thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.
4. Branche, E., 2011. "Thủy điện: nguồn điện có hiệu quả cao nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác", EDF, Paris.
5. Eurelectric, 2015. *Thủy điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi*, Báo cáo của Eurelectric, tháng 6.
6. Vuorinen, A., 2008. *Quy hoạch hệ thống điện tối ưu*, Ekoenergo Oy, Phần Lan.
7. Stepan, M., 2011. "Cách tiếp cận 3 pha", trình bày tại *Hội thảo về cải tạo thủy điện*, Ngân hàng Thế giới, ngày 12-13 tháng 10, Washington D.C.
8. IHA, 2017. "Báo cáo thủy điện 2017 của IHA", Hiệp hội Thủy điện quốc tế, London.
9. IPCC, 2011. "Các nguồn năng lượng tái tạo và giảm thiểu biến đổi khí hậu", Báo cáo đặc biệt của Nhóm công tác III của IPCC: Tóm tắt thực hiện. Tạp chí Trường Đại học Cambridge, Cambridge, Vương quốc Anh và New York, NY, Hoa Kỳ.
10. IRENA, 2012. "Thủy điện", *Các công nghệ năng lượng tái tạo: Các phân tích chi phí*, Tập 1: Ngành điện, Số 3/5, IRENA, Đức.
11. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Thủy điện: Tóm tắt công nghệ".

12. Tài chính Năng lượng mới Bloomberg (BNEF), 2012. *Q2 2012 Cập nhật chi phí quy dẫn của điện năng*, ngày 04 tháng 4.
13. ICOLD (Ủy ban quốc tế về đập lớn), 2011, "Tiết kiệm chi phí trong các đập", *Bulletin Rough 144*, www.icold-cigb.org.
14. Bộ Năng lượng, Hoa Kỳ, www.energy.gov/eere/water/types-hydropower-plants, Truy cập ngày 20/7/2017
15. General Electric, www.gerenewableenergy.com, Truy cập ngày 20/7/201.7
16. Thủy điện thông minh, www.smart-hydro.de, Truy cập ngày 20/7/2017.
17. Itaipu Binacional, www.itaipu.gov.br/en/energy/energy, Truy cập ngày 20/7/2017.
18. TEMP.CO, https://m.tempo.co/, Truy cập ngày 13/9/2017.
19. Tổ chức Phát triển Công nghiệp LHQ và Trung tâm Thủy điện nhỏ quốc tế (2016): Báo cáo phát triển thủy điện nhỏ của thế giới năm 2016. http://www.smallhydroworld.org/fileadmin/user_upload/pdf/2016/WSHPDR_2016_full_report.pdf
20. PECC1, "Nhà máy thủy điện Lai Châu – Báo cáo thiết kế kỹ thuật", 2011.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	Nhà máy thủy điện – Hệ thống nhỏ								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	30	30	30	1	30	1	30		2
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	30	30	30	1	30	1	30		2
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	95	95	95	85	97	85	97	A	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	95	95	95	85	97	85	97	A	1
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4	4	4	2	10	2	10		1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	6	6	6	3	10	3	10		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90		1
Thời gian xây dựng (năm)	3	3	3	2	6	2	6		1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	14	14	14	11	18	11	18	B	
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	80	80	80	50	95	50	95		8;9
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	76	76	76	50	95	50	95		8;9
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	50	50	50	30	100	30	100		3
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	0	0	0	0	0	0	0		3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD 2019/MWe)	1,75	1,75	1,75	0,8	4,0	0,8	4,0	C;D	4;5;6;7
- trong đó thiết bị (%)	30	30	30	20	50	20	50		7
- trong đó lắp đặt (%)	70	70	70	50	80	50	80		7
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	41.900	39.800	37.300	22.000	41.900	22,000	41.900		4;5;7
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD 2019/MWh)	0,50	0,48	0,45	0,38	0,63	0,33	0,56	B	1
Chi phí khởi động (USD 2019/MWe/lần khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng của công nghệ									
Quy mô hồ chứa (MWh)									

Tài liệu tham khảo:

1 Stepan, 2011, Hội thảo về cải tạo thủy điện, "Cách tiếp cận 3 pha".

2 Prayogo, 2003, "Teknologi Mikrohidro dalam Pemanfaatan Sumber Daya Air untuk Menunjang Pembangunan Pedesaan. Semiloka Produk-produk Penelitian epartement Kimpraswill Makassar"

3 Eurelectric, 2015, "Thủy điện – Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi".

4 Kinh tế học Năng lượng và Môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Các khuyến nghị cho các nghiên cứu 10-20 năm của WECC".

5 IEA, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.

6 IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.

7 ASEAN, 2016, "Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được chọn trong các nước thành viên ASEAN".

8 Branche, 2011, "Thủy điện: nguồn điện có hiệu quả cao nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác".

9 MEMR, 2016, "Sổ tay Thống kê Năng lượng và Kinh tế của Indonesia năm 2016, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia".

Ghi chú:

A Đây là hiệu suất sử dụng thế năng của nước. Hiệu suất này không thể so sánh với nhà máy nhiệt điện phải trả tiền nhiên liệu.

B Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

C Những con số này rất nhạy cảm với địa điểm. Có sự cải thiện trong phát triển đường cong học tập, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân bằng do các địa điểm tốt nhất sẽ được khai thác trước. Đầu tư phụ thuộc phần lớn vào hoạt động xây dựng.

D Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận..

Công nghệ	Nhà máy thủy điện – Hệ thống lớn								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	150	150	150	30	2.000	30	2.000		1;8;10
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	150	150	150	30	2.000	30	2.000		1;8;10
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	95	95	95	85	97	85	97	A	7
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	95	95	95	85	97	85	97	A	7
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4	4	4	2	10	2	10		1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	6	6	6	3	10	3	10		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90	B	1
Thời gian xây dựng (năm)	4	4	4	2	6	2	6		1
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	62	62	62	47	78	47	78	C	1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	40	40	40	20	95	20	95		2;12
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	36	36	36	20	95	20	95		2;12
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	50	50	50	30	100	30	100		3
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	0	0	0	0	0	0	0		3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		3
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD 2019/MWe)	1,5	1,5	1,5	0,6	8,0	0,6	8,0	D;E	1;4;5;6;9
- trong đó thiết bị (%)	30	30	30	20	50	20	50		11
- trong đó lắp đặt (%)	70	70	70	50	80	50	80		11
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	37.700	35.800	33.600	28.300	47.100	25.200	42.000	C	1;4;5;6
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD 2019/MWh)	0,65	0,62	0,58	0,49	0,81	0,43	0,72	C	1;5
Chi phí khởi động (USD 2019/MWe/lần khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		

Tài liệu tham khảo:

1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, ”Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng”.

2 Branche, 2011, “Thủy điện: Nguồn điện có hiệu quả cao nhất trong quá trình CDM, phản ánh chất lượng cao của thủy điện so với các nguồn năng lượng tái tạo khác”.

3 Eurelectric, 2015, "Thủy điện – Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi".

4 IEA, Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.

5 Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.

6 IEA, Dự báo chi phí phát điện, 2015.

7 Stepan, 2011, Hội thảo về cải tạo thủy điện, “Cách tiếp cận 3 pha”.

8 Prayogo, 2003, "Teknologi Mikrohidro dalam Pemanfaatan Sumber Daya Air untuk Menunjang Pembangunan Pedesaan. Semiloka Produk-produk Penelitian epartement Kimpraswill Makassar"

9 Kinh tế học Năng lượng và Môi trường, 2014, "Đánh giá chi phí đầu tư của các công nghệ phát điện – Các khuyến nghị cho các nghiên cứu 10-20 năm của WECC”

10 General Electric, www.gerenewableenergy.com, Truy cập ngày 20/7/2017.

11 ASEAN, 2016, "Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn trong các nước thành viên ASEAN ".

12 MEMR, 2016, "Sổ tay Thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016”, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.

Ghi chú:

A Đây là hiệu suất sử dụng thế năng của nước. Hiệu suất này không thể so sánh với nhà máy nhiệt điện phải trả tiền nhiên liệu.

B Nhà máy thủy điện có thể có tuổi thọ rất dài nếu được vận hành và bảo trì đúng cách. Đập Hoover ở Hoa Kỳ đã gần 100 năm tuổi.

C Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%

D Những con số này rất nhạy cảm với địa điểm. Có sự cải thiện trong phát triển đường cong học tập, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân bằng do các địa điểm tốt nhất sẽ được khai thác trước. Đầu tư phụ thuộc phần lớn vào hoạt động xây dựng.

E Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

7. ĐIỆN MẶT TRỜI

Mô tả công nghệ

Điện mặt trời là công nghệ chuyển đổi năng lượng từ ánh sáng mặt trời thành điện năng với sự hỗ trợ của các tấm pin quang điện trong đó bao gồm các tế bào quang điện. Tế bào quang điện là thành phần bán dẫn tạo ra điện năng khi tiếp xúc với bức xạ mặt trời. Để đảm bảo hiệu quả, các tế bào quang điện thường được nối với nhau và cán mỏng thành (hoặc đặt lên) một tấm kính để tạo ra một mô đun pin mặt trời được xếp lớp cơ học và được bảo vệ trước tác động của thời tiết. Các mô đun pin mặt trời (PV) thường có diện tích 1-2,5 m^2 và có mật độ điện nằm trong dải 160-500 Watt-peak trên m^2 (W_p/m^2). Các tấm pin này có thời gian bảo hành chất lượng thông thường từ 10 đến 12 năm, và bảo hành vận hành tối thiểu là 25 năm và có tuổi thọ kỳ vọng là hơn 30-35 năm tùy theo loại tế bào quang điện và phương pháp tạo vỏ bọc.

Các mô đun pin mặt trời có đặc điểm phụ thuộc vào loại vật liệu hấp thụ được sử dụng:

- Silicon tinh thể (c-Si): là vật liệu chất nền được sử dụng phổ biến nhất, làm từ silicon tinh khiết đúc trong khuôn tạo thành phiến mỏng silicon đơn tinh thể hoặc đa tinh thể. Hiện nay hơn 95% các mô đun pin mặt trời ở dưới dạng các phiến mỏng bao gồm loại đa tinh thể và đơn tinh thể. Nền tảng công nghệ này dự kiến sẽ thống trị thị trường thế giới trong nhiều thập kỷ do những ưu điểm nổi bật về chi phí và hiệu suất hoạt động (Tài liệu tham khảo 1).
- Công nghệ phát quang tự động (Passivated Emitter and Rear Cell - PERC): đây là một cải tiến gần đây trong công nghệ pin mặt trời trong đó cấu trúc tế bào silicon đơn tinh thể được điều chỉnh để có lớp thụ động hóa ở mặt sau của các tế bào. Lớp bổ sung này cho phép bức xạ mặt trời không bị hấp thụ có thể phản chiếu và pin có thể hấp thụ bức xạ mặt trời lần thứ hai. Lớp bổ sung này giúp cải thiện hiệu suất pin và giảm tình trạng làm nóng pin (Tài liệu tham khảo 18).
- Pin mặt trời xếp tiếp đôi/lai ghép: Pin mặt trời xếp tiếp đôi (Tandem) là các lớp tế bào pin năng lượng mặt trời được xếp chồng tế bào này trên tế bào khác, mỗi lớp chuyển đổi dải ánh sáng mặt trời cụ thể sang điện năng, ánh sáng còn lại sẽ được hấp thụ và chuyển thành điện năng ở tế bào dưới cùng (Tài liệu tham khảo 18).
- Pin mặt trời màng mỏng: trong đó bộ hấp thụ có thể là một lớp vô định hình/vi kết tinh silicon (a-Si/μc-Si), Cadmium telluride (CdTe) hoặc đồng Indium Gallium (di) Selenide (CIGS). Những vật liệu bán dẫn này được đặt trên bề mặt kính của mô đun pin mặt trời trong một lớp mỏng kích thước một micromet. Những mô đun pin màng mỏng gắn đôi hoặc gắn ba là các sản phẩm hiện đang có sẵn trên thị trường. Trong những mô đun pin này nhiều lớp được đặt chồng lên nhau để tăng hiệu suất (Tài liệu tham khảo 1).
- Pin mặt trời nguyên khối III-V: được làm từ các các hợp chất bao gồm các chất trong nhóm III và nhóm V (Ga, As, In và P), thường được phủ lên chất nền Ge. Những vật liệu này có thể được dùng để chế tạo các pin mặt trời đa kết nối hiệu suất cao chủ yếu sử dụng cho các ứng dụng trong ngành vũ trụ hoặc trong các hệ thống điện mặt trời tập trung (CPV) (Tài liệu tham khảo 1).
- Pin mặt trời vật liệu Perovskite: Pin mặt trời Perovskite về nguyên lý là một tế bào quang điện nhạy cảm chất màu được phủ muối kim loại hữu cơ là vật liệu hấp thụ. Perovskite cũng có thể được sử dụng làm chất hấp thụ trong các pin mặt trời (lai ghép) hữu cơ/polyme biến đổi. Tiềm năng áp dụng pin mặt trời perovskite trong pin nhiều lớp, ví dụ như thiết bị c-Si truyền thống, mở ra nhiều cơ hội đầu tư hấp dẫn (Tài liệu tham khảo 1).

Một trong những xu hướng mới trong lĩnh vực điện mặt trời là những giải pháp đổi mới về công nghệ mô đun PV (Tài liệu tham khảo 18):

- Pin mặt trời hai mặt: Pin hai mặt có thể tạo ra điện năng không chỉ từ ánh nắng mặt trời chiếu trực tiếp vào mặt trên của pin mà còn từ ánh nắng mặt trời phản xạ nhận được ở mặt sau của pin. Công nghệ này được phát triển nhờ cấu trúc pin PERC. Cơ chế vận hành hai mặt với PERC có thể tăng hiệu suất tế bào 5-20%. Không chắc chắn về mức hiệu suất cụ thể đạt được do hiện tại có ít kinh nghiệm về vận hành pin mặt trời hai mặt trong khoảng thời gian dài, nhưng những cải tiến của loại pin này được thực hiện nhanh chóng.
- Nhiều thanh cái: Thanh cái là những dải kim loại mỏng ở mặt trước và mặt sau của pin hỗ trợ truyền dẫn dòng điện một chiều. Trong khi các thiết kế cũ chỉ có 2 thanh cái trên pin mặt trời, những tiến bộ gần đây cho phép lắp đặt từ 3 thanh cái trở lên trên pin mặt trời, với kích thước mỏng hơn. Điều này giúp tăng hiệu suất, giảm tổn thất điện trở và giảm tổng chi phí.

- Tấm lợp năng lượng mặt trời: Giải pháp hướng tới thiết kế các tấm pin trông giống như vật liệu lợp thông thường đồng thời vẫn có thể sản xuất đủ điện.

Ngoài các mô đun pin mặt trời, hệ thống điện mặt trời nối lưới cũng bao gồm cả hệ thống cân bằng (BOS) gồm hệ thống lắp ráp, (các) bộ chuyển đổi điện từ dòng điện một chiều sang dòng điện xoay chiều, cáp, các hộp nối, các bộ tối ưu, thiết bị giám sát/theo dõi; đối với các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn còn bao gồm cả (các) máy biến áp. Mô đun pin mặt trời đã chiếm gần 50% tổng chi phí của cả hệ thống (và tỷ trọng này đang giảm nhanh), các bộ chuyển đổi điện chiếm khoảng 5-10%.

Các nhà máy điện mặt trời có thể được lắp đặt ở cấp truyền tải hoặc phân phối (điện mặt trời quy mô lớn), hoặc có thể đáp ứng nhu cầu tiêu thụ điện cục bộ (điện mặt trời phân tán và không nối lưới). Hầu hết các hệ thống lắp đặt pin mặt trời hiện nay có quy mô lớn, nhưng thị phần của điện mặt trời phân tán và không nối lưới (điện mặt trời mái nhà và công nghiệp) đang tăng lên.

Điện mặt trời mái nhà

Trạm điện mặt trời (ĐMT) mái nhà, hay hệ thống ĐMT mái nhà, là một hệ thống quang điện có các tấm pin mặt trời tạo ra điện được gắn trên mái nhà của một tòa nhà hoặc công trình dân cư hoặc thương mại. Các hệ thống gắn trên mái nhà nhỏ hơn so với các hệ thống ĐMT trên mặt đất (ĐMT quy mô lớn) với công suất nằm trong dải kilowatt.

Hệ thống ĐMT mái nhà có thể là hệ thống nối lưới hoặc không nối lưới. Hệ thống nối lưới có thể sử dụng nguồn điện từ lưới điện trong trường hợp hệ thống không cung cấp được nguồn điện cần thiết. Một hệ thống được thiết kế tốt có thể cung cấp điện mà không cần sử dụng nguồn điện từ lưới điện. Hệ thống này có thể tạo ra doanh thu thông qua việc cung cấp điện năng dư thừa cho lưới điện và phần điện năng này sẽ được bù trừ với phần hoá đơn tiền điện của người dùng theo cơ chế thanh toán bù trừ điện năng.

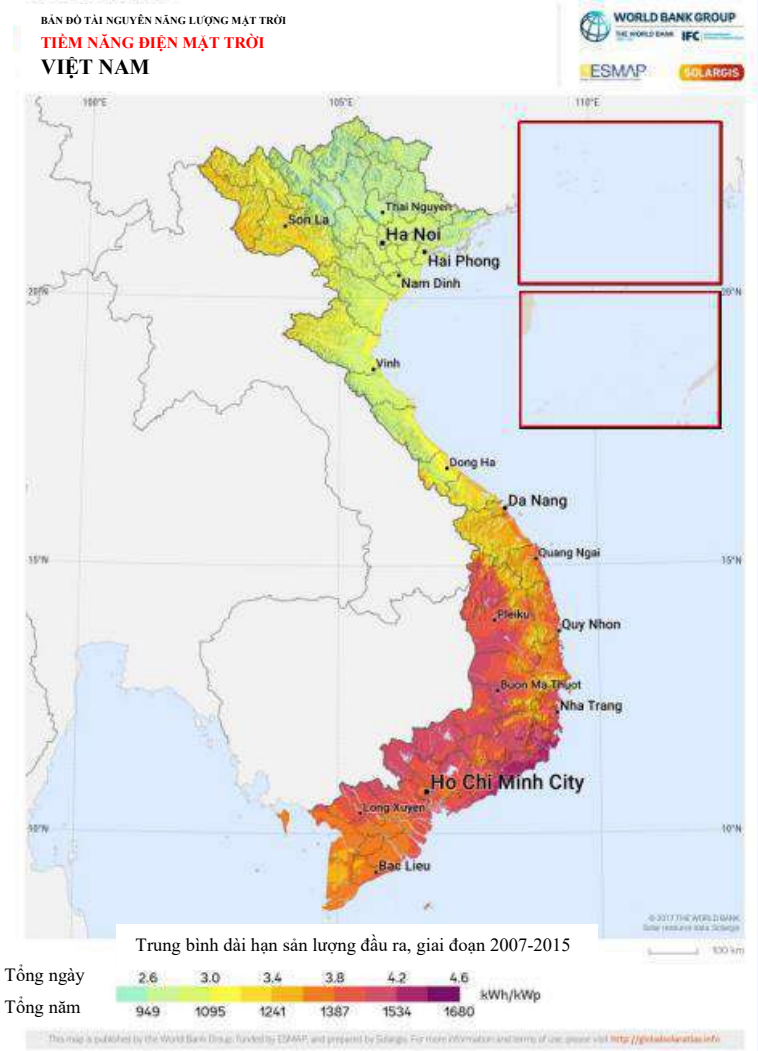
Hệ thống không nối lưới phải được trang bị hệ thống lưu trữ năng lượng như pin do hệ thống không được đấu nối với lưới điện. Nguồn điện từ hệ thống ĐMT mái nhà không dùng đến sẽ được sạc pin cho đến khi đầy. Điện từ pin sẽ được sử dụng sau này khi không có ánh nắng mặt trời hoặc khi nguồn điện từ hệ thống ĐMT mái nhà bị gián đoạn do các yếu tố bên ngoài như mây che hoặc các yếu tố khác.

Việt Nam đã có cơ chế khuyến khích phát triển điện mặt trời trong nước: Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg ngày 11/04/2017 và Quyết định số 13/2020/QĐ-TTg ngày 06/04/2020 của Thủ tướng Chính phủ. Theo số liệu thống kê của Tập đoàn Điện lực Việt Nam, đến tháng 07/2020, đã có hơn 42.000 dự án ĐMT mái nhà với tổng công suất đặt là 926 MWp đi vào vận hành. Tính đến cuối năm 2020 tổng công suất ĐMT mái nhà đi vào vận hành đạt gần 9700 MWp.

Đầu vào

Tổng bức xạ phương nằm ngang toàn cầu, GHI (trực tiếp và khuếch tán). Bức xạ GHI mà mô đun nhận được phụ thuộc vào tiềm năng nguồn năng lượng mặt trời tại địa điểm, bao gồm bóng che và hướng của mô đun (góc nghiêng so với bề mặt nằm ngang và độ lệch từ hướng nam).

Năng lượng mặt trời trung bình năm được tiếp nhận trên bề mặt nằm ngang (Tổng bức xạ phương nằm ngang toàn cầu, GHI) ở Việt Nam dao động trong khoảng 1200 kWh - 2000 kWh /m^2. Xem hình dưới đây.



Hình 19: Số giờ đầy tải (kWh/kW$_p$) đối với pin mặt trời ở Việt Nam[12]. Tài liệu tham khảo 7.

Tại những địa điểm xa xích đạo, có thể tăng sản lượng điện nhờ điều chỉnh độ nghiêng của các tấm pin mặt trời về hướng xích đạo. Ở Đan Mạch góc nghiêng của tấm pin ở mức 41° giúp tăng thêm hiệu quả khoảng 19%. Ở Việt Nam, tiềm năng điện mặt trời tập trung tại khu vực Tây Nguyên, Nam Trung Bộ và Nam Bộ với vĩ độ từ 9° (tỉnh Sóc Trăng, Bạc Liêu) đến 14° (tỉnh Quảng Ngãi, Bình Định), do đó cần góc nghiêng trung bình ở mức khoảng 11°. Do chi phí đất cũng đóng vai trò nhất định trong tổng chi phí của dự án nhà máy điện mặt trời, góc nghiêng tối ưu (và ảnh hưởng của góc nghiêng đối với bóng râm và khoảng cách tương ứng giữa các hàng pin) có thể có sự thay đổi nhẹ tùy theo dự án.

Bức xạ tới mô đun tấm pin có thể tăng cường hơn nữa nếu lắp trên một thiết bị quay theo hướng mặt trời.

Đầu ra

Tất cả các tấm pin mặt trời đều tạo ra dòng điện một chiều (DC), được chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều (AC) bằng cách sử dụng bộ chuyển đổi điện; một số tấm pin có tích hợp bộ chuyển đổi điện nên được gọi là tấm pin AC, có những ưu điểm kỹ thuật nhất định như sử dụng cáp AC tiêu chuẩn, thiết bị đóng cắt và mô đun pin mặt trời cũng chắc chắn hơn.

Sản lượng điện phụ thuộc vào:

- Lượng bức xạ mặt trời nhận được trên mặt phẳng của mô đun (xem ở trên).
- Công suất phát lắp đặt của mô đun.
- Tổn thất liên quan đến vị trí lắp đặt (bụi đất và bóng che).
- Tổn thất liên quan đến chuyển đổi từ ánh sáng mặt trời thành điện năng (xem ở dưới).
- Tổn thất liên quan đến chuyển đổi điện từ DC sang AC trong bộ chuyển đổi điện.

[12] Quần đảo Hoàng Sa và Trường Sa được thể hiện trong các ô màu đỏ trên hình.

- Tổn thất nối lưới và tổn thất ở máy biến thế.
- Chiều dài và tiết diện của cáp, và chất lượng chung của các bộ phận.

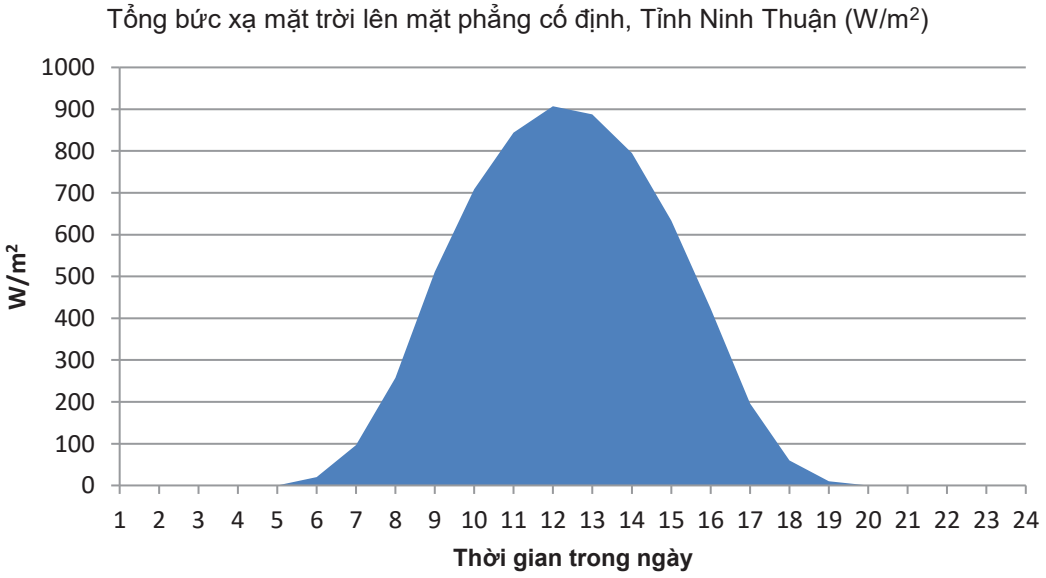
Công suất phát điện

Công suất của một mô đun pin mặt trời phụ thuộc vào cường độ bức xạ mà mô đun nhận được cũng như nhiệt độ của mô đun. Do đó công suất của mô đun được tham chiếu đến một bộ các điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn (STC) tương ứng với bức xạ 1000 W/m^2 có phân bố quang phổ AM1.5 vuông góc với bề mặt của mô đun và nhiệt độ của pin là 25°C. Công suất STC này được gọi là công suất đỉnh P_p [kWp]. Các điều kiện vận hành bình thường sẽ khác với các điều kiện STC và do đó công suất trung bình của mô đun trong năm sẽ khác với công suất đỉnh. Công suất của mô đun pin mặt trời sẽ giảm so với giá trị P_p khi nhiệt độ pin thực tế cao hơn 25°C, khi bức xạ thu được ở một góc khác với với bức xạ trực tiếp bình thường và khi bức xạ thấp hơn 1000 W/m^2.

Trong thực tế, mức bức xạ 1000 W/m^2 là hiếm khi đạt được, ngay cả ở những vị trí rất gần Xích đạo. Đồ thị dưới đây thể hiện tổng bức xạ lên một bề mặt cố định (W/m^2) trong thời gian ba ngày ở miền Trung Việt Nam. Đồ thị này cho thấy cấu trúc và sự biến đổi bức xạ giữa các ngày. Các đồ thị thực tế có thể thay đổi so với ví dụ dưới đây và phụ thuộc vào từng mùa.

Hình 20: Phát điện trong ba ngày ở miền Trung Việt Nam. Nguồn: www.renewables.ninja

Đồ thị dưới đây thể hiện tổng bức xạ lên một bề mặt cố định (W/m^2) trong thời gian một ngày ở tỉnh Ninh Thuận; biểu đồ ngày trung bình của tháng 9 là tháng có điều kiện mặt trời tốt nhất.



Hình 21: Tổng bức xạ trên một mặt phẳng cố định (W/m^2) trong ngày ở Ninh Thuận; Biểu đồ ngày trung bình cho tháng 9 là tháng có điều kiện mặt trời tốt nhất. Nguồn: Số liệu khí tượng của Pvsyst.

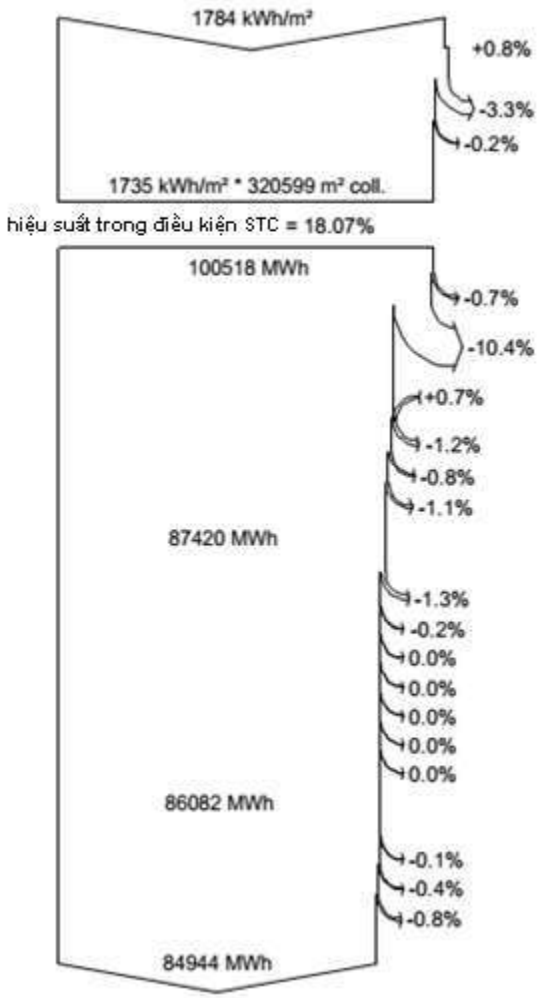
Một phần lượng điện năng do các tấm pin mặt trời phát ra bị tổn hao trong hệ thống chuyển đổi và truyền dẫn, ví dụ như trong (các) bộ chuyển đổi điện từ DC sang AC, dây cáp, các hộp đấu nối và đối với các nhà máy điện mặt trời quy mô lớn còn bao gồm tổn thất trong máy biến áp.

Sản lượng điện năng E_{PV} [kWh] của một hệ thống ĐMT với công suất đỉnh P_p và diện tích bề mặt A có thể được tính như sau:

$$E_{PV} = A \cdot GHI \cdot \eta_{pre} \cdot \eta_{nom} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{sys}$$

Trong đó:
A [m^2] là diện tích mô đun
GHI [kWh/m^2] là tổng bức xạ theo phương ngang tại địa điểm
η_{pre} [%] là tổn thất trước chuyển đổi (bóng che, bụi, vv...)
η_{nom} [%]là hiệu suất danh nghĩa của mô đun do nhà sản xuất cung cấp, trong điều kiện vận hành tiêu chuẩn
η_{rel} [%] là hiệu suất tương đối của mô đun, được điều chỉnh theo nhiệt độ môi trường xung quanh
η_{sys} [%] là hiệu suất hệ thống, tức là tất cả các tổn thất phát sinh trong dây cáp, các cấu phần điện và sơ đồ mặt bằng hệ thống.

Biểu đồ tổn thất trong cả năm



Tổng bức xạ theo phương nằm ngang
Tổng bức xạ tới mặt phẳng thu

Hệ số IAM trên toàn cầu
Hệ số mất đất

Bức xạ hiệu quả trên các bộ thu
Chuyển đổi PV

Năng lượng danh định của giàn pin (ở hiệu suất STC)
Tổn thất pin mặt trời do mức bức xạ

Tổn thất pin mặt trời do nhiệt độ

Tổn thất chất lượng mô đun

Giảm chất lượng cảm ứng ánh sáng – LID
Tổn thất do không thích ứng, các mô đun và chuỗi
Tổn thất điện trở dây dẫn
Điện năng ảo của giàn pin ở điểm công suất tối đa (MPP)

Tổn thất của biến tần trong vận hành (hiệu suất)
Tổn thất của biến tần trên công suất biến tần danh định
Tổn thất của biến tần do dòng điện vào lớn nhất
Tổn thất của biến tần trên điện áp biến tần danh định
Tổn thất của biến tần do ngưỡng công suất
Tổn thất của biến tần do ngưỡng điện áp
Tiêu thụ ban đêm
Điện năng ở đầu ra của bộ biến đổi điện

Thiết bị phụ trợ (quạt, thiết bị khác)
Tình trạng không sẵn sàng của hệ thống
Tổn thất MBA bên ngoài

Điện năng đưa lên lưới

Nguồn: Kết quả tính toán sản lượng điện hàng năm của nhà máy điện mặt trời 46 MW ở tỉnh Đắk Lắk theo phần mềm PVsyst Phiên bản V6.67.

Cần bảo trì để giảm tình trạng đất bám bẩn thiết bị đặc biệt là ở các khu vực khô cằn, nếu không η_{pre} và sản lượng nhà máy có thể giảm. Nhiệt độ là yếu tố chủ chốt trong các hệ thống pin mặt trời, do nhiệt độ pin tăng sẽ làm giảm hiệu suất của các mô đun. Cuối cùng, một sơ đồ mặt bằng nhà máy được tối ưu hóa có thể giúp giảm tổn thất hệ thống bằng cách giảm tối đa các đường dây và tránh sự che phủ lẫn nhau giữa các mô đun.

Hao mòn và sụt giảm hiệu suất
Nhìn chung, hệ thống pin mặt trời rất bền và chỉ cần bảo trì và thay thế linh kiện ở mức tối thiểu trong suốt vòng đời dự án. Biến tần thông thường cần được thay thế sau 10 – 15 năm. Đối với mô đun pin mặt trời, sự sụt giảm hiệu suất chỉ xảy ra ở mức độ hạn chế đối với tế bào quang điện c-Si. Thông thường tốc độ sụt giảm hiệu suất hàng năm được xác định ở mức 0,25- 0,5% /năm đối với tổng công suất đầu ra của hệ thống. Tốc độ sụt giảm hiệu suất này không phản ánh cơ chế vật lý thực tế. Nó phản ánh tỷ lệ hư hỏng chung theo lý thuyết về độ tin cậy bình thường với độ tin cậy ban đầu ở mức cao (so với thời gian sau) nhưng giảm nhanh chóng, tiếp theo sau đó là tỷ lệ hư hỏng thường xuyên ở mức thấp và gia tăng mức độ hư hỏng vào cuối vòng đời của sản phẩm (Tài liệu tham khảo 13). Những hư hỏng trong hệ thống pin mặt trời chủ yếu liên quan đến các mối hàn, nứt vỡ các tế bào quang điện hoặc xuất hiện những điểm nóng, sự ngả màu vàng hoặc phân lớp của vỏ bọc kim loại, hư hỏng hộp nối, lỏng dây cáp, ảnh hưởng của bão mưa đá hoặc sét đánh (Tài liệu tham khảo 13).

Hiệu suất và yêu cầu không gian
Hiệu suất của mô đun pin mặt trời, η_{mod}, thể hiện phần điện trong bức xạ mặt trời thu được có thể chuyển đổi sang điện năng hữu ích. Giá trị hiệu suất đặc trưng của các mô đun pin mặt trời thương mại hiện nay là 15-20% khi được đo ở các điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn. Diện tích mô đun cần thiết để sản xuất ra 1 kWp công suất phát đỉnh có thể tính là 1 /η_{mod} theo ước tính ban đầu và bằng 6,25 m^2 theo các mô đun pin mặt trời tiêu chuẩn hiện nay.

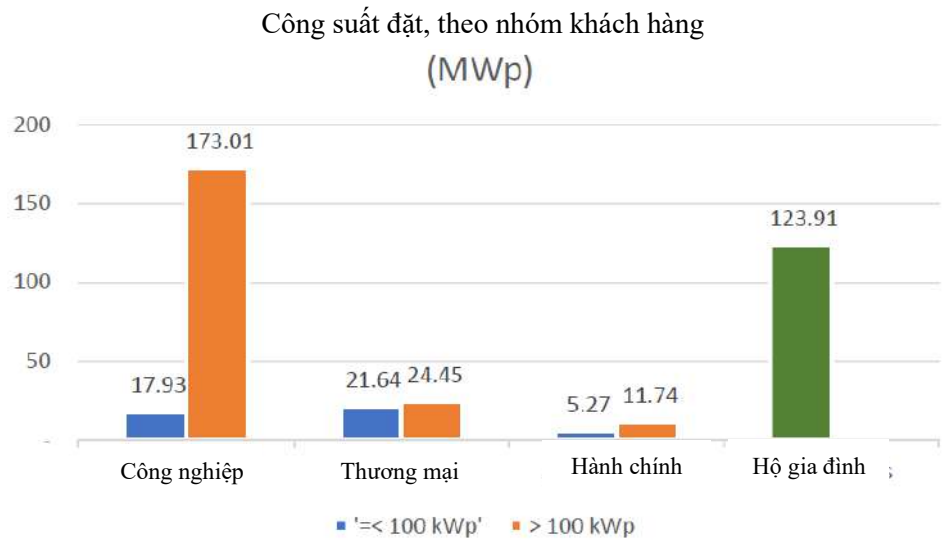
Các yêu cầu không gian của công viên điện mặt trời khác nhau tùy thuộc vào các thông số cụ thể của từng dự án. Báo cáo của Phòng thí nghiệm năng lượng tái tạo quốc gia Hoa Kỳ (NREL) (Tài liệu tham khảo 8) trình bày chi tiết về những thách thức liên quan đến việc xác định các khu vực diện tích. *Diện tích trực tiếp* là diện tích được bao phủ bởi các hệ thống thiết bị lắp đặt (tấm pin mặt trời, biến tần). *Tổng diện tích* là diện tích của toàn bộ khu vực (cánh đồng). Sự khác biệt giữa tổng diện tích và diện tích trực tiếp là phần diện tích vẫn có thể được sử dụng cho các mục đích khác, ví dụ: nông nghiệp.

Báo cáo (Tài liệu tham khảo 13) đưa ra số liệu tham chiếu chính cho diện tích trực tiếp là 8-12 m^2/kW_p ở Indonesia và Thái Lan. Mức này cũng sẽ phù hợp với Việt Nam. Ví dụ, với 1.500 giờ đầy tải, con số này sẽ là 5-8 m^2/ MWh. IRENA (Tài liệu tham khảo 12) đưa ra giá trị chung cho điện mặt trời tại Việt Nam là 10 m^2/ MWh.

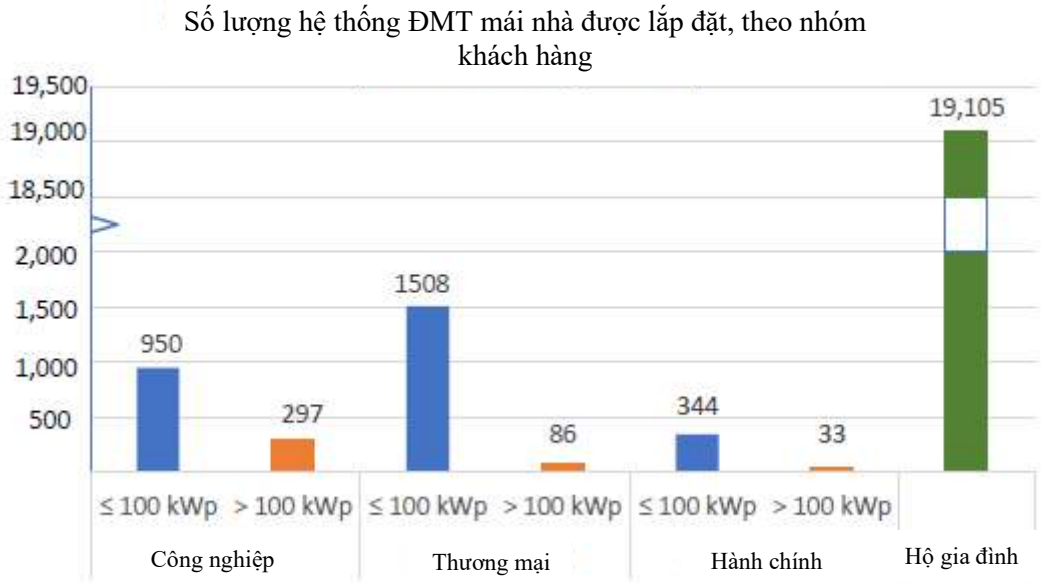
Theo *Thông tư số 16/2017/TT-BCT ngày 12 tháng 9 năm 2017 quy định về phát triển dự án và hợp đồng mua bán điện mẫu áp dụng cho các dự án điện mặt trời*, yêu cầu sử dụng đất đối với điện mặt trời dưới 12 m^2/kW_p (diện tích trực tiếp). Dự án ĐMT Xuân Thiện Thuận Bắc quy mô lớn sử dụng diện tích 11 m^2/kW_p (240 MW_p và 259 ha, Tài liệu tham khảo 11). Dự án ĐMT Cát Hiệp quy mô lớn sử dụng diện tích 12 m^2/kW_p (49,9 MW_p, 60 ha, Tài liệu tham khảo 10).

Công suất điển hình
Công suất điển hình của các hệ thống điện mặt trời có quy mô từ oát đến giga-oát. Nhưng trong tài liệu này, các hệ thống điện mặt trời có dải công suất từ vài KW đối với hệ thống hộ gia đình đến vài trăm MW đối với các hệ thống quy mô tập trung. Các hệ thống điện mặt trời có tính chất mô đun với một đơn vị mô đun đặc trưng có công suất 200-500 Wp. Dải công suất của bộ biến tần phụ thuộc vào hệ số quy mô, nghĩa là tỷ lệ điện một chiều/điện xoay chiều. Dựa trên dữ liệu có sẵn của các dự án trong nước, hệ số này là 1,2÷1,25 cho Việt Nam.

Các hệ thống pin mặt trời áp mái thường có công suất dưới 100 kW. Các hệ thống pin mặt trời thương mại hoặc công nghiệp thường được lắp đặt tại các cơ sở công nghiệp, các văn phòng, hoặc tòa nhà công cộng và có công suất điển hình trong dải từ 50 kW đến 500 kW. Những hệ thống này thường được thiết kế theo diện tích của mái nhà có sẵn và với mục đích tiêu thụ điện tự dùng ở mức cao. Các hệ thống quy mô công nghiệp hoặc các nhà máy điện mặt trời nối lưới thường được lắp trên mặt đất và có dải công suất điển hình từ 1 MW đến hơn 100 MW. Các hệ thống này thường được vận hành bởi các nhà sản xuất điện độc lập bằng cách sử dụng các máy biến áp để cấp điện lên lưới điện trung thế hoặc cao thế tùy theo quy mô công suất. Hình dưới đây mô tả sự phân bổ của công suất đặt điện mặt trời mái nhà theo nhóm khách hàng sử dụng điện tại Việt Nam (Tài liệu tham khảo 19).



Hình 22: Công suất đặt điện mặt trời mái nhà theo nhóm khách hàng tại Việt Nam (Tài liệu tham khảo 19)



Hình 23: Số lượng dự án ĐMT mái nhà theo nhóm khách hàng tại Việt Nam (Tài liệu tham khảo 19)

Cấu hình tăng giảm công suất và các dịch vụ hệ thống điện khác

Sản lượng điện từ một hệ thống pin mặt trời phản ánh sự thay đổi bức xạ mặt trời hàng ngày và hàng năm. Những bộ biến đổi điện trong hệ thống pin mặt trời hiện đại có thể được người vận hành lưới điện điều khiển từ xa và cung cấp dịch vụ ổn định lưới điện dưới dạng công suất phản kháng, điều chỉnh điện áp biến đổi và chức năng vượt qua điểm sự cố ngắn hạn; nhưng phần lớn các hệ thống pin mặt trời hiện nay cung cấp toàn bộ lượng điện năng khả dụng cho hộ tiêu thụ/lưới điện. Nếu không có quy định phù hợp về lưới điện thì tỷ lệ tích hợp điện mặt trời cao cũng có thể dẫn đến sự gia tăng điện áp không mong muốn kèm theo các vấn đề khác.

Ưu điểm /nhược điểm

Ưu điểm:

- Pin mặt trời không sử dụng nhiên liệu hoặc những vật liệu tiêu thụ khác.
- Pin mặt trời không gây tiếng ồn (trừ tiếng ồn từ quạt của các bộ biến đổi điện và máy biến thế).
- Pin mặt trời không tạo ra phát thải trong vận hành.
- Điện được sản xuất ban ngày là thời gian nhu cầu điện thường cao nhất.
- Pin mặt trời cung cấp các chức năng ổn định lưới điện.
- Các mô đun pin mặt trời có tuổi thọ dài hơn 30 năm và có thể tái chế được.

- Các hệ thống pin mặt trời có tính chất mô đun và dễ lắp đặt.
- Vận hành và bảo trì các nhà máy điện mặt trời được thực hiện đơn giản vì không có các bộ phận chuyển động, không bị hao mòn và không bị rách, trừ hệ thống điều chỉnh hướng theo mặt trời. Các bộ biến đổi điện trung bình chỉ cần thay thế một hoặc hai lần trong cả tuổi thọ vận hành của hệ thống.
- Những nhà máy pin mặt trời quy mô lớn có thể được lắp đặt trên mặt đất ở các địa điểm không có mục đích sử dụng thương mại (như bãi chôn lấp rác, khu vực hạn chế tiếp cận hoặc khu vực bị ô nhiễm hóa học).
- Các hệ thống pin mặt trời được tích hợp trong các tòa nhà không đòi hỏi tăng diện tích đất và đấu nối điện đã sẵn sàng với chi phí bổ sung ít hoặc không mất thêm chi phí.

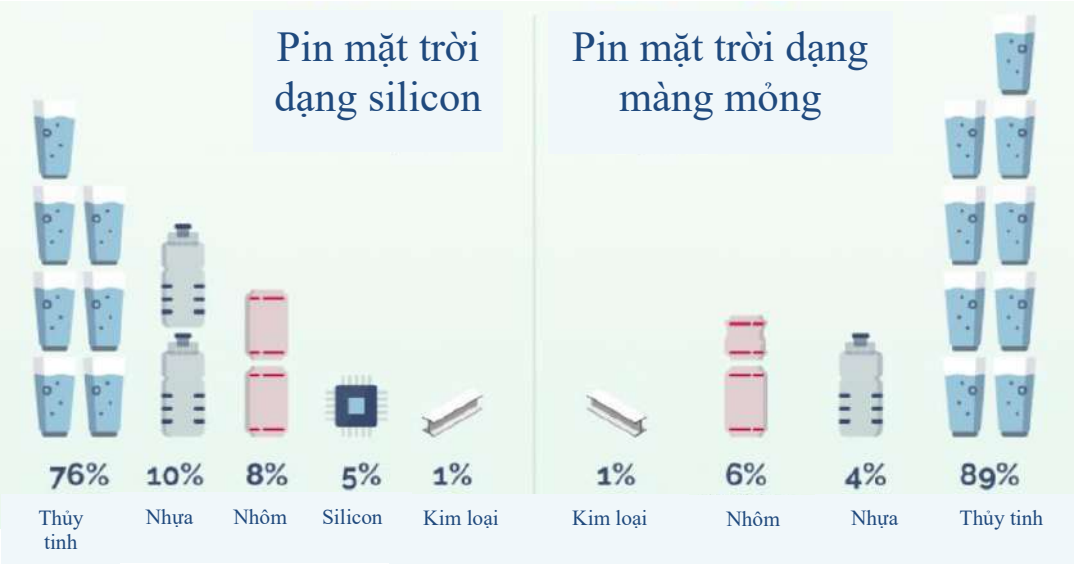
Nhược điểm:

- Các hệ thống pin mặt trời có chi phí ban đầu tương đối cao, do đó chi phí đầu tư mang tính quyết định cao hơn, và hệ số công suất thấp so với các công nghệ sản xuất điện khác.
- Các pin mặt trời đơn tinh thể hoặc đa tinh thể (được sử dụng phổ biến nhất) chỉ sản xuất điện khi có ánh sáng mặt trời trực tiếp. Điều này đòi hỏi phải lưu trữ năng lượng để hỗ trợ điều tiết sản lượng điện.
- Yêu cầu không gian cho các tấm pin mặt trời đối với mỗi MW cao hơn nhiều so với các nhà máy nhiệt điện.
- Sản lượng điện của hệ thống pin mặt trời chỉ có thể được điều chỉnh giảm (giảm sản lượng nối lưới) theo nhu cầu vì phụ thuộc chủ yếu vào sự biến đổi theo ngày và năm của bức xạ mặt trời (do công suất phát điện không được kìm lại trong quá trình phát).
- Nguồn cung vật liệu dồi dào (In, Ga, Te) là mối quan ngại đối với việc triển khai ở quy mô lớn một số công nghệ màng mỏng (CIGS, CdTe), chiếm tỷ trọng nhỏ trong cả thị trường.
- Một số công nghệ màng mỏng có chứa một lượng nhỏ chất cadmium và asen.
- Các chất hấp thụ perovskite tốt nhất chứa hợp chất chì hữu cơ có thể hòa tan là chất độc và nguy hại môi trường ở mức cần cẩn trọng cao.

Môi trường

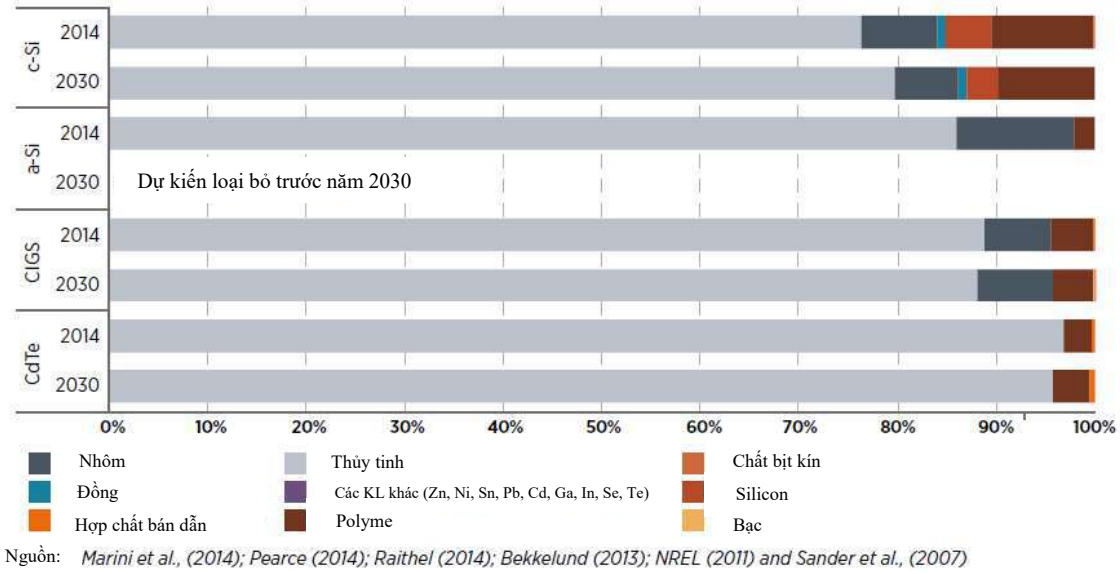
Thời gian hoàn vốn năng lượng của một hệ thống điện mặt trời silicon tinh thể đặc trưng tại khu vực Nam Âu là 1,25 năm. Thời gian hoàn vốn năng lượng là quãng thời gian một nhà máy điện mặt trời cần hoạt động để tạo ra lượng điện bằng với lượng điện mà nó tiêu thụ trong suốt vòng đời của mình.

Các tác động môi trường từ quá trình sản xuất, lắp đặt và vận hành hệ thống điện mặt trời không nhiều. Các vật liệu chính được sử dụng để sản xuất các tấm pin mặt trời bao gồm thủy tinh, nhựa, nhôm, silicon và một lượng nhỏ các kim loại khác. Tỉ trọng các vật liệu chính làm nên hai loại mô đun pin mặt trời được sử dụng phổ biến nhất trên thị trường hiện nay (loại tinh thể silicon và màng mỏng) được thể hiện ở hình bên dưới. Ngoài ra, các mô đun còn có thể chứa một lượng nhỏ chì, và đặc biệt là mô đun loại màng mỏng có thể chứa một ít cadmium và asen.



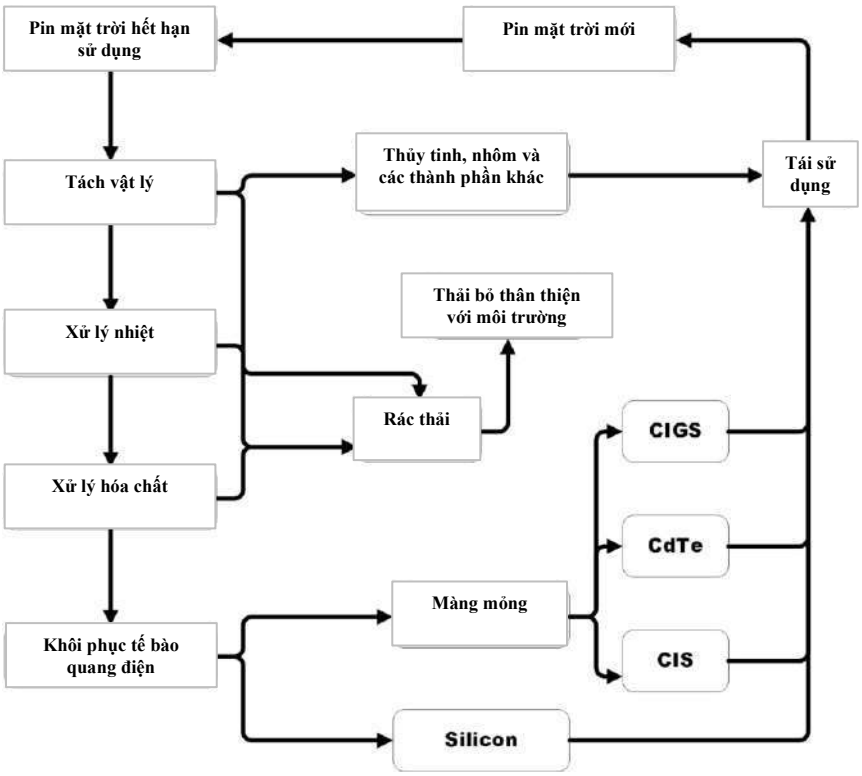
Hình 24: Các vật liệu chính của pin mặt trời dạng tinh thể silicon và dạng màng mỏng (Tài liệu tham khảo 22)

Với việc lắp đặt pin mặt trời ngày càng nhiều, vấn đề quản lý rác thải và xử lý các tấm pin mặt trời khi hết tuổi thọ vận hành là một nội dung quan trọng đang được quan tâm thảo luận. Theo một nghiên cứu của IRENA, giảm thiểu rác có thể được thực hiện ngay từ công đoạn sản xuất; theo các nghiên cứu về các thành phần của pin mặt trời, tiết kiệm nguyên vật liệu và hiệu suất của các tấm pin, biện pháp này sẽ giúp giảm thiểu vật liệu sử dụng trên một đơn vị điện năng sản xuất cũng như các chất độc hại tiềm ẩn (xem hình 25 bên dưới) (Tài liệu tham khảo 23). Ngoài ra, cải thiện chất lượng của các tấm pin cũng giúp giảm thiểu sự cố và nhờ đó giảm thiểu rác thải trong suốt vòng đời của tấm pin.



Hình 25: Quá trình phát triển đến năm 2030 của các loại vật liệu được dùng trong các công nghệ pin mặt trời khác nhau theo phần trăm khối lượng tấm pin (Tài liệu tham khảo 23)

Khi kết thúc vòng đời của pin, ước tính 96% các vật liệu của tấm pin sẽ có thể tái sử dụng hoặc tái chế bằng phương pháp thích hợp (Tài liệu tham khảo 22). Các quy trình xử lý khác nhau được trình bày trong Hình 26. Ngoài ra, một nghiên cứu đã ước tính rằng khi áp dụng phương pháp "Phục hồi hoàn toàn các tấm pin mặt trời (FRELP)", chi phí quản lý cuối vòng đời mà các doanh nghiệp phải chi trả để xử lý mô đun pin mặt trời loại tinh thể silicon là 6,7 USD/m^2, trong đó phần lớn là chi phí vận chuyển (3,3 USD/m^2), trong khi chi phí cho quá trình tái chế thực tế (chi phí nguyên vật liệu, điện năng hoặc chi phí đầu tư máy móc tái chế) lại rất nhỏ (0,3 USD/m^2). Thêm vào đó, nghiên cứu cũng cho thấy các chi phí ngoại sinh cho việc quản lý cuối đời pin mặt trời khá tương đồng với chi phí do doanh nghiệp chi trả (5,2 USD/m^2). Tổng giá trị kinh tế ước tính của các vật liệu tái chế từ rác thải của pin tinh thể silicon là 13,6 USD/m^2. Điều này có nghĩa là nếu không tính chi phí ngoại sinh thì lợi nhuận tổng của việc tái chế là 6,7 USD, còn nếu tính chi phí ngoại sinh thì công tác tái chế vẫn có lợi nhuận ở mức 1,19 USD/m^2 (Tài liệu tham khảo 25). Mặc dù chỉ là chi phí ước tính, các con số trên cũng cho thấy tính khả thi của việc tái sử dụng và tái chế pin mặt trời. Ngoài ra, lợi nhuận thu được từ vòng đời thứ hai hoặc các sản phẩm tái sử dụng cũng cần được đưa vào trong tính toán.



Hình 26: Các quy trình tái chế pin mặt trời (Tài liệu tham khảo 24)

Trong khi các nghiên cứu trong lĩnh vực này vẫn đang được tiếp tục triển khai song song với nhu cầu ngày càng tăng về các giải pháp quản lý cuối vòng đời của pin mặt trời, một chất xúc tác chính cho quá trình này chính là thiết lập các quy định pháp lý đủ mạnh. Cho đến nay, mặc dù có rất nhiều cuộc thảo luận giữa các tổ chức trên toàn cầu về quản lý rác thải từ các nhà máy điện mặt trời, mới chỉ có chỉ thị WEEE của Liên minh Châu Âu đưa ra khung pháp lý thúc đẩy việc xử lý đúng cách các loại chất thải. Theo quy định của chỉ thị WEEE, tất cả các nhà sản xuất thiết bị điện và điện tử phải chịu trách nhiệm pháp lý về việc quản lý rác thải từ các sản phẩm của họ bất kể cơ sở sản xuất của họ ở đâu. Chỉ thị WEEE cũng có các hướng dẫn chi tiết cho việc thu gom, phục hồi, tái chế đảm bảo an toàn môi trường và sức khỏe cộng đồng (Tài liệu tham khảo 26). Trong khi một số nước cũng có thể có các quy định chung về rác thải điện tử, điều làm cho chỉ thị WEEE trở nên quan trọng chính là chỉ thị này có bao gồm việc xử lý rác thải pin mặt trời. Với sự bùng nổ của việc lắp đặt pin mặt trời gần đây, điều quan trọng là các quốc gia, như Việt Nam, cần thúc đẩy việc xây dựng hạ tầng cơ sở để quản lý rác thải từ pin mặt trời khi hết thời hạn sử dụng và hỗ trợ quá trình này thông qua khung pháp lý.

Việc làm

Nhà máy điện mặt trời Cát Hiệp (50 MW) ở tỉnh Bình Định hiện đang hoạt động với 30 nhân viên làm việc toàn thời gian cho công tác vận hành và bảo trì (Tài liệu tham khảo 10). Nhà máy điện mặt trời Xuân Thiện Thuận Bắc 200 MW ở tỉnh Ninh Thuận sử dụng 100 nhân viên trong quá trình vận hành và bảo trì (Tài liệu tham khảo 11).

Nhiều phần của hệ thống điện mặt trời có thể được chế tạo ở Việt Nam. Việt Nam và Thái Lan là các nước dẫn đầu trên thị trường sản xuất pin mặt trời tại khu vực Đông Nam Á.

Nghiên cứu và phát triển

Công nghệ pin mặt trời đã được thương mại hóa nhưng vẫn không ngừng được cải tiến về hiệu suất và giảm chi phí (cấp độ 3). Xu hướng trong các hoạt động nghiên cứu và phát triển phản ánh sự thay đổi trọng tâm từ các vấn đề sản xuất và mở rộng công suất (2005-2010) và các chủ đề giảm giá thành (2010-) sang thực hiện các giải pháp hiệu suất cao và xây dựng tài liệu về các vấn đề tuổi thọ/độ bền của tấm pin mặt trời (2013-). Hoạt động nghiên cứu và phát triển được thực hiện chủ yếu ở các nước có cơ sở chế tạo như Đức, Trung Quốc, Hoa Kỳ, Đài Loan và Nhật Bản.

Ước tính chi phí đầu tư

Chi phí của các dự án điện mặt trời đã giảm đáng kể. Chi phí đầu tư các nhà máy điện mặt trời tại Việt Nam theo báo cáo nằm trong khoảng 0,87 đến 0,97 triệu USD/MW. Chi phí đầu tư điện mặt trời áp mái tại Việt Nam cao hơn một chút so với điện mặt trời lắp trên mặt đất và nằm trong khoảng 0,82 đến 1,13 triệu USD/MW. Các nhà máy

điện mặt trời trên mặt đất quy mô lớn thường có chi phí đầu tư rẻ hơn so với các nhà máy điện mặt trời mái nhà chủ yếu do lợi thế về quy mô chi phí đầu tư và có các khả năng thuận lợi hơn về tối ưu hóa thiết kế nhà máy.

Giá các mô đun pin mặt trời có thể tham khảo tại trang web PV Insights . Tính đến tháng 09/2020, giá thành trung bình của các mô đun pin mặt trời silicon đa tinh thể, có hiệu suất thấp hơn một chút so với các mô đun pin mặt trời đơn tinh thể, là 0,167 USD/Watt, với mức giá thấp nhất là 0,15 USD/Watt. Giá thành của mô đun pin mặt trời tại Việt Nam nằm trong khoảng 0,2 đến 0,3 USD/Watt (Tài liệu tham khảo 20).

Sự chênh lệch giá giữa các mức của quốc tế và các mức của Việt Nam được kỳ vọng là sẽ được thu nhỏ vì kinh nghiệm lắp đặt các nhà máy điện mặt trời ở Việt Nam sẽ tăng lên.

Giá các mô đun pin mặt trời đã giảm đáng kể; trước đây, mức giảm 23% trong đơn hàng đã đạt được sau mỗi lần sản lượng tích lũy tăng lên gấp đôi.

Đối với đánh giá này, đề xuất áp dụng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 20% cho khoảng 2/3 giá hệ thống điện mặt trời, liên quan đến mô đun và biến tần. Mức này thấp hơn một chút so với các giá trị quan sát được trong quá khứ, nhưng vẫn cao so với các công nghệ khác. Áp dụng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm 20% cho mô đun và việc triển khai công suất điện mặt trời trong tương lai như dự kiến của IEA, chi phí mô đun ĐMT được kỳ vọng sẽ giảm khoảng 20-30% trong giai đoạn 2020 đến 2030 và từ 40 đến 50% trong giai đoạn 2020 đến 2050 (Tài liệu tham khảo 21). Phần giải thích về cách tiếp cận đường cong học tập dựa trên kinh nghiệm được cung cấp trong Phụ lục (nếu cần tham khảo).

Đối với một phần ba chi phí còn lại, phương pháp phát triển dự báo ở mức trung bình được sử dụng, với chi phí giảm 1% mỗi năm cho đến năm 2020, 0,75% mỗi năm từ năm 2020 đến năm 2030 và sau đó là 0,5% mỗi năm.

Chi phí đầu tư của một dự án điện mặt trời có thể không cố định, đặc biệt là do công nghệ này có mức đầu tư lớn. Quy mô của dự án cũng là yếu tố chi phối chi phí, vì các dự án nhỏ có xu hướng đòi hỏi chi phí đầu tư cụ thể trên công suất đặt ở mức cao hơn. Bảng dưới đây tóm tắt các số liệu chi phí đầu tư từ các nguồn liên quan, cùng với các giá trị được đề xuất (ĐMT trên mặt đất). Ngành công nghiệp điện mặt trời đã nâng cao tính cạnh tranh của các quy trình sản xuất trong những năm gần đây, do sự đầu tư rất lớn về chi phí nghiên cứu và phát triển đối với vật liệu pin và thiết kế mô đun. Chi phí điện mặt trời ở Việt Nam trong tương lai sẽ phụ thuộc vào các quy tắc về hàm lượng nội địa, thuế nhập khẩu và sự phát triển của ngành sản xuất cạnh tranh trong nước; giảm chi phí cũng sẽ đạt được thông qua kinh nghiệm vững chắc hơn trong các giai đoạn phát triển và lắp đặt dự án. Đến năm 2020 vẫn còn khoảng cách chi phí giữa giá trong nước và giá quốc tế. Cẩm nang Công nghệ này dự đoán khoảng cách này sẽ thu hẹp theo thời gian, hướng tới hội tụ với giá quốc tế về lâu dài.

Chi phí đầu tư của các hệ thống ĐMT (dữ liệu của ĐMT công nghiệp, mái nhà, ĐMT nổi không cung cấp trong bảng số liệu này) có xu hướng cao hơn so với các hệ thống ĐMT trên mặt đất do yếu tố lợi thế kinh tế nhờ quy mô.

Chi phí đầu tư [Triệu USD_{2019}/MW]		**2018-19**	**2020**	**2030**	**2050**
Cẩm nang Công nghệ	**Cẩm nang mới (2021)**		**0,93**	**0,66**	**0,48**
	Cẩm nang hiện tại (2019)		1,10	0,84	0,65
Số liệu Việt Nam	Dự án: Xuân Thiện Thuận Bắc		0,97		
	Dự án: Phước Ninh		0,94		
	Dự án: Nhà máy ĐMT Nhơn Hải		0,92		
	Dự án: Trung Nam		0,90		
	Dự án: Sê San 4		0,92		
	Dự án: Thiên Tân 1.2		0,87		
Số liệu quốc tế	IEA WEO 2019 (trung bình của Ấn Độ và Trung Quốc)	0,84			0,46 *(2040)*
	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch		0,48	0,34	0,27
	NREL ATB	1,17	0,99	0,61	0,50
	Lazard	1,00			
	Chính phủ Anh (DECC)			0,58	0,45 (2040)
Dự báo	Đường cong học tập – xu hướng chi phí [%]	-	100%	71%	52%

Ví dụ về những dự án hiện có

Điện mặt trời công suất lớn: Nhà máy điện mặt trời Hồ Bầu Ngứ (Tài liệu tham khảo 11)

Nhà máy điện mặt trời Hồ Bầu Ngứ ở Ninh Phước, huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận có công suất đặt là 61,8 MW_p tương ứng với 50 MW_{ac} phát lên lưới điện. Dự án đã bắt đầu xây dựng từ tháng 3/2018 và vận hành vào tháng 7/2019. Nhà máy điện mặt trời Hồ Bầu Ngứ sử dụng các dàn pin mặt trời cố định với góc nghiêng 12^0 và góc phương vị là 180^0. Mô đun silicon đa tinh thể được sử dụng với tấm pin có công suất 330 W_p và hiệu suất là 17%. Có 187.200 tấm pin mặt trời được sử dụng, chia thành 52 khối, mỗi khối có một bộ biến tần công suất 1 MW_{ac}. Tổng diện tích đất sử dụng của nhà máy điện mặt trời Hồ Bầu Ngứ là khoảng 75 ha (trong đó 38,62 ha là trên hồ Bầu Ngứ), suất sử dụng đất danh định là 12 m^2/kW_p. Tổng vốn đầu tư là 57,98 tr.USD (quy đổi về USD 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và lãi vay trong thời gian xây dựng), tương ứng với suất đầu tư danh nghĩa là 0,94 $tr.USD_{2019}/MW_p$ và 1,14 $tr.USD_{2019}/MW_{ac}$. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 69,8 tr.USD, tương ứng 1,12 $tr.USD_{2019}/MW_p$.

Điện mặt trời công suất lớn: Nhà máy điện mặt trời Gelex Ninh Thuận (Tài liệu tham khảo 12)

Nhà máy điện mặt trời Gelex Ninh Thuận nằm ở huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận, có công suất đặt là 50 MW_p. Nhà máy bắt đầu xây dựng từ tháng 6/2018 và vận hành vào tháng 6/2019. Nhà máy sử dụng công nghệ pin mặt trời đặt cố định với góc nghiêng 11^0 và góc phương vị là 180^0. Nhà máy sử dụng hơn 150.000 tấm pin mặt trời đa tinh thể loại 325 W_p, chia thành 20 khối, mỗi khối sử dụng 1 bộ biến tần 2000 kVA chuyển từ nguồn điện một chiều (DC) sang xoay chiều (AC). Hiệu suất của tấm pin mặt trời ở điều kiện thử nghiệm tiêu chuẩn là 16,3%. Diện tích sử dụng đất của dự án là khoảng 60 ha tương ứng 12.000 m^2/MW_p. Tổng vốn đầu tư là 45,97 tr.USD (quy đổi về USD 2019, trong đó chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, thuế và lãi vay trong thời gian xây dựng), tương đương suất đầu tư danh nghĩa là 0,9 $tr.USD_{2019}/MW_p$. Tổng chi phí đầu tư (gồm cả những chi phí nêu trên) là 56 tr.USD, tương ứng 1,12 $tr.USD_{2019}/MW_p$.

Cập nhật dự án ĐMT quy mô lớn: Nhà máy ĐMT Xuân Thiện Thuận Bắc (Tài liệu tham khảo 15)

Nhà máy ĐMT Xuân Thiện Thuận Bắc đặt tại huyện Thuận Bắc, tỉnh Ninh Thuận với tổng công suất đặt 256 MWp và công suất thực phát lên lưới là 200 MWac, nhà máy đi vào vận hành vào tháng 2 năm 2020. Nhà máy sử dụng công nghệ pin mặt trời đặt cố định có góc nghiêng là 12^0 và góc phương vị 180^0. Nhà máy sử dụng mô đun pin mặt trời loại silicon đa tinh thể (poly c-Si) với công suất tấm pin 330 Wp. Tổng số tấm pin sử dụng là 727.200 tấm, được chia thành 80 khối, mỗi khối sử dụng một bộ biến tần 2,5 MVA. Hiệu suất của tấm pin mặt trời là 16,63%, hiệu suất tối đa của bộ biến tần được sử dụng là 99% (hiệu suất EURO và CEC lần lượt là 98,8% và 98,97%). Tổng diện tích đất sử dụng của nhà máy Xuân Thiện Thuận Bắc khoảng 259 ha, tương ứng với 10,1 m^2/kWp. Tổng mức đầu tư là 206,96 triệu USD (giá quy đổi năm 2019, chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), với mức đầu tư danh nghĩa là 0,83 triệu USD/ MW_p và 1,03 triệu USD/MW_{ac} theo giá năm 2019. Tổng vốn đầu tư (bao gồm các chi phí nêu trên) là 255,84 triệu USD, tương ứng với 0,99 triệu USD/MW_p theo giá năm 2019.

Cập nhật dự án ĐMT quy mô lớn: Nhà máy ĐMT Trung Nam - 450 MW (Tài liệu tham khảo15)

Nhà máy ĐMT Trung Nam đặt tại huyện Thuận Nam, tỉnh Ninh Thuận với công suất hòa lưới 450 MW_{ac}, là nhà máy ĐMT lớn nhất Việt Nam và khu vực Đông Nam Á. Sau 102 ngày xây dựng khẩn trương, nhà máy đã được khánh thành vào ngày 12 tháng 10 năm 2020. Công nghệ tấm pin nghiêng cố định được sử dụng với góc nghiêng 11^0 và góc phương vị 180^0. Nhà máy sử dụng hơn 1.400.000 tấm pin đơn loại 455 W_p và 460 W_p, chia làm 102 khối, mỗi khối sử dụng 1 biến tần 4560 kVA để chuyển đổi nguồn DC sang AC. Hiệu suất của tấm pin ở điều kiện thử nghiệm chuẩn là hơn 20%. Diện tích sử dụng đất của dự án khoảng 557 ha, tương ứng với 9,9 m^2/kWp. Tổng mức đầu tư là 431,8 triệu USD theo tỷ giá năm 2019 (chưa bao gồm chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), với mức đầu tư danh nghĩa là 0,79 triệu USD_{2019}/MW_p và 0,96 triệu USD_{2019}/MW_{ac}. Tổng vốn (bao gồm các chi phí nêu trên) là 526,66 triệu USD, tương ứng với 0,94 triệu USD/MW_p theo tỉ giá năm 2019.

Điện mặt trời mái nhà: Hệ thống điện mặt trời trên mái tòa nhà của EVN

Hệ thống điện mặt trời trên mái tòa nhà của EVN (quận Ba Đình, Hà Nội) có tổng công suất là 19,84 kW_p, thời gian xây dựng dự án là 45 ngày từ tháng 8 đến tháng 9/2017. Hệ thống bao gồm 64 tấm pin mặt trời công suất 310 W_p với tổng diện tích là 130 m^2. Mô đun pin mặt trời được sử dụng là loại silicon đa tinh thể (poly c-Si) có hiệu suất hơn 16%. Tổng chi phí đầu tư của hệ thống là 22.880 USD, tương ứng 1,14 $tr.USD_{2019}/MW_{ac}$.

Dự án cập nhật: ĐMT mái nhà:

Hệ thống ĐMT mái nhà tại Quận 9, Tp.HCM, công suất 10,08 kWp do Công ty ĐMT Vũ Phong cung cấp và lắp

đặt vào tháng 9 năm 2020. Dự án sử dụng 28 tấm pin LG đơn loại 360 Wp và biến tần 10kW của AEC với 2 bộ theo dõi điểm công suất tối đa (MPPT). Diện tích lắp đặt là 65 m^2 tương ứng với 0,65 ha/MWe. Tổng chi phí đầu tư là 10.348 USD theo tỷ giá 2019 với mức đầu tư danh nghĩa là 1,03 triệu USD_{2019}/MW_{ac}.

Dự án ĐMT mái nhà tại Quận 9, TP. Hồ Chí Minh (10,08 kWp)

Hệ thống ĐMT mái nhà tại tỉnh Đắk Nông có công suất 135 kWp do Công ty Giva solar cung cấp và lắp đặt vào tháng 9 năm 2020. Dự án sử dụng 311 tấm pin đơn loại 435 Wp của Canada và 1 biến tần 50kW và 2 biến tần 36 kW của Sofar Solar. Diện tích lắp đặt là 700 m^2 tương ứng với 0,57 ha/MWe. Tổng chi phí đầu tư là 103.552 USD, tương đương mức đầu tư danh nghĩa là 0,85 triệu USD/MW_{ac} theo tỷ giá 2019.

Dự án ĐMT mái nhà tại tỉnh Đăk Nông (135 kWp)

Hệ thống ĐMT mái nhà tại quận Long Biên, TP Hà Nội, công suất 5,28 kWp, do Công ty Free Solar cung cấp và lắp đặt vào tháng 5 năm 2020. Dự án sử dụng 16 tấm pin đơn Qcell 330 Wp và 1 biến tần SMA 5 kW. Diện tích lắp đặt là 36 m^2 tương ứng với 0,68 ha/MWe. Tổng chi phí đầu tư là 5.000 USD theo tỷ giá 2019với mức đầu tư danh nghĩa là 0,99 triệu USD/MW_{ac} theo tỷ giá 2019.

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong Chương này phần lớn được tham khảo từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch *"Dữ liệu công nghệ về các nhà máy điện – Phát điện và cấp nhiệt tập trung, lưu trữ năng lượng và phát và chuyển đổi chất mang năng lượng"*.

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch "Dữ liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng, 2012, cập nhật về điện mặt trời vào 2019".
2. PVGIS © Cộng đồng Châu Âu 2001-2012.
3. Ea Energy Analyses, 2017, "Dự báo giá công nghệ dựa trên đường cong học tập".
4. Solaren, 2017, http://solaren-power.com/bifacial-modules/, Truy cập ngày 11/9/2017.
5. IRENA (2018): Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế, Abu Dhabi.
6. Ea Energy Analyses và DHI GRAS (2017): Phân tích chi phí – lợi ích kinh tế vĩ mô cho việc tích hợp năng lượng tái tạo.
7. PVGIS, solargis.com/maps-and-gis-data/download/Vietnam
8. NREL. (2009). Nhu cầu sử dụng đất của các nhà máy điện gió hiện đại ở Hoa Kỳ. Golden: NREL. Lấy từ www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf , Truy cập ngày 9/9/2018.
9. Năng lượng tái tạo thế giới (2013).
10. Viện Năng lượng (2017): "Nhà máy điện mặt trời Cát Hiệp – Báo cáo thiết kế kỹ thuật".
11. Viện Năng lượng (2017): "Nhà máy điện mặt trời hồ Bầu Ngứ – Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở".
12. UNCCD và IRENA (2017): Năng lượng và sử dụng đất. Viễn cảnh đất toàn cầu. Tài liệu làm việc (Lấy từ www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf Truy cập ngày 17/10/2018)
13. Công ty Tài chính quốc tế (2015): Nhà máy điện mặt trời quy mô công nghiệp. Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án. Tập đoàn Ngân hàng Thế giới.
14. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016): Chi phí quy dẫn sản xuất điện của các công nghệ NLTT được lựa chọn trong các nước thành viên của ASEAN. Lấy từ: http://cloud.aseanenergy.org/s/1AK7OzwGCHn5iAM , Truy cập ngày 26/10/2018.
15. Viện Năng lượng, "Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở", 2017.
16. Peng, J., Lu, L., & Yang, H. (2013). Xem xét đánh giá vòng đời, thời gian hoàn vốn năng lượng và phát thải khí nhà kính của các hệ thống điện mặt trời. Tạp chí đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững, 19, 255-274.
17. Đường cơ sở công nghệ hàng năm của NREL (2018): https://atb.nrel.gov/electricity/2018/index.html?t=su
18. IRENA, "Tương lai của pin mặt trời: khai thác, đầu tư, công nghệ, tích hợp lưới điện và các khía cạnh kinh tế - xã hội". 2019.
19. Nhóm Đối tác Năng lượng Việt Nam, Thông tin về phát triển điện mặt trời mái nhà, tháng 12/2019.
20. ENF Solar, Danh mục các công ty và sản phẩm về năng lượng mặt trời.
21. Ea Energy Analyses, 2017, " Dự báo các chi phí công nghệ dựa trên đường cong học tập".
22. GreenMatch, https://www.greenmatch.co.uk/blog/2017/10/the-opportunities-of-solar-panel-recycling
23. IRENA and IEA-PVPS, Quản lý cuối đời tấm pin năng lượng mặt trời, tháng 6/2016.
24. Chowdhury et. al., Tổng quan về tái chế pin năng lượng mặt trời, 2020.
25. Market et. al., Chi phí đầu tư, chi phí ngoại sinh và lợi ích của việc tái chế các tấm pin mặt trời dạng tinh thể silicon (c-Si), 2020.
26. Sharma et. al., Đánh giá toàn cầu về các chính sách và hướng dẫn về tái chế pin năng lượng mặt trời, 2019.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019. *Mức độ không chắc chắn* có liên quan đến các thông số cụ thể và không thể giải nghĩa thông số theo hướng tỷ lệ thuận – nghĩa là một sản phẩm với hiệu suất thấp hơn sẽ không có giá thành thấp hơn.

Công nghệ	Điện mặt trời – Quy mô nhà máy								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một nhà máy điển hình (MWe)	50	50	50					C	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	-	-	-					A	
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	-	-	-					A	
Ngừng máy cưỡng bức (%)	-	-	-						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	-	-	-						
Vòng đời kỹ thuật (năm)	35	40	40	25	40	35	45		1,6
Thời gian xây dựng (năm)	0,7	0,5	0,3	0,3	1	0,25	1		5
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	11	11	11	10	11	10	11		5
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	21	24	24	14	23	14	24		1,2
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	21	24	24	14	23	14	24		1,2
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	0,93	0,66	0,48	0,87	0,97	0,31	0,71	D,R,S	1,3,4,5
- trong đó thiết bị	39%	36%	25%						
- trong đó lắp đặt	61%	64%	75%						
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	15.500	10.000	8.000	11.600	19.400	5.300	10.700	E,Q	1,6
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0	0	0						
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Tổng bức xạ GHI (kWh/m^2/năm)	1.600	1.600	1.600	1.200	1.900	1.200	1.900	F	8
Hệ số công suất DC/AC (Wp/W)	1,20	1,20	1,20					G	5
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định	1,01	1,01	1,01					H	8
Tỷ số hiệu quả hoạt động (-)	0,84	0,87	0,90					I	6
Hiệu suất chuyển đổi mô đun mặt trời (%)	20,0%	23,0%	26,0%						6
Tuổi thọ của bộ biến tần	15	15	15						6
Đầu ra									
Số giờ vận hành đầy tải (kWh/kW)	1.600	1.700	1.750					J, L, T	
Số giờ đầy tải công suất đỉnh (kWh/kWp)	1.350	1.400	1.450					K, L	
Số liệu tài chính									
Chi phí mô đun pin mặt trời và bộ biến tần (USD/Wp)	0,30	0,20	0,10						7
Cân bằng chi phí nhà máy (USD/Wp)	0,48	0,35	0,30						7
Chi phí đầu tư cụ thể, tổng hệ thống (USD/Wp)	0,78	0,55	0,40					M	5,6,9
Chi phí đầu tư cụ thể, tổng hệ thống (triệu USD/MW)	0,93	0,66	0,48					P	

Công nghệ	Điện mặt trời mái nhà nối lưới								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một nhà máy điện (kW)	10	10	10					C	1,5,6
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	-	-	-					A	
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	-	-	-					A	
Ngừng máy cưỡng bức (%)	-	-	-						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	-	-	-						
Vòng đời kỹ thuật (năm)	35	40	40	25	40	35	45		1,6
Thời gian xây dựng (năm)	0,08	0,08	0,08	0,01	0,13	0,01	0,13		5
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	6,5	6	5	5	8	5	6		1,5
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	15,4	16,0	16,6	14	23	14	24		1,2
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	15,4	16,0	16,6	14	23	14	24		1,2
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,00	0,71	0,52	1,45	1,60	0,50	1,20	D,R,S	3,4,5
- trong đó thiết bị	40%	40%	39%						
- trong đó lắp đặt	60%	60%	61%						
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	14.800	10.000	8.000	11.100	18.500	5.300	10.700	E,Q	6
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0	0	0	0	0	0	0		
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu riêng về công nghệ									
Tổng bức xạ GHI (kWh/m^2/năm)	1.600	1.600	1.600	1.200	1.900	1.200	1.900	F	8
Hệ số công suất DC/AC (Wp/W)	1,05	1,05	1,05					G	5
Hệ số chuyển dịch của hệ thống nghiêng cố định	1,01	1,01	1,01					H	8
Tỷ số hiệu quả hoạt động	0,84	0,87	0,90					I	6
Hiệu suất chuyển đổi mô đun mặt trời (%)	20,0%	23,0%	26,0%						6
Tuổi thọ của bộ biến tần	15	15	15						6
Đầu ra									
Số giờ vận hành đầy tải (kWh/kW)	1.400	1.450	1.500					J,L,T	
Số giờ đầy tải công suất đỉnh (kWh/kWp)	1.350	1.400	1.450					K,L	
Số liệu tài chính									
Chi phí mô đun pin mặt trời và bộ biến tần (USD/Wp)	0,4	0,3	0,2						7
Cân bằng chi phí nhà máy (USD/Wp)	0,80	0,56	0,47						7
Chi phí đầu tư cụ thể, tổng hệ thống (USD/Wp)	0,99	0,70	0,51					M	5,6,9
Chi phí đầu tư cụ thể, tổng hệ thống (triệu USD/MW)	1,00	0,71	0,52					P	

Tài liệu tham khảo:

1 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện năng"

2 Số liệu phân tích từ www.renewables.ninja cho nhiều địa điểm.

3 IEA, Triển vọng năng lượng thế giới, 2019.

4 Tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.

5 Dữ liệu về các trường hợp dự án trong nước.

6 Cục Năng lượng Đan Mạch, *Phát điện và cấp nhiệt tập trung, 2020*.

7 Permasalahan penetrasi solar pv pada sistem grid nasional, Dewan Energi Nasional, Juni 2017 PT Len Industri (Persero)

8 PVGIS © Các cộng đồng Châu Âu 2001-2012.

9 Dự báo giá công nghệ dựa vào đường cong học tập. Ea Energy Analyses, 2017

Ghi chú:

A Xem "Hiệu suất biến đổi của mô đun pin mặt trời (%)". Sự cải tiến trong phát triển công nghệ cũng được tính đến trong hệ số công suất, chi phí đầu tư và yêu cầu không gian.

B Sản lượng từ hệ thống điện mặt trời phản ánh sự thay đổi theo năm và theo ngày của bức xạ mặt trời. Có thể cắt giảm sản lượng điện mặt trời và điều này có thể thực hiện nhanh chóng.

C Liệt kê là MWe. MWp sẽ cao hơn khoảng 10%.

D Những giả định mô tả trong phần "Những giả định và triển vọng cho phát triển tiếp theo".

E Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

F Bức xạ tổng GHI là số đo tiềm năng nguồn năng lượng có sẵn và phụ thuộc vào vị trí địa lý chính xác.

G DC/AC thể hiện trong các bảng là công suất đỉnh của mô đun chia cho công suất của nhà máy. Hệ số quy mô công suất được chọn theo mục đích sử dụng, mang tải mong muốn của bộ biến tần mà nó cũng có thể phản ánh mong muốn tối đa hóa sản lượng điện từ một công suất AC (giới hạn) cho trước.

H Hệ số chuyển vị (TF) mô tả mức tăng năng lượng mặt trời có thể đạt được do nghiêng mô đun so với phương nằm ngang và mức giảm năng lượng mặt trời đạt được do lệch hướng so với hướng nam. Hệ số TF được đặt là cùng một giá trị cho tất cả các năm và các quy mô của hệ thống, vì nó không phải là hệ số kỹ thuật của hệ thống, mà chỉ để xác định hệ số TF. Tại Indonesia, hệ số TF cho các hệ thống cố định có giá trị rất thấp, tăng thêm chỉ 0-1% cho sản lượng điện.

I Hiệu suất (PR) của hệ thống pin mặt trời là số đo hiệu suất, có tính đến tất cả các tổn thất do thay đổi góc tới, tổn thất trên bộ biến tần, tổn thất của hệ thống pin mặt trời và điều chỉnh không thuộc các điều kiện kiểm tra tiêu chuẩn (STC) và tổn thất của lưới điện xoay chiều (AC). Tổn thất do thay đổi góc tới (IAM) thể hiện tổng sản lượng năng lượng mặt trời hàng năm phản chiếu qua kính trong đó góc tới thay đổi so với góc 90º (phản chiếu ở góc tới thông thường đã được đưa vào hiệu suất STC). Tổn thất hệ thống pin mặt trời và các điều chỉnh phi STC được tính toán bằng cách mô phỏng một năm mô hình trong đó các điều chỉnh được thực hiện từng giờ do vận hành thực tế không diễn ra trong các điều kiện STC. Ngoài ra, tổn thất điện năng trên các dây cáp cũng được tính đến. Tổn thất của bộ biến tần bao gồm hiệu suất của bộ theo dõi điểm đạt công suất điện tối đa (MPPT) và là giá trị trung bình của các mức phụ tải điển hình. Bên cạnh hiệu suất là lợi ích bổ sung của các mô đun hai mặt làm tăng 5% sản lượng phát.

J Số giờ đầy tải được tính dựa vào các giá trị khác trong bảng. Công thức tính là: Số giờ đầy tải = tổng bức xạ toàn cầu theo phương nằm ngang GHI x hệ số chuyển vị x hiệu suất

K Còn gọi là suất sản lượng điện năng hàng năm (kWh/kWp) của mô đun pin mặt trời. Giá trị này được tính từ công thức: Số giờ đầy tải công suất đỉnh = 1046 x hệ số chuyển vị x(1-tổn thất điều chỉnh góc tới) x (1-tổn thất của hệ thống điện mặt trời, v.v.) x (1-tổn thất bộ biến tần) x (1-tổn thất lưới điện AC)

L Hệ số công suất = Số giờ đầy tải / 8760.

M Giá thị trường quốc tế hiện tại đối với các hệ thống điện mặt trời quy mô nhà máy được ước tính dựa vào những cuộc phỏng vấn với các nhà phát triển dự án Đan Mạch và đánh giá giá chào thầu của các nhà thầu Đan Mạch và Đức về công suất điện mặt trời vào năm 2016 và đầu năm 2017. Giá quốc tế dự báo dựa vào ước tính tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm đối với các mô đun và bộ biến tần (tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 20%) và cân bằng của nhà máy (tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 10%) và dự báo công suất điện mặt trời tích lũy dựa vào kịch bản 450 ppm của IEA. Tỷ lệ giảm giá của mô đun pin mặt trời và bộ biến tần theo thời gian là kết quả của tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm cao hơn so với cân bằng của nhà máy. Giá của Việt Nam được giả định là có phần cao hơn trong những năm đầu và sau đó chuyển dần về mức giá quốc tế.

P "Suất vốn đầu tư của toàn hệ thống trên công suất đặt định mức W(AC)" được tính là "suất vốn đầu tư trên Wp(DC)" nhân với hệ số quy mô công suất.

Q Chi phí vận hành và bảo trì bao gồm bảo hiểm và thay thế định kỳ các bộ biến đổi điện và tiền thuê đất. Chi phí vận hành và bảo trì hàng năm được ước tính là 2% chi phí đầu tư trên MWp.

R Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

S Đối với năm 2020, mức độ không chắc chắn dựa trên dải chi phí từ nhiều nguồn khác nhau. Đối với năm 2050, mức độ không chắc chắn là sự kết hợp của mức độ cơ sở năm 2020 và mức độ bổ sung dựa trên tỷ lệ cải thiện theo kinh nghiệm dao động ở mức 17,5 đến 22,5% và khai thác công suất từ các chính sách đã được công bố và các kịch bản phát triển bền vững.

T Số giờ đầy tải: tổng số giờ trong năm nhà máy sản xuất điện ở công suất định mức.

8. ĐIỆN GIÓ

Mô tả công nghệ

Điện gió trở thành một nguồn năng lượng tái tạo được phát triển rộng rãi trong những thập kỷ qua, với những cải tiến quan trọng về hiệu suất, phát triển chuỗi cung ứng và sản xuất được phân cấp và độ tin cậy tổng thể của công nghệ.

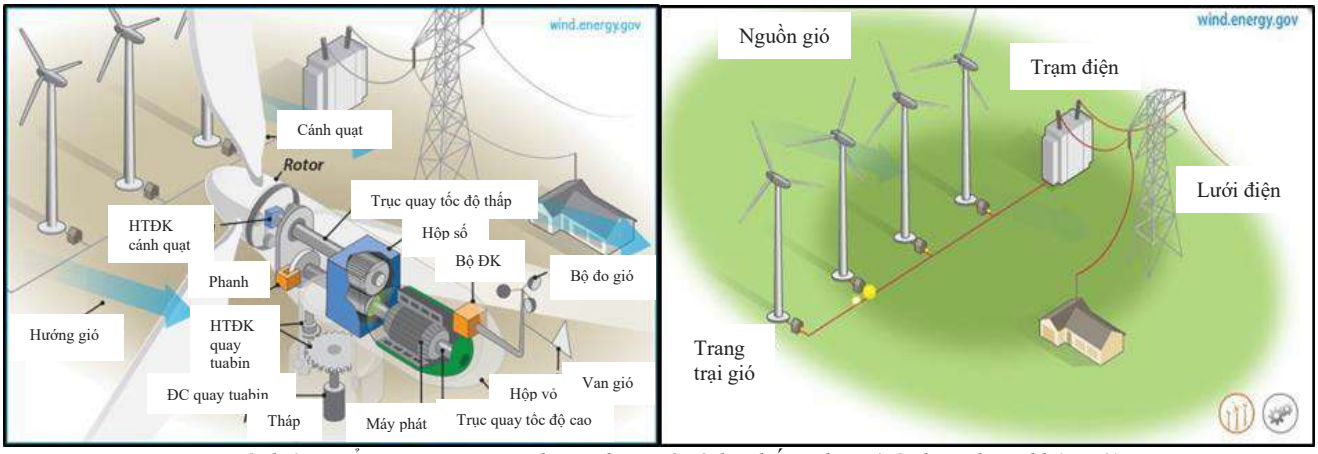
Năng lượng gió được khai thác thông qua các tuabin (thường có trục nằm ngang) lắp đặt tại các vị trí mà nguồn gió đảm bảo sản lượng phát hàng năm ở mức cao. Điện gió có thể phân loại thành hai nhóm chính:

- Điện gió trên bờ
- Điện gió ngoài khơi

Thông tư số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10 tháng 9 năm 2018 về cơ chế hỗ trợ phát triển các dự án điện gió tại Việt Nam định nghĩa dự án điện gió trên bờ và trên biển (ngoài khơi) tương ứng là các dự án có tuabin gió được xây dựng và vận hành phía trong và phía ngoài của đường mép nước biển thấp nhất trung bình trong nhiều năm (18,6 năm). Cẩm nang Công nghệ sẽ tuân thủ định nghĩa này.

Do chi phí và công nghệ của gió ngoài khơi phụ thuộc rất nhiều vào độ sâu của đáy biển và khoảng cách tới bờ, cần thiết phải bổ sung thêm định nghĩa của điện gió gần bờ. Điện gió gần bờ được định nghĩa là gió ngoài khơi với khoảng cách tối đa đến bờ là 50 km và ở độ sâu biển tối đa là 20 m, gió triều được coi là một loại của gió gần bờ. Khi độ sâu đáy biển lớn hơn 20 m hoặc ở khoảng cách hơn 50 km, trang trại gió sẽ được coi là gió ngoài khơi.

Các loại và mô hình tuabin khác nhau được lắp đặt tại các địa điểm khai thác điện gió trên bờ và ngoài khơi, như được mô tả trong phần dưới đây. Tuy nhiên, nguyên tắc hoạt động là giống nhau, không phụ thuộc vào địa điểm. Các tuabin gió hoạt động bằng cách nhận động năng từ gió bằng các cánh quạt gắn trên một rotor và truyền năng lượng lên một trục truyền động. Trục này được nối với một hộp số tăng tốc độ gắn với máy phát điện có tốc độ trung bình hoặc cao, hoặc được nối với một máy phát điện truyền động trực tiếp có tốc độ thấp. Máy phát điện biến đổi năng lượng quay của trục thành năng lượng điện. Trong các tuabin gió hiện đại, bước của các cánh rotor được điều chỉnh để đạt tối đa sản lượng điện ở tốc độ gió thấp, duy trì công suất điện ổn định và giới hạn ứng suất cơ học và tải lên tuabin ở tốc độ gió cao. Ví dụ mô tả chung công nghệ tuabin và hệ thống điện sử dụng tuabin có hộp số được trình bày trong hình sau.



Hình 27: Tổng quan công nghệ tuabin gió và hệ thống điện (Tài liệu tham khảo 48)

Các tuabin gió được thiết kế để hoạt động trong một dải tốc độ gió được giới hạn bởi tốc độ gió thấp "bắt đầu phát điện (cut in)" và tốc độ gió cao "ngừng phát điện (cut-out)". Khi tốc độ gió thấp hơn mức cut-in thì năng lượng trong gió là quá thấp để sử dụng. Khi gió đạt tốc độ cut-in thì tuabin bắt đầu hoạt động và phát điện. Khi tốc độ gió tăng lên, điện phát ra của tuabin cũng tăng lên, và đến một tốc độ gió nhất định tuabin sẽ đạt công suất định mức. Ở tốc độ gió cao hơn, bước cánh sẽ được điều khiển để duy trì công suất phát điện. Khi tốc độ gió đạt tốc độ cut-out, tuabin ngừng hoặc vận hành ở chế độ giảm công suất để tránh hư hỏng cơ học.

Các tuabin gió có thể được lắp đặt dưới hình thức các tuabin đơn, các nhóm tuabin hoặc những trang trại lớn có nhiều tuabin. Khi có hơn một tuabin được lắp đặt, có thể phát sinh thêm tổn thất do các tác động đuôi sóng. Tác động đuôi sóng là xu hướng giảm tốc độ và luồng gió nhiễu động. Nếu tác động này xảy ra ở phần dưới của tuabin ở một khoảng cách đủ gần, nó sẽ ảnh hưởng đến sản lượng phát và tải trọng trên tuabin. Để tránh tình trạng này,

các kỹ thuật kiểm soát tuabin gió hiện đang được phát triển cho các trường hợp không gian vận hành không đủ để tách biệt giữa các tuabin. Các tuabin gió thương mại được vận hành tự động và được giám sát và điều khiển bằng hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu (SCADA).

Các yêu cầu kỹ thuật trong quy chuẩn đấu nối lưới của các hệ thống điện khác nhau. Vui lòng xem tài liệu tham khảo 16 và 17. Tuy nhiên, để đơn giản hoá, các yêu cầu điển hình đối với đơn vị phát điện có thể được phân thành các nhóm sau:

- Dung sai – dải điều kiện đối với hệ thống điện mà nhà máy điện gió phải áp dụng trong vận hành.
- Điều khiển công suất phản kháng – quy định này thường bao gồm các yêu cầu tham gia điều khiển điện áp trên lưới.
- Điều khiển công suất tác dụng.
- Thiết bị bảo vệ.
- Chất lượng điện năng.

Tuabin gió trên bờ

Hệ thống tuabin gió trên bờ quy mô lớn thường gặp ngày nay là tuabin trục ngang, ba cánh, ngược gió, nối lưới và sử dụng bộ phận điều khiển góc nghiêng cánh tuabin, điều khiển chệch hướng chủ động, tốc độ biến đổi để tối ưu hóa sản lượng phát với các tốc độ gió khác nhau.

Có ba thông số chính xác định thiết kế của tuabin gió. Bao gồm chiều cao của trục, công suất danh định (hoặc công suất định mức) và đường kính rotor. Hai giá trị sau thường được kết hợp trong thông số được gọi là "công suất riêng", là tỷ số giữa công suất danh định và diện tích quét. Công suất riêng được đo bằng W/m^2.

Thiết kế tuabin gió phụ thuộc vào điều kiện gió tại địa điểm nhà máy. Trong IEC61400-1:2005, Ủy ban Kỹ thuật Điện Quốc tế (IEC) xác định bốn loại cấp độ gió được trình bày trong bảng dưới đây.

	Cấp I (Gió cao, HW)	Cấp II (Gió trung bình, MW)	Cấp III (Gió thấp, LW)	Cấp IV (Gió rất thấp)
Tốc độ gió trung bình hàng năm ở độ cao của hub [m/s]	10	8,5	7,5	6,0
Tốc độ gió cực đại trong 50 năm trên 10 phút [m/s]	50	42,5	37,5	30
Tốc độ gió cực đại trong 50 năm trên 3 giây [m/s]	70	59,5	52,5	42

Các hoạt động khai thác năng lượng gió đã khiến số lượng các địa điểm có nguồn tài nguyên gió lớn khả dụng giảm. Các vị trí có mức gió từ cấp II đến IV thường sẵn có hơn cho hệ thống lắp đặt mới. Mặc dù việc cải tạo các trang trại điện gió cũ đang ngày càng trở nên quan trọng vì các tổ máy hiện sắp hết vòng đời sử dụng nhưng việc lắp đặt mới ở các địa điểm có lượng gió từ thấp đến trung bình ngày nay rất hấp dẫn nhờ thiết kế tuabin được cải tiến.

Thiết kế tuabin khá đa dạng tùy thuộc vào loại tài nguyên gió. Ở các vị trí gió thấp (LW), các tuabin thường cao hơn và quét một khu vực rộng hơn. Nói cách khác, chúng có đặc trưng là có hub cao hơn và công suất riêng thấp hơn. Với giải pháp này, các tuabin tiếp cận tốc độ gió cao hơn (tốc độ gió tăng theo độ cao so với mặt đất) và có hiệu suất chuyển đổi gió thành điện năng tốt hơn. Thực tế, sức gió do tuabin thu được tỷ lệ với diện tích quét A và tốc độ gió v:

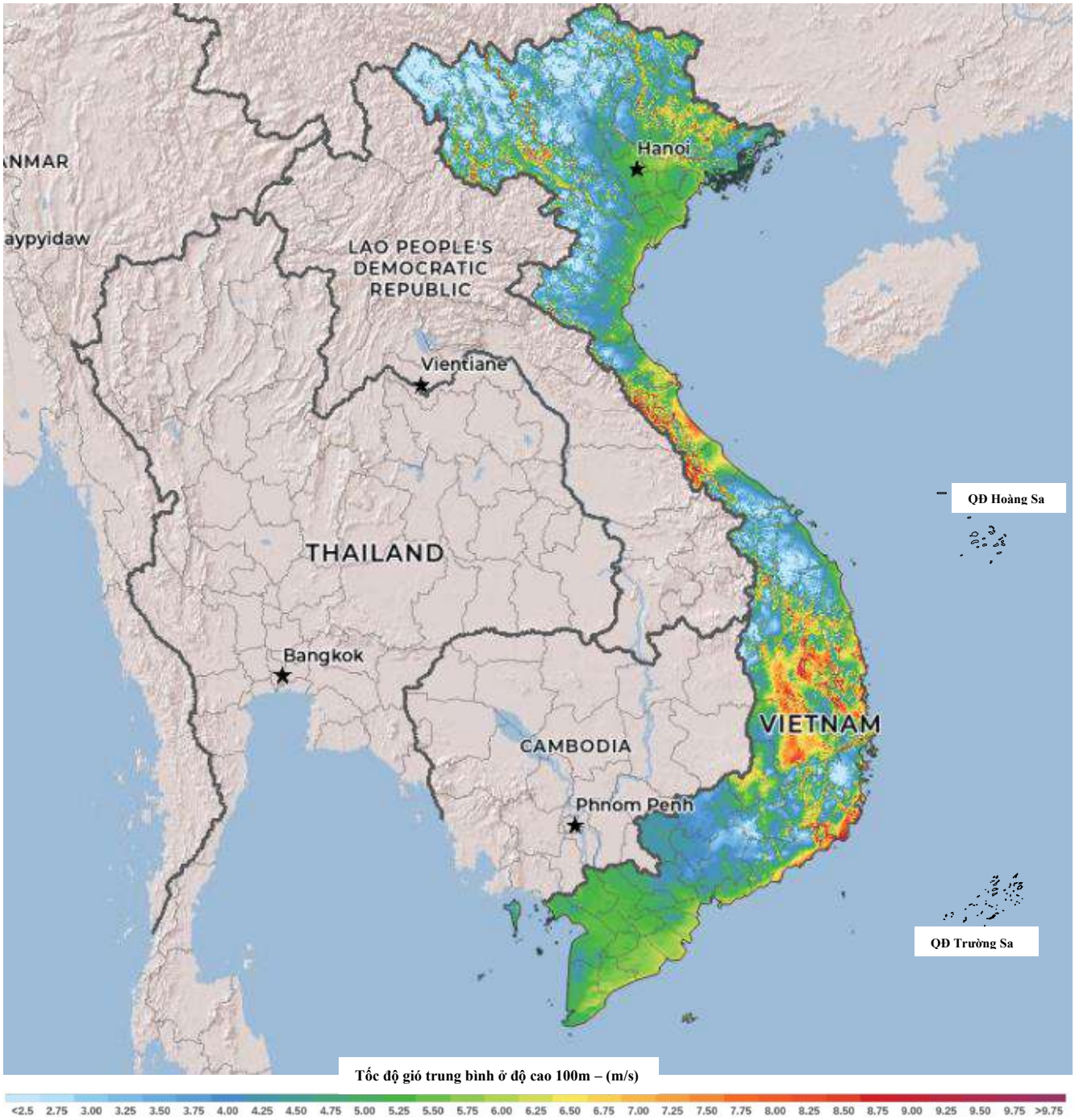
$$P = 0{,}5 \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

ρ là mật độ không khí. Công suất thực đưa lên lưới bị ảnh hưởng bởi hiệu suất chuyển đổi cơ và điện. Với thiết kế tuabin tiên tiến, tuabin LW có thể đạt sản lượng hàng năm tương đương với tuabin HW, mặc dù về mặt kích thước nhỏ hơn. Thực tế, chi phí đầu tư ban đầu cao do kích thước tua bin lớn . Khi các tuabin gió trở nên đáng tin cậy hơn, hiệu quả hơn và ít tốn kém hơn, dự kiến kể cả các khu vực có các điều kiện tốc độ gió thấp ở các vị trí gần bờ và ngoài khơi cũng sẽ được khai thác nhiều hơn nữa trong tương lai.

Hình 28 là bản đồ tài nguyên gió trên bờ của Việt Nam. Đất nước được ưu đãi với rất nhiều địa điểm LW và cũng có tiềm năng tốt ở các địa điểm MW; Các địa điểm có tài nguyên gió lớn hơn cũng có sẵn, nhưng một số nơi thuộc

những vùng khó tiếp cận, yêu cầu đấu nối lưới phức tạp hơn. Hơn nữa, việc lắp đặt các tuabin gió lớn trên bờ đòi hỏi phải có cơ sở hạ tầng phát triển để có thể vận chuyển các kết cấu tuabin lớn đến địa điểm. Nếu cơ sở hạ tầng không tốt, chi phí lắp đặt sẽ cao hơn nhiều và có thể hợp lý hơn nếu đầu tư vào các tuabin nhỏ hơn mà cơ sở hạ tầng hiện tại có thể đáp ứng. Tuy nhiên, có những trường hợp cơ sở hạ tầng khó khăn vẫn xây dựng được các dự án, ví dụ: dự án Hồ Turkana của Vestas ở Kenya.

Nhìn chung, tiềm năng gió trên bờ hiện ước tính ở mức khoảng 42 GW mặc dù bị giới hạn về đất đai và yêu cầu đấu nối (Tài liệu tham khảo 45).



Hình 28. Tài nguyên gió trên đất liền Việt Nam – trên bờ, 100m so với mặt đất. Nguồn: Bản đồ gió toàn cầu.

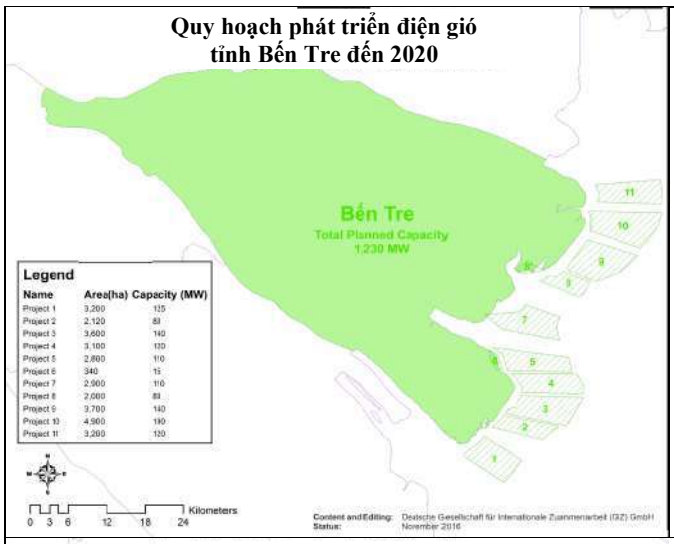
Các tuabin gió trên bờ có thể được lắp đặt như một tuabin đơn lẻ, theo cụm hoặc trong các trang trại gió lớn hơn. Tổn thất bổ sung do hiệu ứng che chắn giữa các tuabin có thể xảy ra ở các trang trại gió lớn.

Tuabin gió ngoài khơi

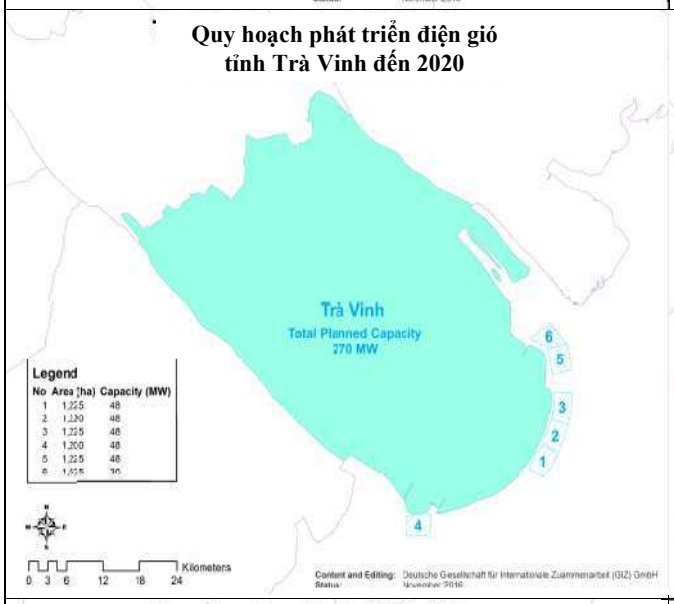
Các khu vực gió ngoài khơi

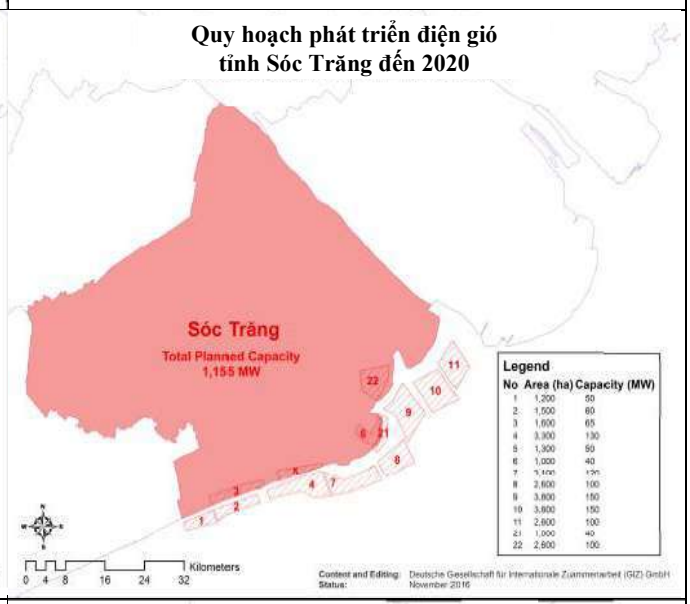
Nguồn tài nguyên gió ở Việt Nam được coi là dồi dào nhất trong khu vực Đông Nam Á, với cả gió trên bờ và ngoài

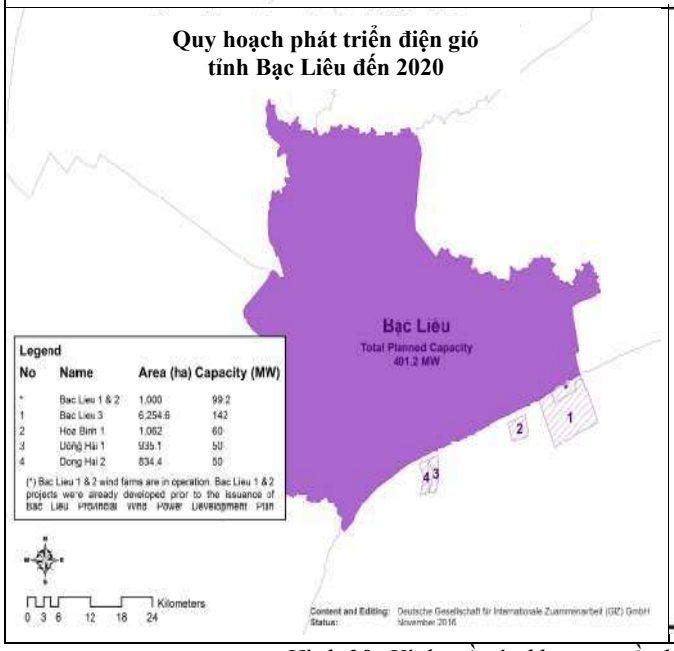
khơi. Tuy nhiên, Việt Nam cũng dễ bị ảnh hưởng bởi mưa bão, tác động đến việc triển khai các trang trại điện gió. Hệ thống gần bờ được xem là một giải pháp khả thi vì độ sâu của đáy biển ở khoảng cách 50 km kể từ bờ không lớn (10-25 mét) (Tài liệu tham khảo 34). Hình dưới đây liệt kê một số địa điểm tiềm năng gần bờ, với tổng công suất là 3.400 MW. Tuy nhiên, tiềm năng gió ngoài khơi được ước tính còn cao hơn con số đó, đạt mức trên 400 GW (Tài liệu tham khảo 45).

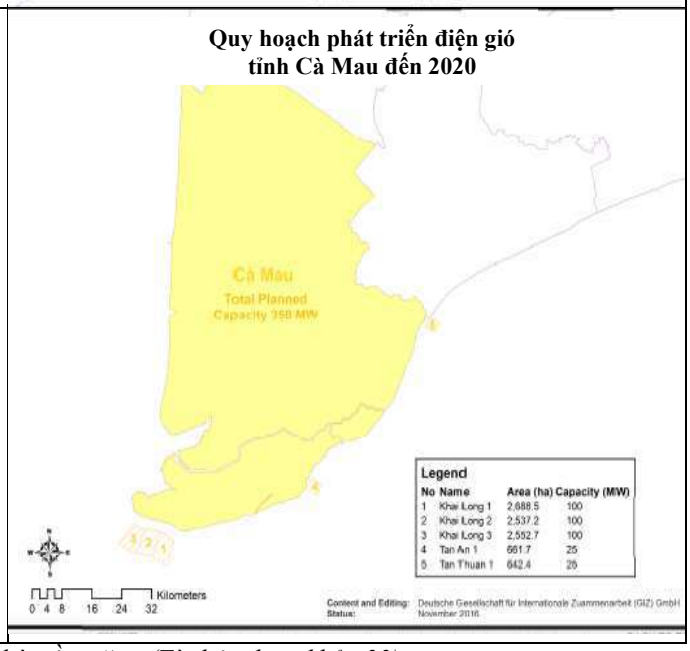


Tỉnh	Công suất	Điểm xa bờ nhất
Bến Tre	1.230 MW	12 km
Trà Vinh	270 MW	6 km
Sóc Trăng	1.155 MW	12 km
Bạc Liêu	401 MW	10 km
Cà Mau	350 MW	10 km
Tổng	3.406 MW	









Hình 29: Ví dụ về các khu vực gần bờ tiềm năng (Tài liệu tham khảo 33).

Hai thông số chính để xác định dự án điện gió ngoài khơi là: khoảng cách từ bờ và độ sâu nước biển tại khu vực dự án. Hai thông số này cho phép phân biệt giữa các khu vực điện gió với nhau. Khi xét đến khoảng cách từ bờ, các dự án điện gió có thể là dự án gần bờ hoặc xa bờ. Dựa trên số liệu độ sâu của nước biển, các dự án điện gió có thể là dự án điện gió bãi triều, nếu trang trại gió nằm ở khu vực nước rất nông, thường là dưới 2m hay còn gọi là khu vực bãi triều. Công nghệ tuabin không trực tiếp phụ thuộc vào các thông số phân loại nói trên do công nghệ này chủ yếu phụ thuộc vào tốc độ gió. Tốc độ gió thường tăng theo khoảng cách so với bờ. Các tuabin gió bãi triều do vậy thường tương tự như tuabin gió trên bờ. Các yếu tố khác của các dự án điện gió ngoài khơi thường tuân thủ nghiêm ngặt các yếu tố phân loại đề xuất, ví dụ như vị trí trạm biến áp, thời gian xây dựng, tính chất của cáp điện và hậu cần lắp đặt. Nói chung, các dự án càng gần bờ thì càng đỡ đắt đỏ do giảm được chi phí lai kéo (nếu sử dụng đường đắp), chiều dài cáp điện và do đó giảm chi phí nhân công. Bảng dưới đây thể hiện sự khác nhau giữa các loại dự án gió ngoài khơi.

Đặc điểm dự án điện gió bãi triều/gần bờ	**Đặc điểm của dự án điện gió ngoài khơi**
• Tốc độ gió thấp và kém ổn định, tuabin nhỏ hơn • Mật độ năng lượng trên một đơn vị diện tích thấp hơn và hệ số công suất thấp hơn (hiệu suất kém hơn) • Quy mô nhỏ tương tự như điện gió trên bờ và điện mặt trời, thông thường nhỏ hơn 200 MW • Không có nhiều diện tích phù hợp để phát triển dự án. • Có thể gây cản trở tầm nhìn, tiếng ồn và các tác động khác đến cộng đồng dân cư trong khu vực. • Có thể gây các xung đột với cộng đồng dân cư địa phương và các đối tượng sử dụng biển (quân đội, hàng hải, khai thác hải sản, du lịch) • Tác động đến môi trường nhiều hơn do khu vực nước nông thường có tính đa dạng sinh học cao. • Hậu cần đơn giản hơn, dễ lắp đặt và bảo trì • Gần với điểm đấu nối lưới điện hơn • Yêu cầu về chuỗi cung ứng đặc thù thấp hơn, có thể sử dụng chuỗi cung ứng điện gió trên bờ • Mức đầu tư thấp hơn, có thể đầu tư được từ nguồn tài chính trong nước • Yêu cầu khoảng 4 năm để phát triển và lắp đặt.	• Tốc độ gió cao và ổn định hơn, tuabin lớn hơn • Mật độ năng lượng cao hơn, hệ số công suất cao hơn (hiệu suất cao hơn) • Quy mô lớn tương tự với nhà máy LNG, lên đến vài GW • Diện tích phù hợp lớn, tiềm năng lớn cho phát triển công nghiệp • Không gây ảnh hưởng đến tầm nhìn, tiếng ồn và các tác động khác đến các cộng đồng dân cư ven biển • Xung đột với các cộng đồng dân cư ven biển và đối tượng sử dụng biển thấp hơn • Ít tác động đến môi trường hơn do mức độ đa dạng sinh học ở các vùng nước sâu thường thấp hơn • Yêu cầu hậu cần phức tạp hơn cho lắp đặt và bảo trì • Bên cạnh lưới, khoảng cách và quy mô của các trang trại gió yêu cầu phải có hệ thống truyền tải riêng. • Chuỗi cung ứng chuyên biệt, yêu cầu cam kết dài hạn từ chính phủ để phát triển chuỗi cung ứng và giảm giá thành • Mức đầu tư cao, yêu cầu nguồn tài chính quốc tế • Mất khoảng 6 năm để phát triển và lắp đặt.

Hình 30. Đặc điểm điện gió bãi triều/gần bờ và điện gió ngoài khơi (Tài liệu tham khảo 49)

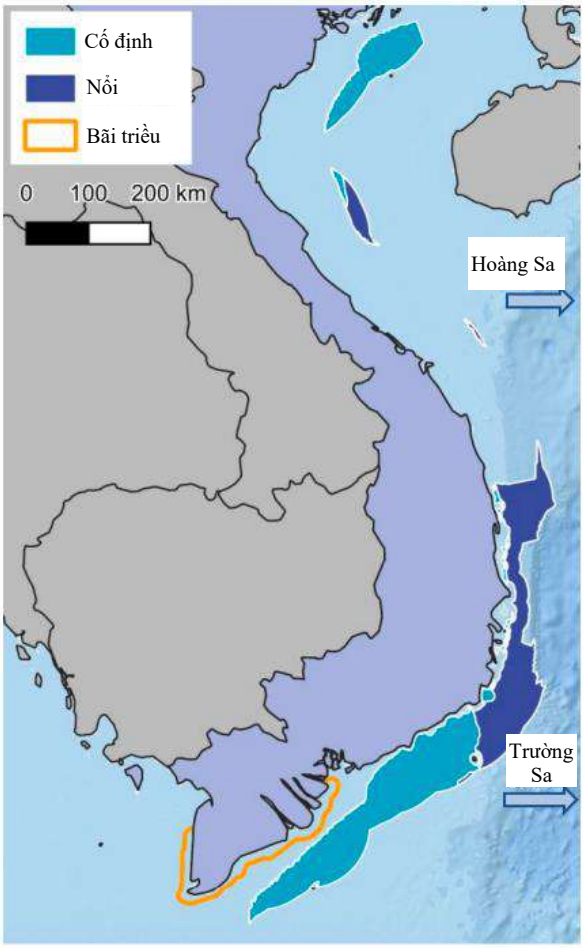
Hình dưới đây cung cấp số liệu về tác động chi phí đối với các khoảng cách đến bờ khác nhau và độ sâu của nước. Người ta thấy rằng độ sâu của nước có tác động chi phí cao nhất (trong các ví dụ được nghiên cứu). Kết quả tương tự được tìm thấy trong tài liệu (Tài liệu tham khảo 10 với các tính toán cụ thể).

Độ sâu nước/ Khoảng cách đến bờ	4 km	8 km	10 km	12 km	15 km	20 km	25 km
10m	0.967	0.974	0.978	0.982	0.988	0.998	1.008
15m	1.000	1.008	1.012	1.016	1.022	1.033	1.043
20m	1.034	1.042	1.046	1.050	1.056	1.067	1.078
25m	1.067	1.075	1.080	1.084	1.090	1.102	1.113
30m	1.124	1.133	1.137	1.141	1.148	1.160	1.172
35m	1.237	1.247	1.252	1.257	1.264	1.277	1.290

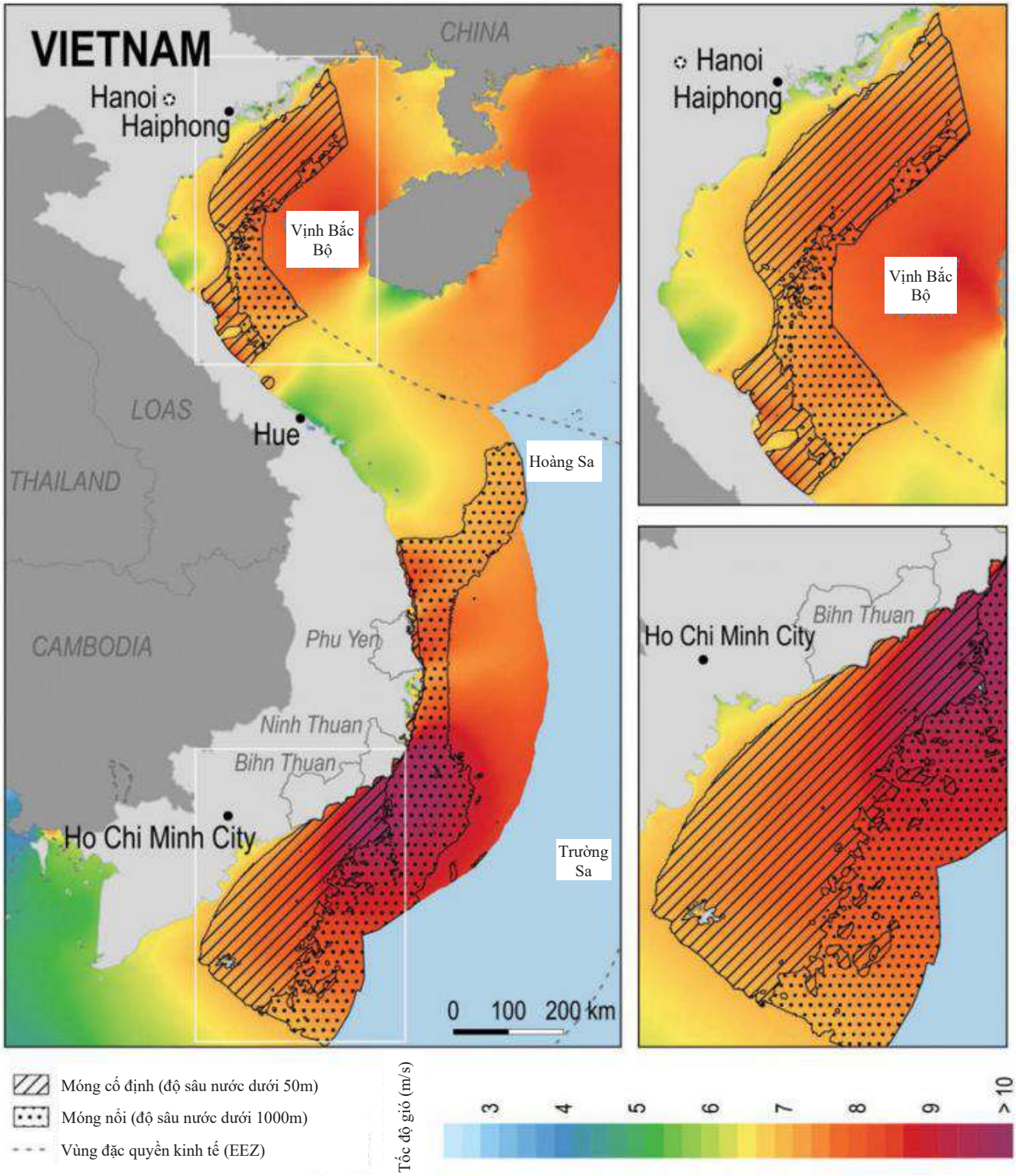
Hình 31: Yếu tố làm tăng chi phí đầu tư đối với khoảng cách đến bờ và độ sâu của nước ở Đan Mạch (Tài liệu tham khảo 38).

Hiện nay Việt Nam chỉ có định nghĩa chung cho điện gió ngoài khơi theo Thông tư số 39/2018/QĐ-TTg ngày 10/9/2018: là các dự án có tuabin gió được xây dựng và vận hành phía ngoài của đường mép nước biển thấp nhất trung bình trong nhiều năm (18,6 năm). Tuy nhiên do độ sâu và khoảng cách vào bờ ảnh hưởng lớn tới chi phí đầu tư và công nghệ tuabin, việc phân chia điện gió ngoài khơi thành điện gió gần bờ và điện gió xa bờ là cần thiết. Hiện nay chưa có định nghĩa chung cho điện gió gần bờ do phụ thuộc vào đặc điểm khu vực. Ở Việt Nam, tại một số tỉnh thuộc vùng Tây Nam Bộ như Trà Vinh, Sóc Trăng, Bến Tre, Bạc Liêu, Cà Mau,… khu vực ngoài khơi từ bờ đến khoảng cách 50 km có độ sâu đáy biển không lớn, trung bình dưới 20 m (Tài liệu tham khảo 34). Theo Quy hoạch phát triển điện VIII đã có nhiều dự án điện gió đăng ký đầu tư tại khu vực ngoài khơi này. Do đó, Cẩm nang công nghệ 2021 định nghĩa điện gió gần bờ là dự án xây dựng và vận hành tuabin gió tại vùng biển có độ sâu dưới 20 m và khoảng cách vào bờ dưới 50 km, khi độ sâu đáy biển lớn hơn 20 m hoặc ở khoảng cách xa hơn 50 km sẽ coi là dự án điện gió xa bờ (phù hợp với phân chia theo Quy hoạch Điện VIII).

Các hình dưới đây thể hiện các vị trí trang trại điện gió tiềm năng có thể sử dụng hệ thống điện gió đáy cố định và điện gió nổi ngoài khơi. Các địa điểm cách xa bờ vùng biển Đông Nam Bộ tới 100km có tốc độ gió trung bình lên đến 9,4 m/s ở độ cao của hub 100m, khá hấp dẫn đối với cả hệ thống đáy cố định và hệ thống nổi. Tuy nhiên, chi phí đấu nối lưới điện (bao gồm chi phí cải tạo lưới) thấp hơn ở miền Bắc do lưới điện khu vực Đông Nam Bộ ngày càng tắc nghẽn khi thúc đẩy phát triển lĩnh vực năng lượng tái tạo (Tài liệu tham khảo 35).



Hình 32. Các địa điểm tiềm năng đối với tuabin gió ngoài khơi (Tài liệu tham khảo 35). Tiềm năng gió ngoài khơi chủ yếu trải dọc bờ biển Việt Nam, do đó các quần đảo Hoàng Sa và Trường Sa không được thể hiện trên bản đồ này.



Hình 33. Bản đồ các vị trí điện gió ngoài khơi tiềm năng theo dạng móng nổi và móng cố định của Việt Nam theo ESMAP (Tài liệu tham khảo 47)

Công nghệ gió ngoài khơi

Về nguyên tắc, công nghệ tuabin trên bờ hay ngoài khơi đều giống nhau, điểm khác biệt chính giữa các công nghệ này là móng công trình. Móng có loại cố định hoặc loại nổi, như được giải thích ở các phần sau đây. Sự khác biệt chính giữa tuabin gió trên bờ và ngoài khơi là ở môi trường hoạt động. Nguồn gió ở ngoài khơi thường lớn hơn, tốc độ gió trung bình cao hơn. Ngoài ra, tải trọng thủy động lực và sự ăn mòn làm cho các điều kiện trên biển trở nên khó khăn hơn. Do đó, các tuabin ngoài khơi phải chắc và có khả năng chống chịu tốt hơn (Tài liệu tham khảo 23) để có thể chịu được môi trường khắc nghiệt hơn.

Do độ gồ ghề của bề mặt biển thấp hơn và dao động khí động học thấp hơn nên nhiễu động ở ngoài khơi thấp hơn. Điều này góp phần dẫn đến hiệu ứng xoáy với khoảng cách xa hơn, ảnh hưởng đến quá trình phát điện và độ mỏi

của các tuabin. Ngoài ra, chênh lệch tốc độ gió (thay đổi về điều kiện gió tại các độ cao khác nhau) ít được ghi nhận, có nghĩa là tốc độ gió không tăng nhiều theo chiều cao. Do đó, chiều cao của hub chỉ cần đủ cao để đáp ứng giới hạn khoảng cách an toàn so với mặt nước[13] đã thiết lập (Tài liệu tham khảo 24).

Các trang trại gió ngoài khơi phải chịu được môi trường biển khắc nghiệt, nền móng tốn kém và các thành phần cơ điện trong tuabin cần được bảo vệ chống ăn mòn. Điện gió ngoài khơi vẫn đắt hơn điện gió trên bờ do sự phức tạp trong xây dựng và đấu nối với lưới điện. Ngoài ra, thường chưa có sẵn hạ tầng điện trên biển. Cùng với chi phí lắp đặt cao, những yếu tố này dẫn đến chi phí đầu tư cao hơn nhiều so với các tuabin trên bờ có kích thước tương tự. Môi trường khắc nghiệt này dẫn đến các hoạt động trên biển tốn kém và tăng chi phí bảo trì.

Tuy nhiên, do nguồn gió ngoài khơi tốt hơn, việc vận chuyển thiết bị ít bị giới hạn so với hạn chế của các địa điểm sẵn có trên bờ, việc sử dụng năng lượng gió ngoài khơi cho phép xây dựng các tuabin lớn hơn. Các hạn chế đối với tuabin gió trên bờ không áp dụng với hệ thống ngoài khơi, chẳng hạn như cơ sở hạ tầng tại chỗ hạn chế. Tuabin càng lớn, chi phí sản xuất điện càng rẻ, và do chi phí xây dựng phần móng trên một đơn vị công suất có thể giảm xuống, người ta mong muốn lắp đặt rotor lớn nhất có thể để tăng số giờ vận hành đầy tải (Tài liệu tham khảo 25), đồng thời tuân thủ các giới hạn về tải và môi trường.

Hệ thống móng cố định ngoài khơi

Cho đến nay, các trang trại điện gió móng cố định ngoài khơi đã được lắp đặt với bốn loại khác nhau: monopile (chân đế đơn), gravity (chân đế trọng lực), jacket (đế tháp lưới) và đế tháp ba chân (tripod). Ngày nay, loại monopile và jacket (ở một mức độ thấp hơn) là hai loại móng phổ biến nhất. Việc lựa chọn loại móng nào phụ thuộc vào điều kiện đáy biển của địa phương và độ sâu của nước.

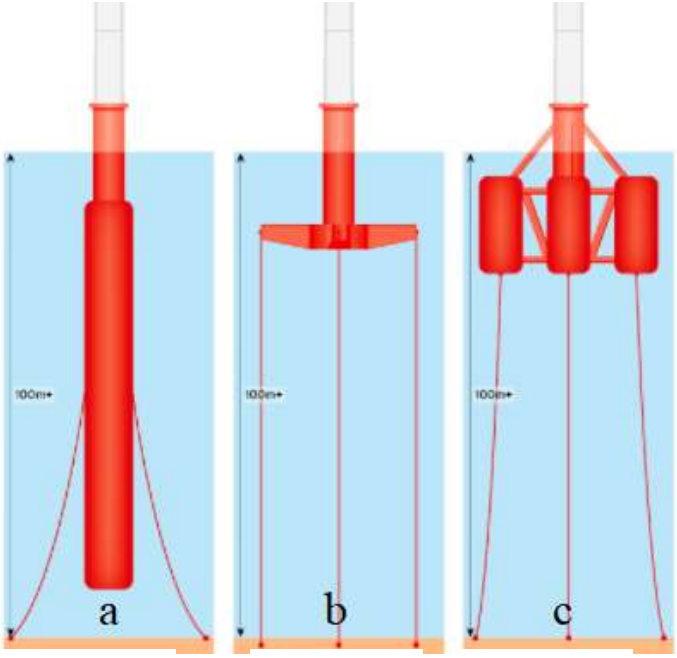
Trang trại điện gió gần bờ là một loại trang trại gió ngoài khơi đặc biệt, ở khu vực nước nông và lắp đặt gần bờ. Các đặc điểm này mang lại chi phí đầu tư thấp hơn so với điện gió nước sâu ngoài khơi. Điện gió gần bờ có thể được coi là cấp trung gian giữa hệ thống điện gió trên bờ và hệ thống ngoài khơi. Các tuabin gió ngoài khơi đang được lắp đặt ngày càng sâu hơn và xa bờ biển.

Hệ thống móng nổi ngoài khơi

Các tuabin gió nổi có thể được đặt ở các khu vực xa bờ hơn, nước sâu hơn trong điều kiện mà các giải pháp đáy cố định trở nên quá tốn kém. Hơn nữa, tốc độ gió tăng theo khoảng cách từ bờ biển, do đó (về nguyên tắc) có thể đạt được sản lượng hàng năm cao hơn. Công nghệ này mới chỉ được áp dụng trong các dự án trình diễn và thí điểm tính đến năm 2020, nhưng kết quả rất hứa hẹn. Hệ thống nổi thường được sử dụng ở vùng nước sâu, nơi có độ sâu trên 80 mét. Hiện có nhiều loại hệ thống đang được phát triển, nhưng có ba loại nổi bật:

- Dạng trụ (a): Là một phao nổi hình trụ mảnh, được neo vào sàn bằng dây neo, sử dụng trọng lượng (dằn) ở phần dưới của phao để hạ trọng tâm xuống dưới tâm và tăng độ ổn định (Tài liệu tham khảo 24, Tài liệu tham khảo 26).
- Neo đứng (b): Hiện có nhiều kiểu thiết kế nhưng chưa có thiết kế tối ưu. Tuabin nổi trên mặt nước và được nối bằng dây cáp với hàng loạt cọc dưới đáy biển. Lực đẩy nổi lớn dẫn đến lực căng cao ở chân do lực kéo lên trên neo đứng dẫn đến tăng độ chắc chắn (Tài liệu tham khảo 27).
- Xà lan (c): Có đế rộng để tạo sự ổn định cho tuabin và được đặt chìm một phần. Hệ thống cũng được neo tại chỗ bằng dây neo (Tài liệu tham khảo 28).

[13] Khoảng cách an toàn nhằm giảm các ảnh hưởng nhiễu động do các chướng ngại vật, mặt đất hoặc nước biển.



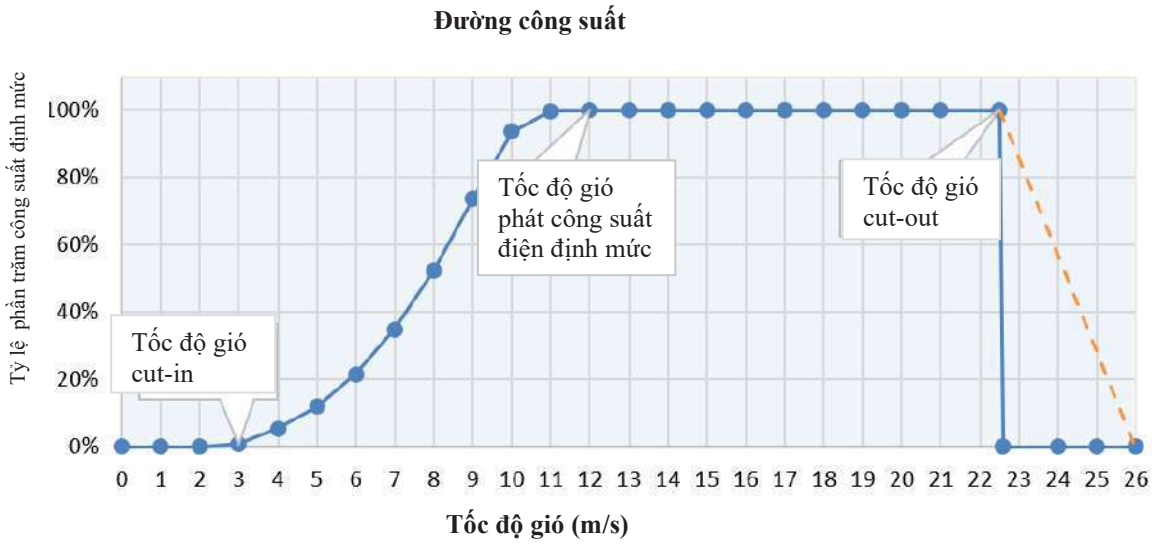
Dạng trụ Neo đứng Xà lan

Hình 34. Các loại móng của hệ thống nổi ngoài khơi (Tài liệu tham khảo 29).

Đầu vào

Năng lượng đầu vào là gió.

Tốc độ gió cut-in (dừng máy do tốc độ gió yếu): 3-4 m/s. Tốc độ gió phát công suất điện định mức là 10-12 m/s. Tốc độ gió cut-out (dừng cưỡng bức) hoặc quá độ sang chế độ vận hành giảm công suất là khoảng 22-25 m/s đối với tuabin trên bờ và 25-30 m/s đối với tuabin ngoài khơi. Trong tương lai, dự kiến các nhà sản xuất sẽ áp dụng cut-out mềm đối với tốc độ gió cao (là đường nét đứt màu cam trong hình) tạo ra tốc độ gió cut-out đến 30 m/s đối với tuabin gió trên bờ. Giải pháp kỹ thuật này hiện đã có sẵn (Tài liệu tham khảo 16).



Hình 35: Đường công suất của một tuabin gió đặc trưng (Tài liệu tham khảo 48).

Đầu ra

Sản lượng phát hàng năm của tuabin gió phụ thuộc rất nhiều vào tốc độ gió trung bình ở vị trí tuabin. Tốc độ gió trung bình phụ thuộc vào vị trí địa lý, chiều cao của trục tuabin và độ gồ ghề của bề mặt địa hình. Địa hình đồi núi cũng ảnh hưởng đến lưu lượng gió và do đó địa hình dốc đòi hỏi phải sử dụng các mô hình phức tạp hơn để dự báo nguồn gió, trong khi các điều kiện gió địa phương ở vùng địa hình bằng phẳng thường phụ thuộc vào độ gồ ghề của

bề mặt. Ngoài ra, những vật cản tại địa điểm như rừng và đối với các tuabin nhỏ là các tòa nhà và hàng rào cũng làm giảm tốc độ gió hoặc sự ảnh hưởng của các tuabin ở gần. Các tác động che chắn do tuabin ở gần phải được nghiên cứu trước khi lắp đặt trang trại điện gió và tác động này sẽ đòi hỏi gia tăng diện tích cần thiết để lắp đặt trang trại điện gió nhằm đạt được sản lượng phát cao nhất. Do sự gồ ghề ở mặt biển là thấp, nên sự thay đổi tốc độ gió theo chiều cao là nhỏ đối với các vị trí ngoài khơi; Sự tăng tốc độ gió do thay đổi chiều cao từ 50m lên 100m là khoảng 8%, so với 20% đối với các địa điểm đặc trưng ở trong đất liền.

Phải thực hiện đo gió trong thời gian ít nhất 1 năm để dự báo sản lượng điện, nên đo gió trong thời gian dài hơn để cân bằng chênh lệch cường độ gió giữa các năm. Tốt nhất là thực hiện đo gió ở trên cùng một độ cao với độ cao của tuabin, tuy nhiên cũng có thể thực hiện đo gió ở các độ cao khác nhau để xây dựng hồ sơ dữ liệu gió, nghĩa là tốc độ gió theo độ cao.

Công suất điển hình
Có thể phân loại các tuabin gió theo công suất ghi trên nhãn máy. Hiện nay, các tuabin lắp trên bờ có công suất trong dải từ 2 đến 6 MW và các tuabin lắp đặt ngoài khơi trong dải 3-9 MW. Công suất điển hình của dự án trình diễn tua bin điện gió nổi ngoài khơi nằm trong khoảng từ 5 đến 8 MW (Tài liệu tham khảo 36).

Cấu hình tăng giảm công suất
Điện năng từ tuabin gió thay đổi lớn vì phụ thuộc vào nguồn gió. Do đó, Cấu hình tăng giảm công suất phụ thuộc vào tình hình thời tiết.

Trong thời gian gió lặng (tốc độ gió nhỏ hơn 4-6 m/s) tuabin gió không thể điều chỉnh công suất được mà chỉ điều chỉnh điện áp. Với nguồn gió có đủ tốc độ (tốc độ gió trên 4-6 m/s và dưới 25-30 m/s) tuabin gió luôn luôn có thể điều chỉnh xuống, và trong nhiều trường hợp cũng có thể điều chỉnh lên, với điều kiện là khi đó tuabin đang chạy ở chế độ hạn chế công suất (v.d. với công suất đầu ra được đặt ở mức thấp hơn công suất có thể phát dựa vào nguồn gió khả dụng).

Nhìn chung, tuabin gió có thể vận hành ở công suất lớn nhất theo đường đặc tính công suất và chỉ có thể điều chỉnh tăng lên nếu tuabin đang vận hành ở mức công suất dưới mức công suất khả dụng thực tế. Chế độ vận hành này là có thể về mặt kỹ thuật và nhiều nước yêu cầu tuabin có tính năng này. Tuy nhiên, chế độ này ít khi sử dụng vì người vận hành hệ thống sẽ được yêu cầu bù cho chủ nhà máy điện gió phần doanh thu bị giảm (Tài liệu tham khảo 2). Phát điện của tuabin gió có thể điều chỉnh xuống nhanh và đặc điểm này thường xuyên được sử dụng để cân bằng lưới điện. Thời gian khởi động từ lúc chưa phát điện đến đầy tải phụ thuộc vào nguồn gió khả dụng.

Các loại tuabin mới (DFIG và loại dựa vào bộ đổi điện) cũng có khả năng cung cấp dịch vụ phụ trợ cho lưới điện như điều khiển công suất vô công, dự phòng quay, ổn định hệ thống điện, v.v.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:

- Không có phát thải làm ô nhiễm môi trường cục bộ từ vận hành.
- Không có phát thải khí nhà kính từ vận hành.
- Chi phí ổn định và có thể dự báo được do chi phí vận hành thấp và không mất chi phí nhiên liệu.
- Công nghệ có tính mô đun cho phép mở rộng công suất theo nhu cầu, tránh phát triển quá nhiều và bị kẹt vì các chi phí.
- Thời gian thực hiện ngắn so với hầu hết các công nghệ khác.

Nhược điểm:

- Sử dụng đất:
    - Xây dựng trang trại điện gió trên bờ có thể phải phát quang rừng.
    - Mật độ dân số cao sẽ còn ít chỗ cho trang trại điện gió trên bờ.
- Sản lượng năng lượng thay đổi.
- Do tốc độ gió có sự biến đổi theo tự nhiên nên dự báo gió cần phải được thực hiện với mức độ chính xác nhất định để có thể dự đoán sản lượng điện phát.
- Ảnh hưởng tầm nhìn và tiếng ồn.

Môi trường
Năng lượng gió là nguồn năng lượng sạch. Ảnh hưởng môi trường từ chế tạo tuabin gió là nhỏ và tương đương với ảnh hưởng môi trường của các ngành sản xuất công nghiệp bình thường khác. Tuy nhiên, hầu hết các dự án điện gió đòi hỏi phải đánh giá tác động môi trường để hiểu rõ tác động chung liên quan đến việc dựng và vận hành các tuabin. Ngoài ra, hoạt động khai khoáng và tinh chế đất hiếm để sử dụng trong các nam châm vĩnh cửu là một vấn đề thu hút sự quan tâm (Tài liệu tham khảo 3,4,5). Các nghiên cứu đánh giá vòng đời của các trang trại điện gió đã cho thấy các tác động môi trường xuất phát từ bốn nguồn chính:

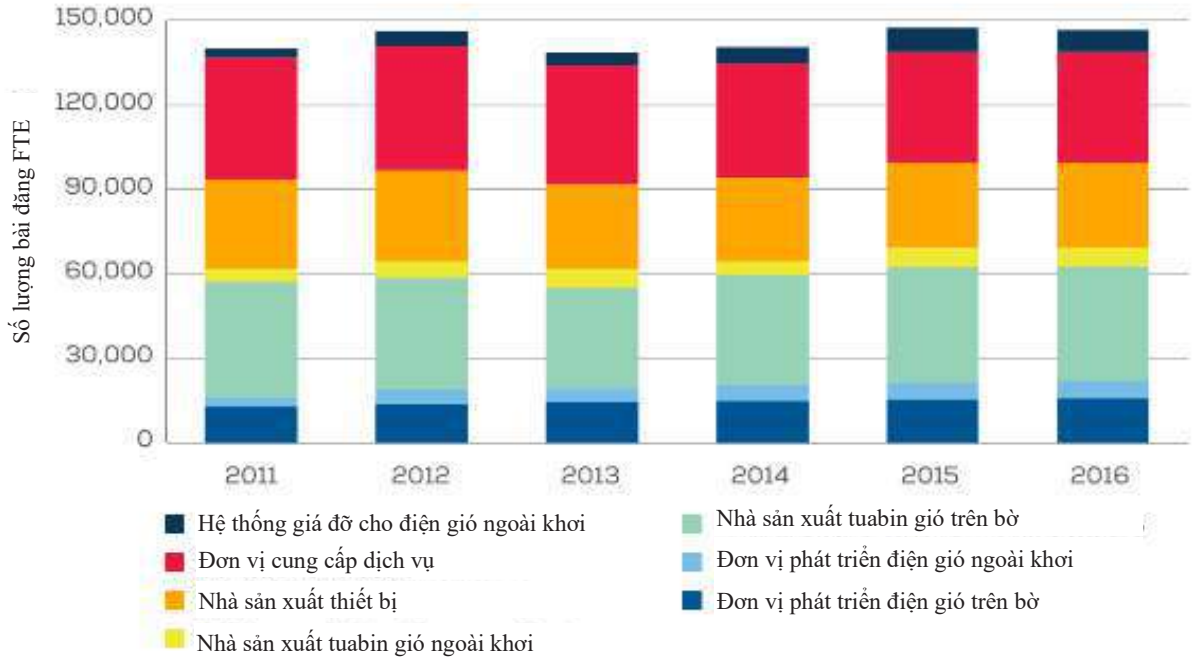
- Khối lượng chất thải lớn từ tháp và móng cột tuabin, mặc dù tỷ lệ thép được tái chế ở mức cao.
- Chất thải nguy hại từ các thành phần của vỏ bọc tuabin.
- Khí nhà kính (VD: CO_2 từ sản xuất thép và các dung môi từ lớp phủ bề mặt).
- Các vật liệu composit để làm rotor khó có thể tái sử dụng.

Việc làm
Dự án điện gió Bạc Liêu đã tạo việc làm mới và ổn định cho 111 lao động (Tài liệu tham khảo 46).

Ở Ấn Độ, tổng công suất điện gió trên bờ là 22.465 MW, tính đến 2014, đã tạo ra việc làm cho khoảng 48.000 người, có nghĩa một MW công suất đặt của điện gió tạo ra 2,1 việc làm tại chỗ trong các dự án điện gió trên bờ (Tài liệu tham khảo 7,8). Dự án điện gió trên bờ 300 MW Lake Turkana ở Kenya đã thuê 1.500 công nhân trong giai đoạn xây dựng và 150 công nhân trong giai đoạn vận hành, trong số đó ba phần tư là từ các cộng đồng địa phương, như vậy suất việc làm dài hạn là 0,5 việc làm/MW (Tài liệu tham khảo 14).

Hình dưới đây minh họa sự phân bổ việc làm trong các ngành công nghiệp khác nhau liên quan đến điện gió ở Châu Âu. Các số liệu tăng gần gấp đôi khi xem xét số lượng việc làm gián tiếp. Các nhà cung cấp dịch vụ bao gồm vận chuyển trang thiết bị, kỹ thuật và xây dựng, bảo trì, hoạt động tư vấn và nghiên cứu, dịch vụ tài chính.

Việc làm trực tiếp theo tiểu ngành trong lĩnh vực năng lượng gió tại Châu Âu (theo số bài đăng FTE)



Hình 36: Việc làm trực tiếp (việc làm toàn thời gian) theo loại công ty liên quan đến ngành công nghiệp điện gió ở Châu Âu (Tài liệu tham khảo 6).

Nghiên cứu và phát triển
Công nghệ điện gió là công nghệ đã được thương mại hóa, nhưng vẫn liên tục được cải tiến và giảm giá thành (loại 3). Tiềm năng nghiên cứu và phát triển có trong các lĩnh vực sau (Tài liệu tham khảo 3, 9):

- Giảm chi phí đầu tư nhờ các phương pháp thiết kế cải tiến và các công nghệ tuabin gió tốc độ thấp.

- Các phương pháp xác định nguồn gió hiệu quả hơn, bao gồm các điều kiện thiết kế bên ngoài, v.d. các chế độ gió bình thường và cực đoan.
- Thông số khí động học được cải thiện.
- Giảm chi phí vận hành và bảo trì do cải thiện độ tin cậy của các phần trong tuabin gió.
- Sự phát triển trong các dịch vụ hỗ trợ và tương tác với các hệ thống năng lượng.
- Công cụ được cải tiến đối với dự báo điện gió và tham gia vào cân bằng và thị trường trong ngày.
- Cải thiện chất lượng điện. Sự thay đổi nhanh công suất trong vận hành của điện gió có thể là một thách thức đối với lưới điện.
- Giảm tiếng ồn. Công nghệ mới có thể giảm tổn thất bằng chế độ giảm tiếng ồn và có thể sử dụng địa điểm tốt hơn, ở những nơi mà tiếng ồn dẫn đến phải hạn chế số lượng tuabin.
- Công nghệ lưu trữ điện có thể làm tăng đáng kể giá trị của điện gió, nhưng hiện nay còn đắt.
- Xa bờ:
    - Tiếp tục nâng công suất tuabin
    - Loại móng mới phù hợp cho công nghiệp hóa
    - Phát triển hệ thống điện của trang trại gió cấp điện áp 66kV thay cho cấp điện áp hiện nay là 33 kV.
    - Cải tiến giám sát trong giai đoạn vận hành để giảm tổn thất khả dụng và đảm bảo vận hành tối ưu

Các nghiên cứu về tuabin tốc độ gió thấp tập trung vào những nội dung sau:

- Cải tiến thiết kế rotor tập trung vào giảm tốc độ gió ngắt mạch xuống dưới 2,0 m/s[14]. Cải tiến trong thiết kế máy phát điện tuabin gió, bao gồm việc loại bỏ hoặc giảm các bộ phận được bôi trơn và áp dụng nguyên lý hoạt động cơ điện từ.

Những giả định và triển vọng phát triển

Kinh nghiệm phát triển điện gió ở Việt nam là rất hạn chế và do đó không có số liệu thống kê chi phí tin cậy.

Số liệu từ các dự án điện gió trên bờ của Đan Mạch (số liệu năm 2013 và 2014) cho thấy giá đầu tư trung bình của các dự án này là khoảng 1,4 tr. USD/MW (Tài liệu tham khảo 10). Ở Đức, giá trung bình trong báo cáo năm 2012 là cao hơn, khoảng 1,8 tr. USD/MW (Tài liệu tham khảo 11) và có lẽ có tính đại diện hơn cho bối cảnh của Việt Nam vì nguồn gió của Đức là khiêm tốn trên nhiều địa điểm, do đó phù hợp hơn đối với các tuabin gió có tốc độ gió thấp.

Về chi phí đầu tư được cập nhật, công suất điện cụ thể và tốc độ gió, cũng có thể xem trên website sau của IEA: community.ieawind.org/task26/dataviewer

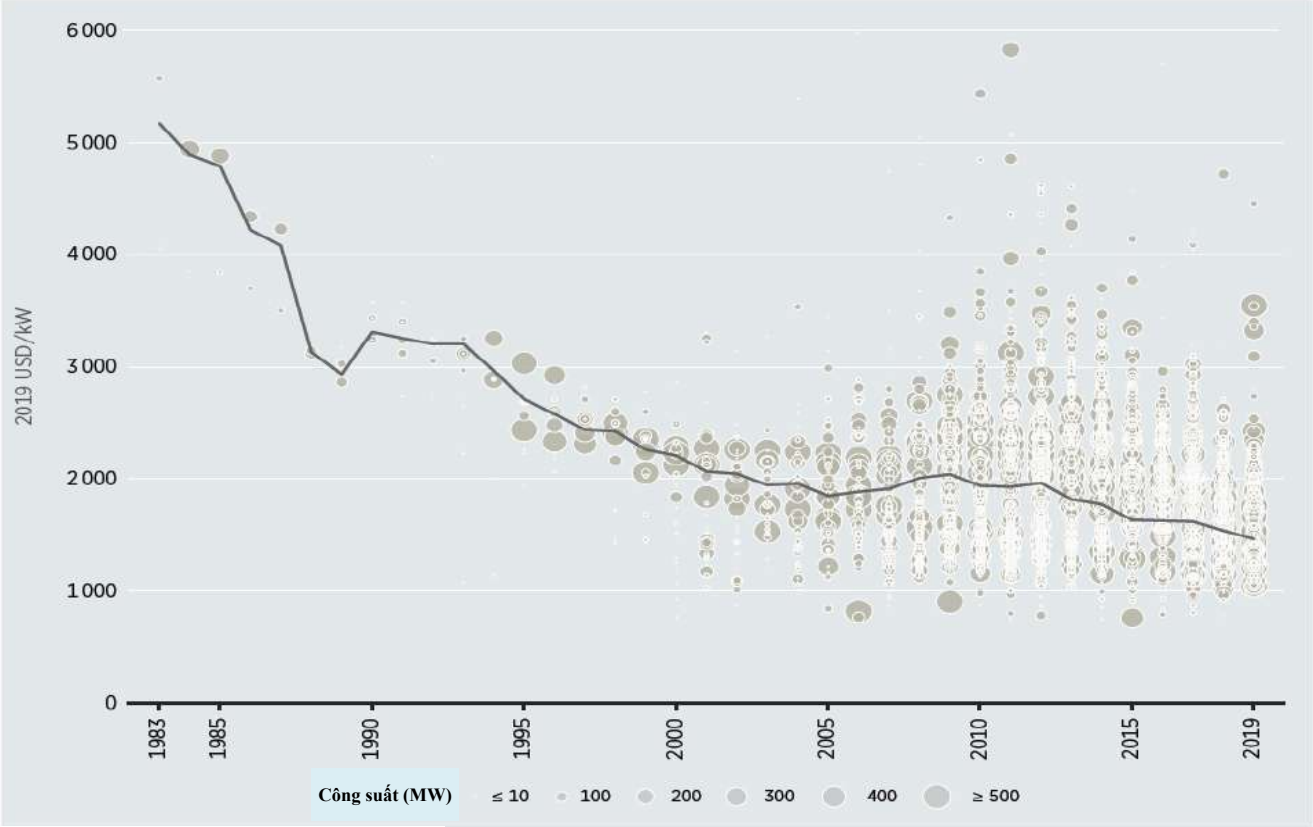
Số liệu của IRENA (Tài liệu tham khảo 18) cho thấy tổng chi phí đầu tư của dự án điện gió trên bờ là 1,5 tr.USD/MW vào năm 2019 – dựa trên cơ sở dữ liệu rộng.

Ở Hoa Kỳ, chi phí đầu tư trung bình của điện gió trên bờ chỉ hơi thấp hơn 2,0 tr. USD/MW vào năm 2012, nhưng từ đó chi phí này đã giảm xuống còn khoảng 1,5 tr. USD/MW vào 2019 (Tài liệu tham khảo 18). Chi phí theo báo cáo của Ấn Độ và Trung Quốc là thấp hơn, từ 1,1-1,2 tr. USD/MW, nhưng theo IRENA, chi phí cao hơn nhiều, khoảng 2,4 tr. USD/MW (nhưng với sự thay đổi lớn) đối với các nước "Châu Á khác" (Tài liệu tham khảo 13).

Trong báo cáo dự báo chi phí năng lượng gió và các động lực của chi phí, không đề cập đến nước cụ thể nhưng chi phí trung bình điện gió ngoài khơi đưa ra là 1,78 tr. USD/MW, đại diện cho giá trung bình năm 2014 mà các chuyên gia gió toàn cầu đã báo cáo. (Tài liệu tham khảo 15).

Cần lưu ý rằng những chi phí đầu tư báo cáo ở trên bao gồm cả chi phí phát triển dự án và chi phí nối lưới.

[14] Tốc độ gió ngắt mạch là tốc độ gió tại thời điểm tuabin bắt đầu hoạt động. Khi gió thấp hơn tốc độ này tuabin sẽ không phát điện.



Nguồn: Cơ sở dữ liệu Chi phí NLTT của IRENA

Hình 37: Tổng chi phí lắp đặt của các dự án điện gió trên bờ và giá trị bình quân gia quyền, 1983-2019 (Tài liệu tham khảo 18)

Dự kiến công nghệ sẽ tiếp tục phát triển và chi phí sản xuất của các nhà chế tạo tuabin gió sẽ tiếp tục giảm. Phát triển gần đây với giá đấu thầu thấp ở Mexico (2017: 20,6USD/MWh, tổng chi phí) và ở Đan Mạch (2018: 3,5 USD/MWh trên giá thị trường) đã cho thấy xu hướng giảm giá xuống rất thấp.

Mặt khác, do kinh nghiệm về tuabin gió ở Việt Nam còn hạn chế, nên có thể có thêm chi phí so với những nước đã triển khai tuabin gió công suất lớn. Một đánh giá của nhà sản xuất tuabin gió cho thấy chi phí đầu tư ở Indonesia là 1,4-1,5 tr.USD/MW.

Xét sự thay đổi chi phí giữa các nước/khu vực như trình bày ở trên, giá 1,5tr.USD/MW được coi là số ước tính tốt nhất cho quy hoạch giá tuabin gió công suất lớn trên bờ sẽ được xây dựng ở Việt Nam đến năm 2020.

Dự báo chi phí và thông số hoạt động sau năm 2020

Tuabin gió trên bờ có thể được xem là sản phẩm đã có, mà sự phát triển công nghệ tiếp tục có bước tiến đáng kể, và giá thành năng lượng đã giảm liên tục. Trong khi giá và thông số hoạt động của các tuabin gió trên bờ đến nay đã được biết rõ, thì những cải tiến công nghệ trong tương lai, tăng cường công nghiệp hóa, hiểu biết chung và tính kinh tế của quy mô công suất được kỳ vọng sẽ làm giá năng lượng ngày càng giảm hơn. Suất sản lượng năm (hệ số công suất/ số giờ đầy tải) dự kiến sẽ tiếp tục tăng. Sản lượng tăng chủ yếu do tuabin có kích thước tăng lên và công suất riêng giảm đi nhưng cũng do tăng độ cao của tuabin, đặc biệt ở những khu vực có tốc độ gió thấp, và sự tăng hiệu suất trong các phần khác nhau cũng sẽ góp phần vào tăng sản lượng. Dựa vào dự báo trong TL.10 chúng tôi giả định rằng đến năm 2030 hệ số công suất tăng 1,6% so với năm 2020 và đến năm 2050 tăng 4,8%.

Những dự đoán về giảm chi phí được thực hiện sử dụng nguyên tắc tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm. Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm thể hiện ý tưởng rằng mỗi lần một đơn vị công nghệ cụ thể được chế tạo, thì một sự hiểu biết nào đó sẽ được tích lũy dẫn đến giá thành đơn vị sản phẩm tiếp theo của công nghệ đó sẽ rẻ hơn. IEA đã kỳ vọng công suất tích lũy của tuabin gió sẽ tăng gấp đôi trong khoảng giữa 2020 và 2030 và đến năm 2050 tăng 4-5 lần so với năm 2020. Giả sử tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 12.5%/năm, sẽ tạo ra sự giảm chi phí khoảng

13% đến năm 2030 và khoảng 25% đến năm 2050[15].

Ví dụ về những dự án hiện có

Trung Nam giai đoạn 2-64 MW
Dự án điện gió Trung Nam giai đoạn 2 có công suất 64 MW đặt tại xã Bắc Phong, huyện Thuận Bắc, tỉnh Ninh Thuận. Sau khi vận hành chạy thử giai đoạn 1 vào tháng 4/2019, chủ đầu tư là Tập đoàn Trung Nam tiếp tục triển khai dự án điện gió Trung Nam giai đoạn 2 và hoàn thành vào tháng 5/2020.

Dự án sử dụng 16 tuabin loại ENERCON E-126 EP3 công suất 4 MW - là tuabin gió trên bờ lớn nhất Việt Nam tính đến năm 2020. Hub cao 116 m với đường kính cánh quạt là 126 m, dẫn tới công suất riêng cao (320 W/m^2). Tuabin sử dụng công nghệ không hộp số giúp giảm tốc độ gió cắt xuống 2,5 m/s và giảm ma sát và bảo trì.

Dự án điện gió Trung Nam giai đoạn 2 đấu nối vào thanh cái 110kV của trạm biến áp 220kV Tháp Chàm, hàng năm sẽ cung cấp cho hệ thống điện khoảng 180 triệu kWh (xấp xỉ 32% hệ số công suất). Với loại tuabin lớn, diện tích đất dự kiến chỉ có khoảng 9 ha, tương đương ~ 0,14 ha/MW. Diện tích này thấp so với chỉ tiêu sử dụng đất quy định là không quá 0,35 ha/MW theo Thông tư 02/2019/TT-BCT ngày 15/1/2019.

Tổng chi phí đầu tư của dự án là 93 triệu đô la (tỷ giá năm 2019, chưa bao gồm chi phí quản lý, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương với mức đầu tư danh nghĩa là 1,45 triệu đô la/MW$_p$. Tổng nguồn vốn (bao gồm các thành phần này) là 101,7 triệu đô la, tương ứng với 1,59 triệu đô la/MW.

Trang trại điện gió gần bờ: Trang trại điện gió Bạc Liêu
Trang trại điện gió Bạc Liêu ở thành phố Bạc Liêu, tỉnh Bạc Liêu, có tổng công suất đặt là 99,2 MW, chia thành hai giai đoạn. Đây là dự án điện gió khu vực thủy triều lên xuống đầu tiên tại Việt Nam. Giai đoạn 1 của trang trại điện gió này là 16 MW, bắt đầu xây dựng từ tháng 9/2010 và hoàn thành vào tháng 5/2013, giai đoạn 2 là 83,2 MW, đã khánh thành vào tháng 01/2016.

Trang trại điện gió Bạc Liêu bao gồm 62 tuabin của nhà cung cấp GE, mỗi tuabin có công suất là 1,6 MW. Tuabin ở độ cao 82,5m (độ cao của thân tuabin), mỗi tuabin có trọng lượng hơn 200 tấn. Cánh tuabin có bán kính là 42 m (SP~288) được làm từ chất dẻo đặc biệt, có hệ thống tự điều chỉnh để tránh hư hỏng khi có bão. Hệ số công suất của nhà máy là 22,8%. Diện tích chiếm đất của toàn bộ trang trại điện gió này là khoảng 500 ha.

Vốn đầu tư cả hai giai đoạn của trang trại điện gió Bạc Liêu là 234 tr.USD, tương ứng 2,36 tr.USD/MW vốn đầu tư danh nghĩa.

Trang trại điện gió này đang triển khai giai đoạn 3, bổ sung công suất 141 MW (47 tuabin, mỗi tuabin có công suất 3 MW) cho các tuabin hiện tại (Tài liệu tham khảo 39). Ngoài ra, dự kiến theo kế hoạch sẽ phát triển giai đoạn 4 với công suất 158 MW.

Về tổng quan các dự án điện gió xa bờ hiện nay của quốc tế, xem Tài liệu tham khảo [23 và 24].

Các dự án ngoài khơi đáy cố định được xem xét trong tương lai:
Một số dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn được dự báo sẽ được đấu nối vào năm 2025 và dự báo tổng công suất 5,2 GW sẽ được lắp đặt vào năm 2030. 500 MW dự kiến sẽ đi vào vận hành vào tháng 11/2021.

Dự án La Gàn
Ước tính trị giá 10 tỷ đô la, được xây dựng trong 2 giai đoạn, 500 - 600 MW đầu tiên vào năm 2024 và 3000 MW còn lại sẽ được lắp đặt từ năm 2026 đến năm 2030, tổng công suất khoảng 3,5 GW.
(Tài liệu tham khảo 40)

Dự án Thăng Long
Nằm cách bờ biển Bình Thuận từ 20 đến 60 km, dự án sẽ có công suất 3,4 GW. Dự án trị giá 11,9 tỷ USD. Giai đoạn đầu tiên bao gồm 64 tuabin MHI Vestas 9,5 MW, sẽ bắt đầu vận hành vào đầu năm 2023. Các giai đoạn còn

[15]Phương pháp luận này được mô tả trong phụ lục 2 về dự báo chi phí của các công nghệ sản xuất điện. Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm 12,5 % là dựa vào nghiên cứu của TC Edward S. Rubin, Inês M.L. Azevedo, Paulina Jaramillo, Sonia Yeh: Bài thẩm định. Đánh giá về tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm đối với các công nghệ cung cấp điện. Elsevier 2015

lại sẽ bắt đầu vận hành vào năm 2026 và sẽ sử dụng tuabin MHI Vestas 10 và 12 MW (Tài liệu tham khảo 41).

Dự án điện gió nổi ngoài khơi trong tương lai:
Cho đến nay, các trang trại điện gió nổi ngoài khơi hiện đang được lắp đặt trong một số dự án thử nghiệm/ trước vận hành thương mại và Việt Nam hiện không có dự án điện gió nổi nào. Hầu hết các trang trại điện gió đang hoạt động này có quy mô tương đối nhỏ, 25-50 MW so với các dự án đáy cố định hiện tại (Tài liệu tham khảo 36). Công suất tuabin dao động từ 6 MW của dự án Hywind Scotland (Tài liệu tham khảo 42) đến 9,5 MW của trang trại gió Kincardine (Tài liệu tham khảo 43).

Tuy nhiên, quy mô của dự án điện gió nổi ngoài khơi ngày càng tăng. Na Uy đã khởi công xây dựng trang trại gió Hywind Tampen vào tháng 10 năm 2020, trang trại nổi lớn nhất thế giới với công suất 88 MW gồm 11 tuabin với công suất 8 MW (Tài liệu tham khảo 44).

Các hệ thống điện gió nổi ngoài khơi sẽ chỉ được lắp đặt ở giai đoạn trước vận hành thương mại vào cuối năm 2020, nhưng có khả năng chiếm một nửa công suất đặt mới vào năm 2050. Kịch bản tăng trưởng thấp ước tính có 400 MW từ các dự án nổi vào năm 2035, trong khi mức tăng trưởng cao kịch bản dự đoán là 2,9 GW (Tài liệu tham khảo 35).

Bảng 15: Dữ liệu kỹ thuật của 2 dự án đại diện cho điện gió trên bờ và ngoài khơi (cung cấp bởi nhà máy)

Tên	**Phú Lạc (Trên bờ)**	**Bạc Liêu (gần bờ)**
Năm xây dựng	2016	2013-16
Thời gian xây dựng [tháng]	14	30 (giai đoạn 1 - 2013)
Công suất điện của tuabin [MW]	2	1,6
Công suất trang trại gió [MW]	24	99,2
Tổng diện tích [1000 m^2/MW]	7,4	50,4
Chiều cao [m]	95	80
Đường kính rotor [m]	100	84

Ước tính chi phí đầu tư

Bảng 16 và Bảng 17 cung cấp số liệu chi phí đầu tư đã rà soát cho điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi đáy cố định, bao gồm các dự báo đến năm 2050. Mặc dù các dự án lắp đặt điện gió trên bờ đang trên đà phát triển, và Việt Nam là quốc gia dẫn đầu về số lượng dự án điện gió trên bờ tại khu vực Đông Nam Á, các dự án điện gió ngoài khơi vẫn chưa được triển khai. Tuy nhiên, năm 2020, Cục Năng lượng Đan Mạch đã công bố lộ trình về phát triển điện gió ngoài khơi, trong đó xác định các địa điểm có thể cung cấp trên 160GW sản lượng điện gió ngoài khơi.

Các dự án điện gió trên bờ được vận hành thử mới đây cho thấy chi phí đầu tư khoảng 1,50 triệu USD/MW. Cách tiếp cận tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm đã được áp dụng nhằm ước tính số liệu chi phí trong tương lai; số liệu trong Cẩm nang Công nghệ 2019 đã được điều chỉnh giảm khi xem xét xu hướng tăng cường khai thác điện gió theo dự báo của IEA. Dự kiến chi phí đầu tư điện gió ngoài khơi sẽ tiếp tục giảm, do số lượng các dự án tăng lên và sự phát triển ngày càng chín muồi của công nghệ này. Tuy nhiên, hiện nay, điện gió ngoài khơi tại Việt Nam vẫn được xem là có chi phí đầu tư đắt đỏ hơn nhiều so với các khu vực khác (châu Âu, Hoa Kỳ), do thiếu kiến thức và kinh nghiệm trong nước về xây dựng, vận hành và quản lý các dự án trang trại điện gió ngoài khơi.

Tỷ lệ phát triển áp dụng trong cách tiếp cận đường cong phát triển được đặt ở mức 12,5% cho cả điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi.

Bảng 16. Số liệu chi phí đầu tư cho các dự án điện gió trên bờ, bao gồm dự báo.

Suất đầu tư [Tr. USD_{2019}/MW]		**2018-19**	**2020**	**2030**	**2050**
Các Cẩm nang Công nghệ	**Cẩm nang mới (2021)**		**1,50**	**1,28**	**1,08**
	Cẩm nang hiện có (2019)		1,60	1,31	1,11
Dữ liệu của Việt Nam	Dự án: Phước Dinh	1,50			
	Dự án: Tây Nguyên	1,60			
	Dự án: Nam - Pha 1	1,41			
	Dự án: Nam - Pha 2		1,39		
	Dự án: Hướng Linh 1		1,58		
Dữ liệu quốc tế	IEA Triển vọng Năng lượng thế giới 2019 (giá trị trung bình của Ấn Độ và Trung Quốc)	1,19			1,16 *(2040)*
	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch		1,25	1,16	1,08
	IRENA (khác nhau)	2,37	-	1,08	0,83
	NREL ATB		2,50	1,80	1,64
	Chính phủ Vương quốc Anh (DECC)			1,43	1,31
Dự báo	Đường cong học tập – xu hướng chi phí [%]	-	100%	85%	72%

Bảng 17. Số liệu chi phí đầu tư cho các dự án điện gió ngoài khơi (móng cố định), bao gồm dự báo.

Suất đầu tư [Tr. USD_{2019}/MW]		**2018-19**	**2020**	**2030**	**2050**
Các Cẩm nang Công nghệ	**Cẩm nang mới (2021)**		**3,15**	**2,15**	**1,70**
	Cẩm nang hiện có (2019)		2,36	2,25	1,93
Dữ liệu của Việt Nam	Dự án: Bạc Liêu (gần bờ)	2,36 *(2016)*			
Dữ liệu quốc tế	IEA Triển vọng Năng lượng thế giới 2019 (giá trị trung bình của Ấn Độ và Trung Quốc)	3,09			1,59 *(2040)*
	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch		2,39	2,16	1,99
	IRENA Tương lai điện gió (số liệu thế giới)	4,35		2,45	2,10
	NREL ATB	3,71	3,28	1,99	1,43
	Chính phủ Vương quốc Anh (DECC)			1,83	1,57 *(2040)*
	AEGIR			2,10 *(2025)*	
Dự báo	Đường cong học tập – xu hướng chi phí [%]	-	100%	85%	72%

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này được trích từ Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch *"Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và phát, truyền dẫn và chuyển đổi năng lượng"*. Những nguồn tài liệu tham khảo sau đã được sử dụng:

1. EMD, Các nguồn năng lượng gió của Indonesia, http://indonesia.windprospecting.com/
2. Các tuabin gió tốc độ cố định và tốc độ biến đổi cung cấp dự phòng quay cho lưới điện, NREL, 2013.
3. Trường Đại học kỹ thuật Đan Mạch, Báo cáo năng lượng quốc tế - Năng lượng gió, 2014.
4. Đánh giá vòng đời sản xuất điện của một nhà máy điện gió trên bờ V112-3.3 MW, tháng 6/2014, Vestas Wind Systems A/S.
5. Công bố sản phẩm môi trường - SWT-3.2-133, siemens.dk/wind, 2014.
6. Deloitte và Gió Châu Âu, *Tác động địa phương, dẫn đầu thế giới*, 2017.
7. Năng lượng tái tạo và việc làm, Đánh giá năm 2016, IRENA, 2016.
8. Thống kê gió toàn cầu 2014, GWEC, 2015.
9. MegaWind, làm tăng giá trị của chủ nhà máy điện gió trong hệ thống năng lượng có tỷ lệ năng lượng gió cao, 2014.
10. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2012/2016."Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và phát nhiệt tập trung, Tích trữ năng lượng và phát, truyền dẫn và chuyển đổi năng lượng.
11. IEA Wind Task 26 (2015). Công nghệ gió, Giá thành và xu hướng thông số hoạt động ở Đan Mạch, Đức và Hoa Kỳ: 2007–2012.
12. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ (2016). Báo cáo thị trường công nghệ gió 2015.
13. IRENA (2020). Giá thành phát điện năng lượng tái tạo năm 2019.
14. LEDS Global Partnership (2017), Lợi ích của chiến lược phát triển có phát thải thấp –Trường hợp dự án điện gió Lake Turkana của Kenya.
15. Wiser R, Jenni K, Seel J, Baker E, Hand M. Lantz E,Smith (2016). Dự báo chi phí năng lượng gió và những yếu tố tác động đến chi phí: Đánh giá của các chuyên gia hàng đầu thế giới.
16. Vestas (2017), Thông tin do bộ phận kinh doanh của Vestas cung cấp.
17. Ea Energy Analyses và DHI Gras (2017): Phân tích chi phí-lợi ích của kinh tế vĩ mô cho tích hợp năng lượng tái tạo. Xuất bản của Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
18. IRENA (2020): Chi phí phát điện NLTT năm 2019, Cơ quan NLTT quốc tế, Abu Dhabi.
19. NREL. (2009). Yêu cầu về sử dụng đất của các nhà máy điện gió hiện đại ở Hoa Kỳ. Golden: NREL. Lấy từ http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/45834.pdf, Truy cập ngày 9/9/2018.
20. M Sathyajith (2016), Kết hợp giữa đặc điểm của tuabin tốc độ gió thấp với các chế độ vận hành.
21. Pondera Consult (2019), Tuabin gió lớn nhất cho tốc độ gió từ thấp đến trung bình.
22. O. Ajavi (2019), Nhu cầu phát triển hệ thống máy phát tuabin tốc độ gió thấp.
23. Paul Breeze, Wind Power Generation, 2016, "*Công nghệ tuabin gió ngoài khơi*".
24. M. Arshad, Brendan C. O´Kelly, 2013, "Kết cấu tuabin gió ngoài khơi: đánh giá".
25. ClimateWire, "*Tuabin gió ngoài khơi tiếp tục phát triển về quy mô*", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020.
26. D. Rath Kopp, (2008), Chân đế tuabin gió ngoài khơi.
27. E. Bachynski, Marine Structures, (2012), Các vấn đề thiết kế của tuabin giàn chân đế căng.
28. P. Leonardus (2014), Mô phỏng kết hợp turbin gió và kết cấu đỡ ngoài khơi.
29. Wind Power Monthly, "*Các loại chân đế và giới hạn độ sâu – các giải pháp thay thế*", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020.
30. UNCCD và IRENA (2017): Năng lượng và sử dụng đất. Tình hình đất đai trên toàn cầu. Tài liệu làm việc. (Tải về từ www.nrel.gov/docs/fy13osti/56290.pdf, Truy cập ngày 17 tháng 10 năm 2018.
31. Constantinos Sourkounis PavlosTourou (2013): Yêu cầu quy định đấu nối lưới cho việc tích hợp điện gió ở Châu Âu. Tài liệu Hội nghị Năng lượng.
32. Mohseni và Islam (2012): Rà soát các quy định đấu nối lưới quốc tế để tích hợp điện gió: Tính đa dạng, công nghệ và ví dụ về tiêu chuẩn toàn cầu. Đánh giá lĩnh vực năng lương tái tạo và bền vững. Tập 16, Số 6, tháng 8/2012, Trang 3876-3890.

33. Rodrigues, S.; Restrepo, C.; Kontos, E.; Teixeira Pinto, R.; Bauer, P. (2015): Xu hướng của các dự án gió ngoài khơi. Đánh giá năng lượng tái tạo và bền vững, Tập 49 - ngày 1 tháng 9 năm 2015.
34. Cục Doanh nghiệp Hà Lan (2018), Tiềm năng năng lượng gió Việt Nam.
35. BVG Associates (2020), Lộ trình gió ngoài khơi cho Việt Nam.
36. "Hệ thống điện gió nổi ngoài khơi, khung chính sách cho châu Âu", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020.
37. Arrambide, Iñaki; Zubia, Itziar; Madariaga, Ander (2019): Đánh giá về sản xuất năng lượng tuabin gió ngoài khơi và đánh giá tiềm năng địa điểm. Nghiên cứu hệ thống điện, Tập 167 – Ngày 1 tháng 2 năm 2019.
38. Klinge Jacobsen, H., Hevia Koch, P. A., & Wolter, C. (2016). So sánh giữa điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi: Chi phí so sánh và lợi thế cạnh tranh. Diễn đàn Năng lượng IAEE, (Bergen Special 2016), 17-19.
39. Zawya, "*Dự án bãi triều ven biển Bạc Liêu giai đoạn 3 công suất 141 MW*", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
40. offshoreWIND, "Biên bản ghi nhớ của Dự án gió ngoài khơi 3,5 GW tại Việt Nam", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
41. offshoreWIND, "Dự án Thăng Long 3.4 GW chọn Nhà thầu EPCI", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
42. equinor, "Hywind Scotland", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
43. cobra "Parque eólico Marino Flotante Kincardine", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
44. World Oil "Na Uy khởi động việc xây dựng trang trại gió nổi ngoài khơi lớn nhất thế giới", Link, Truy cập ngày 8 tháng 11 năm 2020
45. Minh Ha-Duong, Sven Teske, Dimitri Pescia, Mentari Pujantoro. Các lựa chọn cho điện gió tại Việt Nam đến 2030. 2020. ffhal-02329698v2ff
46. South Pole, Trang trại gió Bạc Liêu, Việt Nam. Khai thác gió sạch ven biển để cấp điện cho cộng đồng, 2019.
47. ESMAP (2019), Phát triển toàn cầu: Mở rộng phát triển điện gió ngoài khơi tại các thị trường đang nổi. Washington, DC: Ngân hàng Thế giới.
48. Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet, 2021. Dữ liệu công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung – Mô tả công nghệ và dự báo cho quy hoạch dài hạn.
49. https://www.laganoffshorewind.vn/offshore-wind-power-in-vietnam-why-should-vietnam-pursue-offshore-wind-and-how-is-it-different-to-intertidal-and-nearshore-wind/

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	Điện gió – Trên bờ - Tuabin tốc độ gió thấp								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	3,5	4,5	5,2						3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	30	80	100						1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định								A	
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm									
Ngừng máy cưỡng bức (%)	2,5	2,0	2,0						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	0,16	0,16	0,16	0,05	0,26	0,05	0,26		3
Vòng đời kỹ thuật (năm)	27	30	30	25	35	25	40		3
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5						1
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	14	14	14						1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	35	36	37	20	45	20	45		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	34	35	36						
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	D	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	D	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,50	1,28	1,08	1,4	2,0	1,0	1,5	C	1,3
- trong đó thiết bị (%)	65	65	65					B	2,3
- trong đó lắp đặt (%)	35	35	35					B	2,3
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	42.000	36.000	28.000	36.500	44.600	28.700	43.100		1,3
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	3,5	2,8	2,3	3,2	4,0	2,0	3,0		3
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	135	155	170	90	130	100	150		3,4
Chiều cao tâm tuabin (m)	130	150	170	85	120	85	150		3,4
Công suất riêng (W/m^2)	245	238	229	270	350	250	350		3,4
Độ khả dụng (%)	96%	97%	97%	95%	99%	95%	99%		3,4

Tài liệu tham khảo

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, *"Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện"*, 2020.
2. IRENA (2015), Chi phí phát điện NLTT năm 2014.
3. Cục Năng lượng Đan Mạch, *Số liệu công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung*, 2020.
4. IEA Nhiệm vụ điện gió 26, *Cẩm nang Công nghệ điện gió quốc* tế, 2021.

Ghi chú

A. Hiệu suất được xác định là 100%. Sự cải tiến trong phát triển công nghệ được thể hiện trong hệ số công suất, chi phí đầu tư và yêu cầu không gian.

B. Thiết bị: Giá thiết bị của tuabin bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Cơ sở hạ tầng điện của tuabin, công trình xây lắp, nối lưới, quy hoạch và quản lý. Việc bóc tách các chi phí có thể có sự khác biệt đáng kể giữa các dự án.

C. Dự báo dựa trên cách tiếp cận đường cong lĩnh hội kinh nghiệm.

D. Với tài nguyên gió dồi dào (tốc độ gió hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) tuabin gió có thể cung cấp điều tần giảm, và trong nhiều trường hợp cả điều tần tăng, với điều kiện tuabin chạy trong phương thức cắt giảm công suất (nghĩa là với mức sản lượng phát được tính toán thận trọng và thiết lập dưới mức công suất khả dụng dựa trên nguồn gió có sẵn).

Công nghệ	Điện gió – Gần bờ								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	4,0	5,5	6,0	2,5	6,0	4,0	20,0		1,2
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	50	100	200	50	500	50	3000	D	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định									
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm									
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4,0	3,0	3,0	1,0	5,0	1,0	5,0	E	1
Ngừng theo kế hoạch (%)	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5	E	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	30	30	20	35	20	35	E	1
Thời gian xây dựng (năm)	2,5	2,0	2,0	1,5	4	1,5	4	E	1
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	185	185	185	168	204	168	204	E	1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	43%	48%	55%	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	41%	46%	53%	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	2,00	1,50	1,30	1,50	3,00	1,00	2,00	C	1,4,6
- trong đó thiết bị (%)	45	50	50	40	50	40	50	A	1,4,6
- trong đó lắp đặt (%)	55	50	50	50	60	50	60	A	1,4,6
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	55.000	40.000	32.000	40.000	100.000	25.000	45.000		1,3,4,6
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	4,5	3,0	2,5	3,0	5,0	2,0	3,0		1,3,4,6
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	140	170	180						1,5
Chiều cao tâm tuabin (m)	110	150	175						1,5
Công suất riêng (W/m^2)	260	242	236						1,5
Độ khả dụng (%)	98%	98%	98%	95%	99%	95%	99%		1,5

Tài liệu tham khảo

1. Cơ sở dữ liệu dự án gió ngoài khơi 4C
2. IRENA, *Tương lai điện gió*, 2019.
3. Nhiệm vụ gió 26 của IEA, 2015, *Công nghệ điện gió, xu hướng giá và hiệu suất ở Đan Mạch, Đức, Ai-len, Na Uy, EU, và Hoa Kỳ: 2012–2018*, 2019.
4. AEGIR, Rà soát chi phí LCOE theo địa điểm dự án tại Việt Nam, 2020.
5. Nhiệm vụ gió 26 của IEA, Cẩm nang công nghệ điện gió quốc tế, 2020 (dự thảo).
6. Zhang S. et al., So sánh kinh tế giữa trang trại gió gần bờ và trang trại gió ngoài khơi thông thường, IEEE, 2011

Ghi chú

A. Thiết bị: Giá thiết bị của tuabin bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Cơ sở hạ tầng điện của tuabin, công trình xây lắp, nối lưới, quy hoạch và quản lý. Việc bóc tách các chi phí có thể có sự khác biệt đáng kể giữa các dự án.

B. Với tài nguyên gió dồi dào (tốc độ gió hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) tuabin gió có thể cung cấp điều tần giảm, và trong nhiều trường hợp cả điều tần tăng, với điều kiện tuabin chạy trong phương thức cắt giảm công suất (nghĩa là với mức sản lượng phát được tính toán thận trọng và thiết lập dưới mức công suất khả dụng dựa trên nguồn gió có sẵn).

C. Báo cáo AEGIR và CNCN của Đan Mạch (Tài liệu tham khảo 1 và 4 ở trên) đã được sử dụng để tính toán số liệu tối ưu cho Việt Nam.

D. Quy mô trang trại điện gió có tính chất đại diện và có thể thay đổi đáng kể từ địa điểm này sang địa điểm khác. Nhìn chung, quy mô trung bình của trang trại gió ngoài khơi tăng lên theo khoảng cách từ bờ do đánh giá tác động

E. Không có khác biệt rõ nét về tỉ lệ ngừng máy và tuổi thọ giữa gió ngoài khơi và gió gần bờ. Tuy nhiên, thời gian lai kéo sẽ ngắn hơn.

Công nghệ	Điện gió – xa bờ								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	5,7	10,0	14,0	1,6	15,0	4,0	20,0		1,2
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	100	500	1000	50	500	50	3000	D	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định									
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm									
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4,0	3,0	3,0	1,0	5,0	1,0	5,0		1
Ngừng theo kế hoạch (%)	0,3	0,3	0,3	0,1	0,5	0,1	0,5		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	30	30	20	35	20	35		1
Thời gian xây dựng (năm)	3,0	2,5	2,5	1,5	4	1,5	4		1
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	185	185	185	168	204	168	204		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	43%	48%	55%	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng	41%	46%	53%	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	3,15	2,15	1,70	2,00	3,50	1,40	2,00	C	1,4
- trong đó thiết bị (%)	45	50	50	40	50	40	50	A	1,4
- trong đó lắp đặt (%)	55	50	50	50	60	50	60	A	1,4
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	70.000	42.000	39.000	40.000	100.000	25.000	45.000		1,3,4
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	5,0	3,1	2,7	3,0	3,7	2,0	3,0		1,3,4
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	150	200	240						1
Chiều cao tâm tuabin (m)	130	170	190						1
Công suất riêng (W/m^2)	323	318	309						1
Độ khả dụng (%)	97%	98%	98%	95%	99%	95%	99%		1

Tài liệu tham khảo

1. Cục Năng lượng Đan Mạch, *Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - Phát điện và cấp nhiệt tập trung*, 2020.
2. IRENA, *Tương lai điện gió*, 2019.
3. Nhiệm vụ gió 26 của IEA, 2015, *Công nghệ điện gió, xu hướng giá và hiệu suất ở Đan Mạch, Đức, Ai-len, Na Uy, EU, và Hoa Kỳ: 2012–2018*, 2019.
4. AEGIR, Rà soát chi phí LCOE theo địa điểm dự án tại Việt Nam, 2020.

Ghi chú

A. Thiết bị: Giá thiết bị của tuabin bao gồm cả vận chuyển. Lắp đặt: Cơ sở hạ tầng điện của tuabin, công trình xây lắp, nối lưới, quy hoạch và quản lý. Việc bóc tách các chi phí có thể có sự khác biệt đáng kể giữa các dự án.

B. Với tài nguyên gió dồi dào (tốc độ gió hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) tuabin gió có thể cung cấp điều tần giảm, và trong nhiều trường hợp cả điều tần tăng, với điều kiện tuabin chạy trong phương thức cắt giảm công suất (nghĩa là với mức sản lượng phát được tính toán thận trọng và thiết lập dưới mức công suất khả dụng dựa trên nguồn gió có sẵn).

C. Báo cáo AEGIR và CNCN của Đan Mạch (Tài liệu tham khảo 1 và 4 ở trên) đã được sử dụng để tính toán số liệu tối ưu cho Việt Nam.

D. Quy mô trang trại điện gió có tính chất đại diện và có thể thay đổi đáng kể từ địa điểm này sang địa điểm khác.

Công nghệ	Điện gió – Nổi ngoài khơi								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	7,0	12,0	15,0						1,2,5
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	35	500	1000						1,5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định									
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm									
Ngừng máy cưỡng bức (%)	6,0	4,0	4,0						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	0,6	0,6	0,6						3
Vòng đời kỹ thuật (năm)	20	25	30						3
Thời gian xây dựng (năm)	3,0	2,5	2,5						4
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	185	185	185						4
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	43%	48%	55%	-	-	-	-	D	
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	40%	46%	52%	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-	-	-	-	-	B	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-	-	-	-	-		
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	5,50	2,65	2,00	4,00	7,00	1,50	2,50		3,4,5
- trong đó thiết bị (%)	80	65	60					A	
- trong đó lắp đặt (%)	20	35	40					A	
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	155.000	125.000	65.000	140.000	180.000	52.000	81.000	C	4,5,6
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	-	-	-					C	4,5
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	0	0	0						
Số liệu riêng về công nghệ									
Đường kính rotor (m)	150	200	250						1
Chiều cao tâm tuabin (m)	100	170	180						1
Công suất riêng (W/m^2)	396	382	306						1
Độ khả dụng (%)	94%	96%	96%						3

Tài liệu tham khảo:

1. Hiệp hội Năng lượng Gió Toàn cầu, 2020, "Báo cáo về tài nguyên gió ngoài khơi toàn cầu 2020".
2. BVG Associates, 2020, "Lộ trình điện gió ngoài khơi cho Việt Nam".
3. Borg M. và cộng sự., *Lượng hoá các kết cấu nổi đổi mới cho hệ thống tuabin gió 10MW và mực nước sâu hơn 50m*, 2019.
4. Ngân hàng Thế giới, *Lộ trình điện gió ngoài khơi cho Việt Nam: Các kết quả sơ bộ*, 2020.
5. AEGIR, *Rà soát chi phí LCOE theo địa điểm dự án tại Việt Nam*, 2020.
6. M. Aquilina, 2014, "Lập mô hình chi phí trang trại điện gió nổi với rotor được mở rộng quy mô tại vùng nước Maltese".

Ghi chú:

A. Thiết bị: Chi phí tuabin bao gồm chi phí vận chuyển. Lắp đặt: Hạ tầng điện của tuabin, công trình xây lắp, đấu nối lưới, quy hoạch và quản lý. Việc bóc tách chi phí có thể có sự khác biệt đáng kể giữa các dự án.

B. Với tài nguyên gió dồi dào (tốc độ gió hơn 4-6 m/s và thấp hơn 25-30 m/s) tuabin gió có thể cung cấp điều tần giảm, và trong nhiều trường hợp cả điều tần tăng, với điều kiện tuabin chạy trong phương thức cắt giảm công suất (nghĩa là với mức sản lượng phát được tính toán thận trọng và thiết lập dưới mức công suất khả dụng dựa trên nguồn gió có sẵn).

C. Vận hành và bảo trì cung cấp cho nhà máy cố định

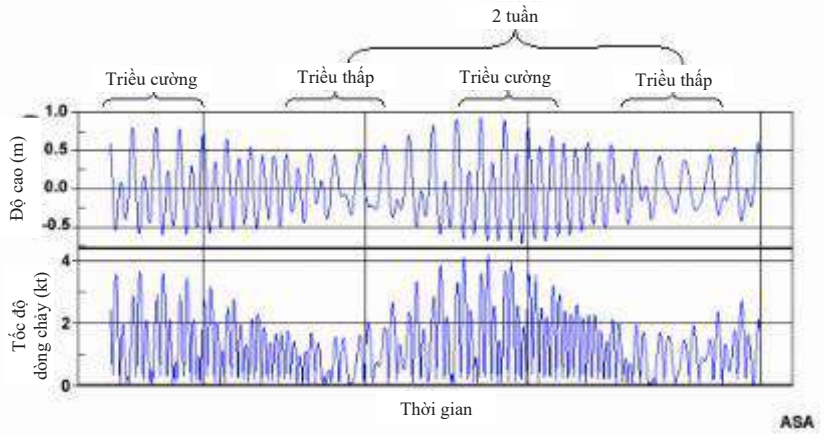
D. Tại Việt Nam, các địa điểm hệ thống ngoài khơi nổi – xa bờ - có tốc độ gió trung bình giống như địa điểm hệ thống kết cấu đáy cố định.

9. ĐIỆN THỦY TRIỀU

Mô tả công nghệ

Năng lượng thủy triều đã được khai thác cho nhiều mục đích khác nhau từ thế kỷ 19. Nhà máy điện thủy triều lâu đời nhất, La Rance tại Pháp, đã đi vào vận hành từ năm 1966. Mặc dù vậy, tính đến năm 2019, tổng công suất đặt của năng lượng biển (bao gồm thủy triều, sóng và các công nghệ năng lượng đại dương khác) trên thế giới vào khoảng hơn 500 MW. Tuy nhiên, trong thập kỷ qua, việc khai thác năng lượng thủy triều đã thu hút sự chú ý nhiều hơn, tổng sản lượng điện từ các nguồn năng lượng biển ước tính là 60 GW công suất đặt vào năm 2040 [1].

Thủy triều là kết quả của lực hấp dẫn từ mặt trời và mặt trăng, kết hợp với chuyển động quay của trái đất. Chu kỳ thủy triều có thể là bán nhật triều (hai lần thủy triều lên và hai lần thủy triều xuống mỗi ngày) hoặc nhật triều (một chu kỳ thủy triều mỗi ngày). Năng lượng thủy triều là một nguồn năng lượng biến đổi nhưng có khả năng dự đoán cao. Thủy triều ở hầu hết các địa điểm là bán nhật triều, với chu kỳ kéo dài khoảng 12 giờ rưỡi. Chu kỳ thủy triều cũng thay đổi theo chu kỳ triều cường và triều thấp 14 ngày. Trong giai đoạn triều cường, mực nước triều ở mức tối đa, thường xảy ra theo trăng tròn hoặc trăng non, Mặt trời và Trái đất nằm thẳng nhau. Khi mặt trăng ở giai đoạn trăng thượng tuần hoặc hạ tuần, Mặt trời và Mặt trăng vuông góc 90° với nhau khi nhìn từ Trái đất, lực thủy triều của Mặt trời triệt tiêu một phần lực thủy triều của Mặt trăng. Tại thời điểm này, dòng triều đang ở mức nhỏ nhất, là triều thấp. Triều cường và triều thấp cách nhau 7 ngày [2].



Hình 38: Triều cường và triều thấp theo chuỗi thời gian và quan hệ tương quan với sự thay đổi tốc độ dòng triều.[3]

Một thông số quan trọng liên quan đến tài nguyên thủy triều là dòng triều, là sự chuyển động của nước và lưu lượng nước liên quan đến sự lên xuống của thủy triều. Tài nguyên dòng triều biến đổi theo đường cong hình sin với dòng mạnh nhất là trong thời kỳ trung triều. Triều xuống (khi mực nước đang xuống) thường có dòng chảy lớn hơn một chút so với triều cường (khi mực nước đang lên). Hình trên cho thấy mối tương quan giữa cao độ thủy triều và tốc độ của dòng triều. Cần lưu ý có nhiều dòng hải lưu không phải là dòng triều, cũng có thể được khai thác cho năng lượng thủy triều, nhưng hiện nay công nghệ này vẫn chưa được thực hiện trên quy mô toàn cầu.

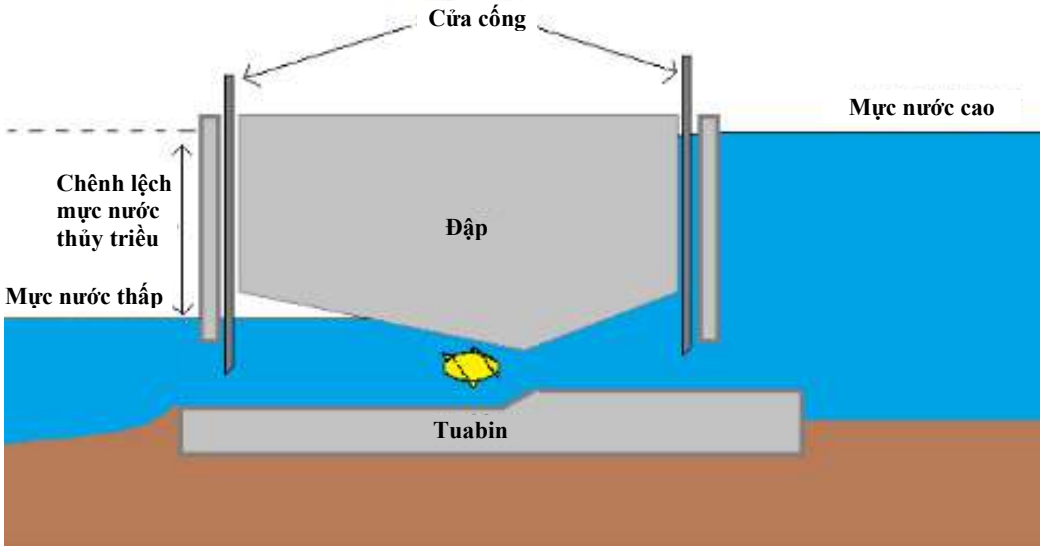
Các nhà máy điện thủy triều khai thác sự chuyển động của nước để sản xuất điện. Có hai loại nhà máy điện thủy triều chính:

Thủy triều đập chứa: Nhìn chung, công nghệ này rất giống với các nhà máy thủy điện. Cần xây dựng đập chứa để chứa một lượng nước lớn và dùng sự chênh lệch mực nước để quay tua-bin và sản xuất điện. Nước trong bẫy/đập chứa có thể được sử dụng thông qua các cơ chế phát điện khác nhau: phát điện nhờ triều xuống, phát điện nhờ triều lên và phát điện hai chiều.

Phát điện nhờ triều xuống: Khi nước chứa trong đập cao hơn so với mực nước ngoài biển hay đại dương, các cửa cống (xem hình vẽ) được mở để cho nước chảy ra. Khi chảy ra ngoài, nước sẽ làm quay tuabin.

Phát điện nhờ triều lên: Phương pháp này đối lập với phương pháp phát điện triều xuống. Trong phương pháp này, dòng nước theo hướng ngược lại, tức là nước ở phía biển/đại dương cao hơn, nước sẽ chảy từ phía biển sang phía đập chứa. Tuy nhiên, phương pháp này thường kém hiệu quả hơn do hình dạng của đáy nước, trong trường hợp độ sâu đáy thấp hơn đập chứa.

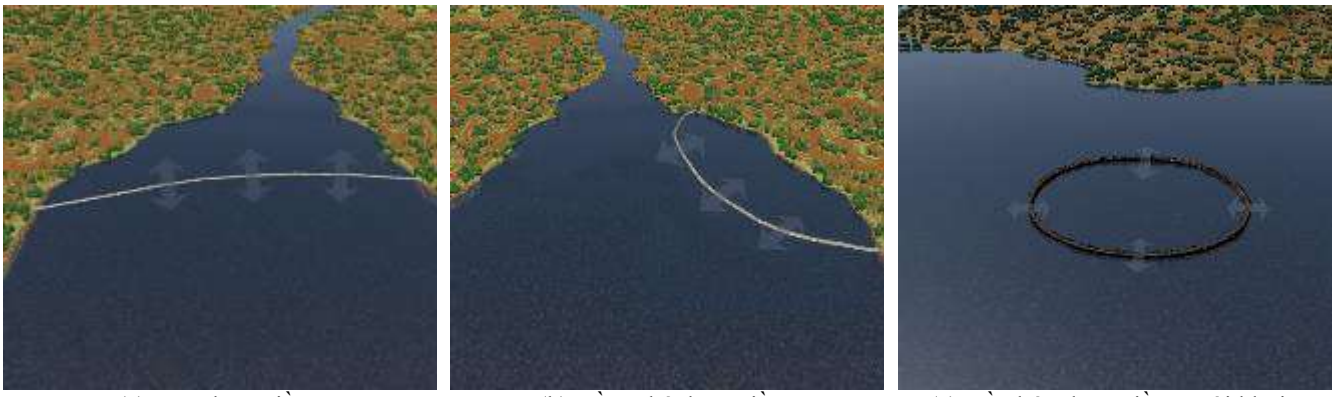
Phát điện hai chiều: Đây là phương pháp kết hợp của hai phương pháp trên.



Hình 39: Sơ đồ nhà máy kiểu đập chứa.[4]

Các nhà máy thủy triều tốt nhất là đặt tại những vùng nước nông có độ cao hoặc phạm vi thủy triều lớn (chênh lệch giữa mực nước triều cao và thấp) và mức độ này tăng lên đáng kể khi hướng dẫn về phía bờ biển [2]. Các nhà máy thuỷ triều có thể được thiết kế theo hai dạng, đập thủy triều và đầm thủy triều.

- *Đập thủy triều* liên quan đến việc xây dựng một cấu trúc giống như một con đập trên vùng nước có mực nước triều cao, do đó tạo ra phần chứa nước ở một phía của đập.
- *Đầm phá thủy triều* có hai loại. *Các đầm phá thủy triều* được xây dựng dựa vào bờ của các khu vực nước nông. Các đầm phá thủy triều ngoài khơi gần đây mới được phát triển. Theo công nghệ này, một khu vực ngăn nước hoàn toàn nhân tạo ngoài khơi được xây dựng trên các bãi triều ở khu vực triều cao.



(a) Đập thuỷ triều (b) Đầm phá thuỷ triều (c) Hồ chứa thuỷ triều ngoài khơi

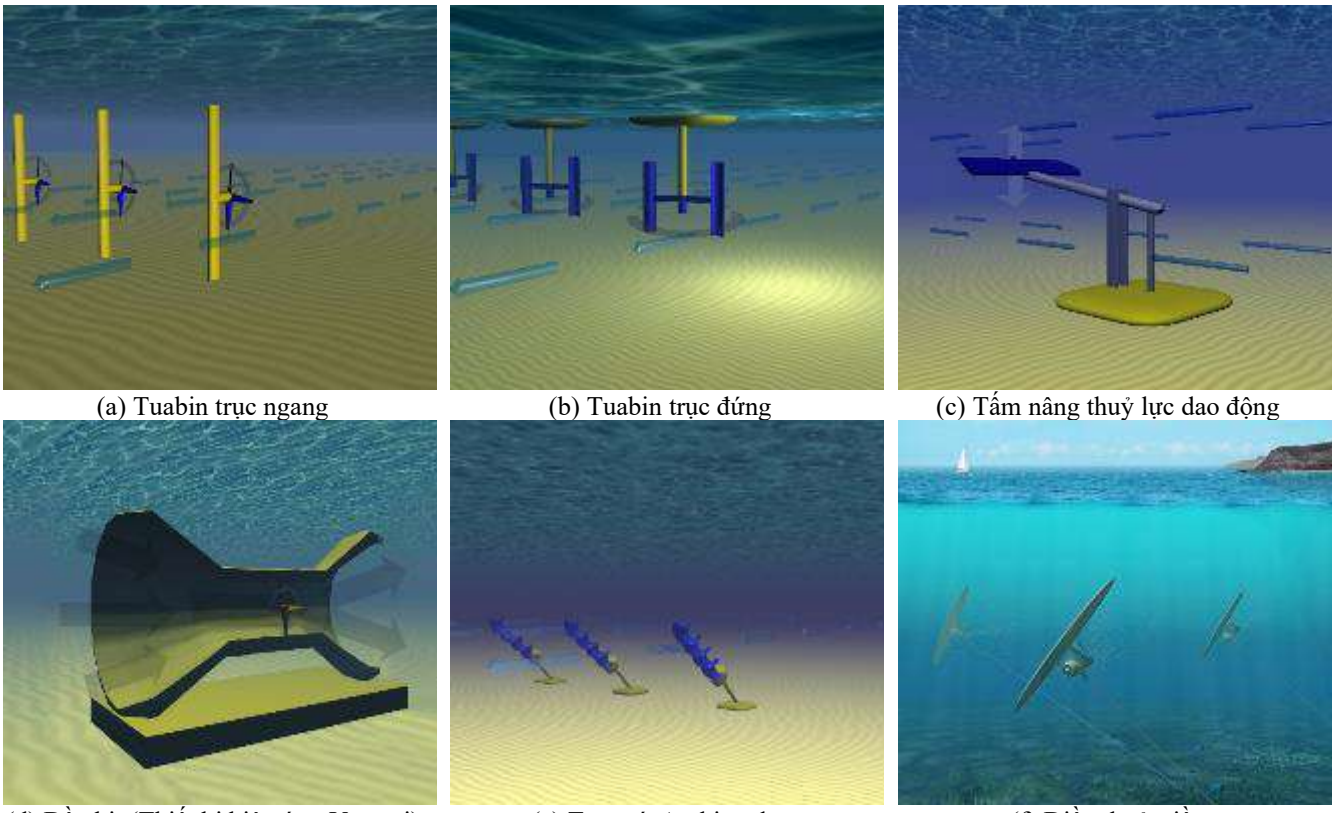
Hình 40: Các loại đập thủy triều [2]

Dòng triều: Thiết bị chuyển đổi năng lượng thủy triều quy mô lớn là một công nghệ phát triển nhanh chóng, đặc biệt là ở Anh. Trong khi hệ thống đập chứa thủy triều khai thác năng lượng do chênh lệch mực nước, công nghệ dòng triều lại sử dụng động năng từ lưu lượng của dòng chảy do thủy triều thay đổi, hay còn được gọi là dòng triều. Nguyên lý hoạt động của dòng triều tương tự như các nhà máy điện gió. Thay vì lực đẩy từ gió, lực từ dòng nước được sử dụng để quay tuabin. Ưu điểm là do nước nặng hơn không khí 830 lần nên có thể tạo ra lượng điện năng lớn với đường kính rotor tương đối nhỏ và tốc độ quay chậm (~ 10 vòng/phút). Tuy nhiên, điều này cũng có nghĩa là các tuabin dòng triều phải được chế tạo chắc chắn hơn và được điều chỉnh để thích ứng với môi trường biển, dẫn đến tăng chi phí. Một yếu tố quan trọng cần xem xét đối với các nhà máy dòng triều là cường độ của các dòng chảy được tạo ra bởi các nguồn thủy triều và các nguồn khác thay đổi tùy thuộc vào vị trí, hình dạng của bờ biển và độ sâu của nước.

Các loại công nghệ tuabin cho nhà máy dòng triều gồm [2][5]:

- *Tuabin trục ngang:* Về cơ bản, chúng hoạt động giống như tuabin gió. Dòng triều làm cánh quạt quay quanh trục ngang và tạo ra điện năng. Thuật ngữ trong ngành gọi công nghệ này là máy phát tuabin thủy triều (TTG).
- *Tuabin trục đứng:* Nguyên tắc hoạt động tương tự như tuabin trục ngang. Tuy nhiên, tuabin được lắp trên một trục thẳng đứng. Dòng triều làm cánh quạt quay quanh trục thẳng đứng và tạo ra điện.
- *Tấm nâng thuỷ lực dao động:* Một tấm nâng thuỷ lực được gắn với một cánh tay đòn dao động. Dòng thủy triều chảy hai bên cánh dẫn đến lực nâng. Chuyển động này sau đó dẫn động chất lỏng trong hệ thống thủy lực để chuyển hóa thành điện năng.
- *Các đầu bịt (thiết bị hiệu ứng Venturi):* Dòng triều chảy qua một ống dẫn, ống dẫn này thu hẹp dòng chảy và tạo ra chênh lệch áp suất. Điều này dẫn đến dòng chất lỏng thứ cấp qua tuabin. Dòng chảy đó có thể dẫn động tuabin trực tiếp hoặc sự chênh lệch áp suất trong hệ thống có thể dẫn động tuabin không khí.
- *Trục vít Archimedes:* Trục vít Archimedes là một thiết bị hình xoắn ốc dạng nút chai (một bề mặt xoắn bao quanh một trục hình trụ trung tâm). Thiết bị tiếp nhận năng lượng từ dòng triều khi nước di chuyển lên trên/qua các tuabin xoắn ốc.
- *Diều thủy triều:* Diều thủy triều là một thiết bị có gắn tuabin bên dưới cánh được buộc vào đáy biển. Con diều 'bay' theo dòng thủy triều, theo hình số tám, làm tăng tốc độ nước chảy qua tuabin tạo ra điện năng.

Hầu hết các tuabin trục ngang và trục đứng sử dụng các cánh được nối với cần trục rotor trung tâm, thông qua hộp số, được nối với trục máy phát. Một loại khác, được gọi là tuabin tâm hở, có thiết kế khác, các cánh được gắn trên trục tâm hở bên trong, đặt trong một ống tĩnh. Khi nước chảy qua cần trục, nó quay và tạo ra điện. Ưu điểm của thiết kế này là nó không cần hộp số. Thiết bị không có hộp số được gọi là máy phát điện truyền động trực tiếp [6].



(a) Tuabin trục ngang (b) Tuabin trục đứng (c) Tấm nâng thuỷ lực dao động

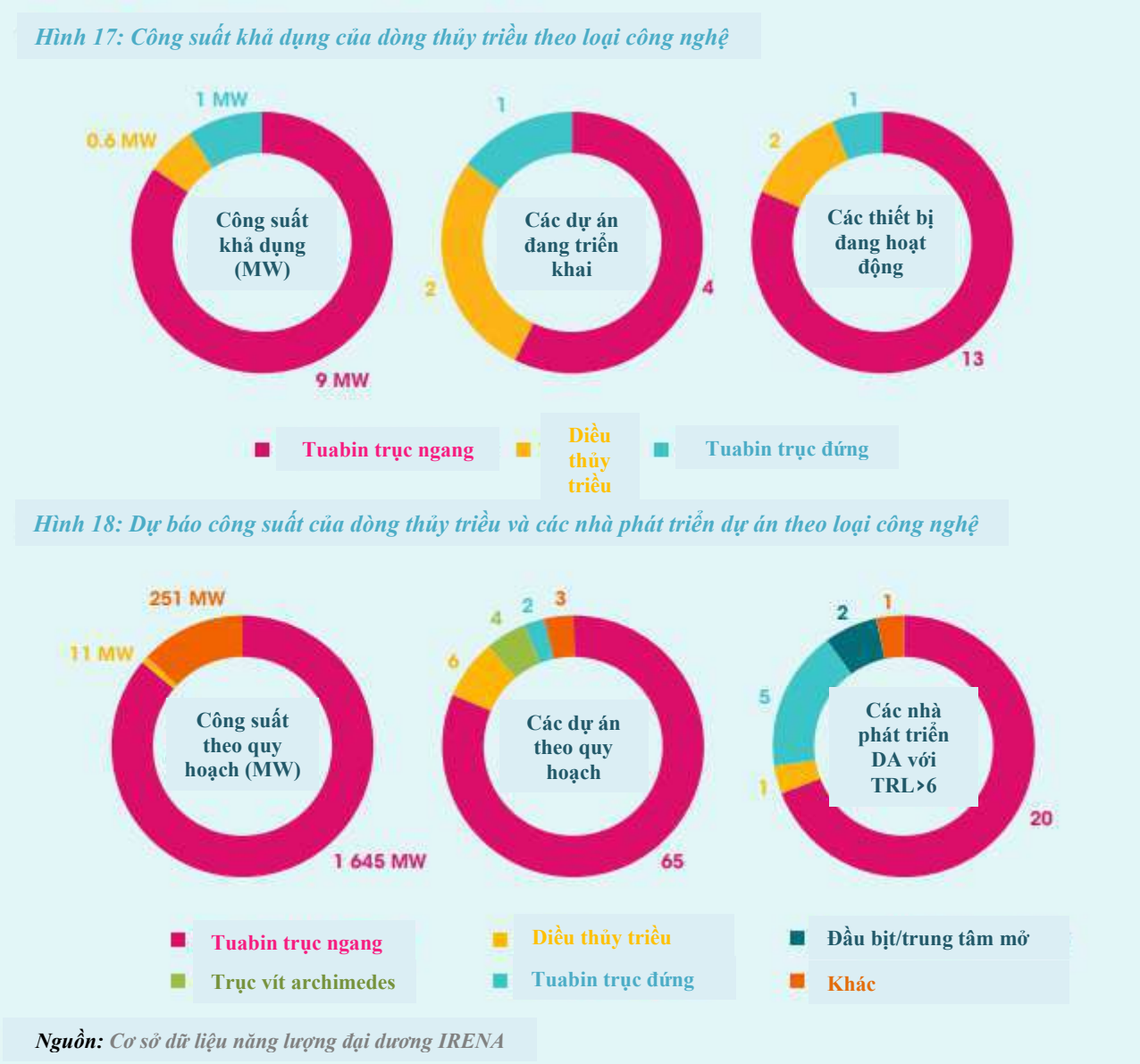
(d) Đầu bịt (Thiết bị hiệu ứng Venturi) (e) Trục vít Archimedes (f) Diều thuỷ triều

Hình 41: Các loại tuabin dòng triều [2]

Tổng quan về các dự án dòng thủy triều cho thấy gần 2/3 tổng số tổ hợp máy phát tuabin là có trục ngang [6] [26]. Hơn nữa, hầu hết các dàn máy đa thiết bị dự kiến cũng được đặt trên các tuabin trục ngang. Sự phát triển tương đối của công nghệ này phản ánh sự tương đồng của nó với các tuabin gió đã được thiết kế tốt. Nhưng nó cũng được ưa chuộng do khả năng mở rộng dễ dàng và tính phổ quát, vì một số nhà phát triển tập trung vào các tuabin thủy động

mà cũng có thể được triển khai trên sông.

Tuy nhiên, năm 2019 chứng kiến nhiều thiết bị khác ngoài công nghệ trục ngang được triển khai. Thị trường do đó đang có một bước chuyển mình thú vị. Mặc dù các tuabin không trục ngang vẫn còn nhỏ hơn nhiều về quy mô và số lượng, cuộc đua hướng tới sự hội tụ thị trường vẫn chưa kết thúc và có thể sẽ sớm có sự cạnh tranh lớn hơn. [28] Điều này có thể được thấy rõ hơn từ dữ liệu về các dự án dòng thủy triều đang hoạt động và dự kiến triển khai, được minh họa trong hình sau:

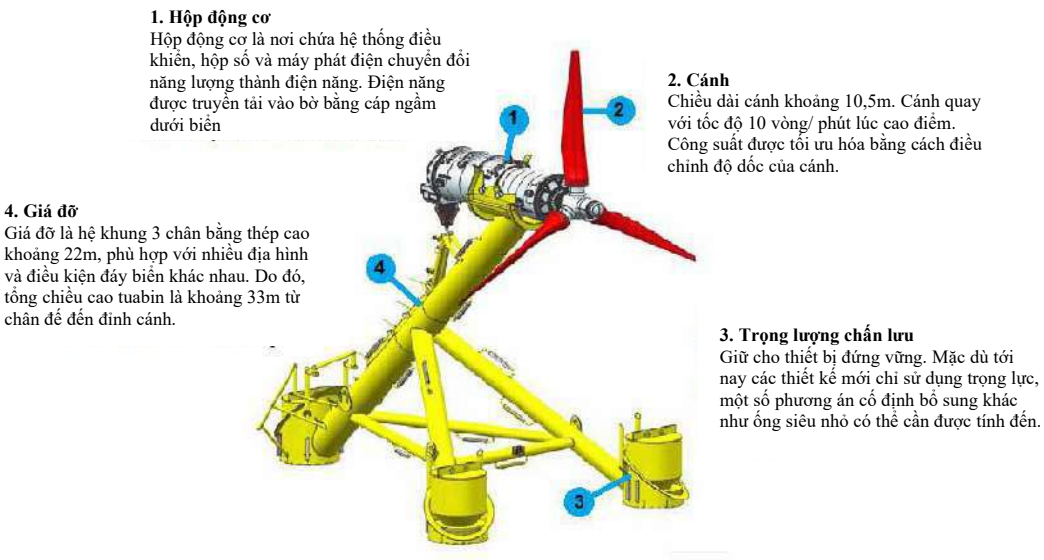


Hình 42: Công suất và công nghệ dòng triều đang vận hành và theo dự báo [26]

Cách phân loại thiết bị thứ hai có thể dựa vào độ sâu của cột nước và loại chân đế [7].

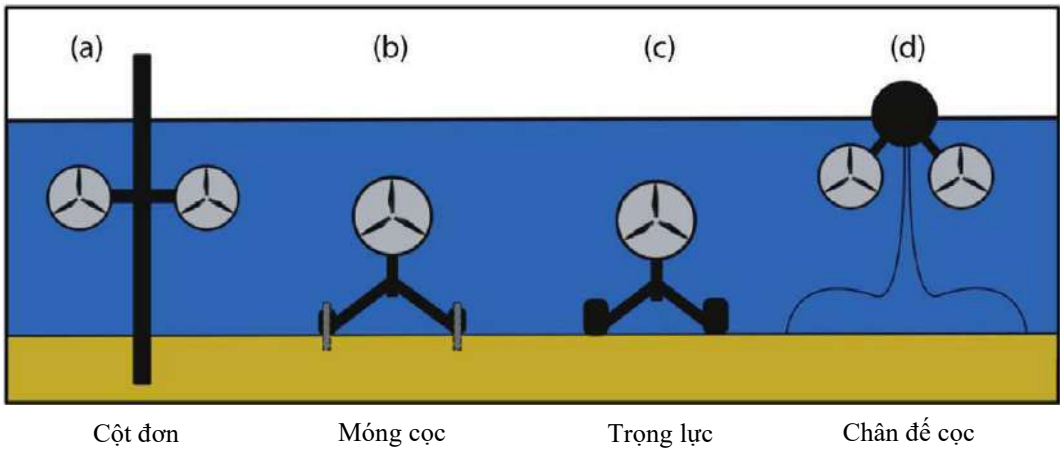
- *Thế hệ đầu tiên*: Bao gồm các thiết bị được cố định dưới đáy biển. Chúng thường hoạt động ở độ sâu lên đến 40m. Có các phương án sau để cố định tuabin xuống đáy biển:

Cột đơn: Một tháp thép hình ống hoặc kết cấu đỡ tuabin (TSS) được đặt dưới đáy biển và tuabin được gắn trên kết cấu này. Thiết kế này chỉ phù hợp với độ sâu nước tối đa 30m (có thể lên đến 100 mét nước biển (msw)).
Móng cọc: Phương án này tham chiếu đến kết cấu móng "cọc". Chân đế được đặt trên đáy biển, các cọc thép được đóng theo các cọc định vị trong kết cấu đỡ tuabin. Cọc có thể được đổ xi măng tại chỗ, tuỳ thuộc vào loại đất ở đáy biển/thềm đá.
Trọng lực: Kết cấu đỡ tuabin và được cố định dưới đáy biển thông qua các phương tiện có trọng lượng lớn, ví dụ một kết cấu dầm nặng 200 tấn ở mỗi đầu của kết cấu đỡ tuabin.

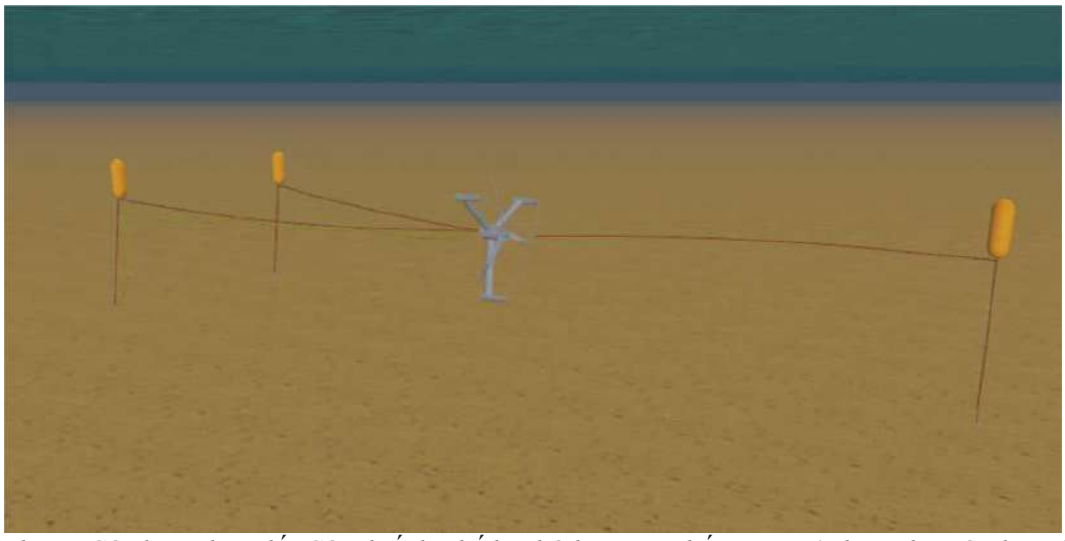


Hình 43: Thiết kế cấu trúc phụ dựa trên trọng lực ban đầu [8]

- *Thế hệ thứ hai:* Thiết bị này có thể nổi và được neo xuống đáy biển thông qua dây chằng hoặc dây neo. Loại thiết bị nổi này tương tác với các dòng chảy nông, gần bề mặt. Các thiết bị khác hoạt động chìm dưới nước hoàn toàn với dây neo và phù hợp để khai thác năng lượng ở độ sâu lớn vì chúng có thể được lắp đặt ở độ sâu mong muốn bằng cách sử dụng phao và dây. Tuy nhiên, các thiết bị này có nhiều thách thức như: làm thế nào để xử lý nhiều thiết bị neo; sự an toàn và duy trì lâu dài liên quan đến việc neo đậu ở vùng nước sâu như vậy đối với các dãy tuabin nổi hoặc nửa chìm. Ngoài ra, các thiết bị định vị trên bề mặt là những mối nguy hiểm tiềm tàng của tàu thuyền; bị giới hạn ở độ sâu mà thiết bị TTG có thể được định vị.
- *Thế hệ thứ ba:* Bao gồm các thiết bị có thể khai thác năng lượng từ các dòng vận tốc nhỏ. Tuy nhiên, công nghệ này vẫn đang được phát triển và chưa được đề cập nhiều trong tài liệu.

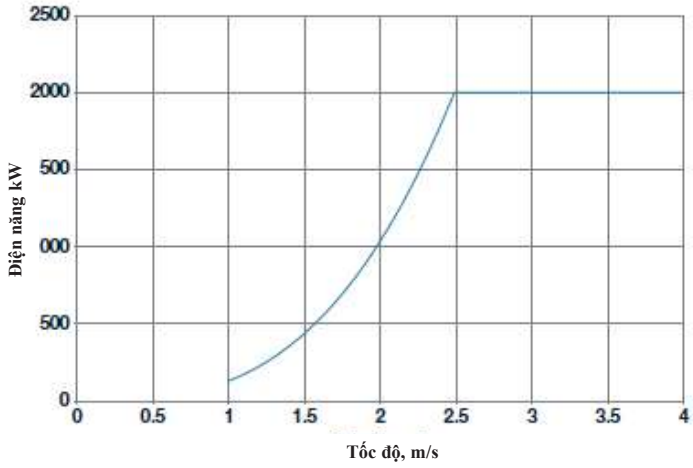


Hình 44: Các loại chân đế: Thiết bị thế hệ đầu tiên [7]



Hình 45: Các loại chân đế: Các thiết bị thế hệ thứ hai - Hệ thống neo sử dụng dây và phao. [7]

Như đã đề cập trước đây, các thông số chính cần xem xét khi ước tính tiềm năng tài nguyên cho các nhà máy dòng triều là vận tốc của dòng nước. Vì hầu hết các tuabin là thiết kế trục ngang và trục dọc, nên tài liệu này tập trung vào các loại thiết bị này. Hầu hết các tuabin có tốc độ dòng cắt tối thiểu từ 0,5 đến 1,0 m/s với tốc độ vận hành/lý tưởng trong khoảng 1,5 đến 3,5 m/s và tốc độ dừng hoạt động của tuabin từ 4 đến 5 m/s. Dựa trên những giá trị này, đường cong công suất của tuabin dòng triều sẽ có hình dạng tương tự như của tuabin gió. Điều này được thể hiện rõ hơn bằng đường cong công suất mẫu cho một tuabin 2 MW được thể hiện trong hình.



Hình 46: Đường cong công suất mẫu cho tuabin dòng triều. [9]

Trên toàn cầu, hầu hết các dự án thủy triều hiện có đều ở Anh, Pháp, Canada, Hoa Kỳ, Hàn Quốc và Trung Quốc. Mặc dù có bờ biển dài ~ 3200 km nhưng vẫn chưa có nhà máy năng lượng thủy triều nào được đưa vào vận hành tại Việt Nam. Trước đó, đã có một số bên quan tâm đến việc xây dựng dự án thủy triều ở tỉnh Bình Thuận. Các nghiên cứu cho rằng vùng biển Quảng Ninh có tiềm năng năng lượng biển (thủy triều và sóng) cao nhất. Một khu vực tiềm năng khác sẽ là vùng Đồng bằng sông Cửu Long; tuy nhiên, điều này có thể liên quan đến các vấn đề môi trường. Các ước tính cho thấy, ở Việt Nam, tổng năng lượng thủy triều có thể khai thác (đập) là 1753 GWh/năm và tổng công suất có thể khai thác là 5GW. [10], [11]

Đầu vào

Tùy thuộc vào loại nhà máy, đầu vào chính có thể là từ sự thay đổi mực nước triều hoặc chuyển động của nước do dòng triều. Các dòng hải lưu không phải là dòng thủy triều cũng có thể đóng một vai trò quan trọng như là năng lượng đầu vào.

Đầu ra

Điện năng.

Công suất điển hình
Trên toàn cầu, công suất đặt quy mô lớn thuộc về loại đập thuỷ triều. Quy mô nhà máy có thể thay đổi từ dưới 10 MW đến các nhà máy điện lớn hơn như Nhà máy điện thủy triều La Rance và Nhà máy điện thủy triều hồ Sihwa trên 200 MW. Người ta kỳ vọng một số dự án tương lai được đề xuất trên khắp thế giới có thể ở quy mô lớn hơn nhiều, có thể lên đến con số tính bằng GW [12]. Do đó, công suất điển hình của loại nhà máy đập chứa rất khác nhau tùy thuộc vào diện tích sẵn có và nguồn tài nguyên thủy triều.

Ngoại trừ các tuabin đang vận hành đã được kiểm chứng tại các địa điểm như MeyGen (Atlantis) từ năm 2016 và Bluemull Sound (Nova Innovations) kể từ tháng 4 năm 2014, các hệ thống thiết bị dòng triều OEM khác hiện vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu với hầu hết các dự án trình diễn hoặc thí điểm. Do đó, công suất điển hình nằm trong khoảng từ dưới 1 MW đến hơn 100 MW. Dự án dòng triều MeyGen ở Pentland Firth ngoài khơi bờ biển phía bắc Scotland, đang được lắp đặt theo từng giai đoạn, dự kiến sẽ là một trong những dự án lớn nhất với công suất được chính phủ phê duyệt là 398 MW.

Cấu hình tăng giảm công suất
Việc vận hành và điều khiển hệ thống thủy triều phụ thuộc vào loại tuabin và máy phát điện được sử dụng, tuy nhiên có nhiều chiến lược khác nhau đã được các dự án sử dụng thành công. Nói chung, hệ thống điều khiển vận hành linh hoạt và được thiết kế để đạt được sản lượng công suất tối đa theo đường cong công suất bằng cách điều chỉnh tốc độ quay dựa trên nguồn thủy triều. Việc điều khiển tuabin trong một hệ thống gồm nhiều tuabin nhằm tối ưu hóa hoạt động và sản lượng điện bằng cách áp dụng khoảng cách từng tuabin trong cột nước có tính đến đến hướng của hệ thống trong chu kỳ thủy triều. Ưu điểm của cấu hình dòng triều là tài nguyên này dễ dự đoán hơn gió, do đó có thể áp dụng các chiến lược kiểm soát dựa trên dự báo để tối ưu hóa sản lượng. Tuy nhiên, việc điều khiển các tuabin dòng triều cũng cần tính đến các điều kiện hoạt động khắc nghiệt do hiện tượng nhiễu động cao. Cần tính đến yếu tố này để tránh hư hỏng của thiết bị. Đối với tác động của thủy triều, tương tự như thủy điện, tuabin có thể được tăng giảm công suất nhanh chóng trên một dải rộng. Hơn nữa, việc kiểm soát các cửa cống cho phép tối ưu hóa sản lượng điện tốt hơn.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:
- Năng lượng sạch, không phát thải trong quá trình phát điện.
- Mật độ năng lượng cao hơn so với gió. Vì nước nặng hơn gió 830 lần nên có thể chuyển đổi năng lượng cao hơn từ một khu vực nhỏ hơn, mặc dù dải tốc độ hẹp hơn. Điều này cũng cho phép thiết kế rotor nhỏ hơn, giảm chi phí thiết bị và vận hành.
- Các thông số thủy triều như thủy triều hàng ngày, mực nước và vận tốc dòng chảy dễ dự đoán hơn các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi khác. Hơn nữa, tốc độ dòng chảy mang tính tuần tự, đây là yếu tố khiến thủy triều ưu điểm hơn gió và sóng trong việc cải thiện tính liên tục của việc cung cấp năng lượng.
- Tuổi thọ so với hệ thống điện gió dài hơn.

Nhược điểm:
- Công nghệ đang ở giai đoạn sơ khai, vì vậy khả năng thương mại cần được đánh giá.
- Chi phí đầu tư ban đầu cao.
- Khó điều chỉnh theo nhu cầu năng lượng.
- Tác động đến môi trường tùy theo vị trí.

Môi trường
Mặc dù việc phát điện từ các nhà máy thủy triều là không có phát thải nhưng việc lắp đặt các nhà máy như vậy có nhiều tác động bên ngoài mà nếu không được quản lý đúng cách, có thể là một trở ngại cho các dự án trên toàn cầu. Một số tác động này bao gồm:
- Những thay đổi vật lý đối với nguồn nước và các đường bờ biển xung quanh. Mực nước tăng và lũ lụt ở một số địa điểm, trong khi mực nước giảm ở các địa điểm khác là có thể do các dự án đập chứa.
- Sự thay đổi tiềm ẩn về chất lượng đất xung quanh các dự án có thể có tác động đến hệ sinh thái của khu vực.
- Sự thay đổi về mực nước triều và dòng triều sau khi xây dựng các công trình thủy triều có thể ảnh hưởng đến sức khỏe của đa dạng sinh học trong khu vực.

- Có tác động tiềm tàng đối với các ngành công nghiệp biển và các hoạt động khác của con người dựa vào các vùng nước như ngư nghiệp, nông nghiệp, du lịch và các tuyến đường vận chuyển.

Tác động môi trường được dự đoán trước như lũ lụt ở các khu vực lân cận và tác động đến đa dạng sinh học trong khu vực đã khiến dự án Severn Barrage ở Anh bị đình chỉ trong hơn một thập kỷ mặc dù khu vực này có tiềm năng năng lượng thủy triều cao. Tương tự như vậy, nhà máy điện thủy triều Kislaya Guba ở Nga đã dẫn đến giảm thủy triều, giảm lượng bùn biển, giảm lưu lượng nước ngọt từ khu vực nước bị chia cắt ra biển, và tác động cơ học của tuabin lên sinh vật phù du và cá [13]. Với kinh nghiệm và đánh giá môi trường tốt hơn, các dự án trong tương lai có thể tránh được một số vấn đề này.

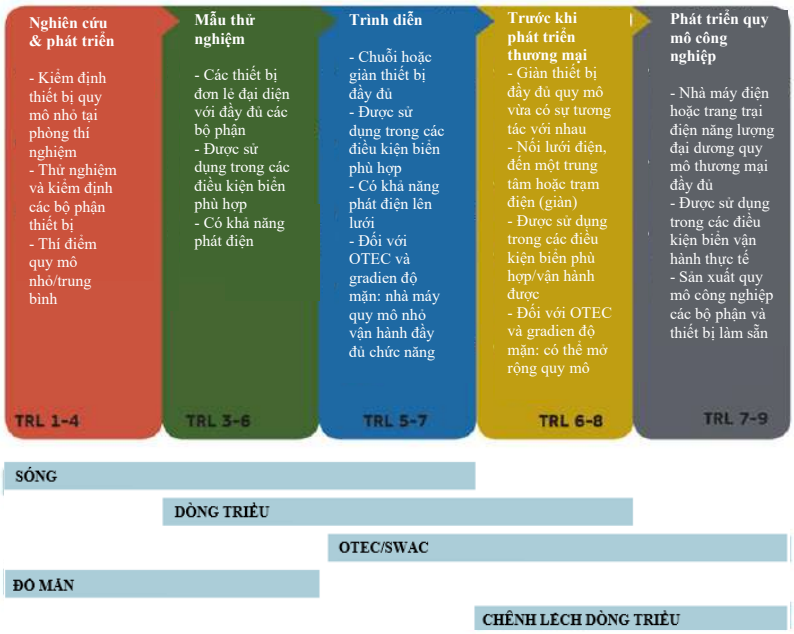
Cũng cần lưu ý rằng không phải tất cả các dự án đều có tác động tiêu cực. Trong một số trường hợp, đập thủy triều có thể thúc đẩy tính kết nối và du lịch. Trong một số trường hợp, các dự án dòng triều cũng có thể làm giảm độ đục hoặc trầm tích trong nước, cho phép ánh sáng mặt trời xuyên xuống và kích hoạt các loài thực vật phù du nở hoa, có tác dụng thúc đẩy chuỗi thức ăn tích cực từ dưới lên.

Việc làm

Đối với châu Âu, người ta ước tính rằng mục tiêu 100 GW năng lượng biển (bao gồm năng lượng thủy triều) sẽ mang lại 400.000 việc làm vào năm 2050. Điều này có nghĩa là có thể tạo ra 4000 việc làm trên mỗi GW phát triển năng lượng đại dương. [14]

Nghiên cứu và phát triển

Mặc dù công nghệ liên quan đến tuabin được sử dụng cho năng lượng thủy triều đã có từ lâu, nhưng vẫn còn nhiều dư địa để phát triển. Công nghệ đập chứa cũng như công nghệ dòng triều có thể được phân loại là loại 2. Hiện có khung đánh giá sự phát triển công nghệ với năng lượng đại dương có tên Mức độ sẵn sàng về công nghệ (TRL). Trung tâm Năng lượng Hàng hải Châu Âu (EMEC) là cơ sở thử nghiệm đấu nối lưới điện duy nhất trên thế giới được công nhận để cấp chứng chỉ TRL. Như được trình bày dưới đây, công nghệ đập chứa thủy triều được coi là ở mức TRL 7-9 trong khi công nghệ dòng triều vẫn đang ở giai đoạn tiền thương mại.



Hình 47: Giai đoạn phát triển của các công nghệ năng lượng đại dương [14]

Tuabin: Để cánh tuabin có thể chịu được lực thủy triều mạnh, cần có các phương án thiết kế tốt hơn. Tránh hỏng hóc do lực mỏi là một yếu tố quan trọng trong thiết kế cánh tuabin thủy triều. Cánh tuabin thường được chế tạo từ vật liệu composite làm bằng polyme được gia cố bằng sợi carbon hoặc thủy tinh. Gần đây thiết kế đã được cải thiện độ tin cậy và hiệu suất nhờ cải tiến trong thiết kế cánh và vật liệu đổi mới. [15]

Một trong những phát triển gần đây trong thiết kế tuabin là phương pháp truyền động trực tiếp giúp loại bỏ sự cần thiết phải dùng hộp số. Công nghệ này đã được lắp đặt thành công ở Shetland (Anh) cho mục đích thương mại. Công nghệ giúp giảm một phần ba chi phí. [16]

Hình 48: Tuabin truyền động trực tiếp 500 kW [16]

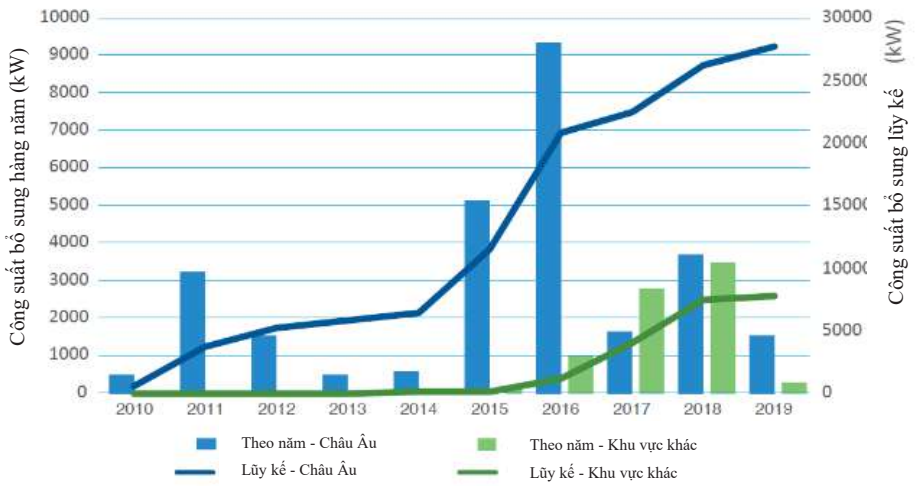
Chân đế và neo: Một phần lớn chi phí lắp đặt phụ thuộc vào loại kết cấu chân đế. Trong hầu hết các trường hợp, chân đế được đóng cọc hoặc dựa trên trọng lực. Việc lắp đặt chân đế dựa trên trọng lực khá tốn kém vì nó liên quan đến việc định vị chân đế với khối lượng nặng. Hiện nay người ta đang hướng tới các cấu trúc cọc đơn vì loại này có khả năng định vị tuabin rất chính xác trong 'vùng' tối ưu của dòng chảy thủy triều. Ngoài ra, loại cọc đơn giúp loại bỏ vấn đề với các cấu trúc dựa trên trọng lực do đáy biển không bằng phẳng thường đòi hỏi phải san lấp mặt bằng rộng ở đáy biển. Hơn nữa, nhu cầu về thép gần như giảm một nửa đối với giải pháp cọc đơn so với kết cấu trọng lực. Các kỹ thuật mới trong thi công lắp đặt cọc bằng các phương tiện tàu ngầm điều khiển từ xa giúp giảm chi phí khi các nhà phát triển chuyển sang hệ thống gồm nhiều tuabin. [15]

Lắp đặt: Nhìn chung, các công nghệ năng lượng biển như thủy triều có tổng chi phí cao hơn nhiều so với các công nghệ tái tạo đã phát triển. Lý do chính là chi phí cao liên quan đến việc thuê tàu lắp đặt. Với thiết kế cải tiến của các cấu phần và công nghệ sáng tạo như hệ thống neo điều khiển từ xa, chi phí lắp đặt cho một số loại thiết bị dự kiến giảm đáng kể. Các giải pháp như kỹ thuật khoan đặc biệt dưới đáy biển (thay cho tàu tự nâng đắt tiền) và các quy trình lắp đặt cho phép sử dụng tàu rẻ hơn [15], được kỳ vọng sẽ giảm chi phí lắp đặt hệ thống điện thủy triều.

Vận hành và bảo trì: Tương tự như chi phí lắp đặt, yếu tố chính khiến chi phí vận hành và bảo trì các thiết bị điện thuỷ triều ở mức cao là chi phí tàu biển. Hơn nữa, tần suất bảo trì thiết bị cũng là một lý do quan trọng khiến chi phí cao hơn, vì nó liên quan đến việc sử dụng tàu. Do đó, những cải tiến về khả năng triển khai hoặc việc sử dụng tàu cho các thiết bị thủy triều chắc chắn sẽ có tác động tích cực đến chi phí. Một ví dụ về công nghệ bảo trì thuận tiện hơn là các thiết bị thủy triều với nan nổi (lớp vỏ chứa tất cả các bộ phận cấu thành) có thể dễ dàng tách ra và nổi lên mặt nước [15]. Giống như các công nghệ khác, việc phát triển các hệ thống bảo trì phòng ngừa cho phép rút ngắn thời gian và giảm tần suất bảo trì, từ đó giảm chi phí, giảm thời gian ngừng máy và tăng tuổi thọ của nhà máy.

Ước tính chi phí đầu tư

Mặc dù công nghệ năng lượng thủy triều đã tồn tại trong nhiều thập kỷ nhưng mức tăng trưởng công suất rất thấp. Theo hình dưới đây, công suất luỹ kế của các nhà máy dòng triều là ~ 35 MW.



Hình 49: Công suất đặt và công suất lũy kế của năng lượng dòng triều.[17]

Tương tự, ngoài hai dự án đập chứa lớn nhất ở Pháp và Hàn Quốc có công suất 240 MW và 254 MW, hiện chưa có sự phát triển đáng kể trong công nghệ đập chứa mặc dù rất nhiều dự án đã được đề xuất. Do đó, rất khó để đánh giá chi phí sẽ thay đổi như thế nào. Phương pháp tiếp cận đường cong học tập trong thống kê (learning rate) khó phù hợp để áp dụng vì công nghệ vẫn đang trong giai đoạn phát triển ban đầu và cần phải xây dựng năng lực trước khi có thể tính toán ước tính về đường cong học tập. Do đó, ước tính chi phí được trình bày ở đây dựa trên nhiều dải chi phí từ các nguồn khác nhau. Những phương pháp này có sự không chắc chắn vì dữ liệu dựa trên các nghiên cứu tương đối cũ. Chi phí được sử dụng dưới đây được tính theo tỷ giá đô la Mỹ năm 2019 và tỷ lệ lạm phát hiện hành.

Chi phí đầu tư cho đập triều:

Chi phí đầu tư [Tr. USD_{2019}/MW]	Ước tính	**2020**	**2030**	**2050**
Cẩm nang mới (2021)		**5,5**	**5,1**	**5,1**
Chính phủ Anh (DECC) [18]	5,3 (2,9 to 6,9)	6,9	5,3	5,3
Tài liệu [19]	5,1 (3,6 to 5,7)	5,7	4,8	4,8
IRENA [20]	4 (đề xuất/dự kiến)	4		

Các giá trị được đề xuất cho năm 2020 là giá trị trung bình của các giá trị ở ngưỡng trên. Theo giả định theo thời gian phát triển, chi phí có thể giảm xuống, các giá trị cho năm 2030 cho thấy các giá trị trung tâm của các dải giá trị giảm xuống. Tuy nhiên, tương tự như chi phí thủy điện, người ta cho rằng chi phí dự kiến sẽ không giảm nhiều thêm theo thời gian.

Chi phí đầu tư cho dòng triều:

Chi phí đầu tư [Tr. USD_{2019}/MW]	**Ước tính**	**2020**	**2030**	**2050**
Cẩm nang mới (2021)		**5,7**	**4,6**	**3,4**
Báo cáo IEA [21]	4,6 (3,4 – 5,7)	5,7	4,6	3,4
Đơn vị phát triển dự án thương mại Giá trị được đề xuất	3 (tại Anh) 2 (trong vài năm)			

Chi phí đề xuất cho hệ thống dòng triều vào năm 2020 là giá trị ngưỡng trên tham khảo từ báo cáo của IEA. Đối với năm 2030, giá trị trung bình được sử dụng và đối với năm 2050, giá trị thấp hơn được sử dụng. Điều này là do giả định rằng theo thời gian chi phí sẽ giảm xuống. Tuy nhiên, vì công nghệ vẫn còn sơ khai, yếu tố chi phí vẫn còn chưa chắc chắn, điều này thể hiện trong các ước tính của nhà phát triển thương mại. Mức độ không chắc chắn này đã được tính đến trong dải giá trị trình bày trong bảng số liệu cuối cùng.

Dự kiến đường cong học tập đối với công nghệ dòng triều trong dài hạn sẽ là từ 5% đến 10% [22], tương đối thấp hơn so với hầu hết các công nghệ tái tạo khác. Tuy nhiên, cùng với việc triển khai lĩnh vực điện gió, thủy điện và công nghệ biển như thủy triều, mức độ giảm chi phí có thể sẽ cao hơn. Nhưng điều này có khả năng dự báo chính xác hơn khi có thêm công suất mới được triển khai trên toàn cầu.

Ví dụ về những dự án hiện có
Một số ví dụ về các dự án quốc tế:

Dự án dòng triều MeyGen ở Pentland Firth ngoài khơi bờ biển phía bắc Scotland, đang được lắp đặt theo từng giai đoạn, dự kiến sẽ là một trong những dự án lớn nhất với công suất được chính phủ phê duyệt là 398 MW vào năm 2025. Giai đoạn 1A có công suất 6MW (bao gồm bốn tuabin thủy triều công suất 1,5MW) đã hoàn thành đóng tài chính vào năm 2014, xây dựng và đi vào vận hành từ năm 2017. Mỗi tuabin có một hệ thống cáp chuyên dụng được lắp đặt trực tiếp dưới đáy biển nối vào bờ. Các tuabin sẽ cung cấp điện cho hệ thống chuyển đổi điện năng trên bờ tại Ness of Quoys, để chuyển đổi điện áp thấp sang 33kV thông qua đấu nối lưới 14,9MW cấp cho mạng phân phối địa phương. Giai đoạn 1A kết hợp hai công nghệ tuabin khác nhau (Atlantis Resources AR1500 và Andritz Hydro

Hammerfest AH1000 MK1), với thiết bị giám sát môi trường được lắp đặt để đánh giá sự tương tác giữa các tuabin thủy triều và môi trường biển, bao gồm động vật có vú ở biển. Giai đoạn 1b (80MW) dự kiến được triển khai năm 2021/2. [23]

Dự án dòng triều Nautilus sẽ là một trong những dự án dòng triều của Indonesia nằm tại eo biển Lombok. Tổng chi phí của hệ thống thương mại ước tính khoảng 750 triệu USD. Kể từ năm 2015, dự án đã thực hiện đánh giá rủi ro; nghiên cứu khả thi và các báo cáo khác. Các thỏa thuận với công ty điện lực thuộc sở hữu nhà nước PT. Perusahaan Listrik Negara (PLN) để phát triển dự án năng lượng thủy triều độc quyền đã được ký kết. SBS International có trụ sở tại Vương quốc Anh đang làm việc với đối tác OEM, SIMEC Atlantis Energy để phát triển hệ thống máy phát tuabin thủy triều 150 MW sử dụng các tuabin AR2000. Dự án có kế hoạch phát triển công suất theo ba giai đoạn; giai đoạn 1: 10 MW vào năm 2022, giai đoạn 2: 70 MW và giai đoạn 3: 70 MW vào năm 2024. [24], [25]

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Triển vọng Năng lượng Thế giới 2019," 2019.
[2] "Dự án Aqua-RET." http://www.aquaret.com/.
[3] Chương trình COMET, "Giới thiệu về dòng chảy đại dương." http://stream1.cmatc.cn/pub/comet/MarineMeteorologyOceans/ocean_currents/comet/oceans/currents/print.htm.
[4] G. Ollis-brown, "Đánh giá các hệ thống năng lượng đập thủy triều tiềm năng quanh Plymouth Sound," [Online]. Có tại: www.ths.org.uk.
[5] Uỷ ban Châu Âu, "Nghiên cứu về các bài học phát triển năng lượng đại dương," 2017. doi: 10.2777/389418.
[6] L. Mofor, J. Goldsmith, và F. Jones, "Năng lượng đại dương: Sự sẵn sàng về kỹ thuật, bằng sáng chế, tình trạng triển khai và triển vọng," 2014. doi: 10.1007/978-3-540-77932-2.
[7] E. Segura, R. Morales, J. A. Somolinos, và A. López, "Những thách thức về kinh tế và công nghệ của hệ thống chuyển đổi năng lượng thủy triều: Hiện trạng và xu hướng," *Đánh giá NLTT và năng lượng bền vững*, tập 77, Tháng 5/2016, trang 536–550, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.04.054.
[8] "Andritz Hydro Hammerfest." http://www.andritzhydrohammerfest.co.uk/tidal-turbines/.
[9] SIMEC Atlantis Energy, "Sách giới thiệu về tuabin dòng thủy triều SeaGen-S 2 MW." [Online]. Có tại: https://simecatlantis.com/services/turbines/.
[10] V. V. Le, D. C. Nguyen, và V. H. Dong, "Năng lượng tái tạo trong định hướng phát triển ở Việt Nam," *Int. J. Sci. Technol. Res.*, tập 06, cuốn số 08, trang 204–207, 2017.
[11] M. A. J. R. Quirapas, H. Lin, M. L. S. Abundo, S. Brahim, và D. Santos, "Đánh giá năng lượng tái tạo đại dương ở Đông Nam Á," *Đánh giá NLTT và năng lượng bền vững*, tập 41, trang 799–817, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.016.
[12] Hội đồng Năng lượng Thế giới, "Khảo sát tài nguyên năng lượng," 2010. doi: 10.1016/j.matcom.2009.06.033.
[13] EnergyBC, "Điện thuỷ triều." http://www.energybc.ca/tidal.html.
[14] D. Cagney, R. Gruet, và Ocean Energy Europe, "Cung cấp điện cho các ngôi nhà hôm nay, cung cấp điện cho các quốc gia ngày mai - Các giải pháp chính sách để triển khai lĩnh vực năng lượng đại dương," 2019.
[15] SI Ocean, "Năng lượng Đại dương: Chi phí năng lượng và cơ hội giảm chi phí," 2013. [Online]. Có tại: http://si-ocean.eu/en/upload/docs/WP3/CoE report 3_2 final.pdf.
[16] "Đổi mới Nova." https://www.novainnovation.com/d2t2.
[17] Ocean Energy Europe, "Năng lượng đại dương: Các xu hướng và số liệu thống kê chính 2019," 2020.
[18] DECC GOV.UK, "The UK 2050 Calculator: Dữ liệu chi phí về các loại hình thuỷ triều," 2011.
[19] Ernst & Young, "Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thuỷ triều, dòng triều và sóng tại Anh UK," 2010.
[20] IRENA, "Tóm tắt công nghệ năng lượng thủy triều," 2014. doi: 10.1002/9781119014492.ch4.
[21] Ocean Energy Systems - OES, "Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế của các công nghệ năng lượng đại dương," 2015.
[22] Carbon Trust, "Năng lượng biển trong tương lai," 2006. [Online]. Có tại: http://www.carbontrust.co.uk/Publications/pages/PublicationDetail.aspx?id=CTC601.
[23] SIMEC Atlantis Energy, "Dự án MeyGen." https://simecatlantis.com/projects/meygen/.
[24] "SBS International Ltd." http://www.sbsintl.com/.
[25] SIMEC Atlantis Energy, "Dự án dòng triều Nautilus, Lombok, Indonesia," [Online]. Có tại: https://simecatlantis.com/projects/indonesia/.
[26] IRENA (2020), Triển vọng sáng kiến: Công nghệ năng lượng biển, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.

Bảng số liệu

Các trang tiếp theo trình bày bảng số liệu về công nghệ. Tất cả chi phí được tính bằng đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	**Điện thủy triều – Kiểu đập**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**	
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1	10	25	1	25	1	25	A	3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	30	100	150	10	300	10	300	B	3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	90	90	90	85	95	85	95	F	5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	90	90	90	85	95	85	95	F	5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4%	4%	4%	2%	6%	2%	6%		
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)	40	40	50	30	120	30	120	C	2
Thời gian xây dựng (năm)	5	5	4	4	6	4	6		3,5
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	0,20	0,20	0,20	0,1	0,3	0,1	0,3	D	
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	35	35	40	35	40	35	40	E	
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy									
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	50	50	50	30	100	30	100	G	
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	0	0	0	0	0	0	0	G	
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	G	
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3	G	
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	0	0	0						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	5,5	5,1	5,1	2,9	7,5	2,9	7,5	E	1,2,4
- trong đó thiết bị									
- trong đó lắp đặt									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	70.800	62.500	35.700	23.400	72.000	23.400	72.000	E	1,2,3,4
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0	0	0						
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									

Tài liệu tham khảo:

1. Bộ Năng lượng và Biến đổi Khí hậu Anh, "The UK 2050 Calculator: Dữ liệu chi phí về các loại hình thuỷ triều", 2011.
2. Ernst & Young, "Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thuỷ triều, dòng triều và sóng tại Vương quốc" Anh, 2010.
3. IRENA, "Tóm tắt công nghệ năng lượng thủy triều", 2014.
4. Phòng Thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương (PNNL), Tethys.
5. Tatiana Montllonch Araquistain, Điện thuỷ triều: Đánh giá kinh tế và kỹ thuật.

Ghi chú:

A. Dựa trên nhiều bảng số liệu dự án và công ty. Quy mô của tuabin có thể khác nhau tuỳ từng dự án. Dự án Hồ Sihwa ở Hàn Quốc có công suất tuabin 25.4 MW.

B. Công suất phụ thuộc nhiều vào tài nguyên sẵn có và hình dạng của đường bờ biển. Mặc dù rất nhiều nhà máy đề xuất có quy mô lớn hơn, trong đó có một số nhà máy có công suất hơn 2 GW, công suất nhà máy cung cấp trong bảng này dựa trên kinh nghiệm triển khai vận hành các nhà máy cho đến nay.

C. Vòng đời vận hành thực tế có thể lên tới 120 năm. Tuy nhiên, vòng đời được sử dụng là 40 năm vì có thể có chi phí cải tạo rất lớn sau 40 năm và dòng tiền chiết khấu không đáng kể sau 40 năm.

D. Dựa trên thông tin của nhà máy được đề xuất.

E. Số liệu dự báo với giả định gia tăng khai thác điện thủy triều và công nghệ được cải tiến, giá trị sẽ được cải thiện trong dải giá trị ước tính.

F. Tuabin dạng bầu thường được dùng cho nhà máy đập triều. Giá trị được ước tính dựa trên hiệu suất của tuabin dạng bầu.

G. Được xem là tương tự như thủy điện.

Công nghệ	**Điện thủy triều – Kiểu dòng chảy**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**	
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1	2	2	0,1	6	1	6	A	3,5
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	10	150	150	1	400	1	400	A	3,5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	90	92	95	87	97	87	97	B	2,3,5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	90	92	95	87	97	87	97	B	2,3,5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4%	4%	4%	2%	6%	2%	6%		2
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	30	20	30	20	30	B	
Thời gian xây dựng (năm)	3	2	2					C	
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	33	35	37	33	40	35	40	B	1,2,4
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	33	35	37	33	40	35	40	B	1,2,4
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-						
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-						
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-						
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-						
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	0	0	0						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	5,7	4,6	3,4	3,0	7,1	2,0	7,1	B	1,2,3
- trong đó thiết bị	87	87	87	83	91	83	91		1,2
- trong đó lắp đặt	13	13	13	9	17	9	17		1,2
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	283.622	230.298	114.718	92.700	412.000	92.700	412.000	B	1,2
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	12	9	7						4
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									
Số liệu riêng của công nghệ									

Tài liệu tham khảo:

1. Ernst & Young, "Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thuỷ triều, dòng triều và sóng tại Vương quốc Anh", 2010.
2. Ocean Energy Systems – OES (IEA), "Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế đối với công nghệ năng lượng đại dương", 2015.
3. SIMEC Atlantis Energy, Các dự án.
4. Chính phủ Anh, Chi phí phát điện 2020 (tính toán ngoại suy từ giá trị LCOE).
5. Phòng Thí nghiệm Quốc gia Tây Bắc Thái Bình Dương (PNNL), Tethys.

Ghi chú:

A. Các dự án đang ở giai đoạn đầu, tuabin và công suất nhỏ hơn. Các dự án lớn hơn dự kiến sẽ được thực hiện trong các giai đoạn công suất nhỏ hơn.

B. Số liệu dự báo với giả định gia tăng khai thác điện thủy triều và công nghệ được cải tiến, giá trị sẽ được cải thiện trong dải giá trị ước tính.

Ước tính dựa trên dự án dòng triều MeyGen.

10. ĐIỆN SÓNG BIỂN

Mô tả công nghệ

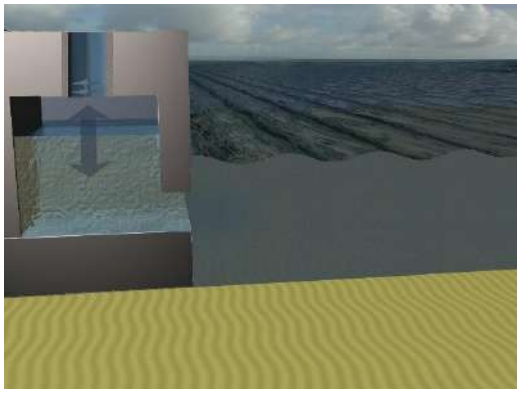
Trong lĩnh vực năng lượng biển, một trong những công nghệ đang được khám phá là sản xuất điện từ năng lượng sóng. Đây là loại công nghệ nhằm khai thác năng lượng từ sự chuyển động của sóng.

Luồng gió trên bề mặt nước là tác nhân hình thành sóng. Độ lớn của sóng phụ thuộc vào tốc độ gió, thời gian và khoảng cách mặt nước mà nó thổi qua (chiều dài), độ sâu của đáy biển và dòng chảy. Các thiết bị năng lượng sóng khai thác động năng từ chuyển động của nước.

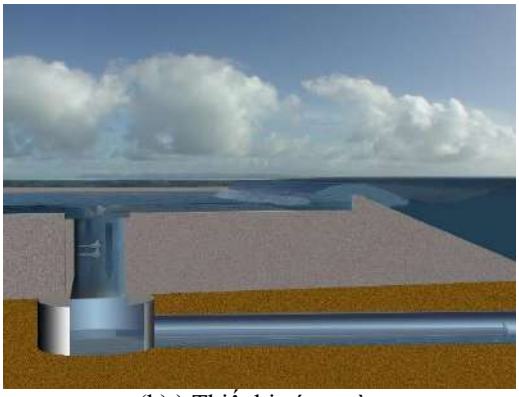
Vì công nghệ này vẫn đang trong giai đoạn phát triển sơ khai, có rất nhiều loại thiết bị năng lượng sóng khác nhau đang được nghiên cứu. Dưới đây là một số bộ chuyển đổi năng lượng sóng thế hệ đầu tiên (WEC) đang được phát triển trên toàn cầu [1], [2]:

Cột nước dao động (OWC): Là một cấu trúc rỗng, chìm một phần, có lỗ hở dưới đáy cho phép nước biển tràn vào, bao bọc một cột không khí phía trên cột nước. Sóng làm cho cột nước dâng lên và hạ xuống, từ đó lần lượt nén và xả cột không khí đó. Dòng không khí bị giữ lại này đi vào và đi ra ngoài qua một tuabin, tuabin này có khả năng quay bất kể luồng không khí đi theo hướng nào. Tuabin quay sẽ tạo ra điện.

Thiết bị sóng tràn: Trong hệ thống này, sóng chảy qua một bức tường và nước được trữ vào một bể chứa. Các con sóng đến tạo ra một cột nước, được giải phóng trở lại biển thông qua các tuabin cột nước thấp thông thường được lắp đặt dưới đáy hồ chứa. Thiết bị sóng tràn giúp sử dụng các bộ thu để tập trung năng lượng sóng. Các thiết bị chạy ngược thường là các cấu trúc lớn do yêu cầu về không gian cho bể chứa, cần có dung tích lưu trữ tối thiểu.



(a) Cột nước dao động



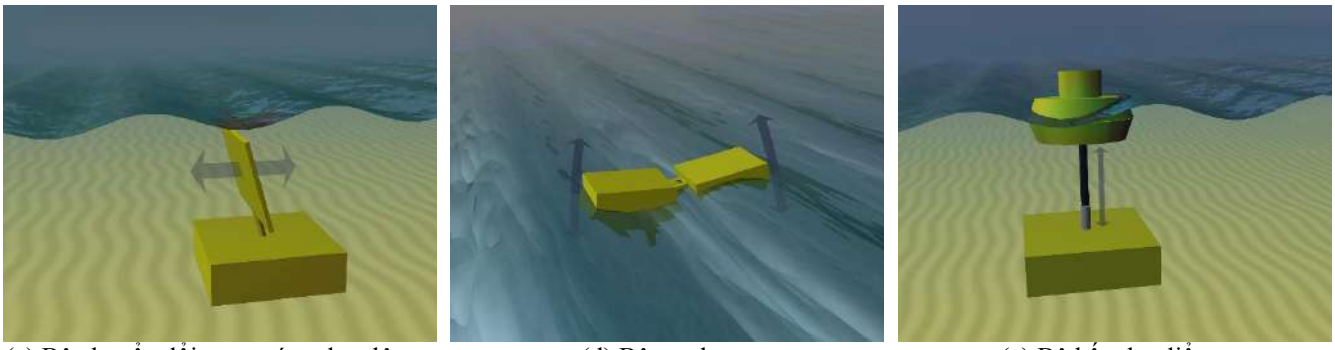
(b)) Thiết bị sóng tràn

Hình 50: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng [2]

Bộ chuyển đổi xung sóng dao động: theo nguyên tắc con lắc ngược, thiết bị này hoạt động gần mặt nước. Thiết bị được gắn trên một phần mở rộng/cánh tay quay ở đáy biển. Cánh tay dao động đồng thời với chuyển động của sóng.

Bộ suy hao: Là một thiết bị nổi được đặt song song với hướng sóng cho phép di chuyển dễ dàng theo chuyển động của sóng. Thiết bị này thu năng lượng một cách hiệu quả khi sóng di chuyển qua bằng cách hạn chế các chuyển động dọc theo chiều dài của nó một cách có chọn lọc.

Bộ hấp thụ điểm: Bộ hấp thụ điểm là một cấu trúc nổi, hấp thụ năng lượng từ mọi hướng thông qua các chuyển động của nó trên/gần bề mặt nước. Nó chuyển đổi chuyển động của đỉnh nổi so với chân đế thành công suất điện.



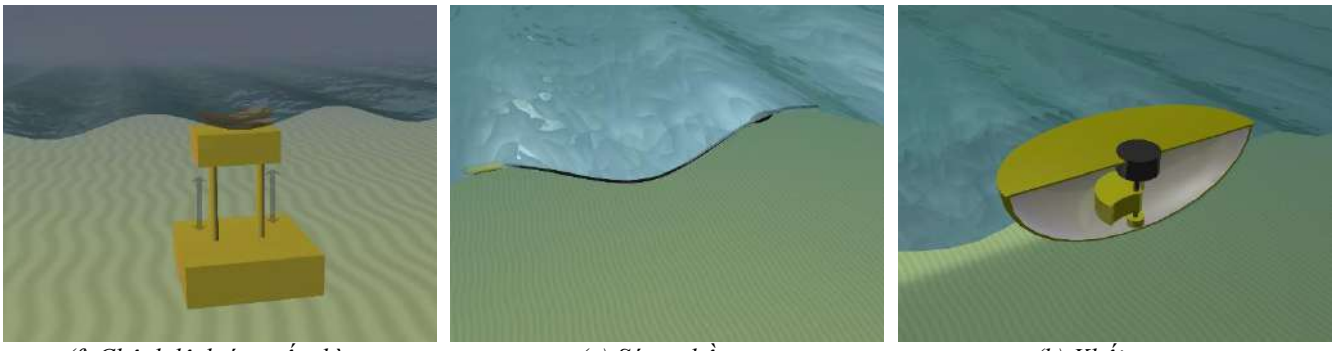
(c) Bộ chuyển đổi xung sóng dao động (d) Bộ suy hao (e) Bộ hấp thụ điểm

Hình 51: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng [2]

Chênh lệch áp suất chìm: Các thiết bị chênh lệch áp suất chìm thường được đặt gần bờ và gắn vào đáy biển. Chuyển động của sóng làm cho mực nước biển dâng lên và hạ xuống bên trên thiết bị, gây chênh lệch áp suất trong thiết bị. Áp suất xoay chiều bơm nước qua một hệ thống để tạo ra điện.

Sóng phồng: Là một ống cao su chứa đầy nước, neo xuống đáy biển hướng vào sóng. Nước đi vào qua đuôi tàu và sóng đi qua gây ra sự thay đổi áp suất dọc theo chiều dài của ống, tạo ra một 'khối phồng". Khi khối phồng di chuyển qua ống, nó lớn lên, tích tụ năng lượng tới mức có thể điều khiển tuabin cột nước thấp tiêu chuẩn đặt ở mũi tàu, tại đó nước được chuyển trả lại biển.

Khối quay: Hai mẫu quay được dùng để thu năng lượng bằng chuyển động của thiết bị sẽ chuyển động phập phồng và lắc lư trong sóng. Chuyển động này dẫn động một trọng lượng lệch tâm hoặc một con quay hồi chuyển gây ra tuế sai. Trong cả hai trường hợp, chuyển động được gắn với máy phát điện bên trong thiết bị.



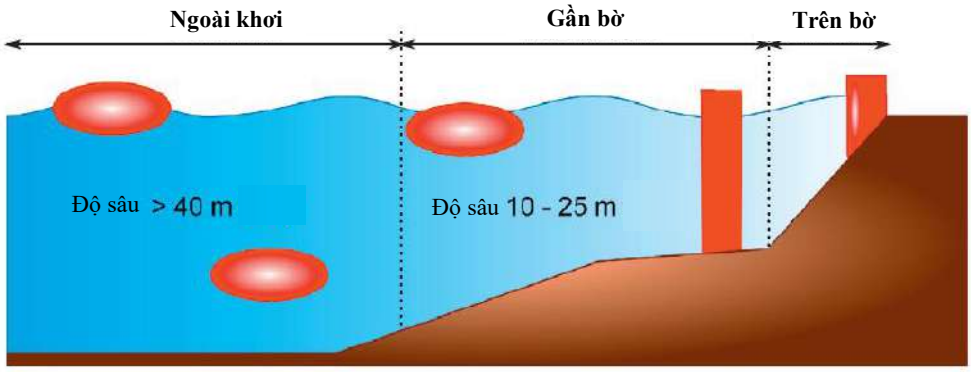
(f) Chênh lệch áp suất chìm *(g) Sóng phồng* *(h) Khối quay*

Hình 52: Bộ thu/chuyển đổi năng lượng sóng [2]

WEC có nhiều cách phân loại, theo kích thước thiết bị và đặc tính sóng định hướng, nguyên lý làm việc và vị trí. Mặc dù không có quy ước quốc tế về phân loại các WEC, tuy nhiên có một cách phân loại phổ biến là theo vị trí. Các loại này bao gồm [3]:

1. Thiết bị trên bờ: Được đặt gần bờ biển và thường ở trên bề mặt biển hoặc ở vùng nước nông. Khả năng tiếp cận dễ dàng giúp các thiết bị này dễ vận hành và bảo trì, đồng thời không yêu cầu dây buộc hoặc cáp biển dài. Tuy nhiên, sóng không mạnh bằng khu vực gần bờ do tương tác của chúng với đáy biển. Ngoài ra, có thể khó tìm thấy các địa điểm phù hợp để triển khai trên bờ và có thể cần phải vượt qua các rào cản về môi trường.
2. Thiết bị gần bờ: Thường được bố trí cách bờ biển vài trăm mét và được lắp đặt ở độ sâu nước vừa phải trong khoảng 10-25 m. Vì các thiết bị này thường nằm yên dưới đáy biển nên không cần neo đậu. Có một vài trường hợp thiết bị là loại nổi và có thể được yêu cầu neo.
3. Thiết bị ngoài khơi: Các thiết bị này được đặt xa bờ, ở độ sâu trên 40m, thuộc loại nổi hoặc chìm được neo dưới đáy biển. Mặc dù con sóng cao hơn đáng kể ở những địa điểm này, điều kiện khắc nghiệt đòi hỏi thiết bị phải có độ chắc chắn lớn hơn làm tăng chi phí. Ngoài ra, vận hành và bảo trì thiết bị có thể phức tạp, cần có cáp biển dài để đưa điện đến điểm đấu nối lưới điện gần nhất.

Phần lớn dự án trên toàn cầu đang nghiên cứu các thiết bị ngoài khơi.



Hình 53: Vị trí của bộ chuyển đổi năng lượng sóng [3]

Như vậy, có thể thấy rằng hệ thống neo của các thiết bị này là vấn đề quan trọng. Thiết kế neo liên quan mật thiết với vị trí và nguyên tắc làm việc của các WEC. Dựa trên cấu hình bố trí của hệ thống neo đậu, nó có thể được phân loại như sau [4]:

1. Hệ thống neo rải, gồm nhiều dây neo được kết nối trực tiếp với WEC.
2. Các hệ thống neo đơn trong đó WEC tự do xoay quanh thân của nó. Bao gồm hệ thống neo trụ xoay, phao neo (CALM) và phao neo đơn (SALM).

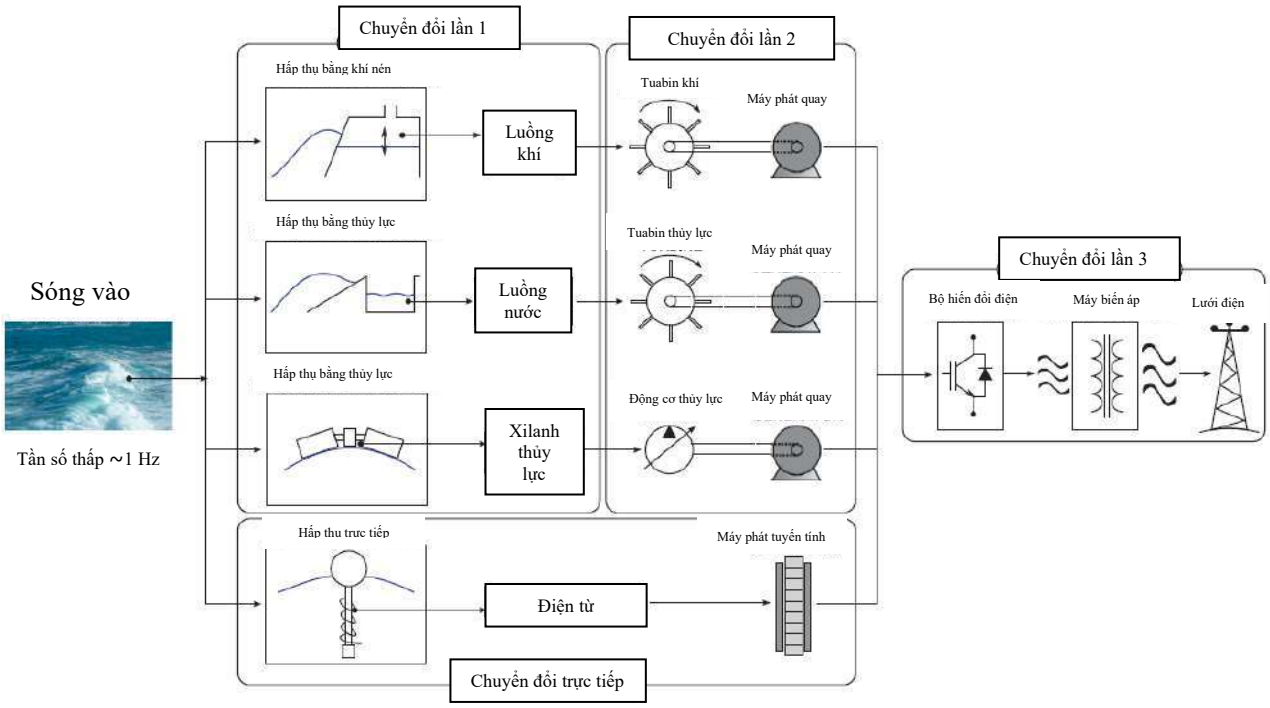
Một phân loại khác của hệ thống neo đậu dựa trên vai trò của chúng trong khi vận hành:

1. Việc neo đậu thụ động chỉ có nhiệm vụ giữ cho WEC ở đúng vị trí.
2. Neo đậu chủ động, ngoài việc giữ cho WEC ở đúng vị trí, còn giúp tối ưu hóa việc thu năng lượng.
3. Neo phản ứng phù hợp với các thiết kế trong đó bộ ngắt điện (PTO) lấy năng lượng qua chuyển động tương đối giữa WEC và đáy biển.

Phần tiếp theo của hệ thống là vị trí của bộ truyền lực (PTO). Có nhiều cấu hình khác nhau dựa trên loại WEC và vị trí của trang trại sóng. Trong hầu hết các thiết kế, giai đoạn chuyển đổi chủ yếu là chuyển đổi năng lượng thủy động lực từ sóng thành năng lượng cơ học, tiếp theo là quá trình chuyển đổi thứ cấp là chuyển đổi năng lượng cơ học sang năng lượng điện. Có trường hợp năng lượng sóng tới được chuyển đổi trực tiếp thành năng lượng điện bằng cách sử dụng máy phát tuyến tính, máy phát điện aegir, máy phát điện từ động lực, cơ nhân tạo polyme điện hóa hoặc hệ thống truyền lực không tiếp xúc.[5] Hầu hết các công nghệ chuyển đổi trực tiếp vẫn đang trong quá trình phát triển và chưa được sử dụng rộng rãi.

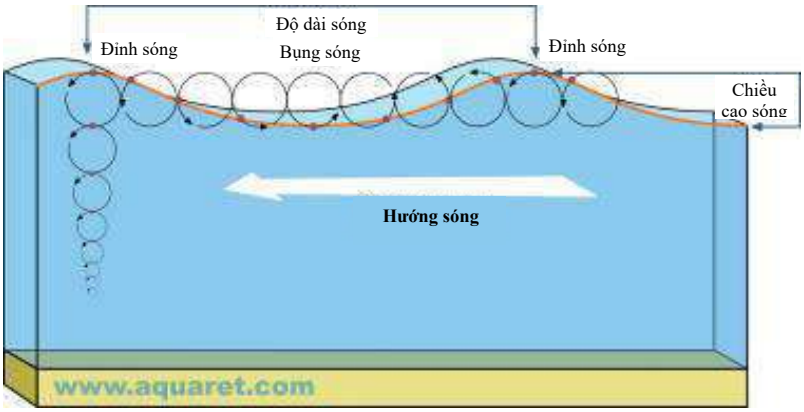
Trong cấu hình đầu tiên, chất lỏng được sử dụng có thể là không khí, nước hoặc các chất lỏng nén khác như dầu áp suất cao hoặc nước áp suất thấp. Sử dụng loại tuabin phụ thuộc vào chất lỏng. Tuabin khí bao gồm tuabin Wells, tuabin Denniss-Auld hoặc tuabin xung lực. Các tuabin thủy lực có thể bao gồm tuabin Francis, Kaplan hoặc Pelton. Các tuabin khí chủ yếu được sử dụng trong các WEC loại OWC. Một ưu điểm của tuabin khí là chúng không tiếp xúc trực tiếp với nước mặn có khả năng ăn mòn và sóng lừng có khả năng phá hủy; ngoài ra, chúng có thể dễ dàng được tiếp cận để bảo trì. [3], [5]. Ưu điểm của tuabin thủy lực đó là chúng là một công nghệ nổi tiếng, dễ sử dụng và kinh tế.

Mảnh ghép cuối cùng của bức tranh, tương tự như hầu hết các công nghệ thế hệ khác, là hệ thống truyền tải điện bao gồm bộ chuyển đổi và máy biến áp, và dây cáp cần thiết để đưa điện lên lưới. Có thể tóm tắt các giai đoạn khác nhau như hình dưới đây.



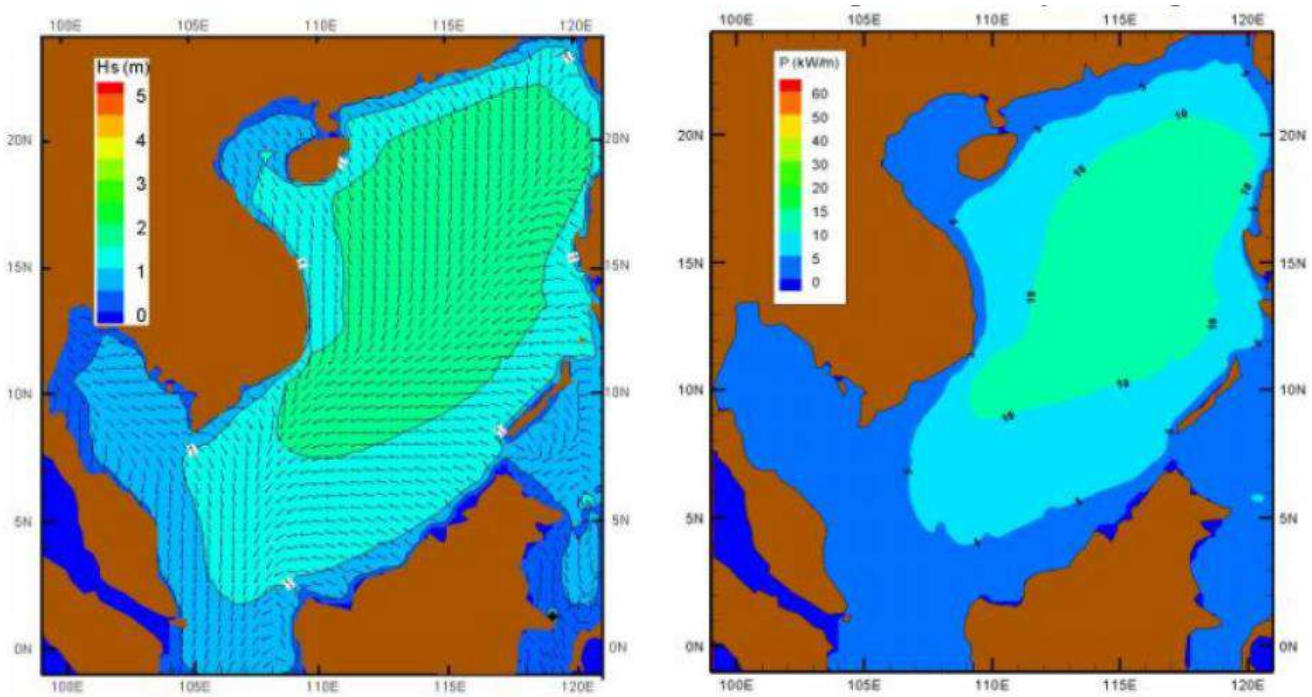
Hình 54: Các giai đoạn chuyển đổi năng lượng sóng. [3]

Như đã đề cập từ trước, thiết kế của hệ thống phụ thuộc vào nguồn sóng có sẵn. Điều này được ước tính dựa trên thông lượng năng lượng sóng (kW/m) là tốc độ vận chuyển của năng lượng sóng qua mặt phẳng thẳng đứng có chiều rộng đơn vị, song song với đỉnh sóng. Phụ thuộc vào chiều cao sóng lớn và chu kỳ sóng đỉnh. Một yếu tố khác ảnh hưởng đến năng lượng sóng là tài nguyên gió. Hình dưới đây giúp bạn hình dung những khía cạnh khác nhau này.



Hình 55: Đặc tính sóng [2]

Chiều cao sóng trung bình hàng năm và thông lượng năng lượng sóng ở Việt Nam có thể hình dung được từ các hình dưới đây. Việt Nam, với bờ biển dài hơn 3000 km, có một số vị trí năng lượng sóng tốt với thông lượng năng lượng sóng ngoài khơi dao động từ 40-411 kW/m. [6] Điều quan trọng là không được nhầm lẫn các giá trị này với các giá trị gần bờ hoặc trên bờ và cũng cần lưu ý là giá trị đỉnh và giá trị trung bình có thể rất khác nhau. Ngoài ra, một yếu tố quan trọng là mùa gió mùa trong khu vực này.



(a) Chiều cao sóng hàng năm *(b) Thông lượng năng lượng sóng hàng năm*

Hình 56: Tài nguyên năng lượng sóng biển ở Việt Nam [7]

Một nghiên cứu cho thấy tiềm năng năng lượng sóng dọc theo bờ biển Việt Nam hàng năm là 212 TWh. Theo nghiên cứu này, nguồn năng lượng sóng tốt nhất là từ Quảng Ngãi đến Ninh Thuận, chiếm 42,4% tổng nguồn tiềm năng. Tiếp theo là khu vực từ Quảng Bình đến Quảng Nam và từ Bình Thuận đến Bạc Liêu với 17,2% và 14,7% tổng nguồn tiềm năng.[8] Một nghiên cứu khác xác định được Trường Sa (Khánh Hòa), Phú Quý (Bình Thuận), Cù Lao Chàm (Quảng Nam), Cồn Cỏ (Quảng Trị) và Hòn Mê (Thanh Hóa) là những địa điểm tiềm năng xây dựng trang trại sóng.[6]

Đầu vào
Động năng từ song biển.

Đầu ra
Điện năng. Một số hệ thống được thiết kế để bơm nước và sản xuất nước uống được.

Công suất điển hình
Hiện nay công nghệ này vẫn đang được phát triển, sản lượng điện từ bộ chuyển đổi năng lượng sóng trong một số trường hợp được tạo ra bởi các nhóm được kết nối điện của các tổ máy phát điện nhỏ hơn 100 - 500 kW, trong các trường hợp khác, một số mô đun kết nối cơ khí hoặc thủy lực tạo thành một máy phát tuabin lớn hơn một tổ máy từ 1 - 3 MW. Các kích thước này dành cho các dự án thử nghiệm và trình diễn. Các nhà máy điện sóng thương mại thường bao gồm số lượng lớn thiết bị, như trường hợp của các trang trại điện gió ngoài khơi. [9]

Cấu hình tăng giảm công suất
Khả năng tăng giảm hoặc điều chỉnh công suất của hệ thống phụ thuộc vào thiết kế của hệ thống PTO. Nói chung, các hệ thống được phát triển nhằm giúp WEC hấp thụ tối đa các sóng tới tại một thời điểm nhất định. Ngoài ra, cấu hình được thiết lập để cho phép ngắt kết nối hệ thống khỏi lưới điện nếu được yêu cầu vì lý do an toàn hoặc vì lý do khác. Năng lượng sóng dễ dự đoán hơn các nguồn khác, có thể có nghĩa là nhiều mô hình điều khiển dự đoán tiên tiến khác nhau có thể được áp dụng trong tương lai. [9]

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:

- Năng lượng sóng không phát xạ và có thể tái tạo.
- Vì các trang trại sóng thường nằm trong vùng nước nên có tác động tới thị giác.
- Tài nguyên sóng tương đối dễ dự đoán hơn so với gió.
- Việc khai thác năng lượng sóng có thể giúp bảo vệ bờ biển do chiều cao sóng bị giảm xuống.

- Không cản trở cá và động vật thủy sinh.
- Hợp lực mạnh mẽ với gió và các công nghệ khác như dòng thủy triều.

Nhược điểm:

- Vì công nghệ vẫn còn trong giai đoạn sơ khai, nên còn một chặng đường dài trước khi ngành công nghiệp này đi tới một thiết kế cụ thể. Ngoài ra, nó cần được triển khai hàng loạt để giảm chi phí cạnh tranh.
- Chi phí vận hành, bảo trì và đấu nối vào lưới điện còn cao.
- Là một nguồn tài nguyên có thể dự đoán được, nhưng nó có thể thay đổi và không thể tạo ra năng lượng khi sóng tĩnh.
- Thiết bị năng lượng sóng ngoài khơi có thể ảnh hưởng đến hàng hải.

Môi trường

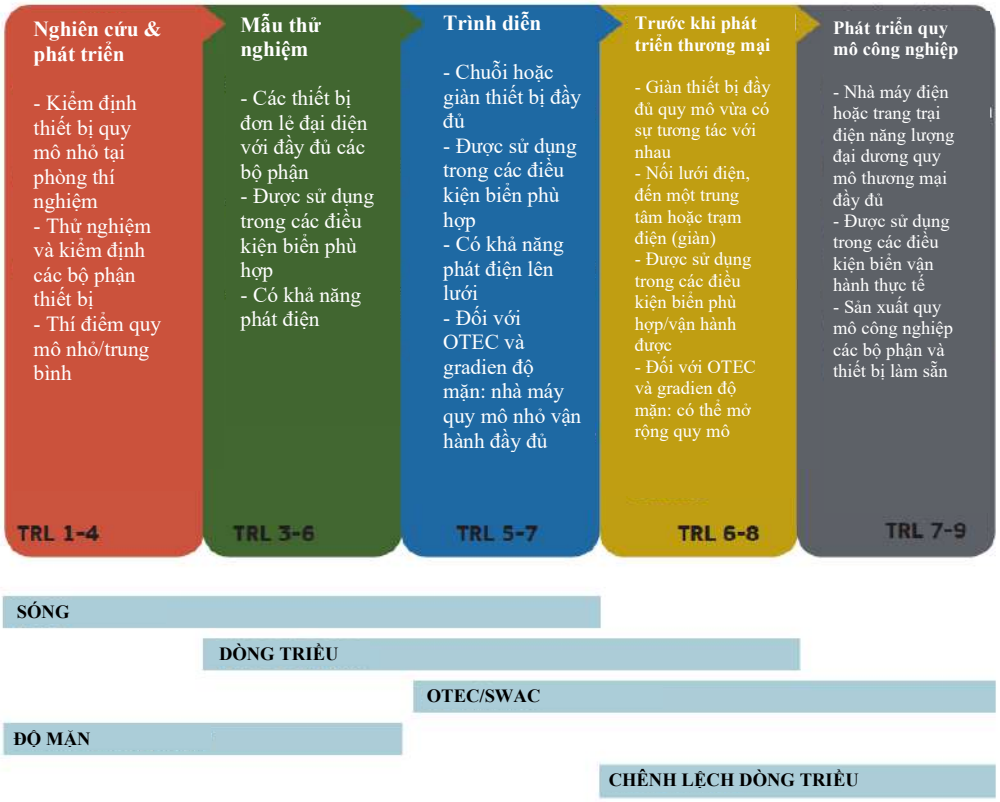
Dự kiến sẽ có tác động tích cực đến đời sống. Với kế hoạch hợp tác với hàng hải, khai thác dầu, trang trại gió và nhà máy điện sóng của ngành công nghiệp đánh cá được kỳ vọng sẽ có tác động tích cực đến điều kiện sống của cá ở biển, bằng cách bố trí các khu vực có mái che. [9] Tuy nhiên, cũng có những điều kiện mà các thiết bị năng lượng sóng, đặc biệt là trên bờ hoặc gần bờ, có thể gây ra các tác động tiêu cực như xói mòn bờ biển. Vì vậy, điều quan trọng là phải đánh giá tác động môi trường theo từng trường hợp cụ thể.

Việc làm

Ở châu Âu, có ước tính rằng với 100 GW năng lượng biển (bao gồm cả năng lượng sóng) sẽ mang lại 400.000 việc làm vào năm 2050. Điều này cho thấy có thể tạo ra 4000 việc làm trên mỗi GW từ phát triển năng lượng đại dương. [10]

Nghiên cứu và phát triển

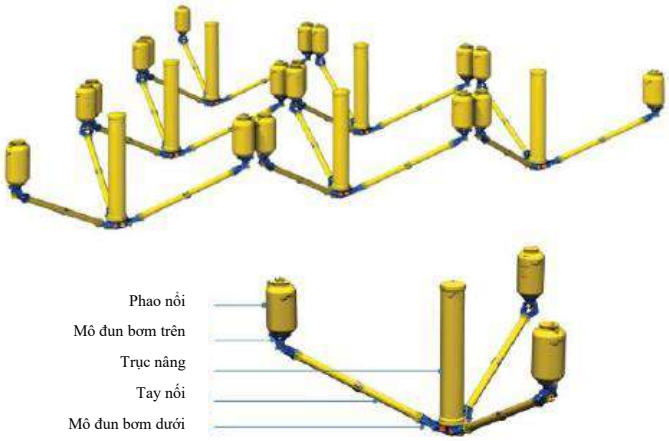
Công nghệ năng lượng sóng đã được phát triển từ năm 1970. Tuy nhiên, dù có hàng trăm dự án khác nhau, vẫn chưa đi tới một thiết kế khả thi về mặt thương mại được chấp nhận trong ngành. Do đó, đây vẫn sẽ được phân loại là công nghệ loại 2 (giai đoạn tiên phong). Một khuôn khổ tốt được dùng để đánh giá sự phát triển công nghệ với năng lượng đại dương là Mức độ Sẵn sàng về Công nghệ (TRL). Trung tâm Năng lượng Hàng hải Châu Âu (EMEC) là cơ sở thử nghiệm kết nối lưới điện duy nhất trên thế giới được công nhận để cấp chứng chỉ TRL. Như đã thấy bên dưới, năng lượng sóng mới chỉ đạt TRL 5-7, tức là giai đoạn trình diễn và vẫn chưa đạt đến bước triển khai công nghiệp.[1]



Hình 57: Công nghệ năng lượng đại dương đang trong giai đoạn phát triển [11]

Tuy nhiên, trong thập kỷ vừa qua, có rất nhiều nghiên cứu được thực hiện và thế hệ thiết bị năng lượng sóng thứ hai áp dụng các kinh nghiệm từ thế hệ đầu tiên và nâng cấp, tăng sản lượng và giảm chi phí. Để đạt được các mục tiêu này, họ sử dụng nhiều loại vật liệu, trí tuệ nhân tạo và các giải pháp sáng tạo khác để có thiết kế tối ưu Cho tất cả các bộ phận của hệ thống như bộ thu, bộ ngắt nguồn, neo và hệ thống điều khiển. Một vài dự án trong số đó là:

WaveNET: WaveNET là một bộ hấp thụ đa điểm nhằm thu năng lượng từ 5 trong 6 bậc tự do của năng lượng sóng: cao độ, cuộn, phập phồng, tăng vọt và lắc lư. Các yếu tố cải tiến chủ yếu là ở các bộ phận Squid như ống đứng trung tâm được kết nối với 3 phao nổi bằng các tay liên kết, trong đó các kết nối giữa mỗi bộ phận này được thực hiện bằng 6 mô đun bơm giống nhau và được khớp nối hoàn toàn với nhau. Chuyển động quay được chuyển thành năng lượng thủy lực. Các cấu phần của Interlinked WaveNet phản ứng với phần còn lại của anten để tăng sản lượng phi tuyến tính khi kích thước anten tăng lên. Các thiết bị phát điện Squid có thiết kế mô đun bơm đã được cấp bằng sáng chế, tránh sử dụng các cữ chặn cơ đầu cuối. [12]



Hình 58: WaveNET [12]

Một số thiết bị thu thế hệ thứ hai đang thử nghiệm sử dụng vật liệu mới giúp chuyển đổi trực tiếp năng lượng sóng thành điện năng. SBM 53 là một trong những dự án đó, đó là một bộ chuyển đổi năng lượng sóng sáng tạo có tính năng chuyển đổi năng lượng trực tiếp từ sóng thành điện bằng các polyme có hoạt tính điện hóa. Các polyme hoạt tính điện hóa phát điện khi màng tạo thành bộ chuyển đổi được kích thích khi có sóng truyền qua. Phần đặt nổi linh hoạt và hệ thống neo chỉ cần bảo trì ở mức tối thiểu.[12] Một cách tiếp cận tương tự là dùng chất đàn hồi điện môi trong các thiết bị ngắt điện để chuyển đổi trực tiếp.

TAOIDE là một dự án nghiên cứu và phát triển (R&D) do EU tài trợ (H2020) nhằm phát triển dòng máy phát điện nam châm vĩnh cửu truyền động trực tiếp có khả năng hoạt động trong điều kiện ngập nước hoàn toàn. Để cung cấp nguồn điện ổn định, điều quan trọng là phải phát triển một máy phát điện có thể chịu được sự xâm nhập của nước. Thiết kế bao gồm một máy phát điện "ướt" ngập hoàn toàn trong nước biển, có khả năng hoạt động liên tục và đáng tin cậy trong môi trường biển. Thiết kế này sẽ duy trì khả năng hoạt động do các rotor và cuộn dây được bọc lại. Công nghệ máy phát điện “ướt” này sẽ nâng cao tuổi thọ của máy phát điện, giảm thời gian sửa chữa và tăng tính khả dụng của hệ thống.[12]

Hình 59: Một phần thiết bị của dự án TAOIDE.[12]

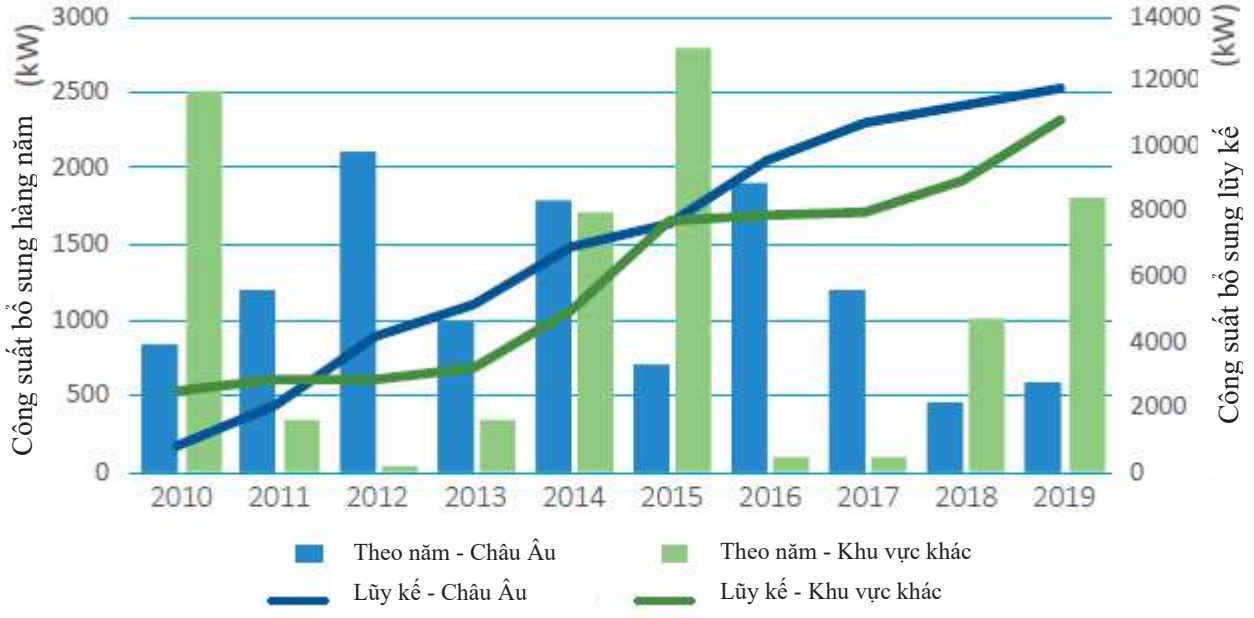
Đối với hệ thống neo đậu cũng vậy, các dự án đang được phát triển với các thiết kế và vật liệu sáng tạo cho phép

chuyển đổi điện năng và khả năng kéo dài hoạt động tốt hơn. Một trong những công nghệ đó là hệ thống neo kéo. Hệ thống này được kết nối trực tiếp hoặc kết hợp trong PTO của các thiết bị tương đối nhỏ để các lực trên dây neo được chuyển thành năng lượng thu được.[12]

Có nhiều cải tiến trong việc chuyển đổi năng lượng sóng thông qua việc xem xét giảm chi phí, kéo dài thời gian hoạt động và chế tạo các thiết bị có thể dễ sản xuất ở quy mô lớn.

Chi phí đầu tư:

Chi phí đầu tư có sự chênh lệch lớn đối với các nhà máy điện sóng. Đây là một công nghệ đã được phát triển trong vài thập kỷ, do đó có thể kỳ vọng giá thành công nghệ sẽ giảm đáng kể. Tuy nhiên, cho đến nay, công suất toàn cầu của năng lượng sóng là ~ 23 MW, mức giảm chi phí nhiều hơn vẫn chưa đạt được khi công suất được mở rộng hơn.



Hình 60: Công suất đặt và lũy kế năng lượng sóng toàn cầu [10]

Với công nghệ này, không áp dụng cách tiếp cận dự báo vì công suất đặt thấp. Vì vậy ở đây sử dụng cách tiếp cận thực nghiệm, có tính đến các phạm vi giá tương quan. Chi phí đầu tư đề xuất dựa trên báo cáo của IEA Ocean Energy Systems (OES) về chi phí năng lượng đại dương toàn cầu, và nghiên cứu của Intelligent Energy Systems (IES) và Mekong Economics (MKE) về Các giải pháp cho sản xuất điện ở Tiểu vùng sông Mekong mở rộng, tập trung vào Việt Nam.

Chi phí đầu tư [Triệu USD2019/MW]		2020	2030	2050
Cẩm nang mới (2021)		10,8	8,6	5,5
IEA OES [13]	11,4 (Anten thứ nhất) 9,7 (Anten thứ 2) 6 (thương mại)			
Kịch bản SES Việt Nam (IES, MKE) [14]		10,1 (2015)	7,4	4,9

Vì năng lượng sóng vẫn đang ở giai đoạn trước trình diễn hoặc trong giai đoạn trình diễn, có thể dự đoán là chi phí triển khai vẫn sẽ tăng lên, ít nhất là trong thập kỷ tới. Nhưng với thời gian, việc tăng cường triển khai và hỗ trợ chính sách, công nghệ này có thể khả thi về mặt thương mại và chi phí có thể giảm đáng kể vào năm 2050. Ngoài ra, chi phí cũng có thể bị ảnh hưởng bởi sự hợp lực của gió ngoài khơi, dòng thủy triều và các ngành công nghiệp dầu khí ngoài khơi. Điều quan trọng là phải tính đến sự biến động về chi phí, được trình bày ở biểu dữ liệu sau.

Ví dụ về các dự án hiện có

Do công nghệ vẫn còn ở giai đoạn tiền thương mại, hầu hết các dự án đều là các dự án thử nghiệm hoặc trình diễn để nghiên cứu và phát triển. Dưới đây là ví dụ về một dự án như vậy:

Dự án Trình diễn Năng lượng Sóng Sotenäs ở bờ biển phía Tây Thụy Điển bao gồm 36 bộ chuyển đổi năng lượng sóng (tổng công suất ~ 1 MW), một trạm biến áp biển và một đường truyền dài gần 10 km giữa công viên năng lượng sóng và lưới điện trên đất liền. Năm 2015, trạm biến áp biển hạ thế được kết nối với lưới điện Bắc Âu, là thiết bị đóng cắt máy phát điện dưới biển được nối lưới đầu tiên. Năm 2016, lần đầu tiên năng lượng điện được đưa vào lưới điện Bắc Âu. Là một phần của nỗ lực dự án nhằm điều chỉnh việc sản xuất các bộ chuyển đổi năng lượng sóng để sản xuất hiệu quả. Các thông số để lựa chọn vật liệu và quy trình là khả năng sản xuất hàng loạt, kiểm soát chất lượng, hiệu quả chi phí, thân thiện với môi trường và dễ sản xuất. Dự án có hợp phần thử nghiệm một vài kỹ thuật lắp đặt khác nhau. Lắp đặt bằng tàu xây dựng hạng nhẹ (LCV) chuyên dụng được chứng minh là phương pháp an toàn nhất và tiết kiệm chi phí nhất, cho phép nhiều thiết bị được lắp đặt và kết nối hơn trên mỗi chuyến đi. Ở độ sâu lắp đặt 50 mét, ưu tiên sử dụng ROV (Phương tiện vận hành dưới nước từ xa) hơn là sử dụng thợ lặn. Dù khi đó dự án có nhiều nỗ lực để mở rộng, kế hoạch này sau đó đã bị hủy bỏ.[15]

Tài liệu tham khảo

[1] "Trung tâm Năng lượng Biển Châu Âu (EMEC)," 2020. http://www.emec.org.uk/.

[2] "Dự án Aqua-RET." http://www.aquaret.com/.

[3] I. López, J. Andreu, S. Ceballos, I. Martínez De Alegría, và I. Kortabarria, "Đánh giá công nghệ năng lượng sóng và thiết bị điện cần thiết," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 27, pp. 413–434, 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.07.009.

[4] S. Xu, S. Wang, và C. Guedes Soares, "Đánh giá thiết kế neo của hệ thống chuyển đổi năng lượng sóng nổi" *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 111, số đăng May, pp. 595–621, 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.05.027.

[5] C. Guedes Soares, J. Bhattacharjee, M. Tello,và L. Pietra, "Đánh giá và phân loại hệ thống chuyển đổi năng lượng sóng," *Marit. Eng. Technol. - Proc. 1st Int. Conf. Marit. Technol. Eng. MARTECH 2011*, số đăng tháng 9 năm 2018, pp. 585–594, 2012, doi: 10.1201/b12726-82.

[6] M. A. J. R. Quirapas, H. Lin, M. L. S. Abundo, S. Brahim, và D. Santos, "Năng lượng tái tạo đại dương ở Đông nam Á: Một đánh giá," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, tập 41, pp. 799–817, 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.08.016.

[7] D. C. Hung, Nguyen Manh; Dien, "Bản đồ năng lượng sóng ở Việt Nam," 2010.

[8] Viện nghiên cứu Hải dương và đảo, Trưởng; Nhiệm; Tuấn; Toán, "Tổng hợp, phân tích và đánh giá việc khai thác sử dụng tài nguyên năng lượng sóng biển trên thế giới và vùng biển Việt Nam.," 2018.

[9] Cục Năng lượng Đan Mạch, "Số liệu công nghệ - Phát điện và đốt nóng cục bộ," 2018.

[10] Ocean Energy Europe, "Năng lượng Đại dương: Xu hướng chính và số liệu thống kê năm 2019," 2020.

[11] D. Cagney, R. Gruet, và Ocean Energy Europe, "Nhà phát điện hôm nay, quốc gia phát điện ngày mai - Các giải pháp chính sách giúp ngành công nghiệp năng lượng đại dương phát triển.," 2019.

[12] D. Magagna *và cộng sự*, *Hội thảo về xác định công nghệ mới nổi trong tương lai trong ngành năng lượng đại dương*, số tháng 3 năm 2018.

[13] Ocean Energy Systems - OES, "Chi phí Quốc tế có điều chỉnh của Năng lượng đối với các Công nghệ Năng lượng Đại dương," 2015.

[14] Intelligent Energy Systems Pty Ltd (IES); và Kinh tế Mekong (MKE), "Các phương án phát điện tại Tiểu vùng Mekong mở rộng, tập 1: Tầm nhìn ngành điện của tiểu vùng Mekong mở rộng," số tháng 4 năm 2016.

[15] Seabased, "Dự án Trình diễn năng lượng điện sóng Sotenäs." https://seabased.com/projects.

Bảng số liệu

Các trang sau đây trình bày bảng số liệu của công nghệ. Tất cả chi phí được tính bằng đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	Điện sóng biển								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật					**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**	
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	0,2	0,2	0,2	0,1	0,5	0,1	0,5	A	4
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	<1	5	25	<1	3	2	75	B	1,4
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	80%	80%	80%	55%	95%	55%	95%	C	3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	80%	80%	80%	55%	95%	55%	95%	C	3
Ngừng máy cưỡng bức (%)	10%	8%	4%	2%	15%	2%	5%		1,2
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)									
Vòng đời kỹ thuật (năm)	10	15	25	5	15	20	30		4
Thời gian xây dựng (năm)	3	3	3	2	4	2	4		4
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	30%	32%	38%	20%	40%	30%	45%	A	1,2,3
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	30%	32%	38%	20%	40%	30%	45%	A	1,2,3
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	-	-	-						
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	-	-	-						
Thời gian khởi động ấm (giờ)	-	-	-						
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	-	-	-						
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	0	0	0						
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
CH_4 (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
N_2O (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0						
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	10,8	8,6	5,5	4,1	18,6	2,7	9,3		1,5,7
- trong đó thiết bị (%)	87	87	87	85	90	85	90		1,6
- trong đó lắp đặt (%)	13	13	13	10	15	10	15		1,6
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	494.000	309.000	232.000	144.000	854.000	72.000	391.000		1,5
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)									
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									
Số liệu riêng của công nghệ									

Tài liệu tham khảo:

1. Ocean Energy Systems – OES (IEA), "Chi phí năng lượng quy dẫn quốc tế đối với công nghệ năng lượng đại dương", 2015.
2. IRENA, "Tóm tắt công nghệ năng lượng sóng", 2014.
3. Aderinto và Li, Đánh giá hiệu suất công suất và hiệu suất của Bộ chuyển đổi năng lượng sóng, 2019.
4. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2012. Dữ liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng – Phát điện và cấp nhiệt tập trung.
5. Ernst & Young, "Chi phí và hỗ trợ tài chính của hoạt động phát điện theo loại hình thuỷ triều, dòng triều và sóng tại Vương quốc Anh", 2010.
6. Carbon Trust, Năng lượng biển trong tương lai, 2010.
7. Intelligent Energy Systems (IES) và Mekong Economics (MKE). Các giải pháp phát điện ở Tiểu vùng Mekong mở rộng, 2014.

Ghi chú:

A. Rất nhiều loại thiết kế bộ chuyển đổi và hệ thống hiện đang được nghiên cứu và thử nghiệm, và lĩnh vực này chưa có một thiết kế thống nhất.

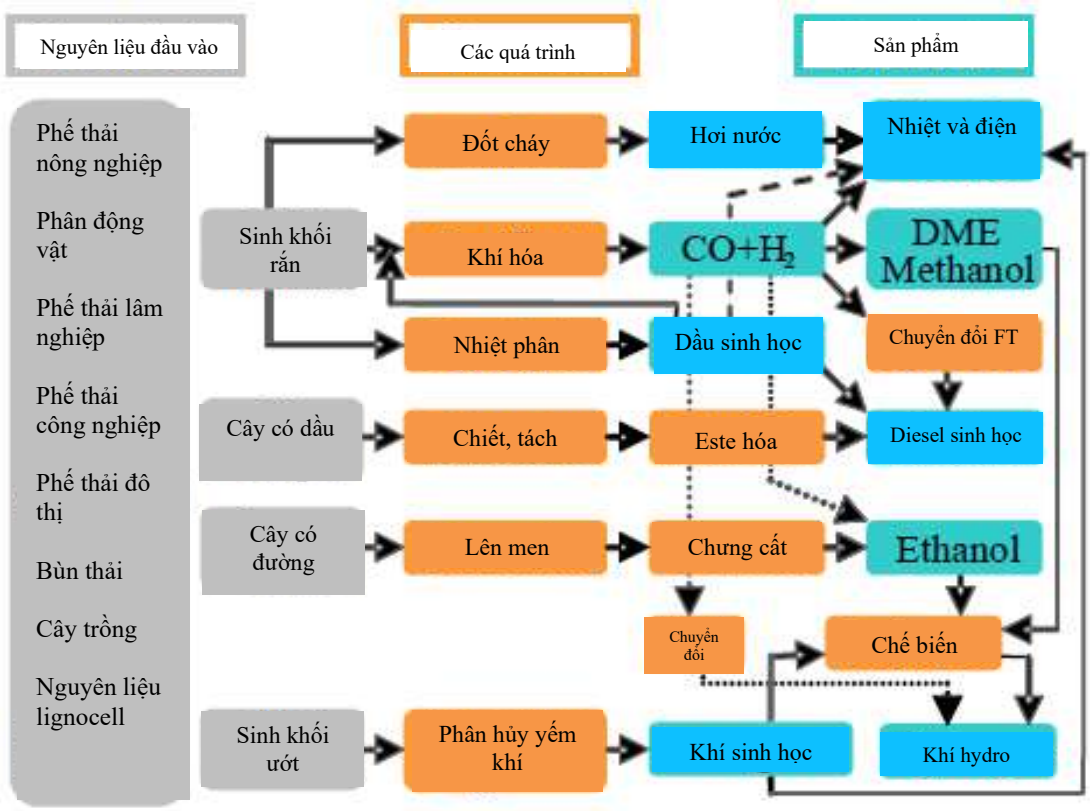
B. Số lượng tổ máy nhỏ có thể được kết hợp để tạo ra trang trại điện sóng lớn. Theo thời gian, dự kiến quy mô của tổ máy sẽ lớn hơn và cấu hình trang trại điện sóng biển cũng sẽ lớn hơn.

C. Tuỳ vào hệ thống tiếp nhận điện năng. Nhiều cấu hình đang được khảo sát và đó là lý do tại sao dải giá trị lại rộng như vậy.

11. ĐIỆN SINH KHỐI

Mô tả công nghệ

Sinh khối có thể được sử dụng để sản xuất điện hoặc làm nhiên liệu cho vận tải, cấp nhiệt và đun nấu. Hình dưới đây trình bày các sản phẩm khác nhau làm từ sinh khối. Trong chương này chúng tôi sẽ tập trung vào đốt sinh khối rắn nhằm phục vụ các mục đích phát điện.



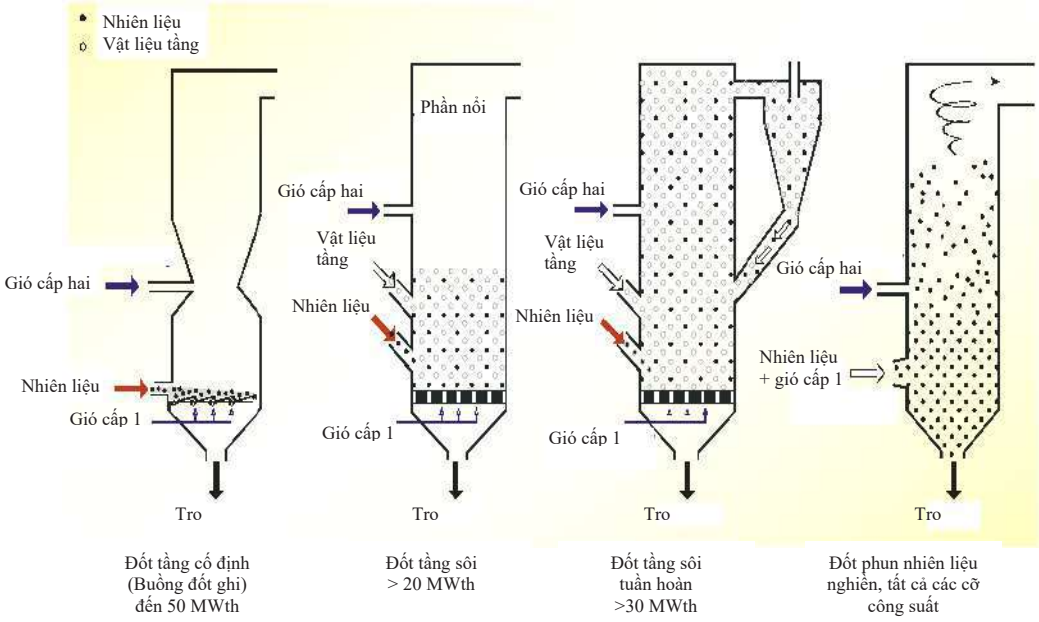
Hình 61: Các quy trình biến đổi sinh khối (Tài liệu tham khảo 1)

Công nghệ sử dụng để sản xuất điện trong nhà máy điện sinh khối phụ thuộc vào nguồn sinh khối. Do nhiệt trị của sinh khối thấp hơn so với than, đồng thời nhiệt độ, áp suất của hơi bị hạn chế do hàm lượng các chất khoáng trong tro nên hiệu suất điện cũng thấp hơn – thường là 15-35% (Tài liệu tham khảo 2).

Nói chung, quá trình đốt trực tiếp sinh khối dựa trên chu trình Rankine, trong đó tuabin hơi được sử dụng để chạy máy phát điện, giống như nhà máy điện đốt than. Cũng có trường hợp bổ sung vào hệ thống một lò hơi thu hồi nhiệt khói thải và bộ quá nhiệt hơi. Loại hệ thống này được phát triển tốt, và đã vận hành thương mại trên thế giới. Phần lớn các nhà máy sinh khối hiện nay là đốt trực tiếp (Tài liệu tham khảo 3). Trong đốt trực tiếp, hơi nước được tạo ra trong lò hơi. Nhiên liệu sinh khối rắn đã được xử lý phù hợp: làm khô, đóng kiện, băm nhỏ, làm thành dạng viên hoặc đóng bánh hoặc dạng khác phù hợp với công nghệ đốt thông qua hệ thống cung cấp và xử lý nhiên liệu. Công nghệ đốt trực tiếp có thể chia thành đốt tầng cố định, đốt tầng sôi, và đốt phun. Trong đốt phun, sinh khối được nghiền hoặc băm nhỏ và đưa vào buồng đốt, có thể đốt cùng với nhiên liệu hóa thạch (xem hình bên dưới).

Việt Nam có nguồn sinh khối phong phú. Các nguồn bao gồm cọ dầu, mía, cao su, dừa, lúa, ngô, sắn, phân động vật và rác thải đô thị. Trong đó phổ biến nhất là các nhà máy điện bã mía với 378 MW đang hoạt động đồng phát cho các nhà máy đường và phát điện lên lưới. Một số nhà máy điện bã mía lớn như ĐSK An Khê (95 MW) tại Gia Lai, KCP Phú Yên (30 MW),…Ngoài ra, là nước phát triển nông nghiệp và lâm nghiệp, Việt Nam cũng có tiềm năng lớn nguồn điện trấu và điện gỗ với khoảng 100 MW điện trấu và 70 MW điện gỗ đang được chuẩn bị đầu tư theo Dự thảo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030 do Viện Năng lượng lập.

Rác thải đô thị được trình bày trong một chương riêng của Cẩm nang Công nghệ này.



Hình 62: Công nghệ đốt sinh khối công nghiệp (Tài liệu tham khảo 4)

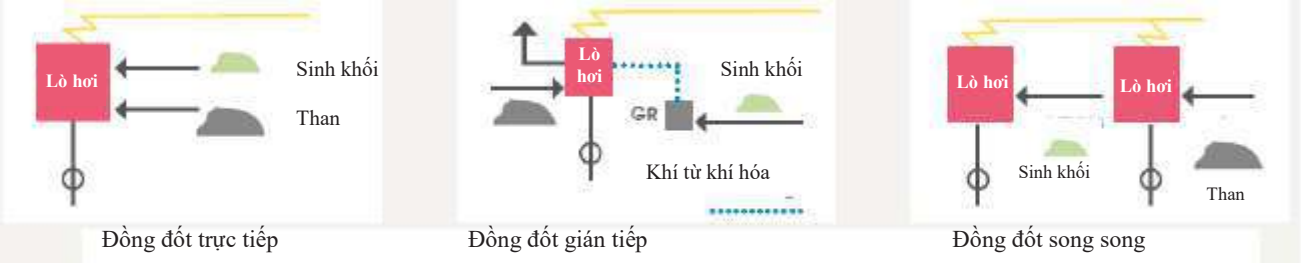
Bảng 18: Nhiệt trị của các loại nhiên liệu sinh khối (Tài liệu tham khảo 9)

Loại	LHV (GJ/ton)	Độ ẩm (%)	Tro (%)
Bã mía	7,7 – 8,0	40 – 60	1,7 – 3,8
Vỏ hạt cacao	13 – 16	7 – 9	7-14
Vỏ dừa	18	8	4
Vỏ cà phê	16	10	0,6
Phụ phẩm bông			
- Thân	16	10 – 20	0,1
- Bã bông	14	9	12
Ngô			
- Lõi	13 – 15	10 – 20	2
- Thân			3 – 7
Phụ phẩm cọ dầu			
- Chùm quả rỗng	5,0	63	5
- Sơ	11	40	
- Vỏ	15	15	
Mảnh vụn	15	15	
Than bùn	9,0 – 15	13 – 15	1 – 20
Trấu	13	9	19
Rơm rạ	12	10	4,4
Gỗ	8,4 – 17	10 – 60	0,25 – 1,7

Bảng trên cho thấy nhiệt trị của sinh khối nguyên liệu nằm trong dải 5 – 18 GJ/tấn, với chùm quả cọ dầu rỗng (FFB) có thiệt trị thấp nhất và vỏ dừa có nhiệt trị cao nhất. Nhiệt trị phụ thuộc nhiều vào độ ẩm của nhiên liệu.

Đồng đốt với than

Có ba công nghệ đồng đốt than và sinh khối: đồng đốt trực tiếp, gián tiếp và song song (xem hình bên dưới). Về mặt kỹ thuật, có thể đồng đốt đến 20% công suất sinh khối mà không cần phải cải tiến công nghệ; tuy nhiên hầu hết các nhà máy đồng đốt hiện có sử dụng khoảng 10% sinh khối. Hỗn hợp nhiên liệu đồng đốt cũng phụ thuộc vào loại lò hơi. Nhìn chung, lò hơi tầng sôi có thể đốt tỷ lệ sinh khối cao hơn lò đốt than phun và đốt ghi cố định. Những nhà máy đồng đốt sử dụng nhiên liệu sinh khối có thể đốt 100% sinh khối, đặc biệt trong những nhà máy đồng đốt mà vào thời vụ được cung cấp một lượng lớn sinh khối (Tài liệu tham khảo 5).



Hình 63: Các cấu hình đồng đốt sinh khối khác nhau (Tài liệu tham khảo 6)

Nhìn chung, đốt có thể áp dụng cho nguyên liệu sinh khối có độ ẩm trong khoảng 20 – 60% tùy thuộc vào loại nguyên liệu sinh khối và công nghệ đốt.

Nhiên liệu đầu vào
Sinh khối, v.d. phụ phẩm từ các cơ sở công nghiệp (phế thải gỗ, các chùm quả rỗng, vỏ dừa, vv..), rơm rạ, và cây năng lượng.

Gỗ là sinh khối thường được ưa chuộng nhất cho đốt do có hàm lượng tro và ni tơ thấp. Sinh khối loại thảo mộc như rơm rạ và miscanthus có hàm lượng cao N, S, K, Cl vv. dẫn đến phát thải NOx, hạt chất rắn cao hơn, lượng tro, ăn mòn và đóng xỉ tăng lên. Hệ thống làm sạch khói như bơm ac mô nia (SNCR), phun đá vôi, lọc ngược, chất xúc tác khử NOx v.v. có thể áp dụng để giảm thêm phát thải.

Những sinh khối ngoại lai khác như viên sinh khối làm từ các chùm quả dầu cọ rỗng (EFB), vỏ hạt cọ dầu (PKS) đã có trên thị trường.

Công suất điển hình
Lớn: cao hơn 50 MW_e
Vừa: 10 – 50 MW_e.
Nhỏ: 1 – 10 MW_e.

Cấu hình tăng giảm công suất
Nhà máy có thể điều chỉnh tăng và giảm công suất. Những nhà máy điện sinh khối vừa và nhỏ có lò hơi loại bao hơi có thể vận hành trong dải công suất từ 40-100%. Các nhà máy này thường được trang bị bình tích nhiệt cho phép nhà máy dừng hàng ngày.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:
- Là công nghệ đã chín muồi và phổ biến.
- Đốt sinh khối bền vững được coi là trung tính về phát thải CO_2.
- Sử dụng phụ phẩm sinh khối rẻ tiền.

Nhược điểm:
- Mức độ sẵn có của nguồn sinh khối phụ thuộc vào địa phương.
- Sử dụng sinh khối có thể có những hậu quả tiêu cực gián tiếp là tạo ra sự cạnh tranh giữa sản xuất nhiên liệu và sản xuất thực phẩm, tự nhiên/đa dạng sinh học.
- Sinh khối là nguồn hữu hạn và sản xuất điện phải cạnh tranh với các mục đích sử dụng sinh khối khác như giao thông, công nghiệp, sưởi ấm và đun nấu.
- Trong dải công suất thấp (nhỏ hơn 10 MW), lợi thế kinh tế nhờ quy mô kinh tế là khá lớn.
- Khi đốt sinh khối trong lò hơi sẽ tạo thành clo và lưu huỳnh trong nhiên liệu khí cháy và gây ăn mòn thành lò và các thiết bị khác. Điều này có thể làm hỏng các ống và các thiết bị khác của lò hơi và nhà máy phải ngừng vận hành để sửa chữa lò hơi.
- Tro bay có thể bám vào các ống lò làm giảm hiệu suất lò hơi và có thể làm hỏng các ống của lò. Với nhiệt độ buồng đốt cao hơn 1000°C, các chùm quả rỗng, bã mía, và vỏ dầu cọ sẽ tạo ra xỉ chảy nhiều hơn các

nhiên liệu sinh khối khác. Mức độ tro chảy phải không được quá 15% để giữ cho lò không bị hỏng (Tài liệu tham khảo 9).

- Đốt sinh khối làm phát thải SO_2, NO_x và bụi.

Môi trường

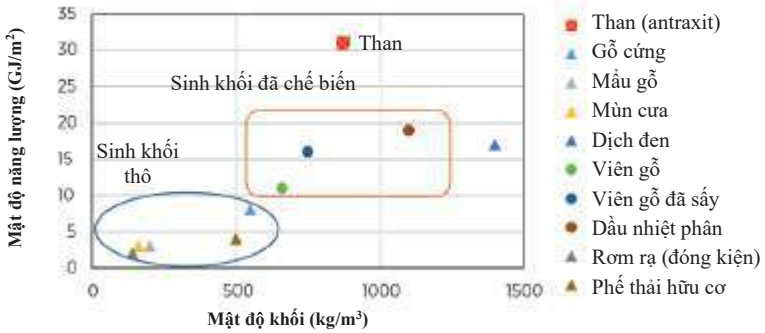
Ảnh hưởng sinh thái từ đốt sinh khối là sự độc hại, biến đổi khí hậu, và axít hóa. Tuy nhiên ảnh hưởng này nhỏ (Tài liệu tham khảo 10).

Nghiên cứu và phát triển

Các nhà máy điện sinh khối là công nghệ đã chín muồi có tiềm năng phát triển giới hạn (loại 4). Tuy nhiên, ở Việt Nam, việc sử dụng sinh khối cho phát điện là tương đối mới.

Phần lớn năng lượng sinh khối ở Việt Nam được sử dụng theo cách truyền thống, như đun nấu với hiệu suất thấp (10%-20%), trong khi việc sử dụng sinh khối cho phát điện và nhiệt chủ yếu bao gồm đốt sinh khối trực tiếp có hiệu suất cao, đồng đốt sinh khối với than và khí hóa sinh khối. Những mục đích sử dụng mới này, đặc biệt là đốt trực tiếp, hiện đang tăng lên ở Việt Nam.

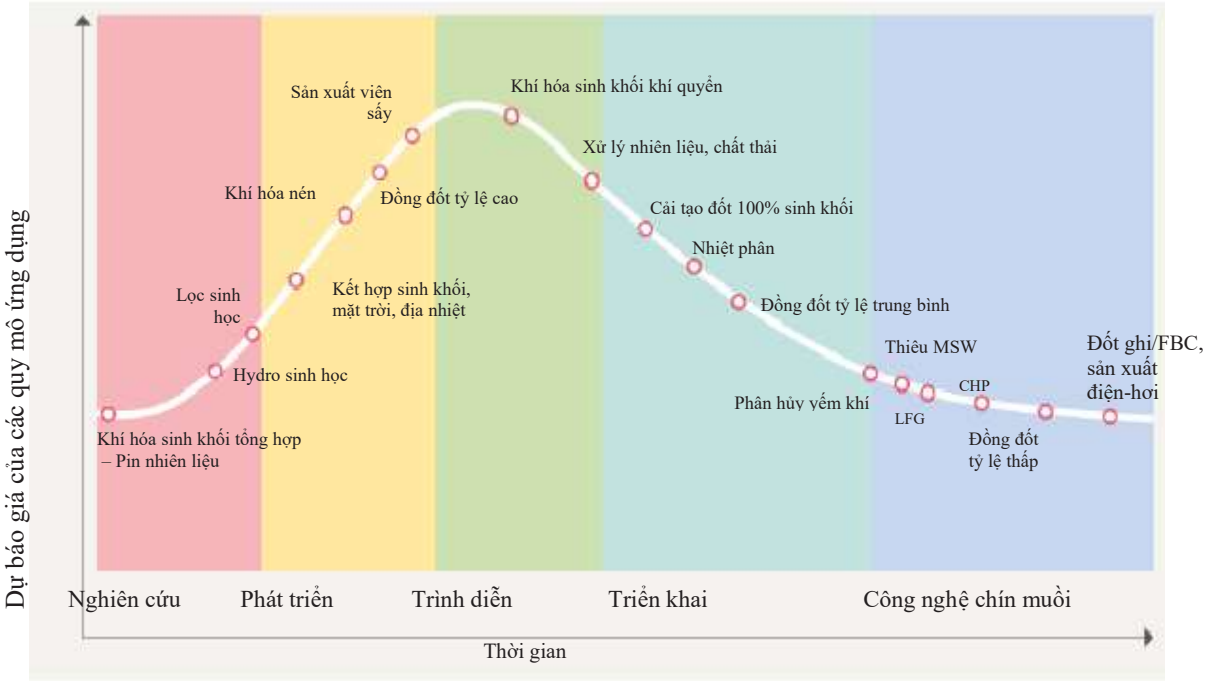
Việc sử dụng sinh khối trực tiếp, theo phương pháp truyền thống để cấp nhiệt và đun nấu dựa vào nguồn sinh khối đa dạng và thiết bị đơn giản, nhưng hiệu suất năng lượng của các ứng dụng này là rất thấp vì hàm lượng ẩm cao của sinh khối, mật độ năng lượng thấp và tính không đồng nhất của sinh khối đầu vào (Tham khảo hình 44 về mật độ năng lượng của sinh khối). Nhiều giải pháp sơ chế và cải tiến công nghệ đã được triển khai để cải thiện đặc tính của sinh khối, tăng hiệu quả và chi phí của quá trình chế biến, vận chuyển và chuyển đổi. Những dạng sơ chế bao gồm: sấy, đóng viên và bánh, nung và nhiệt phân, trong đó hai dạng sơ chế đầu được sử dụng phổ biến nhất.



Hình 64: Mật độ năng lượng của sinh khối và than (Tài liệu tham khảo 11)

Đốt rác thải rắn đô thị, phân hủy yếm khí, khí bãi rác chôn lấp, kết hợp sản xuất nhiệt và điện bằng phương pháp đốt là các ví dụ về công nghệ sản xuất điện sinh khối đã được phát triển và được chứng minh về hiệu quả kinh tế. Khí hóa sinh khối và nhiệt phân là một số công nghệ có khả năng được phát triển thương mại trong tương lai.

Công nghệ khí hóa có khả năng chuyển đổi sinh khối thành khí được sử dụng trong tuabin khí chu trình đơn hoặc chu trình hỗn hợp có hiệu suất cao hơn là đốt sinh khối để chạy tuabin hơi nước. Mặc dù công nghệ khí hóa đã có về mặt thương mại nhưng còn nhiều việc cần làm liên quan đến nghiên cứu và phát triển và thử nghiệm để thúc đẩy sử dụng thương mại rộng rãi. Hình 64 cung cấp tổng quan về mức độ phát triển chín muồi của các công nghệ sản xuất điện sinh khối.



Hình 65: Mức độ chín muồi của công nghệ phát điện sinh khối (Tài liệu tham khảo 12)

Nhiệt phân sinh khối là sự phân hủy nhiệt sinh khối trong sự thiếu ô xy. Sản phẩm của sự phân hủy này là than rắn, chất lỏng là dầu sinh học hoặc dầu nhiệt phân và hỗn hợp các chất khí cháy. Tỷ lệ tương đối của các sản phẩm rắn, lỏng và khí được kiểm soát bằng nhiệt độ quá trình và thời gian lưu, như được thể hiện trong bảng dưới đây.

Dầu sinh học có nhiệt trị thấp, khoảng 16 MJ/kg và sau khi được nâng cấp thích hợp có thể sử dụng làm nhiên liệu trong lò hơi, động cơ diesel và tuabin khí để phát điện hoặc sản xuất nhiệt kết hợp điện (CHP). Là chất lỏng có mật độ năng lượng lớn hơn sinh khối rắn mà từ đó nó được lấy ra, dầu sinh học là phương tiện để làm tăng sự tiện dụng và làm giảm chi phí vận chuyển, tích trữ và chế biến sinh khối.

Bảng 19: Các giai đoạn làm sản phẩm nhiệt phân sinh khối cho các phương thức vận hành khác nhau (Tài liệu tham khảo 13)

Phương thức	**Điều kiện**	**Thành phần**		
		Chất lỏng	**Than củi**	**Khí**
Nhiệt phân nhanh	Nhiệt độ trung bình, thời gian lưu ngắn	75%	Nhiệt phân nhanh	Nhiệt độ trung bình, thời gian lưu ngắn
Các bon hóa	Nhiệt độ thấp, thời gian lưu rất dài	30%	Các bon hóa	Nhiệt độ thấp, thời gian lưu rất dài
Khí hóa	Nhiệt độ cao, thời gian lưu dài	5%	Khí hóa	Nhiệt độ cao, thời gian lưu dài

Hiệp hội các nước Đông Nam Á (ASEAN) đã thực hiện phân tích các chi phí đầu tư đối với sinh khối (Tài liệu tham khảo 15) ở Indonesia, Malaysia and và Thái Lan. Trong khi các tổ máy nhỏ hơn có chi phí đầu tư là 2,5 $USUSD_{2016}$/W, thì một tổ máy 15 MW của Indonesia có chi phí đầu tư thấp hơn nhiều: là 0,6 $USUSD_{2014}$/W.

Theo dự thảo Báo cáo Quy hoạch phát triển điện sinh khối quốc gia do Viện Năng lượng lập năm 2018, ước tính đến năm 2025, tổng năng lượng lý thuyết của các nguồn sinh khối đạt 130,59 triệu tấn (tương đương 454,89 triệu MWh) và đến năm 2030 đạt 138, 41 triệu tấn (tương đương 483,16 triệu MWh). Sinh khối từ nguồn nông nghiệp vẫn chiếm tỷ trọng lớn, khoảng 67%, tiếp đến là gỗ sấy bằng năng lượng mặt trời khoảng 30%, còn lại là gỗ phế thải khoảng 3%.

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên nằm trong khu đất của nhà máy đường Hòa Sơn. Công ty TNHH KCP Việt Nam đã đầu tư vào nhà máy này để sử dụng bã mía của nhà máy đường trong quá trình sản xuất đường. Nhà máy có hai tổ máy 2x30 MW. Giai đoạn đầu gồm một tổ máy 30 MW đã đưa vào vận hành tháng 4/2017. Vì nhà máy sử dụng liên tục phế thải từ sản xuất đường nên nó vận hành song song với nhà máy đường với đầu vào là 8.000 t/h sinh khối. Tổ máy 1 vừa phát điện và hơi nước để sử dụng cho quá trình công nghiệp tại nhà máy đường. Tổ máy số 2 vận hành song song với hoạt động của nhà máy đường sẽ sử dụng 10.000 t/h sinh khối. Tổ máy này chỉ phát điện.

Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên sử dụng công nghệ lò hơi đốt ghi. Mỗi tổ máy có cấu hình 1 lò hơi, 1 tuabin hơi và 1 máy phát điện, sử dụng tháp làm mát và nước bổ sung lấy từ sông Ba.

Nhà máy điện đã áp dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) có hiệu suất cao để kiểm soát và đảm bảo nồng độ bụi đáp ứng các tiêu chuẩn môi trường. Tro, xỉ từ lò được sử dụng làm nguyên liệu đầu vào cho nhà máy phân vi sinh tiếp sau nhà máy đường. Xử lý nước thải được thực hiện trong hệ thống xử lý nước thải riêng dùng chung với nhà máy đường. Nhiên liệu sử dụng cho giai đoạn 1 (1x30 MW) là bã mía từ nhà máy đường Hòa Sơn. Đối với giai đoạn 2 (2x30 MW) cũng sử dụng bã mía từ nhà máy đường này và sử dụng thêm cả nhiên liệu sinh khối khác như trấu và vỏ hạt điều.

Diện tích đất sử dụng cho nhà máy chính là khoảng 12,6 ha. Nhà máy (tổ máy 30 MW đầu tiên) bắt đầu xây dựng từ cuối năm 2015, đã hoàn thành và chính thức đi vào vận hành từ tháng 4/2017. Tổng vốn đầu tư của dự án là 58,45 tr. USD, trong đó đầu tư giai đoạn đầu là 29,2 tr. USD, tương đương với suất đầu tư ~ 1 tr.USD / MW.

Các dự án cập nhật:

Nhà máy An Khê do Công ty Cổ phần Đường Quảng Ngãi làm chủ đầu tư, đặt tại nhà máy đường An Khê tại xã Thanh An, thị xã An Khê, tỉnh Gia Lai nhằm tận dụng phụ phẩm bã mía trong quá trình sản xuất đường. Ngoài ra, dự án còn tận dụng được các nguồn nhiên liệu sinh khối khác ở Tây Nguyên như vỏ, bã cà phê, trấu, mùn cưa, bo bo.

Nhà máy An Khê có 2 tổ máy (40 + 55) MW, vận hành chính thức từ tháng 1/2018. Nhà máy sử dụng công nghệ lò hơi băng tải và tuabin hơi nước ngưng (tổ máy 55 MW có van trích hơi cấp cho quá trình khử khí). Thông số lò hơi: áp suất hơi quá nhiệt 100 bar và nhiệt độ hơi quá nhiệt 540^0C. Nhu cầu nhiên liệu cho nhà máy khoảng 600.000 tấn sinh khối/năm, trong đó bã mía chiếm khoảng 90% và các loại nhiên liệu khác chiếm khoảng 10%. Sản lượng điện cung cấp cho hệ thống điện năm 2018 là 172 triệu kWh và năm 2019 là 147 triệu kWh. Tổng diện tích đất của dự án khoảng 5 ha. Nhà máy sử dụng hệ thống khử bụi tĩnh điện (ESP) để giảm phát thải bụi.

Tổng mức đầu tư của nhà máy sinh khối An Khê là 102,8 triệu đô la (tỷ lệ quy đổi năm 2019, chưa bao gồm chi phí quản lý, tư vấn, quản lý dự án, chi phí chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi vay trong quá trình xây dựng), tương đương mức đầu tư danh nghĩa 1,08 triệu đô la/MW_e. Tổng nguồn vốn (bao gồm các cấu phần này) là 107 triệu USD, tương đương 1,13 triệu USD/MW. Chi phí vận hành & bảo trì cố định và biến đổi của nhà máy là 29,000 USD/MW/năm và 2,9 USD/MWh.

Dưới đây là một số dữ liệu chính của hai ví dụ về nhà máy đốt sinh khối.

Thông số chính	Ví dụ 1 của Việt Nam: KCP Phú Yên	Ví dụ 2 của Việt Nam: An Khê
Công suất phát một tổ máy (MW_e)	30	40 + 55
Tổng công suất phát của nhà máy điện (MW_e)	60	95
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	33,1	33,8
Hiệu suất điện, thuần (%), trung bình năm	28,2	29,0
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	6,5	-
Tải tối thiểu (% đầy tải)	75	-
Thời gian khởi động ấm (giờ)	6	2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	8	8
Phát thải $PM_{2.5}$ (mg/Nm^3)	100	50
SO_2 (mg/Nm^3)	0	0
NO_X (mg/Nm^3)	-	-
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MW_e)	1,0	1,08
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MW_e/năm)	-	29.000
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	-	2,9
Chi phí khởi động (USD/MW_e/lần khởi động)	-	-

Tài liệu tham khảo

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. IEA, 2007. "Sinh khối cho phát điện và CHP", *IEA Tầm quan trọng của công nghệ năng lượng*, Paris, Pháp
2. Veringa, 2004. *Kỹ thuật tiên tiến cho sản xuất năng lượng từ sinh khối và phế thải*, ECN, Hà Lan
3. Loo, et.al., 2003. *Sổ tay về đốt sinh khối và đồng đốt*. Báo của Trường đại học Twente, Hà Lan
4. Obernberger, et.al., 2015. "Điện từ sinh khối – Một phương án cạnh tranh sản xuất điện cho phụ tải đáy trong những ứng dụng quy mô lớn và cơ hội lý thú cho các hệ thống CHP quy mô nhỏ", *Dự án "GREEN BARBADOS"*, Bios Bioenergiesysteme GmbH, Graz, CH Áo.
5. IRENA, 2012. "Sinh khối cho phát điện", *Công nghệ năng lượng tái tạo: Loạt phân tích chi phí*, Tập 1: Ngành điện, Số phát hành 1/5, Abu Dhabi, UAE.
6. Eubionet, 2003. *Sinh khối: Đồng đốt: một cách giảm phát thải KNK hiệu quả*, EU
7. MEMR, 2016. *Sổ tay thống kê năng lượng và kinh tế của Indonesia 2016*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia
8. MEMR, 2015. *Statistik EBTKE 2015*, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản, Jakarta, Indonesia.
9. OJK, 2014. *Sổ tay năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính*, Cục dịch vụ tài chính Indonesia (OJK), Jakarta, Indonesia
10. Energinet, 2010. "Đánh giá vòng đời phát điện và đồng phát của Đan Mạch", Energinet.dk, DONG Energy and Vattenfall, Tháng 4/2010.
11. IEA, 2012. "Lộ trình công nghệ: Năng lượng sinh học cho điện và nhiệt", www.iea.org/publications/freepublications/publication/bioenergy.pdf
12. EPRI, 2010. *Số liệu công nghệ phát điện cho quy hoạch nguồn tích hợp của Nam Phi*. EPRI, Palo Alto, CA.
13. Brown, et.al., 2007. *Ứng dụng sinh khối*, Trung tâm chính sách năng lượng vả Trường Công nghệ Luân Đôn, Vương quốc Anh.
14. IE," "Nhà máy điện sinh khối KCP Phú Yên – Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở", 2016
15. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016): Chi phí điện năng quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được lựa chọn trong các nước thành viên ASEAN. Lấy từ: http://cloud.aseanenergy.org/s/1AK7OzwGCHn5iAM , truy cập ngày 26/10/2018.

Các bảng số liệu
Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Bảng số liệu mô tả các nhà máy sản xuất điện. Những số liệu này không áp dụng cho các nhà máy công nghiệp cấp nhiệt ở nhiệt độ cao hơn các nhà máy phát điện, và do đó những nhà máy này có hiệu suất điện thấp hơn. Các nhà máy công nghiệp cũng thường rẻ hơn về mặt chi phí ban đầu và chi phí vận hành và bảo trì, so với các nhà máy loại khác vì chúng được thiết kế cho vòng đời kỹ thuật ngắn hơn, với mức dự phòng ít hơn, các tòa nhà có giá thành thấp vv..

Chi phí đầu tư trong các trường hợp của Việt Nam là thấp hơn và nhà máy điện KCP nằm trong khu vực của nhà máy đường nên nó có lợi thế về xây dựng cũng như có chung một số hạng mục với nhà máy đường.

Công nghệ	Nhà máy điện sinh khối (nhà máy nhỏ)								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	25	25	25	1	50	1	50		1;5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	32	32	32	25	35	25	35		1;3;7
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	31	31	31	25	35	25	35		1;3;7
Ngừng máy cưỡng bức (%)	7	7	7	5	9	5	9	A	1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	6	6	6	5	8	5	8	A	1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25	19	31	19	31	A	8;7
Thời gian xây dựng (năm)	2	2	2	2	3	2	3	A	7
Yêu cầu không gian (1000 m^2/ MWe)	35	35	35	26	44	26	44	A	1;9
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	10	10	10						3
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	30	30	30						3
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,5	0,5	0,5						3
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	10	10	10						3
Môi trường									
PM 2.5 (g/GJ nhiên liệu)	12,5	12,5	12,5						3
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0,0	0,0	0,0						3
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	125	125	125						3
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	1,8	1,6	1,4	1,3	2,2	1,1	1,8	B	4-8;10
- trong đó thiết bị (%)	65	65	65	50	85	50	85		1;2
- trong đó lắp đặt (%)	35	35	35	15	50	15	50		1;2
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	49.500	45.500	39.600	37.100	61.900	29.700	49.500	A	4;5;8;10
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	3,2	2,9	2,5	2,4	4,0	1,9	3,2	A	5;10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									

Tài liệu tham khảo

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, ”Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện”.
2. Trung tâm năng lượng ASEAN, 2016, "Chi phí phát điện quy dẫn của các công nghệ NLTT được chọn trong các nước thành viên ASEAN ".
3. Cục Năng lượng Đan Mạch và COWI, 2017, "Cẩm nang Công nghệ biến đổi sinh khối thành năng lượng ".
4. IRENA, 2015, "Chi phí sản xuất điện NLTT năm 2014".
5. IFC và BMF, 2017, "Biến đổi sinh khối thành năng lượng –Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư".
6. OJK, 2014, "Sổ tay năng lượng sạch cho các Tổ chức dịch vụ tài chính", Cục Dịch vụ tài chính Indonesia.
7. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho điện và nhiệt. Tóm tắt công nghệ” .
8. PKPPIM, 2014, "Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energi melalui kredit program", Trung tâm Biến đổi khí hậu và chính sách đa phương, Bộ Tài chính Indonesia.
9. Cục điện lực Trung ương Ấn Độ, 2007, "Báo cáo về nhu cầu sử dụng đất của các nhà máy nhiệt điện ".
10. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính

Ghi chú:

A. Mức độ không chắc chắn (cao/thấp) ước tính là +/- 25%.

B. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

12. SẢN XUẤT ĐIỆN TỪ CHẤT THẢI RẮN ĐÔ THỊ VÀ KHÍ BÃI RÁC

Mô tả công nghệ

Chất thải rắn đô thị (MSW) là một loại rác thải hàng ngày người dân bỏ đi. Thành phần của MSW ở mỗi khu đô thị có sự khác nhau và thay đổi đáng kể theo thời gian. Ngành công nghiệp MSW có bốn hạng mục: tái chế, ủ phân compost, loại bỏ và chuyển hóa rác thải thành năng lượng. MSW có thể được sử dụng để sản xuất năng lượng. Một số công nghệ đã được phát triển để quá trình sản xuất năng lượng từ MSW ngày càng sạch hơn và khả thi hơn về mặt kinh tế bao gồm thu hồi khí rác thải từ bãi chôn lấp, đốt, nhiệt phân, khí hóa và khí hóa hồ quang plasma (Tài liệu tham khảo 1). Trong khi, các nhà máy đốt rác cũ phát thải ra nhiều chất gây ô nhiễm, thì những thay đổi gần đây trong quy định hiện hành và các công nghệ mới đã làm giảm đáng kể mối lo ngại này. Chương này sẽ tập trung vào các nhà máy điện đốt chất thải rắn và nhà máy điện đốt khí lấy từ bãi chôn lấp rác.

Nhà máy điện đốt chất thải rắn

Những thành phần chính của dây chuyền sản xuất điện từ rác thải (WtE) của nhà máy điện đốt rác là: khu vực tiếp nhận rác, hệ thống cấp rác, lò đốt rác (thông thường là lò đốt kiểu ghi nhưng cũng có thể là lò BFB hoặc CFB) kết nối với lò hơi, tuabin hơi, máy phát điện, hệ thống làm sạch khói phạm vi rộng và các hệ thống xử lý phế phẩm đốt và khói thải. Khu vực trữ rác thường là một phần của nhà máy sản xuất điện từ rác thải.

Phương pháp đốt để chuyển hóa rác thải rắn đô thị thành năng lượng là phương pháp sản xuất năng lượng từ rác thải tương đối cũ. Nói chung quá trình thiêu rác bao gồm đốt các chất thải (phế thải rắn đô thị MSW, nhiên liệu thải ra từ hoạt động thương mại, công nghiệp và phế liệu) để đun sôi nước nhằm vận hành các máy phát điện chạy bằng hơi để sản xuất điện năng và nhiệt phục vụ cho các hộ gia đình, doanh nghiệp, cơ quan và các cơ sở công nghiệp. Nguyên lý chính của phương pháp đốt này cũng giống như phương pháp được sử dụng trong nhà máy điện đốt than hoặc sinh khối. Một vấn đề liên quan đến đốt MSW để sản xuất điện năng đó là nguy cơ phát thải các chất ô nhiễm ra môi trường không khí theo khói thải từ lò hơi. Những chất gây ô nhiễm này có thể có tính axít và theo báo cáo từ những năm 1980 được xem là nguyên nhân gây tổn hại đến môi trường do tạo ra mưa axít. Sau đó, vấn đề này đã được khắc phục thông qua sử dụng những bộ khử bằng đá vôi và lọc bụi tĩnh điện đặt trên ống khói. Bằng cách cho khói đi qua các bộ khử bằng đá vôi đơn giản, tất cả các axít có thể có trong khói sẽ bị trung hòa, ngăn chặn axít thoát ra bầu khí quyển làm tổn hại môi trường. Nhiều thiết bị khác như bộ lọc túi vải, lò phản ứng và các chất xúc tác sẽ phá hủy hoặc thu giữ các chất ô nhiễm khác theo quy định.

Nhiệt trị của MSW phụ thuộc vào thành phần của chất thải. Bảng sau trình bày nhiệt trị ước tính của các thành phần của MSW dựa trên trọng lượng khô.

Bảng 20: Nhiệt trị trung bình của các thành phần trong MSW (Tài liệu tham khảo 2)

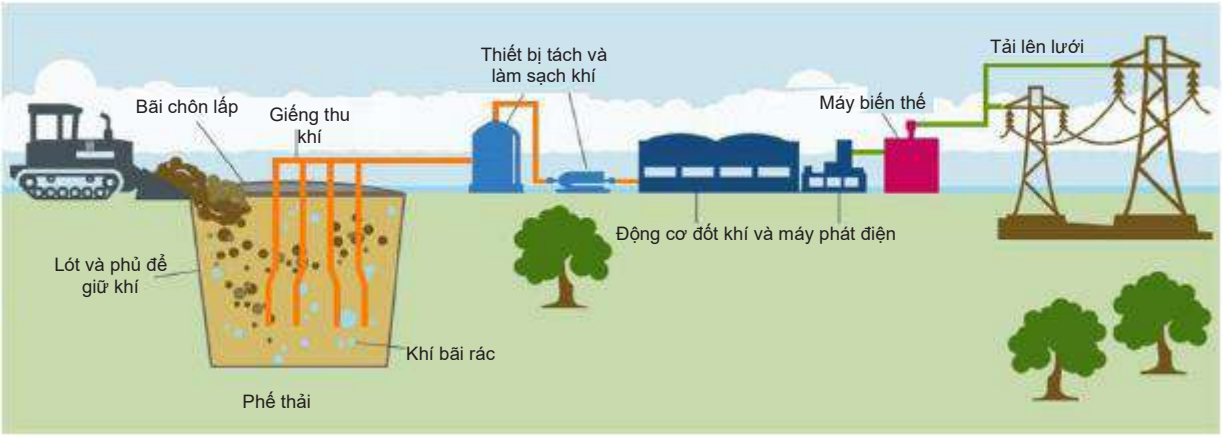
Thành phần	Nhiệt trị (GJ/tấn)
Chất thải thực phẩm	4,7
Giấy	16,8
Bìa các tông	16,3
Nhựa dẻo	32,6
Vải sợi	17,5
Cao su	23,3
Da	1,7
Rác thải làm vườn	6,5
Gỗ	18,6
Thủy tinh	0,1
Kim loại	0,7

Rác thải được vận chuyển bằng xe tải và thường được đốt nguyên trạng khi nó được chở đến nhà máy. Chỉ có những rác quá lớn mới phải cắt nhỏ trước khi cấp vào thùng chứa rác.

Nhà máy điện đốt khí bãi rác

Việc thải bỏ rác bằng chôn lấp hoặc rải trên mặt đất là cách xử lý chất thải rắn phổ biến nhất hiện nay. Khi rác thải rắn phân hủy trong đất, sinh ra khí rác thải. Thành phần của khí rác thải bao gồm khoảng 50% mêtan, 42% carbon dioxide, 7% nitơ và 1% hợp chất ôxy. Khí rác thải là nguồn năng lượng tái tạo tại chỗ và có sẵn, có thể bù đắp nhu

cầu sử dụng những nguồn năng lượng không tái tạo như dầu, than và khí. Thông qua các động cơ chạy khí, khí rác thải có thể được sử dụng như nguồn nhiên liệu để sản xuất điện năng. Sản lượng khí rác thải từ các bãi rác có quy mô tương tự nhau nằm trong khoảng 2-16 m^3/ngày.



Hình 66: Chuyển hóa khí bãi rác thành năng lượng (Tài liệu tham khảo 5)

Hình dưới đây tóm tắt tính phù hợp của từng loại công nghệ đối với các dòng rác thải đã chọn từ các nguồn đô thị, nông nghiệp và công nghiệp. Các sản phẩm đầu ra cơ bản của từng công nghệ cũng được trình bày bao gồm điện năng, nhiệt, khí sinh học, chất thải phân hủy, khí đốt tổng hợp và các chất rắn thương mại khác.

CÔNG NGHỆ BIẾN ĐỔI		Phân hủy yếm khí	Thu hồi khí rác thải	Thiêu, đốt	Khí hóa	Nhiệt phân
DÒNG CHẤT THẢI						
Đô thị hoặc công nghiệp	Chất thải thực phẩm	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡
	Chất thải vườn và CV	🟢	🟢	🟡	🔴	🔴
	Chất thải khô có thể thu hồi	🔴	🔴	🟢	🟢	🟢
	Nhiên liệu từ chất thải	🔴	🔴	🟢	🟢	🟢
	Chất trơ	🔴	🟢	🔴	🔴	🔴
	Độc hại	🔴	🔴	🟡	🔴	🔴
	Nhiên liệu rắn thu hồi	🔴	🔴	🟢	🟢	🟢
Nông nghiệp	Sinh khối	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡
	Chất thải động vật	🟢	🟢	🟡	🟡	🟡
	Chất thải khô có thể thu hồi	🔴	🔴	🟢	🟢	🟢
	Độc hại	🔴	🔴	🟡	🔴	🔴
ĐẦU RA						
Điện năng		X	X	X	X	X
Nhiệt		X	X	X	X	X
Khí sinh học		X	X			
Chất phân hủy		X				
Khí đốt tổng hợp					X	X
Chất rắn thương mại khác				X	X	X

Chú giải 🟢 Phù hợp trực tiếp 🟡 Có thể cần xử lý sơ bộ 🔴 Không phù hợp

Hình 67: Tóm tắt tính phù hợp của các công nghệ biến chất thải thành năng lượng theo dòng chất thải và đầu ra tiềm năng (Tài liệu tham khảo 4)

Đầu vào

Chất thải rắn đô thị và các chất thải cháy được khác, nước và hóa chất để xử lý khói thải, dầu khí hoặc khí tự nhiên

cho các thiết bị đốt phụ trợ (nếu được lắp đặt), và trong một số trường hợp là sinh khối hoặc dầu nhiên liệu để khởi động và tắt máy.

Khí bãi rác là nguồn nhiên liệu cho các nhà máy điện sử dụng khí bãi rác.

Đầu ra
Đối với các hệ thống đốt, sản phẩm đầu ra là điện năng và trong một số trường hợp có bao gồm cả nhiệt ở dạng nước nóng (> 110 ºC) hoặc nước ấm (<110 ºC), tro (xỉ) đáy lò, phế thải từ xử lý khói, kể cả tro bay. Nếu khói thải được xử lý bằng phương pháp ướt thì còn có thêm sản phẩm đầu ra là nước thải trong quá trình xử lý đã được xử lý hoặc không được xử lý (nước thải không được xử lý xuất phát từ khâu SO_2, khi không sản xuất thạch cao).

Đối với các hệ thống khí bãi rác, sản phẩm đầu ra là điện và nhiệt. Khí rác thải khi đã được làm sạch (khử lưu huỳnh và carbon dioxide) có thể được bán như khí đốt thương mại thông qua mạng lưới đường ống khí tự nhiên.

Công suất điển hình
Trung bình: 10 – 50 MW.
Nhỏ: 1 – 10 MW.

Cấu hình tăng giảm công suất
Các nhà máy sử dụng công nghệ đốt có thể điều chỉnh công suất xuống đến khoảng 50% công suất danh định, tại mức giới hạn này lò hơi có thể không có khả năng đảm bảo chất lượng hơi nước và các thông số môi trường. Do yêu cầu kiểm soát phát thải và đầu tư ban đầu cao, nên các nhà máy này cần được vận hành ở phụ tải đáy.

Những nhà máy điện sử dụng khí rác thải cũng có thể điều chỉnh tăng hoặc giảm công suất tùy theo trữ lượng có sẵn của khí rác thải trong hệ thống trữ khí.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:
- Khối lượng rác để chôn lấp giảm.
- Giảm nguồn phát điện khác.
- Giảm lượng chất thải vận chuyển đến bãi chôn lấp.
- Tránh được chi phí thải bỏ rác và thuế bãi rác.
- Sử dụng các phụ phẩm làm phân bón.
- Sử dụng khí rác thải hoặc tránh được phát thải mê tan từ các bãi chôn lấp.
- Giảm phát thải các bon.
- Sản xuất năng lượng trong nước.
- Có thể sử dụng tro xỉ trong công nghiệp xây dựng.
- Đốt cũng loại bỏ được vấn đề nước rỉ rác sinh ra trong các bãi chôn lấp.

Nhược điểm:
- Việc xây dựng, vận hành và bảo trì các cơ sở đốt rác khá tốn kém. Do đó các nhà máy đốt rác thường được xây dựng vì lợi ích môi trường chứ không vì phát điện.
- Khói và tro thoát ra từ ống khói của các lò đốt bao gồm các khí axít, ôxit ni tơ, kim loại nặng, các hạt bụi và dioxin, là một chất gây ung thư. Ngay cả khi có sự kiểm soát, một phần dioxin tồn dư vẫn xâm nhập vào bầu khí quyển.

Ở các nước đang phát triển như Việt Nam, đốt chất thải có thể không thực hiện được như ở các nước phát triển, vì chất thải ở các nước đang phát triển chứa một tỷ lệ lớn chất thải từ nhà bếp. Những chất thải hữu cơ này có độ ẩm cao hơn (40-70%) so với chất thải ở các nước công nghiệp hóa (20-40%), do đó gây nhiều khó khăn hơn khi đốt.

Môi trường
Quá trình đốt tạo ra hai loại tro. Tro từ đáy buồng đốt có lẫn xỉ còn tro bay ra từ ống khói có các thành phần độc hại hơn. Trong các lò đốt chất thải đô thị, tro đáy lò chiếm khoảng 10% về thể tích và 20 đến 35% về trọng lượng của chất thải rắn đầu vào. Khối lượng tro bay ít hơn nhiều, chỉ chiếm vài phần trăm của chất thải đầu vào. Phát thải từ các lò đốt có thể bao gồm kim loại nặng, dioxin và furan, tồn tại trong khí thải, nước thải hoặc tro. Chất dẻo và kim loại là nguồn nhiệt chính quyết định nhiệt trị của chất thải. Đốt chất dẻo như polyvinyl chloride (PVC) làm gia tăng những chất ô nhiễm độc hại này.

Nước rỉ rác là vấn đề lớn đối với các bãi chôn lấp chất thải rắn đô thị và đe dọa lớn đến nguồn nước mặt và nước ngầm. Nước rỉ rác cũng có thể chứa các kim loại nặng và hàm lượng cao amôniac là các chất bị cấm trong các quy trình xử lý sinh học. Các công nghệ để xử lý nước rỉ rác bao gồm xử lý sinh học, xử lý vật lý/hóa học và các công nghệ "mới" như lọc thẩm thấu (RO) và làm bay hơi.

Nghiên cứu và phát triển

Nhà máy đốt rác thải là công nghệ đã chín muồi (loại 4), còn đốt khí rác thải đã được thương mại hóa, nhưng vẫn đang được cải tiến (loại 3). Tuy nhiên, có một số công nghệ mới khác đang nổi lên có khả năng sản xuất năng lượng từ rác thải và những nhiên liệu khác mà không phải đốt trực tiếp. Nhiều công nghệ trong số các công nghệ này có tiềm năng sản xuất nhiều điện năng hơn từ cùng một lượng nhiên liệu so với đốt trực tiếp. Nguyên nhân chính ở đây là tách các thành phần ăn mòn (tro) ra khỏi nhiên liệu được chuyển đổi, từ đó cho phép nhiệt độ đốt cháy cao hơn, như trong lò hơi, tuabin khí, động cơ đốt trong, pin nhiên liệu. Một số công nghệ có khả năng chuyển đổi hiệu quả năng lượng thành các nhiên liệu dạng lỏng hoặc khí, như:

- *Nhiệt phân* — MSW được gia nhiệt trong môi trường thiếu ôxy ở nhiệt độ từ 550 đến 1300 độ Fahrenheit. Quá trình này giải phóng một hỗn hợp dạng khí gọi là khí đốt tổng hợp và một chất lỏng, cả hai đều có thể sử dụng cho sản xuất điện, nhiệt hoặc làm nhiên liệu. Quá trình này cũng sản sinh ra than củi với số lượng tương đối nhỏ. (Tài liệu tham khảo 1)
- *Khí hóa* — MSW được gia nhiệt trong một buồng đốt có ít ôxy ở nhiệt độ từ 750 đến 3000 độ Fahrenheit. Quá trình này tạo ra khí đốt tổng hợp, có thể đốt để sản xuất nhiệt và điện, và cũng có thể được nâng cấp để sử dụng trong tuabin khí hoặc làm nguồn hóa chất thích hợp để chuyển đổi sang các nhiên liệu tái tạo hoặc các sản phẩm gốc sinh học khác. (Tài liệu tham khảo 1)

Hai bảng dưới đây mô tả đặc điểm của các công nghệ chuyển đổi khác nhau.

Bảng 21: Hiệu suất của các công nghệ chuyển đổi năng lượng (Tài liệu tham khảo 9 và Tài liệu tham khảo 10)

Công nghệ	Hiệu suất (kWh/tấn chất thải)
Khí rác thải	41 – 84
Đốt (Lò thiêu)	470 – 930
Nhiệt phân	450 – 530
Khí hóa	400 – 650

Bảng 22: Phân chia bãi rác dự kiến (Tài liệu tham khảo 11 và Tài liệu tham khảo 12)

Công nghệ	Phân chia bãi rác (% trọng lượng)
Khí rác thải	0
Đốt (Lò thiêu)	75*
Nhiệt phân	72 – 95
Khí hóa	94 – 100

* 90% theo thể tích

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy điện đốt rác Nam Sơn (Hà Nội)

Nhà máy điện đốt rác Nam Sơn được đặt tại huyện Sóc Sơn, Hà Nội với công suất phát 1,93 MW. Nhà máy bắt đầu hoạt động vào tháng 4/2017. Nhà máy sử dụng công nghệ đốt trực tiếp, đốt chất thải để sản xuất điện với công suất 75 tấn chất thải/ngày. Công suất phát điện thuần của nhà máy là 1,2 MW. Chi phí đầu tư là 29,2 triệu USD, tương đương với suất đầu tư 15,1 triệu USD/MW.

Nhà máy điện đốt rác Cần Thơ (TP. Cần Thơ)

Nhà máy điện đốt rác Cần Thơ nằm tại xã Trường Xuân, huyện Thới Lai, TP. Cần Thơ đã vận hành từ tháng 12/2018, có công suất xử lý rác 400 tấn/ngày và công suất phát điện 7,5 MW. Dự án có tổng mức đầu tư trên 1000 tỷ đồng, tương đương 6,08 triệu USD_{2019}/MW.

Nhà máy điện đốt rác Sóc Sơn (Hà Nội)

Nhà máy điện đốt rác Sóc Sơn tại Khu xử lý rác thải Nam Sơn, huyện Sóc Sơn, Hà Nội dự kiến vận hành năm 2021, có quy mô xử lý 4000 tấn rác/ngày với công suất phát điện 75 MW. Nhà máy có tổng mức đầu tư khoảng 7000 tỷ đồng, tương đương khoảng 4,12 triệu USD_{2019}/MW.

Nhà máy điện khí bãi rác Gò Cát (TP. Hồ Chí Minh)
Nhà máy điện ở bãi chôn lấp rác Gò Cát có tổng công suất 2,4 MW (3 tổ máy). Nhà máy này được Chính phủ Hà Lan tài trợ, bắt đầu xây dựng từ năm 2001 và phát điện lên lưới vào năm 2005. Năm 2017, nhà máy thứ hai với công suất 7 MW được bổ sung cho Gò Cát.

Việc xây dựng nhà máy điện đốt rác thải tại Việt Nam phải đối mặt với nhiều thách thức:

- Chưa có kế hoạch phát triển cho lĩnh vực rác thải rắn tại địa phương.
- Không có hướng dẫn và quy định cụ thể về phân loại rác thải rắn tại nguồn.
- Hầu hết công nghệ nhập khẩu không phù hợp, các thiết bị và công nghệ trong nước không đầy đủ và thiếu đồng bộ.
- Thiếu hoạt động quản lý và hoạt động phân loại chất thải rắn tại nguồn.

Ước tính số liệu (Tài liệu tham khảo 14)

Thông số	NMĐ rác Cần Thơ (Cần Thơ)	NMĐ đốt rác Củ Chi (TP. Hồ Chí Minh)	NMĐ đốt rác Trạm Thản (Phú Thọ)	NMĐ đốt rác Hậu Giang (Hậu Giang)	NMĐ đốt rác Sóc Sơn (Hà Nội)	Cẩm nang công nghệ 2019 (triệu USD2019/MW)	Cẩm nang công nghệ 2021 (triệu USD2019/MW)
Công suất xử lý rác (tấn/ngày)	400	2000	1000	600	4000		
Công suất phát điện (MW)	7,5	30	18	12	75		
Chi phí đầu tư (triệu USD2019/MW)	6,08	4,67	5,05	4,54	4,12	9,1	5,6

Tài liệu tham khảo
Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Glover and Mattingly, 2009. "Xem xét lại chất thải rắn đô thị như một nguồn năng lượng tái tạo", *Tóm tắt vấn đề*, Viện Nghiên cứu Năng lượng và Môi trường (ESSI), Washington, Hoa Kỳ.
2. Reinhart, 2004. Ước tính hàm lượng năng lượng của rác thải rắn đô thị, Trường Đại học trung tâm Florida, Hoa Kỳ.
3. Viva Media Baru. http://www.viva.co.id. Truy cập ngày 1/8/2017.
4. Rawlins et. al., 2014. *Biến đổi rác thải thành năng lượng ở Indonesia*, The Carbon Trust, Luân-đôn, Vương quốc Anh.
5. Dịch vụ loại bỏ rác thải tiên tiến. http://www.advanceddisposal.com. Truy cập ngày 1/8/2017.
6. Morton, 2005. "Kinh nghiệm của Ngân hàng Thế giới về khí rác thải và triển vọng cho Indonesia", *USEPA LMOP Conference*, Baltimore, Hoa Kỳ.
7. Kardono, et. al., 2007. "Khí rác thải cho năng lượng: Hiện trạng và triển vọng tại Indonesia", *Báo cáo hội nghị chuyên đề khoa học quốc tế EcoTopia 2007*, ISETS07.
8. http://adriarani.blogspot.co.id/2011/12/bukan-tpa-bantar-gebang.html. Truy cập ngày 12/8/2017.
9. Alternative Resources, Inc., 2008. "Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị." Công ty Alternative Resources.
10. Bộ Môi trường, Thực phẩm và các vấn đề nông thôn, 2004. "Đánh giá những ảnh hưởng môi trường và sức khỏe của quản lý chất thải: Chất thải rắn đô thị và các chất thải tương tự." Bộ Môi trường, Thực phẩm và các vấn đề nông thôn.
11. Alternative Resources, Inc., 2008. "Đánh giá công nghệ chuyển đổi để quản lý rác thải rắn đô thị." Công ty Alternative Resources
12. Cơ quan Kiểm soát Tài chính công Texas, 2008. "Báo cáo Năng lượng 2008: Chương 18: Đốt chất thải rắn đô thị." Cơ quan Kiểm soát Tài chính công Texas.
13. PT Godang Tua Jaya, Jakarta, Indonesia 2017.
14. Số liệu thu thập từ các nhà máy và website dự án.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), tỷ giá năm 2019.

Công nghệ	**Nhà máy điện đốt trực tiếp - Rác thải rắn đô thị**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	22	22	23						
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	22	22	23						
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	29	30	31	28	32	30	33	A	1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	28	29	29	26	30	28	31		1
Ngừng máy cưỡng bức (%)	1	1	1						1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	2,9	2,6	2,1						1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25						1
Thời gian xây dựng (năm)	2,5	2,5	2,5						1
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	1,5	1,5	1,5						1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	10	10	10	7,5	12,5	7,5	12,5	C	1
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	20	20	20	15,0	25,0	15,0	25,0	C	1
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,5	0,5	0,5	0,4	0,6	0,4	0,6	C	1
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	2	2	2	1,5	2,5	1,5	2,5	C	1
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)									
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)									
NO_x (g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	5,6	5,2	4,6	4,1	9,4	3,4	9,4	C	1
- trong đó thiết bị (%)	59	54	50	-	-	-	-		1
- trong đó lắp đặt (%)	41	46	50	-	-	-	-		1
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	253.400	233.700	201.200	202.700	316.700	160.900	251.500	C	1
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	25,1	24,3	23,5	18,8	29,3	17,6	29,3	C	1
Chi phí khởi động (USD/MWe/khởi động)									
Số liệu riêng về công nghệ									
Công suất xử lý chất thải (tấn/giờ)	27,7	27,7	27,7					B	

Tài liệu tham khảo:

1. Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch "Dữ liệu công nghệ cho các nhà máy năng lượng, Cục Năng lượng Đan Mạch năm 2017 – đang cập nhật.

Ghi chú:

A. Dựa trên kinh nghiệm của Hà Lan nơi đã đạt được hiệu suất điện năng là 30%. Trừ 1 điểm phần trăm hiệu suất khi tính đến nhiệt độ nước làm mát cao hơn tại Indonesia (khoảng trên 20 ºC)

B. Chi phí đầu tư dựa trên mô hình nhà máy nhiệt điện kết hợp biến rác thải thành năng lượng tại Đan Mạch, theo tài liệu tham khảo 1. Giả định công suất xử lý chất thải là 27,7 tấn/giờ và hàm lượng năng lượng là 10,4 GJ/tấn. Số liệu tài chính được điều chỉnh để phản ánh thực tế nhà máy tại Indonesia được vận hành ở chế độ ngưng hơi và do đó công suất điện (MWe) cao hơn so với công suất của nhà máy nhiệt điện kết hợp, tuabin đối áp có cùng công suất xử lý chất thải.

C. Mức độ không chắc chắn (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

D. Tính toán dựa trên quy mô công suất, hiệu suất nhiên liệu và nhiệt trị trung bình của chất thải là 9,7 GJ/tấn.

Công nghệ	Nhà máy điện đốt khí bãi rác - Rác thải rắn đô thị								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1	1	1	0,5	10	0,5	10		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	35	35	35	25	37	25	37		2
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	34	34	34	25	37	25	37		2
Ngừng máy cưỡng bức (%)	5	5	5	2	15	2	15		4
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	5	5	5	2	15	2	15		4
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25	20	30	20	30		3
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5	1	3	1	3		3
Yêu cầu không gian (1000m^2/MWe)									
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)									
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)									
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)									
NO_x (g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	2,6	2,6	2,6	2,4	2,9	2,4	3,0	A	3
- trong đó thiết bị (%)	70	70	70	70	80	70	80		5
- trong đó lắp đặt (%)	30	30	30	30	30	30	30		5
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	130.000	130.000	130.000	118.100	142.900	118.100	149.400	A	3
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)									
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									

Tài liệu tham khảo:

1 OJK,2014, "Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính", Cục Dịch vụ tài chính Indonesia, Jakarta, Indonesia.

2 Công ty Renewables Academy AG (RENAC), 2014, "Công nghệ Khí sinh học và Sinh khối", Berlin, Đức.

3 IEA-ETSAP và IRENA, 2015. "Sinh khối cho Nhiệt và điện, Tóm tắt Công nghệ".

4 Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện"

5 MEMR, 2015, "Sổ tay hướng dẫn về Chuyển hóa rác thải thành năng lượng", Jakarta, Indonesia.

Ghi chú:

A. Mức độ không chắc chắn (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%.

13. ĐIỆN KHÍ SINH HỌC

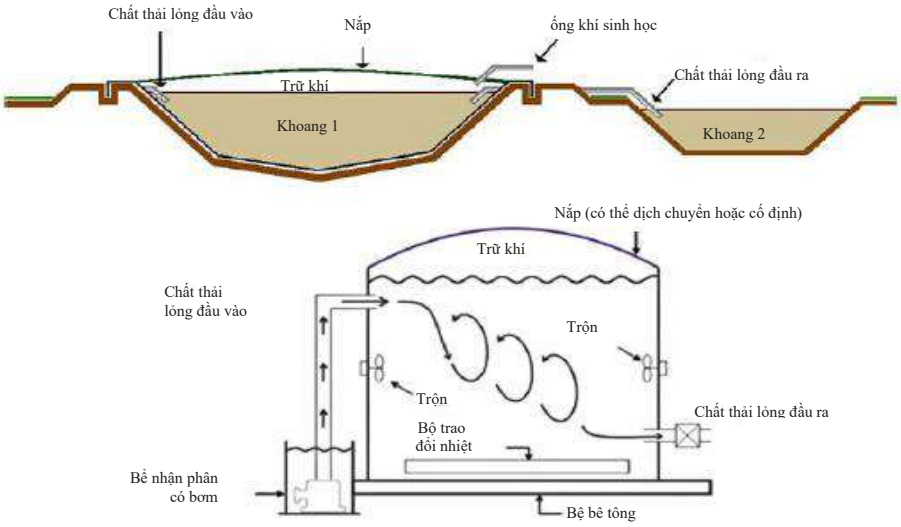
Mô tả công nghệ

Khí sinh học được tạo ra trong quá trình phân hủy yếm khí là một hỗn hợp nhiều chất khí. Thành phần quan trọng nhất của khí sinh học là mê tan. Khí sinh học có nhiệt trị trong khoảng 23,3 – 35,9 MJ/m^3, phụ thuộc vào hàm lượng mê tan. Tỷ lệ phần trăm thể tích của mê tan trong khí sinh học thay đổi trong khoảng từ 50 đến 72% phụ thuộc vào loại chất nền và những chất dễ phân hủy có trong thành phần, như carbonhydrate, chất béo và protein. Nếu nguyên liệu chủ yếu là carbonhydrate, thì sản lượng mê tan thấp. Tuy nhiên, nếu hàm lượng chất béo cao thì sản lượng mê tan cũng cao. Để phát điện hoặc vận hành các tổ máy CHP sử dụng khí sinh học, thì nồng độ tối thiểu của mêtan cần đạt là từ 40 đến 45%. Thành phần chính thứ hai của khí sinh học là carbon dioxide. Chất này chiếm khoảng 25 đến 50% thể tích của khí sinh học. Những khí khác có trong khí sinh học là hydro sunfua, nitơ, hydro và hơi nước (Tài liệu tham khảo 1 và Tài liệu tham khảo 2).

Nguyên liệu đầu vào để sản xuất khí sinh học tại Việt Nam chủ yếu lấy từ phân gia súc và phế thải nông nghiệp bao gồm cả phế thải từ các cơ sở sản xuất nông nghiệp như chất thải lỏng của nhà máy ép dầu cọ (POME), chất thải rắn đô thị (MSW) và bãi rác chôn lấp. Một số sinh khối cũng có thể biến đổi thành khí sinh học. Khí sinh học từ MSW và bãi chôn lấp được trình bày trong Chương 12.

Phân hủy yếm khí là một quá trình vi sinh học phức tạp trong môi trường thiếu ô xy được sử dụng để biến đổi thành phần hữu cơ của chất nền thành khí sinh học. Các loại vi khuẩn có khả năng tạo ra mê tan không thể sống sót trong môi trường có ô xy. Quá trình vi sinh của phân hủy yếm khí rất nhạy cảm với những thay đổi về điều kiện môi trường như nhiệt độ, độ axít, mức độ dinh dưỡng, vv... Dải nhiệt độ đem lại hiệu quả chi phí cao hơn đối với vận hành các nhà máy điện sử dụng khí sinh học là 35 – 38°C (phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt trung bình) hoặc 55 – 58°C (phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt). Mức nhiệt độ phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt trung bình cho phép thời gian lưu nước (HRT) trong khoảng 25 – 35 ngày còn mức phù hợp với vi khuẩn ưa nhiệt là 15 – 25 ngày (Tài liệu tham khảo 2). Thời gian lưu nước là khoảng thời gian trung bình một hợp chất hòa tan còn lưu lại trong lò phản ứng sinh học.

Có những loại hệ thống khí sinh học khác nhau với quy mô khác nhau: Các hầm khí sinh học hộ gia đình, các hệ thống hồ sinh học được phủ kín và các bể phản ứng khuấy liên tục (CSTR) hoặc các nhà máy khí sinh học công nghiệp. Hai hệ thống được đề cập sau được áp dụng rộng rãi trên thế giới để sản xuất nhiệt và/hoặc điện (CHP) ở quy mô thương mại phục vụ nhu cầu sử dụng của nhà máy và bán cho các khách hàng.

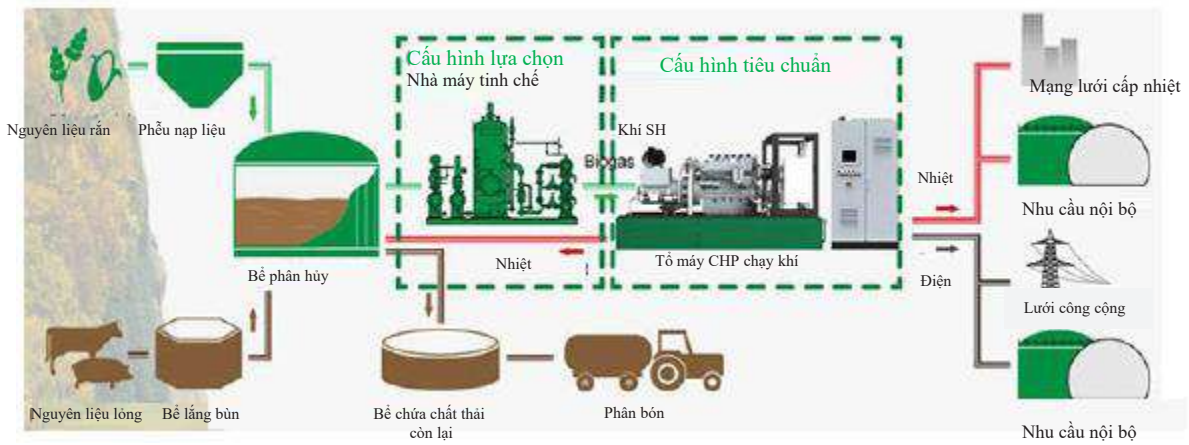


Hình 68: Hồ chứa được phủ kín và nhà máy khí sinh học CSTR (TL.3)

Các hệ thống hồ chứa phủ kín được áp dụng trong trường hợp nguyên liệu đầu vào sản xuất khí sinh học chủ yếu là chất thải lỏng như POME. POME được lưu giữ trong một hồ nước được che phủ bằng màng kín khí để giữ khí sinh học trong quá trình biến đổi sinh học yếm khí. Trong các hệ thống bể phản ứng khuấy liên tục (CSTR), chất thải lỏng được trữ trong các bể để thu khí sinh học trong quá trình biến đổi sinh học yếm khí. Nhìn chung, loại công nghệ này được trang bị những bộ khuấy trong bể để khuấy liên tục nguyên liệu có hàm lượng chất rắn cao (≥12%).

Sản phẩm khí sinh học đầu ra phụ thuộc vào số lượng và chất lượng của chất thải hữu cơ được cung cấp ban đầu. Đối với phân, sản lượng khí thường đạt 14 – 14,5 m^3mê tan/tấn còn đối với chất thải công nghiệp sản lượng khí là 30 – 130 m^3mê tan/tấn (Tài liệu tham khảo 4). Cần có bể phụ để chứa khí sinh học khi không tiêu thụ khí liên tục. Bể chứa khí sinh học sẽ hữu dụng để điều tiết khi nhu cầu khí cao hơn hoặc thấp hơn sản lượng khí.

Khí sinh học từ bể phân hủy sinh học được vận chuyển đến hệ thống làm sạch khí để khử lưu huỳnh và hơi ẩm trước khi vào động cơ khí để sản xuất điện. Lượng nhiệt thừa từ phát điện trong các động cơ đốt trong có thể sử dụng để sưởi ấm, đun nước, cấp hơi xử lý cho các phụ tải hơi công nghiệp, sấy sản phẩm hoặc hầu như tất cả các nhu cầu năng lượng nhiệt khác. Hiệu suất của nhà máy điện khí sinh học là khoảng 35% nếu chỉ sử dụng khí sinh học cho phát điện. Hiệu suất có thể lên đến 80% nếu nhà máy được vận hành kết hợp sản xuất điện và nhiệt (CHP).



Hình 69: Sơ đồ vận hành hệ thống CHP khí sinh học (Tài liệu tham khảo 5)

Đầu vào
Chất thải hữu cơ có khả năng phân hủy sinh học không có các thành phần gây độc hại môi trường như phân gia súc, chất thải hữu cơ dạng rắn hoặc lỏng từ công nghiệp. Bùn từ các nhà máy xử lý nước thải và một phần chất thải từ các hộ gia đình cũng có thể sử dụng.

Đầu ra
Điện và nhiệt.

Số liệu được trình bày trong trang công nghệ này với giả định khí sinh học được sử dụng làm nhiên liệu trong động cơ để sản xuất điện và nhiệt hoặc để bán cho bên thứ ba. Tuy nhiên, khí này cũng có thể được bơm vào mạng lưới khí tự nhiên hoặc sử dụng làm nhiên liệu cho xe cộ. Sinh khối đã phân hủy có thể sử dụng làm phân bón cho trồng cây.

Công suất điển hình
Trung bình: 10 – 50 MW.
Nhỏ: 1 – 10 MW.

Cấu hình tăng giảm công suất
Giống như các nhà máy điện chạy khí, nhà máy điện chạy khí sinh học có thể điều chỉnh công suất tăng hoặc giảm. Tuy nhiên, có sự giới hạn sinh học về tốc độ thay đổi sản lượng khí sinh học. Điều này không áp dụng đối với các nhà máy có bể chứa khí sinh học. Bể chứa khí sinh học sẽ hữu dụng để điều tiết khi nhu cầu khí cao hơn hoặc thấp hơn sản lượng khí.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm
- Chi phí giảm phát thải CO_2 là khá thấp, vì phát thải mê tan, phần lớn từ phân đã được giảm thiểu.
- Tiết kiệm chi phí trong xử lý và trữ phân; với điều kiện có bao gồm tách phân và những yếu tố bên ngoài được quy thành tiền.
- Các chất dinh dưỡng quan trọng về môi trường, chủ yếu là nitơ và phốt pho, có thể phân bổ lại từ đất trồng trọt chăn nuôi quá tải sang các khu vực khác.

- Giá trị của phân bón từ sinh khối đã phân hủy tốt hơn so với phân tươi. Giá trị của phân bón cũng được nắm rõ hơn, và do đó việc phân bổ đúng số lượng phân bón cho đất trồng trở nên dễ dàng hơn.
- So với các hình thức khác về xử lý chất thải, phân hủy khí sinh học đối với sinh khối rắn có ưu điểm về tái tạo các chất dinh dưỡng cho đất trồng – theo một phương thức hợp lý về mặt kinh tế và môi trường.

Nhược điểm
- Có thể gây mùi khi nhà máy ở gần khu vực dân cư.
- Rò rỉ khí mêtan từ động cơ khí sinh học có thể làm tăng phát thải.

Môi trường
Khí sinh học là nhiên liệu trung tính về phát thải CO_2. Nếu không có sự lên men khí sinh học thì một lượng lớn khí nhà kính là mê tan sẽ phát thải ra bầu khí quyển. Đối với các nhà máy khí sinh học ở Đan Mạch, chi phí giảm phát thải CO_2 được xác định ở mức khoảng 5 Euro/tấn CO_2-tương đương (Tài liệu tham khảo 6).

Nghiên cứu và phát triển
Công ty Kỹ thuật Makel Engineering, Inc. (MEI), Công ty Điện lực Thành phố Sacramento (Sacramento Municipal Utility District), và Trường đại học California, Berkeley đã phát triển một máy phát điện – động cơ nén cháy đồng nhất (HCCI) (cụm phát điện) sản xuất điện hiệu quả từ khí sinh học. Thiết kế của bộ máy phát điện – động cơ HCCI, hay "cụm phát điện", dựa trên sự kết hợp các khái niệm về động cơ đánh lửa và động cơ nén cháy cho phép sử dụng các nhiên liệu có hàm lượng năng lượng rất thấp (như khí sinh học từ các bể phân hủy) để đạt được hiệu suất nhiệt cao trong khi phát thải ở mức thấp. Triển khai trình diễn tại một nhà máy sữa ở miền Nam Sacramento, California cho thấy hệ thống chuyển đổi năng lượng có phát thải thấp và chi phí thấp này có thể sản xuất đến 100 kW điện mà vẫn duy trì được mức phát thải đáp ứng các quy định ngặt nghèo của Ban Các nguồn tài nguyên khí California (ARB) (Tài liệu tham khảo 9). Loại động cơ này vẫn đang trong quá trình phát triển.

Ví dụ về những dự án hiện có
Nhà máy điện khí sinh học lớn nhất trên thế giới được đặt tại Phần Lan. Nhà máy này có công suất đặt 140 MW. Sử dụng nhiên liệu chủ yếu từ gỗ phế liệu của ngành lâm nghiệp quy mô lớn của Phần Lan, nhà máy này dự kiến giảm được 230.000 tấn phát thải CO_2/năm trong khi cung cấp cả điện và nhiệt cho khoảng 61.000 cư dân của Vaasa. (Tài liệu tham khảo 11)

Tại Việt Nam, việc sử dụng khí sinh học trên quy mô lớn để sản xuất điện còn gặp nhiều khó khăn. Do chi phí đầu tư cao nên sự phát triển các nhà máy điện khí sinh học tại Việt Nam còn hạn chế.

Tài liệu tham khảo
Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Jorgensen, 2009. *Khí sinh học – năng lượng xanh,* Khoa Khoa học Nông nghiệp, Trường Đại học Aarhus, xuất bản lần 2, Đan Mạch
2. RENAC. *Công nghệ khí sinh học và sinh khối*, Công ty Renewables Academy (RENAC) AG, Berlin, Đức.
3. IIEE, 2015. "Hướng dẫn sử dụng cho ngành năng lượng sinh học", *Indonesia 2050 Pathway Calculator*, Jakarta, Indonesia.
4. DEA, 2015. *Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng*, Cục Năng lượng Đan Mạch, Copenhagen, Đan Mạch.
5. Ettes Power Machinery, http://www.ettespower.com/Methane-Gas-Generator.html, Truy cập ngày 10/8/2017.
6. Bộ Môi trường, 2003. *Chiến lược Khí hậu của Đan Mạch,* Đan Mạch.
7. Walker, 1980. "Động cơ Stirling", *Clarenden Press*, Oxford, Luân Đôn, Anh.
8. Cleanenergy, 2014. Hệ thống CHP Stirling: Động lực tương lai của điện khí sinh học, Cleanenergy AB, Thụy Điển
9. Makel Engineering, 2014. "Hệ thống phát điện HCCI sử dụng nhiên liệu khí sinh học cho nguồn điện phân tán", *Ban Nghiên cứu và phát triển*, *Báo cáo cuối cùng của Dự án*, California, Hoa Kỳ.
10. PT REA Kaltim Plantations, http://reakaltim.blogspot.co.id. Truy cập ngày 10/8/2017.
11. Tuần lễ công nghiệp. http://www.industryweek.com/energy/worlds-largest-biogas-plant-inaugurated-finland. Truy cập ngày 1/8/2017.

12. IRENA (2018): Chi phí phát điện từ nguồn năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	**Nhà máy điện đốt khí sinh học**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	1	1	1						3
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1	1	1						3
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	35	35	35						4
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	34	34	34						4
Ngừng máy cưỡng bức (%)	5	5	5						1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	5	5	5						1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25						7
Thời gian xây dựng (năm)	1,5	1,5	1,5						7
Yêu cầu không gian (1000m^2/MWe)	70	70	70						12
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	20	20	20	10	30	10	30		11
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	20	30	15	30	50	10	40		10
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)									
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)									
NO_x(g/GJ nhiên liệu)									
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	2,9	2,7	2,3	2,2	3,6	1,7	2,9	A	3;5;8;9
- trong đó thiết bị (%)	65	65	65	50	85	50	85		
- trong đó lắp đặt (%)	35	35	35	15	50	15	50		
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	100.800	92.700	80.700	75.700	126.100	60.500	100.800	A	5;7;9
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,11	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	A	6;9
Chi phí khởi động (USD/MWe/khởi động)									

Tài liệu tham khảo:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, ”Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện”
2. Trung tâm Năng lượng ASEAN (2016). Chi phí sản xuất điện quy dẫn của các công nghệ năng lượng tái tạo được chọn trong các nước thành viên ASEAN.
3. Winrock, 2015, "Buku Panduan Konversi POME Menjadi Biogas, Pengembangan Proyek di Indonesia", USAID – Winrock International.
4. RENAC, 2014, "Công nghệ khí sinh học và sinh khối, Công ty Renewables Academy (RENAC)”.
5. IFC và BMF, 2017, "Biến đổi sinh khối thành năng lượng – Hướng dẫn cho các nhà phát triển dự án và các nhà đầu tư".
6. OJK, 2014, “Sổ tay Năng lượng sạch cho các tổ chức dịch vụ tài chính”, Cục Dịch vụ tài chính Indonesia.
7. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, "Sinh khối cho điện và nhiệt. Tóm tắt công nghệ”.
8. PKPPIM, 2014, "Analisis biaya dan manfaat pembiayaan investasi limbah menjadi energi melalui kredit program", Trung tâm Biến đổi khí hậu và chính sách đa phương, Bộ Tài chính Indonesia.
9. Cách tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
10. Vuorinen, A., 2008, "Quy hoạch các hệ thống điện tối ưu".
11. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Chi phí khởi động của các nhà máy nhiệt điện trong các thị trường có tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo không ổn định đang gia tăng, 2016.

12. Chazaro Gerbang Internasional, 2004, "Sử dụng khí sinh học từ xử lý yếm khí chất thải lỏng của nhà máy ép dầu cọ (POME) làm nguồn năng lượng nội địa để cung cấp năng lượng và điện khí hóa nông thôn – Báo cáo nghiên cứu tiền khả thi"

Ghi chú:

A. Mức độ không chắc chắn (Cao hơn/Thấp hơn) ước tính là +/- 25%

14. ĐỘNG CƠ ĐỐT TRONG

Mô tả công nghệ

Động cơ đốt trong (ICE) là một công nghệ đã được ứng dụng trong xe ô tô, xe tải, thiết bị xây dựng, động cơ đẩy thuyền, và các ứng dụng nguồn điện dự phòng.

Đặc điểm cơ bản của một nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong là động cơ đốt trong (động cơ nén cháy) gắn trực tiếp với một máy phát điện. Động cơ đốt trong có thể sử dụng một dải rộng nhiên liệu từ dầu tới khí. Cho mục đích phát điện, loại nhiên liệu thường được sử dụng nhất là các loại dầu như dầu thô, LFO, HFO, đặc biệt là dầu diesel (phổ biến với tên gọi động cơ diesel). Tuy nhiên, trong những năm gần đây, nhiên liệu khí như khí tự nhiên/LNG hay khí sinh học đã trở thành loại nhiên liệu được sử dụng rộng rãi trong các động cơ đốt trong.

Trong động cơ diesel, nhiên liệu được bơm từ bình chứa và nạp vào một bình nhỏ để đáp ứng nhu cầu cấp nhiên liệu hàng ngày của động cơ. Các nhà máy điện diesel có thể sử dụng các sản phẩm dầu khác nhau, bao gồm dầu nặng (hoặc "dầu cặn nhiên liệu") và dầu thô. Dầu nặng rẻ hơn so với dầu diesel, nhưng khó xử lý hơn. Nhiên liệu này có độ nhớt cao, khối lượng gần giống nhựa đường và cần điều chỉnh nhiệt độ (bộ tách ly tâm và bộ lọc), gia nhiệt trước khi bơm vào động cơ.

Trong động cơ đốt trong, sự giãn nở của khí nóng làm đẩy piston trong xi lanh, chuyển từ chuyển động tuyến tính của piston sang chuyển động quay của trục khuỷu để tạo ra điện năng. Mỗi chuyển động của piston trong xi lanh được gọi là một kỳ. Các động cơ 4 kỳ (kỳ nạp, kỳ nén, kỳ nổ và kỳ xả) được sử dụng chủ yếu cho sản xuất điện.

Nhiệt độ trong động cơ rất cao (1500-2000°C) và do đó cần có hệ thống làm mát. Nước được tuần hoàn bên trong lớp vỏ bọc động cơ và được làm mát trong một hệ thống làm mát đặt bên ngoài. Nhiệt thải từ động cơ và từ khói thải cũng có thể được thu hồi để sử dụng cho sưởi ấm hoặc các quá trình xử lý công nghiệp.

Cũng có thể sử dụng nhiệt từ khí thải của động cơ trong chu trình hỗn hợp với máy phát điện tuabin hơi nước. Điều này chỉ được xem là phù hợp với các nhà máy điện công suất lớn (từ 50 MWe trở lên) có hệ số công suất cao.

Do giá nhiên liệu tương đối cao nên các nhà máy điện động cơ đốt trong dùng diesel được sử dụng chủ yếu trong các hệ thống điện quy mô vừa hoặc nhỏ hoặc sử dụng để cấp điện cho phụ tải đỉnh trong các hệ thống điện quy mô lớn. Đối với các động cơ đốt trong dùng khí, chi phí nhiên liệu thường thấp hơn và do đó loại động cơ này cạnh tranh hơn các công nghệ khác. Trong các hệ thống điện quy mô nhỏ, nguồn điện diesel cũng được sử dụng kết hợp (dự phòng) với các công nghệ năng lượng tái tạo. Một số nhà cung cấp giới thiệu các dự án kết hợp có công suất từ 10 đến 300 MW, kết hợp điện mặt trời, điện gió, điện sinh khối, chất thải, khí và/hoặc diesel (Tài liệu tham khảo 1).

Trong một quá trình nhiệt động học lý tưởng, một động cơ diesel có thể đạt được hiệu suất hơn 50%. Trong điều kiện thực tế, hiệu suất thực của nhà máy là 45-46%. Đối với các nhà máy điện chu trình hỗn hợp hiệu suất đạt 50% (Tài liệu tham khảo 5).

Đầu vào

Các động cơ đốt trong có thể sử dụng rất nhiều loại nhiên liệu bao gồm: dầu thô, dầu nhiên liệu nặng, dầu diesel, nhiên liệu nhũ tương (nhũ tương có thành phần là nước và chất lỏng cháy được) và nhiên liệu diesel sinh học.
Các động cơ cũng có thể được thiết kế để dùng khí tự nhiên hoặc chuyển đổi từ dầu sang vận hành bằng khí tự nhiên.

Công suất điển hình

Từ 10 MW_e đến khoảng 300 MW_e. Nhà máy điện động cơ đốt trong quy mô lớn (>20 MW_e) thường có nhiều động cơ có công suất trong dải từ 1 đến 23 MW_e (Tài liệu tham khảo 5).

Cấu hình tăng giảm công suất

Nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong không có giới hạn tải tối thiểu và có thể duy trì hiệu suất cao ở chế độ non tải do thiết kế có tính chất mô đun – có thể vận hành một nhóm các động cơ ở chế độ đầy tải. Khi giảm phụ tải, từng động cơ riêng lẻ trong cụm máy phát có thể giảm công suất phát hoặc ngừng phát. Các động cơ còn đang vận hành có thể phát đầy tải, duy trì hiệu suất cao của cụm máy phát.

Các nhà máy điện động cơ đốt trong có thể khởi động và đạt đầy tải trong vòng 2-15 phút (trong điều kiện khởi

động ấm). Quá trình đồng bộ hóa có thể mất 30 giây. Điều này có lợi cho cán bộ vận hành lưới điện khi sự mất cân bằng giữa cung và cầu bắt đầu xảy ra.

Các động cơ có khả năng cung cấp công suất đỉnh, công suất dự phòng, các dịch vụ phụ trợ bao gồm điều tần, dự phòng quay và dự phòng không quay, điều chỉnh điện áp và khởi động đen khi mất điện toàn hệ thống (Tài liệu tham khảo 2, 3).

Ưu điểm/nhược điểm

Ưu điểm

- Ảnh hưởng của điều kiện môi trường xung quanh (nhiệt độ và độ cao) lên chức năng và hiệu suất vận hành của nhà máy là nhỏ nhất
- Khởi động nhanh để đạt công suất tối đa và thời gian ngừng máy không phụ thuộc vào quy mô công suất nhà máy
- Hiệu suất cao khi chạy non tải
- Công nghệ dạng mô đun – cho phép phần lớn các bộ phận của nhà máy có thể vận hành phát điện trong thời gian bảo trì
- Thời gian xây dựng ngắn, ví dụ 10 tháng.
- Công nghệ được kiểm chứng có độ tin cậy cao. Sửa chữa dễ dàng và đơn giản.

Nhược điểm

- Các động cơ đốt trong không thể sử dụng để sản xuất hơi nước có áp suất cao (như tuabin). Khoảng 50% nhiệt thải ra có nhiệt độ thấp.
- Đối với các động cơ đốt dầu/diesel:
    - Nhiên liệu đắt (đối với động cơ đốt dầu).
    - Chi phí vận hành cao, đặc biệt với các động cơ quy mô lớn.
    - Ảnh hưởng môi trường cao do phát thải NO_x và SO_2.
- Đối với các động cơ đốt khí:
    - Cần phát triển hạ tầng cơ sở để nhập khẩu nhiên liệu (LNG) cho các nhà máy điện quy mô trung bình.
    - Động cơ quy mô trung bình và lớn cần gần nguồn cấp khí, dẫn tới giảm độ linh hoạt.

Môi trường

Phát thải chủ yếu phụ thuộc vào các nhiên liệu sử dụng, loại nhiên liệu và hàm lượng lưu huỳnh của nó, v.v... Các nhà máy điện diesel hiện đại quy mô lớn áp dụng động cơ đốt khí cháy nghèo, trong đó nhiên liệu và không khí được trộn trước khi được đưa vào xi lanh động cơ nhờ đó giảm phát thải NO_x.

Có thể giảm phát thải thông qua lựa chọn chất lượng nhiên liệu và sử dụng các công nghệ phát thải thấp hoặc công nghệ giảm phát thải (khói thải) chuyên dụng như hệ thống SCR (hệ thống khử có chọn lọc bằng chất xúc tác)..

Với công nghệ SCR, có thể đạt được mức NO_x là 5 ppm thể tích, khô ở 15% O_2 (Tài liệu tham khảo 5).

Nghiên cứu và phát triển

Các động cơ đốt trong là công nghệ đã chín muồi và được biết rất rõ – thuộc loại 4.

Thời gian khởi động ngắn, đáp ứng phụ tải nhanh và cung cấp các dịch vụ lưới điện khác là những yếu tố ngày càng quan trọng hơn khi có nhiều nguồn điện có sản lượng không ổn định cấp điện lên lưới. Các động cơ đốt trong có tiềm năng cung cấp các dịch vụ như vậy và những nỗ lực nghiên cứu và phát triển hướng tới mục đích này (Tài liệu tham khảo 6).

Dự báo hiệu quả hoạt động và chi phí

Các nhà máy điện động cơ đốt trong là công nghệ đã chín muồi và kỳ vọng sẽ chỉ có những cải tiến từng bước nhỏ.

Theo kịch bản 2 DS và 4 DS của IEA công suất đặt toàn cầu của các nhà máy điện đốt dầu sẽ giảm trong tương lai và do đó ngay cả khi xem xét thay thế các nhà máy điện đốt dầu hiện có thì thị trường đối với các nhà máy điện diesel trong tương lai sẽ bị thu hẹp. Lấy cách tiếp cận đường cong học tập để dự báo diễn biến chi phí tương lai, thì

giá thành của các nhà máy điện diesel có thể sẽ duy trì ở mức cao hơn hoặc thấp hơn xấp xỉ mức giá hiện nay.

Các động cơ đốt trong cũng có thể chạy bằng khí tự nhiên và lợi thế về khả năng điều chỉnh công suất so với tuabin khí đã làm cho chúng trở nên hấp dẫn khi được sử dụng làm nguồn dự phòng cho những công nghệ năng lượng tái tạo phát điện gián đoạn. Điều này có thể mở đường cho việc khai thác rộng hơn các động cơ này trong các thị trường điện tương lai.

Một dự án 37 MW được triển khai gần đây trên đảo Faeroe đã được công bố với chi phí đầu tư 0,86 tr. USD/MW_e (Tài liệu tham khảo 7). Các ví dụ khác bao gồm: nhà máy động cơ PLTD Pesanggaran tại Bali, Indonesia, một nhà máy động cơ đốt khí tự nhiên và dầu nhiên liệu nặng (HFO) công suất 200 MW với 12 động cơ Wärtsilä 18V50DF được vận hành chạy thử vào năm 2015 và nhà máy United Ashuganj tại Bangladesh, một nhà máy động cơ đốt khí tự nhiên công suất 195 MW với 20 động cơ Wärtsilä 20V34SG được vận hành chạy thử vào năm 2015 (Tài liệu tham khảo 10).

Trong bảng số liệu chúng tôi xem xét một nhà máy điện sử dụng động cơ đốt trong có công suất 100 MW_e với 5 tổ máy, mỗi tổ máy có công suất 20 MW_e. Hai bảng dữ liệu được cung cấp, bao gồm một bảng cho các động cơ đốt dầu và một bảng cho các động cơ đốt khí tự nhiên, mặc dù dữ liệu của hai loại động cơ này khá tương đồng.

Tài liệu tham khảo
Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. BWSC, 2017. Điện lai ghép – những giải pháp tích hợp với nguồn điện năng lượng tái tạo. Bài xem ngày 3/8/2017 tại http://www.bwsc.com/Hybrid-power-solutions.aspx?ID=1341
2. Wärtsila, 2017. Động cơ đốt so với tuabin khí: Hiệu suất non tải và tính linh hoạt. Bài xem ngày 3/8/2017 https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-tuabin-part-load-efficiency-and-flexibility
3. Wärtsila, 2017. Động cơ đốt so với tuabin khí: Thời gian khởi động https://www.wartsila.com/energy/learning-center/technical-comparisons/combustion-engine-vs-gas-tuabin-startup-time
4. Wärtsila, 2017. Giải quyết phụ tải đỉnh của Indonesia – cách ứng phó linh hoạt. Bài xem ngày 3/8/2017 tạihttps://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/TLerence-documents/TLerence-sheets/w%C3%A4rtsil%C3%A4-power-plants-TLerence-arun-indonesia.pdf?sfvrsn=2
5. Wärtsila, 2011. Sách trắng – Nhà máy điện động cơ đốt. Niklas Haga, Tổng giám đốc, Tiếp thị và phát triển kinh doanh Marketing và phát triển kinh doanh nhà máy điện https://cdn.wartsila.com/docs/default-source/Power-Plants-documents/TLerence-documents/White-papers/general/combustion-engine-power-plants-2011-lr.pdf?sfvrsn=2
6. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016. Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng, tháng 8/2016, https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/technology_data_for_energy_plants_-_aug_2016._update_june_2017.pdf
7. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao ở quần đảo Faroe. http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206
8. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2020, "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung".
9. Dữ liệu do Wärtsila cung cấp, tháng 01/2021.
10. Wärtsila, 2020. Các ví dụ tham khảo trên thế giới về các nhà máy điện động cơ đốt trong do Công ty Wärtsila cung cấp.

Các bảng số liệu
Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019. *Sự không chắc chắn có* liên quan đến các thông số cụ thể và không được đọc và suy diễn theo chiều dọc – tức là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn không có nghĩa là có giá thấp hơn và ngược lại.

Công nghệ	Động cơ đốt trong (sử dụng dầu nhiên liệu)								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	20	20	20						1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	100	100	100						
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	46	47	48						1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	45	46	47	43	47	45	52		1
Ngừng máy cưỡng bức (%)	3	3	3						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	1	1	1						2
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25						2
Thời gian xây dựng (năm)	1,0	1,0	1,0						2
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)	0,05	0,05	0,05						2
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-						
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-						
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	100	100	100						8;9;10
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	6,0	6,0	6,0					A	1;8;9;10
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,05	0,05	0,05						1;8;9;10
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,2	0,2	0,2						8;9;10
Môi trường									
PM 2.5 (g/Nm^3)	20	20	20					B; C	3;4
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0					C	3;4
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	280	280	280					C	3;4
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MWe)	0,60	0,58	0,55	0,55	0,70	0,50	0,65	D	6;7;9;10
- trong đó thiết bị (%)									
- trong đó lắp đặt (%)									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	10.000	9.500	9.000						2;9;10
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	6,5	6,0	5,5						2;9;10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	-	-	-						

Tài liệu tham khảo

1. Wärtsila, 2011, "Sách trắng về các nhà máy điện động cơ đốt", Niklas Haga, Tổng Giám đốc, Tiếp thị & phát triển kinh doanh các nhà máy điện.
2. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng".
3. Bộ trưởng Bộ Môi trường, Quy định 21/2008.
4. Hội đồng quốc tế về các động cơ đốt, 2008: Hướng dẫn kiểm soát phát thải diesel của NO_x, SO_x, các hạt rắn, khói và CO_2.
5. http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206
6. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
7. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện".
8. IRENA, Tính linh hoạt trong các nhà máy điện truyền thống, 2019.
   https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019
9. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2020. "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung".
10. Dữ liệu do Wartsila cung cấp, tháng 01/2021.

Ghi chú

A. 30 % phụ tải tối thiểu / tổ máy - tương ứng 6 % công suất của cả nhà máy có 5 tổ máy

B. Tổng chất hạt

C. Phát thải diesel điển hình theo Tài liệu tham khảo 3 (trung bình trong khoảng) trừ phi số này vượt quá mức phát thải lớn nhất cho phép theo quy định 21/2008 của Bộ trưởng Bộ Môi trường. Cả SO_2 và các hạt phụ thuộc vào thành phần nhiên liệu.

D. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	Động cơ đốt trong (sử dụng khí tự nhiên)								
USD 2019	2020	2030	2050	Mức độ không chắc chắn (2020)		Mức độ không chắc chắn (2050)		Ghi chú	TL
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				Thấp hơn	Cao hơn	Thấp hơn	Cao hơn		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	20	20	20						1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	100	100	100						
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	47	48	49						1;9;10
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	46	47	48	44	48	46	52		1;9;10
Ngừng máy cưỡng bức (%)	3	3	3						
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	1	1	1						2
Vòng đời kỹ thuật (năm)	25	25	25						2
Thời gian xây dựng (năm)	1,0	1,0	1,0						2
Yêu cầu không gian (1000 m^2/MWe)	0,05	0,05	0,05						2
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-						
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-						
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	100	100	100						8;9;10
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	6,0	6,0	6,0					A	1;8;9;10
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,05	0,05	0,05						1;8;9;10
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,2	0,2	0,2						8;9;10
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	7,5	7,5	7,5					B	3;4;9;10
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0						3;4
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	125	125	125						3;4;9;10
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr. USD/MWe)	0,60	0,58	0,55	0,55	0,70	0,50	0,65	C	6;7;9;10
- trong đó thiết bị (%)									
- trong đó lắp đặt (%)									
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	10.000	9.500	9.000						2;9;10
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	6,5	6,0	5,5						2;9;10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	-	-	-						

Tài liệu tham khảo

1. Wärtsila, 2011, "Sách trắng về các nhà máy điện động cơ đốt", Niklas Haga, Tổng Giám đốc, Tiếp thị & phát triển kinh doanh các nhà máy điện.
2. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2016, "Số liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng".
3. Bộ trưởng Bộ Môi trường, Quy định 21/2008.
4. Hội đồng quốc tế về các động cơ đốt, 2008: Hướng dẫn kiểm soát phát thải diesel của NO_x, SO_x, các hạt rắn, khói và CO_2.
5. http://www.bwsc.com/News---Press.aspx?ID=530&PID=2281&Action=1&NewsId=206
6. BWSC một lần nữa cung cấp nhà máy điện hiệu suất cao trên quần đảo Faroe.
7. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện".
8. IRENA, Tính linh hoạt trong các nhà máy điện truyền thống, 2019. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Sep/IRENA_Flexibility_in_CPPs_2019
9. Cục Năng lượng Đan Mạch, 2020. "Dữ liệu Công nghệ - Phát điện và cấp nhiệt tập trung".
10. Dữ liệu do Wartsila cung cấp, tháng 01/2021.

Ghi chú

A. 30 % phụ tải tối thiểu / tổ máy - tương ứng 6 % công suất của cả nhà máy có 5 tổ máy

B. Tổng chất hạt

C. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

15. ĐIỆN ĐỊA NHIỆT

Mô tả công nghệ

Đây là công nghệ sử dụng năng lượng địa nhiệt để phát điện. Dựa vào nhiệt độ của bể địa nhiệt, Hochstein (1990) đã chia các hệ thống địa nhiệt thành ba loại hệ thống sau (Tài liệu tham khảo 1):

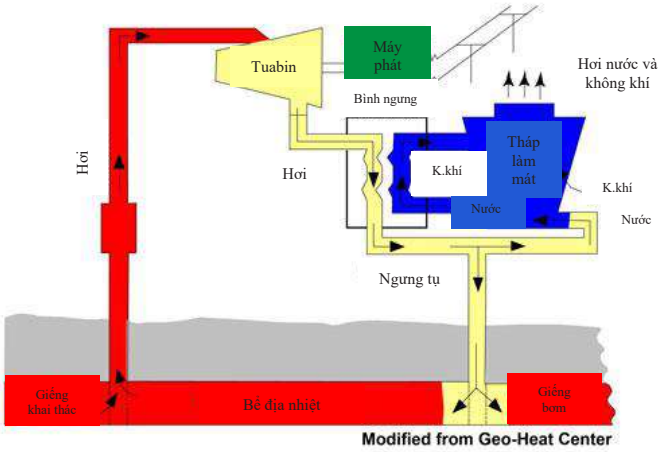
1. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ thấp có dải nhiệt độ của bể địa nhiệt thấp hơn 125°C (enthalpy thấp).
2. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ trung bình có dải nhiệt độ của bể địa nhiệt trong khoảng 125°C - 225°C (enthalpy trung bình).
3. Các hệ thống địa nhiệt nhiệt độ cao có dải nhiệt độ bể địa nhiệt cao hơn 225°C (enthalpy cao).

Các hệ thống chuyển đổi địa nhiệt thành điện năng được sử dụng trên thế giới ngày nay có thể chia thành bốn hệ thống chuyển đổi năng lượng, đó là:

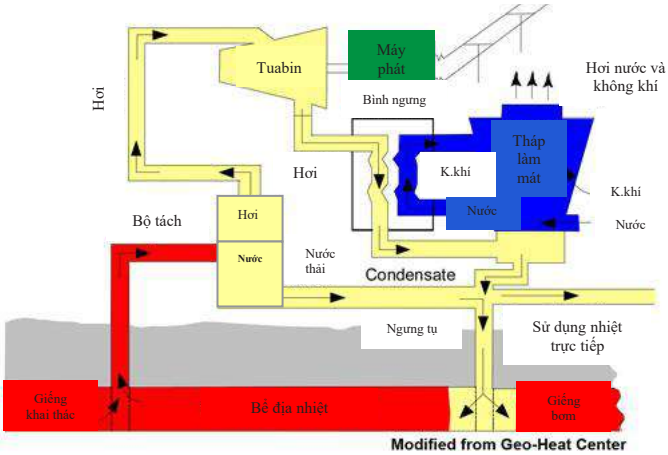
- Các nhà máy hơi nước trực tiếp; được sử dụng ở những bể địa nhiệt có hơi nước là thành phần chính; hơi nước bão hòa khô hoặc hơi nước quá nhiệt nhẹ có nhiệt độ từ 320°C xuống đến 200°C.
- Các nhà máy hơi nước giãn áp; sử dụng ở những bể địa nhiệt có nước là thành phần chính có nhiệt độ cao hơn 182°C
    - Những nhà máy hơi nước giãn áp đơn; chỉ có hơi nước giãn áp ở áp suất cao
    - Những nhà máy hơi nước giãn áp kép; có hơi nước giãn áp ở cả áp suất thấp và áp suất cao
- Hệ thống chu kỳ nhị phân hay hệ thống hai dòng chất lỏng (dựa vào chu trình Kalina hoặc chu trình Rankine hữu cơ); nhiệt độ của nguồn địa nhiệt trong dải từ 107°C đến khoảng 182°C.
- Lai ghép; hệ thống kết hợp bao gồm từ hai loại công nghệ cơ bản nêu ở trên được bố trí nối tiếp và/hoặc song song.

Các tuabin địa nhiệt loại ngưng hơi và đối áp về cơ bản là những máy áp suất thấp được thiết kế để vận hành ở dải áp suất đầu vào từ khoảng 20 bar xuống đến 2 bar và hơi nước bão hòa. Hệ thống ngưng hơi là loại phổ biến nhất của hệ thống biến đổi điện được sử dụng ngày nay. Nhìn chung chúng được chế tạo ở quy mô sản phẩm mô đun có công suất như sau: từ 20 MW đến 110 MW (hiện nay tổ máy tuabin địa nhiệt lớn nhất được chế tạo là 117 MW). Các tổ máy loại nhị phân có nhiệt độ thấp/trung bình, như loại chu trình Kalina hoặc loại chu trình Rankin hữu cơ, được chế tạo ở dải công suất mô đun nhỏ hơn, v.d. dải công suất từ 1 MW đến 10 MW. Các tổ máy lớn thường được chế tạo đặc biệt phù hợp cho nhu cầu sử dụng cụ thể, tuy nhiên loại này có giá cao hơn.

Sơ đồ nhà máy điện địa nhiệt hơi nước khô

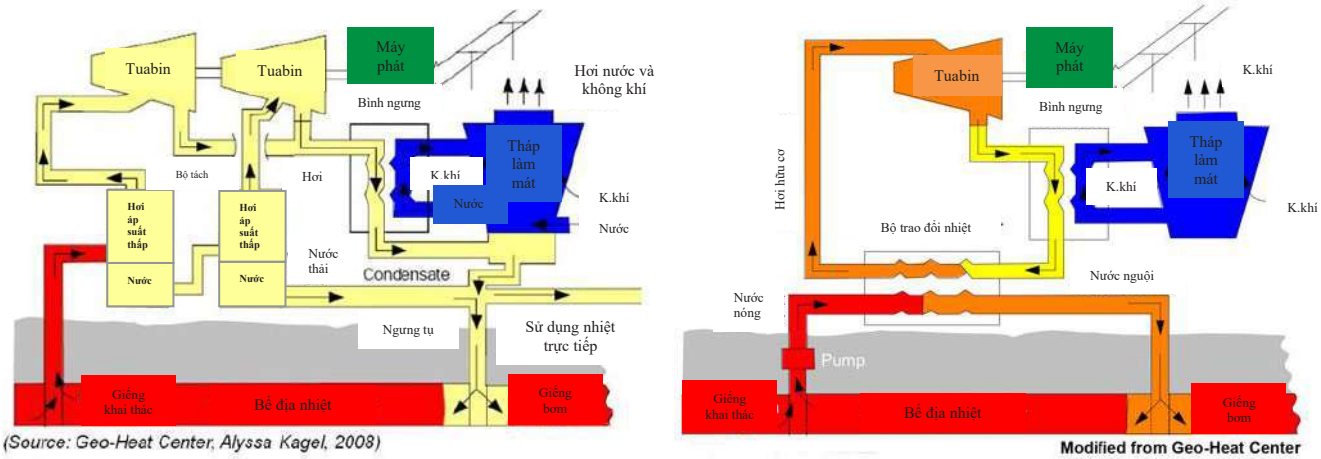


Sơ đồ nhà máy điện địa nhiệt hơi giãn áp

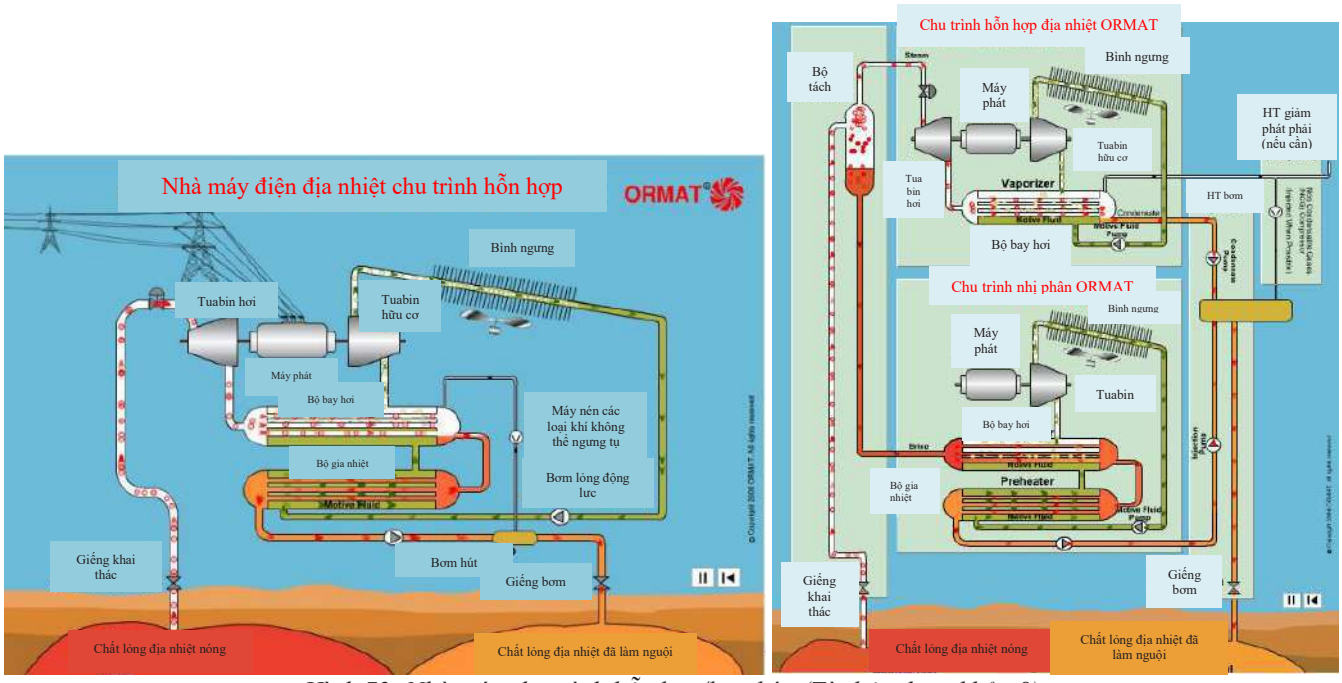


Hình 70: Các nhà máy điện địa nhiệt trực tiếp và địa nhiệt giãn áp chu trình đơn (Tài liệu tham khảo 7)

Sơ đồ nhà máy điện địa nhiệt chu kỳ nhị phân



Hình 71: Các nhà máy điện địa nhiệt hơi nước giãn áp kép và chu kỳ nhị phân (Tài liệu tham khảo 7)



Hình 72: Nhà máy chu trình hỗn hợp/lai ghép (Tài liệu tham khảo 8)

Tiềm năng điện địa nhiệt của Việt Nam hiện còn khá khiêm tốn, được ước tính ở mức khoảng 3-400 MW. Nguồn địa nhiệt tại các điểm thăm dò có mức enthalpy thấp với nhiệt độ không vượt quá 100°C.

Đầu vào
Nhiệt từ nước biển (nước mặn) từ bể ngầm dưới mặt đất.

Đầu ra
Điện năng và nhiệt.

Công suất điển hình
2,5-110 MW /một tổ máy.

Cấu hình tăng giảm công suất
Kinh nghiệm chung là năng lượng địa nhiệt nên được sử dụng cho phụ tải nền để đảm bảo mức hoàn vốn đầu tư có thể chấp nhận. Đối với hầu hết các nhà máy điện địa nhiệt, khi so sánh với các nhà máy đốt nhiên liệu hóa thạch, độ linh hoạt là vấn đề có tính chất kinh tế nhiều hơn là kỹ thuật.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:

- Mức độ khả dụng cao (>98% và 7500 giờ vận hành/năm).

- Ảnh hưởng ít đến hệ sinh thái bề mặt.
- Ảnh hưởng thị giác thấp.
- Hầu như không có ô nhiễm chất lỏng do sử dụng lại chất lỏng bơm vào hệ thống.
- Ít phụ thuộc vào các điều kiện thời tiết.
- Công nghệ được thiết lập cho sản xuất điện.
- Chi phí vận hành rẻ và không cần "nhiên liệu".
- Là nguồn năng lượng tái tạo và công nghệ thân thiện môi trường có phát thải CO_2 thấp.
- Tính ổn định vận hành cao và tuổi thọ dài.
- Có tiềm năng kết hợp với tích trữ nhiệt.
- Địa nhiệt là nguồn năng lượng khác biệt so với các nguồn năng lượng tái tạo biến đổi như gió và mặt trời vì nó có thể cung cấp điện ổn định cả ngày và cả năm, không biến động do ảnh hưởng bởi các hình thái thời tiết hay mùa vụ.

Nhược điểm:

- Bể địa nhiệt cần phải được kiểm nghiệm trước khi bắt đầu vận hành nhà máy ổn định (Tài liệu tham khảo 11)
- Rủi ro dự án thất bại/ không khả thi sau đợt thăm dò đầu tiên.
- Chi phí ban đầu cao
- Các bể địa nhiệt tốt nhất thường không gần các thành phố
- Cần tiếp cận nhu cầu phụ tải nền.
- Công việc khoan có thể ảnh hưởng đến môi trường lân cận.
- Có nguy cơ lở đất nếu không được xử lý đúng.
- Các đường ống dẫn chất lỏng địa nhiệt sẽ có ảnh hưởng đến cảnh quan và môi trường khu vực xung quanh.

Môi trường

Hơi nước từ mỏ địa nhiệt chứa khí không ngưng tụ (NCG) như Carbon Dioxide (CO_2), Hydro Sulfua (H_2S), Amoniac (NH_3), Nitơ (N_2), Methane (CH_4) and Hydro (H_2). Trong đó, CO_2 là thành phần chiếm tỷ trọng lớn nhất trong phát thải NCG. CO_2 chiếm từ 95 đến 98% tổng lượng khí, H_2S chỉ chiếm từ 2 đến 3%, và các khí khác chiếm tỷ trọng rất ít.

H_2S là chất khí cháy không màu, rất độc. Nó ảnh hưởng nhiều mặt lên sức khoẻ, phụ thuộc vào nồng độ khí. Khí có nồng độ thấp gây khó chịu cho mắt, mũi, cổ họng và hệ hô hấp (v.d. gây rát mắt/chảy nước mắt, ho, khó thở). Ngưỡng an toàn đối với H_2S trong người là từ 0,0005 đến 0,3 ppm.

Việc làm

Việc phát triển tổ máy 5 và 6 của Lahendong và tổ máy 3 Ulubelu của các nhà máy địa nhiệt ở Indonesia có tổng công suất đặt là 95 MW đã tạo ra khoảng 2.750 việc làm cho lực lượng lao động địa phương trong thời gian xây dựng. Những nhà máy điện này đã bắt đầu vận hành thương mại từ tháng 12/2016.

Nghiên cứu và phát triển

Các nhà máy điện địa nhiệt được coi là công nghệ loại 3 – tức là công nghệ đã thương mại hóa và có tiềm năng cải tiến.

Ví dụ về các dự án hiện tại

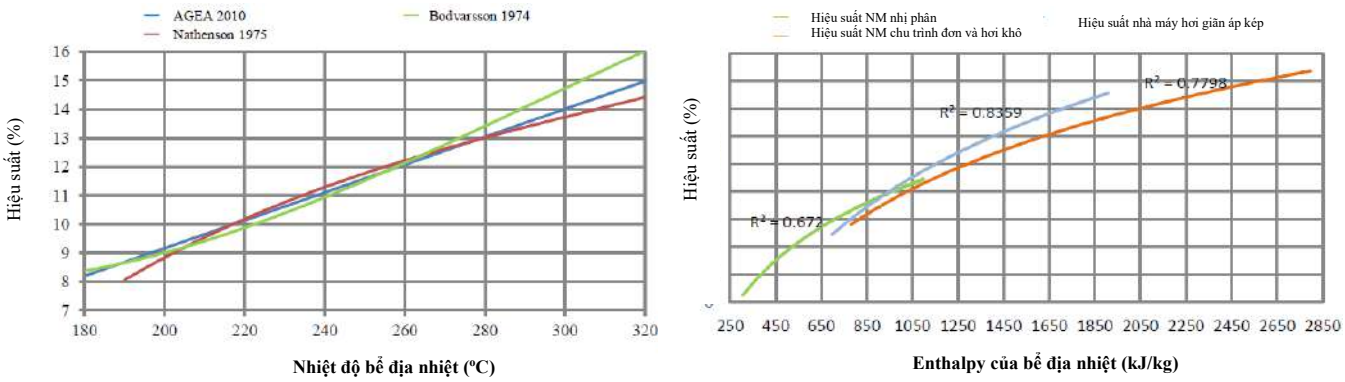
Việt Nam nằm trên khu vực tiếp giáp giữa lưu vực Biển Đông và thềm lục địa Đông Nam Á. Có hơn 300 địa điểm khoáng nóng với nhiệt độ lên đến 105°C đã được phát hiện. Ngoài ra, hơn 100 nguồn nước nóng với nhiệt độ lên đến 148°C đã được phát hiện (Tài liệu tham khảo 12). Sáu khu vực triển vọng đã được xác định bao gồm: Tây Bắc Bộ, Đông Bắc Bộ, Đồng bằng Bắc Bộ, Bắc Trung Bộ, Nam Trung Bộ và Nam Bộ là các khu vực có hoạt động kiến tạo gần đây.

Cho đến nay năng lượng địa nhiệt được sử dụng rất hạn chế tại Việt Nam. Một phần nguyên nhân có thể là chi phí đầu tư cao và thiếu kinh nghiệm.

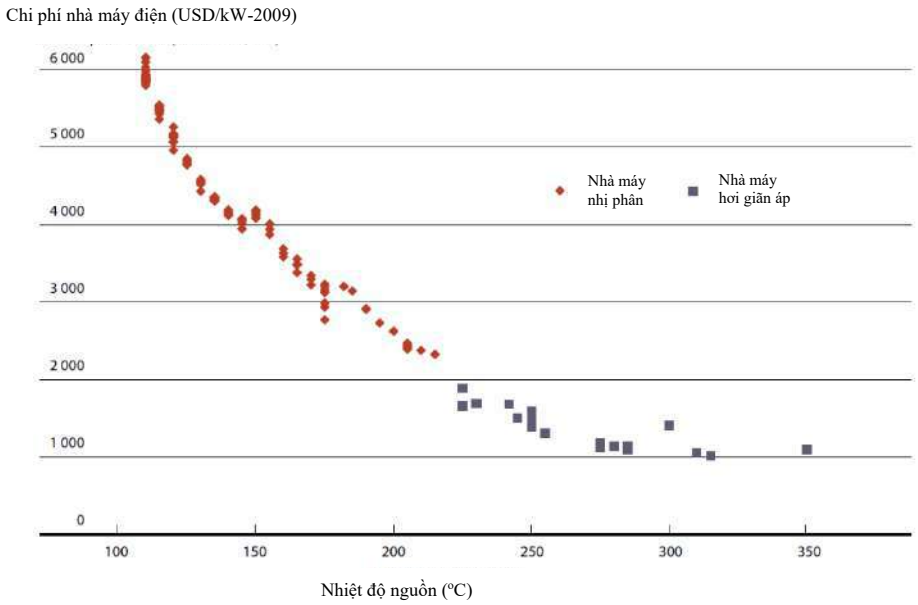
Nhận xét bổ sung

Hiệu suất chuyển đổi năng lượng của các nhà máy điện địa nhiệt nhìn chung thấp hơn so với các nhà máy nhiệt

điện truyền thống. Hiệu suất chuyển đổi chung chịu tác động của nhiều thông số bao gồm thiết kế nhà máy điện (hơi giãn áp chu trình đơn hay kép, hơi giãn áp ba cấp, hơi khô, hệ thống nhị phân hay hệ thống lai ghép), quy mô công suất, hàm lượng khí, phụ tải ký sinh, các điều kiện môi trường xung quanh và các thông số khác. Hình bên dưới mô tả hiệu suất chuyển đổi năng lượng của các hệ thống chu kỳ nhị phân, hơi khô-hơi giãn áp đơn và hơi giãn áp kép. Hình này cho thấy các nhà máy điện hơi giãn áp kép có hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao hơn các nhà máy hơi giãn áp đơn nhưng có thể có hiệu suất thấp hơn các nhà máy chu kỳ nhị phân đối với dải enthalpy thấp (750-850 kJ/kg). Điều này có tác động trực tiếp lên suất đầu tư của nhà máy như thể hiện trong hình sau.



Hình 73: Hiệu suất nhà máy điện địa nhiệt là hàm số của nhiệt độ và enthalpy (Tài liệu tham khảo 5)



Hình 74: Chi phí có tính chỉ dẫn của nhà máy điện đối với các dự án địa nhiệt theo nhiệt độ của bể địa nhiệt (Tài liệu tham khảo 10).Tổ máy của nhà máy điện chiếm khoảng 40-50% tổng vốn đầu tư.

Tài liệu tham khảo

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. Hochstein, M.P., 1990. "Phân loại và đánh giá các nguồn địa nhiệt" trong: *Dickson MH và Fanelli M., các nguồn địa nhiệt nhỏ*, Trung tâm Các nguồn năng lượng nhỏ UNITAEWNDP, Rome, Italy, 31-59.
2. Yuniarto và các cộng sự., 2015. "Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia", trong *Báo cáo Đại hội địa nhiệt thế giới 2015*, Melbourne, Australia.
3. Moon & Zarrouk, 2012. "Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu", trong *Báo cáo Hội thảo địa nhiệt New Zealand 2012*, Auckland, New Zealand.
4. Khảo sát địa nhiệt Colorado, www.coloradogeologicalsurvey.org, Truy cập ngày 20/7/2017.
5. Ormat, Điện địa nhiệt, www.ormat.com/geothermal-power, Truy cập ngày 20/7/2017.
6. Sarulla Operation Ltd, Dự án địa nhiệt Sarulla, www.sarullaoperations.com/overview.html, Truy cập ngày 20/7/2017.
7. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014.

8. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, "Sổ tay về những yếu tố bên ngoài, việc làm, và tính kinh tế của năng lượng địa nhiệt".
9. Hoàng Hữu Quý (1998): Tổng quan về tiềm năng địa nhiệt của Việt Nam. Địa nhiệt học. Quyển 27, Ấn phẩm 1, Tháng 02/1998, Trang 109-115
10. IRENA (2018): Các chi phí phát điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo thế giới, Abu Dhabi.

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các chi phí được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	**Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống nhỏ (nhị phân hoặc ngưng hơi)**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	10	10	10	0,3	20	0,3	20		1;8
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	20	20	20	5	30	5	30		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	10	11	12	6	12	8	14	A	5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	10	11	12	6	12	8	14	A	5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	10	10	10	5	30	5	30		1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	4	4	4	2	6	2	6		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	30	30	30	20	50	20	50		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,0	2,0	2,0	1,5	3	1,5	3		1
Yêu cầu không gian (1000m^2/MWe)	30	31	32	20	40	20	40		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	90	90	90	70	100	70	100		1
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	80	80	80	70	100	70	100		1
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)									
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
NO_x(g/GJ nhiên liệu)	-	-	-	-	-	-	-	B	6
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	4,7	4,4	4,0	3,5	5,9	3,0	5,0	C;D;E	1;2;4;8
- trong đó thiết bị (%)	60	60	60	40	70	40	70		3
- trong đó lắp đặt (%)	40	40	40	30	50	30	50		3
Vận hành & bảo trì cố định(USD/MWe/năm)	20.800	19.200	17.600	15.600	26.000	13.200	21.900	C;D	1;4
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,38	0,36	0,33	0,29	0,48	0,24	0,41	C;D	1;4
Chi phí khởi động (USD/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Chi phí thăm dò (tr.USD/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7
Chi phí xác nhận (tr.USD/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7

Tài liệu tham khảo:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện".
2. Budisulistyob& Krumdieck, 2014, "Phân tích nhiệt động học và kinh tế cho nghiên cứu tiền khả thi của nhà máy điện địa nhiệt chu kỳ nhị phân".
3. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014.
4. Tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.
5. Moon & Zarrouk, 2012, "Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu".
6. Yuniarto, et.all, 2015, "Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia"

7. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, "Sổ tay về các yếu tố ngoại lai, việc làm và kinh tế học của năng lượng địa nhiệt".

8. Sáng kiến chính sách khí hậu, 2015, Sử dụng nguồn tài chính của khu vực tư nhân để đẩy mạnh phát triển địa nhiệt: nhà máy điện địa nhiệt Sarulla, Indonesia.

Ghi chú

A Hiệu suất là hiệu suất nhiệt – có nghĩa là sử dụng nhiệt từ lòng đất. Vì nhiệt địa nhiệt là năng lượng tái tạo và được coi là miễn phí nên nếu tăng hiệu suất sẽ làm giảm chi phí đầu tư trên MW. Những tổ máy nhỏ này được giả định là các tổ máy chu kỳ nhị phân ở nhiệt độ nguồn trung bình.

B Địa nhiệt phát thải H_2S. Theo quy định 21/2018 của Bộ trưởng Bộ Môi trường, mức phát thải này phải nhỏ hơn 35mg/Nm^3.

C Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/-25%

D Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thăm dò và chi phí xác nhận (xem phần số liệu riêng của công nghệ).

E Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần Phương pháp luận.

Công nghệ	**Nhà máy điện địa nhiệt – Hệ thống lớn (hơi giãn áp hoặc hơi khô)**								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	55	55	55	30	500	30	500		1
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	110	110	110	30	500	30	500		1
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	16	17	18	8	18	10	20	A	5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	15	16	17	8	18	10	20	A	5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	10	10	10	5	30	5	30		1
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	4	4	4	2	6	2	6		1
Vòng đời kỹ thuật (năm)	30	30	30	20	50	20	50		1
Thời gian xây dựng (năm)	2,0	2,0	2,0	1,5	3	1,5	3		1
Yêu cầu không gian (1000m^2/MWe)	30	30	30	20	40	20	40		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	90	90	90	70	100	70	100		1
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	80	80	80	70	100	70	100		1
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	3	10	20						8
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)									
Thời gian khởi động ấm (giờ)									
Thời gian khởi động lạnh (giờ)									
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	-	-	-	-	-	-	-	C	6
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	3,6	3,4	3,1	2,7	4,5	2,3	3,8	B;D;E	1;2;3;4
- trong đó thiết bị (%)	60	60	60	40	70	40	70		3
- trong đó lắp đặt (%)	40	40	40	30	50	30	50		3
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	18.700	17.400	15.800	14.000	23.400	11.900	19.800	B;D	1;4
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	0,26	0,24	0,22	0,19	0,32	0,16	0,27	B;D	1;4
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Chi phí thăm dò (tr.USD/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7
Chi phí xác nhận (tr.USD/MWe)	0,15	0,15	0,15	0,10	0,20	0,10	0,20		7

Tài liệu tham khảo:

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, "Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện".

2. IEA, Báo cáo Triển vọng Năng lượng thế giới, 2015.

3. IRENA, 2015, Chi phí phát điện năng lượng tái tạo năm 2014

4. Tiếp cận đường cong học tập để xây dựng các thông số tài chính.

5. Moon & Zarrouk, 2012, "Hiệu suất của các nhà máy điện địa nhiệt: Đánh giá toàn cầu"

6. Yuniarto, et.al, 2015, "Phát thải của nhà máy điện địa nhiệt ở Indonesia".

7. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2006, "Sổ tay về các yếu tố ngoại lai, việc làm và kinh tế học của năng lượng địa nhiệt".

8. Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt, 2015, "Tóm tắt vấn đề của Hiệp hội Năng lượng địa nhiệt: Doanh nghiệp và các dịch vụ cung cấp điện linh hoạt từ các nhà máy điện địa nhiệt".

Ghi chú

A Hiệu suất là hiệu suất nhiệt – có nghĩa là sử dụng nhiệt từ lòng đất. Vì nhiệt địa nhiệt là năng lượng tái tạo và được coi là miễn phí nên nếu tăng hiệu suất sẽ làm giảm chi phí đầu tư trên MW. Những tổ máy nhỏ này được giả định là các tổ máy chu kỳ nhị phân ở nhiệt độ nguồn trung bình.

B Mức độ không chắc chắn (cao hơn/thấp hơn) ước tính là +/-25%, là con số ước tính dựa trên các trường hợp nghiên cứu của IRENA (Tài liệu tham khảo 3).

C Địa nhiệt phát thải H_2S. Theo quy định 21/2018 của Bộ trưởng Bộ Môi trường, mức phát thải này phải nhỏ hơn 35mg/Nm^3.

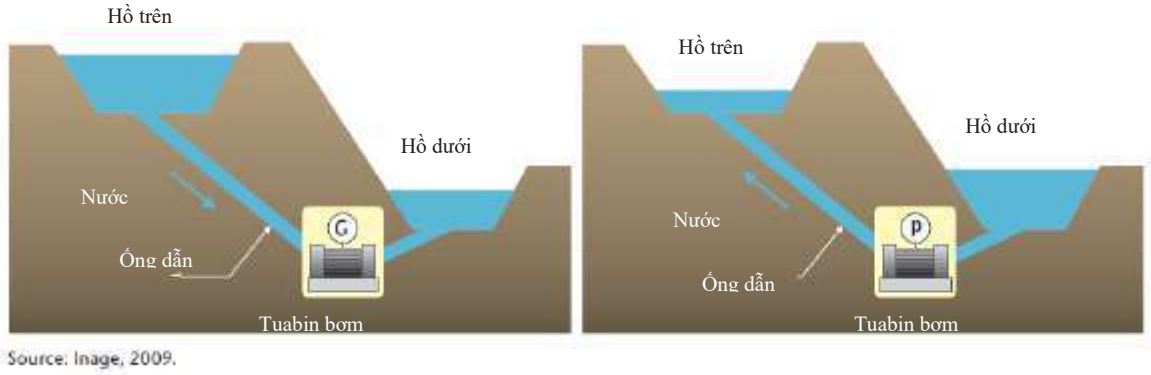
D Tỷ lệ học tập kinh nghiệm được giả định là có tác động đến thiết bị chuyên dụng và lắp đặt hệ thống điện địa nhiệt. Các tổ máy của nhà máy điện (như tuabin và bơm) được giả định sẽ phát triển công nghệ rất ít. Từ tài liệu tham khảo 3, giả định một nửa chi phí đầu tư là cho thiết bị chuyên dụng của địa nhiệt.

E Chi phí đầu tư bao gồm chi phí thăm dò và chi phí xác nhận (xem phần số liệu riêng của công nghệ).

16. THỦY ĐIỆN TÍCH NĂNG

Mô tả công nghệ

Nhà máy thủy điện tích năng (PSPP) sử dụng nước bơm từ hồ dưới lên hồ trên để tích trữ năng lượng. Khi sử dụng nguồn năng lượng tích trữ này, nước sẽ được xả từ hồ trên xuống hồ dưới qua tuabin để phát điện. Nhà máy thủy điện tích năng lấy điện năng từ lưới điện để bơm nước lên, rồi trả lại lưới điện phần lớn lượng năng lượng này (hiệu suất của quá trình hai chiều này là từ 70% đến 85%). Do đó, nhà máy thủy điện tích năng là đơn vị tiêu thụ điện thực nhưng là một giải pháp lưu trữ điện năng hiệu quả. Thủy điện tích năng hiện nay chiếm 99% hệ thống tích điện năng trên lưới điện của thế giới (Tài liệu tham khảo 1).



Hình 75: Nhà máy thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 2)

Một dự án thủy điện tích năng điển hình được thiết kế với thể tích nước hồ thủy lực cho vận hành nhà máy từ 6 giờ đến 20 giờ. Khi tăng quy mô công suất và số lượng tổ máy, nguồn thủy điện tích năng có thể sản xuất điện tập trung và được điều chỉnh để đáp ứng các khoảng thời gian có nhu cầu điện cao nhất, khi đó nó đem lại giá trị cao nhất. Cả thủy điện hồ chứa và thủy điện tích năng đều là những nguồn điện linh hoạt có thể giúp các đơn vị vận hành hệ thống điện giải quyết vấn đề công suất không ổn định của các nguồn điện năng lượng tái tạo như điện gió và điện mặt trời.

Có ba loại thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 3):

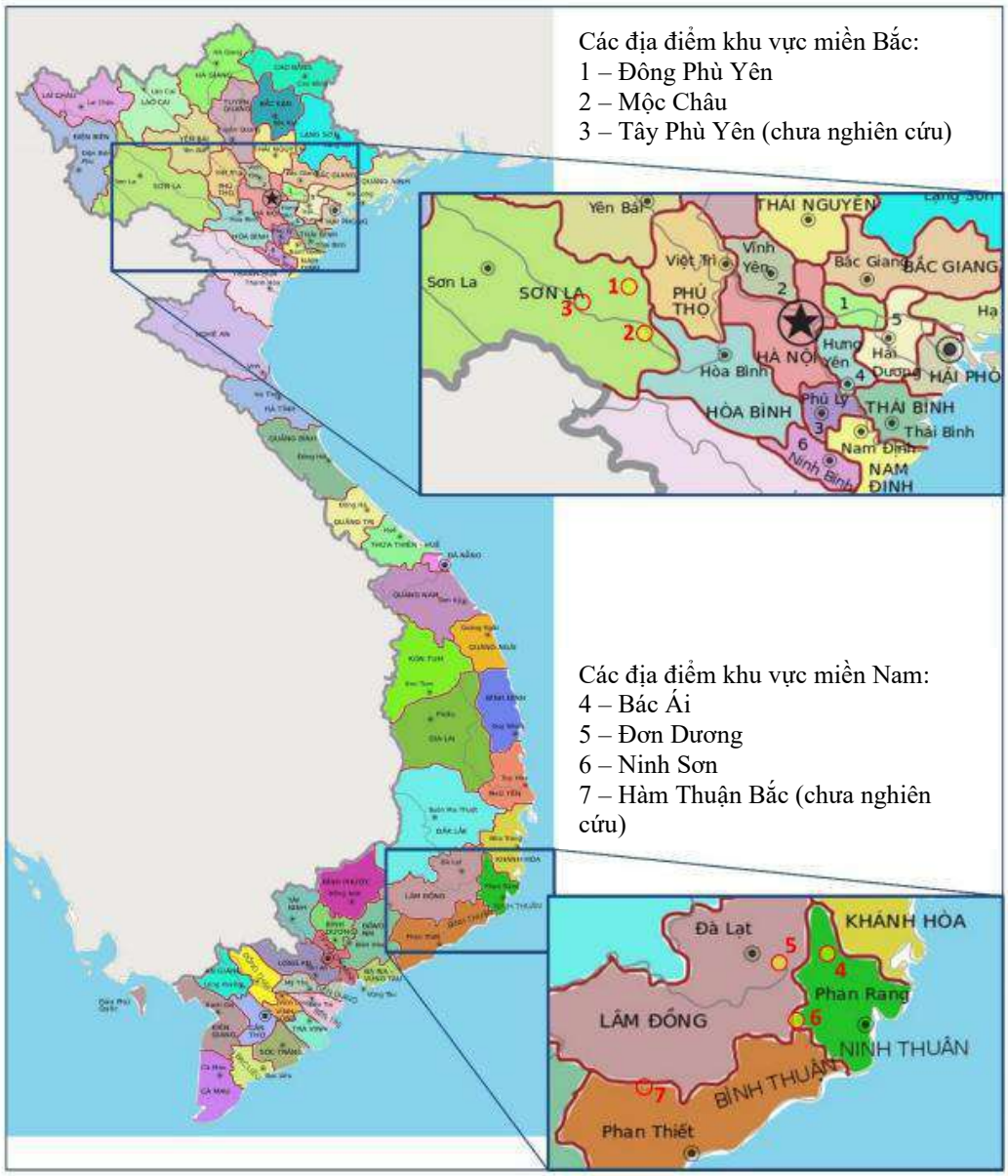
- Vòng hở: là hệ thống được phát triển từ một nhà máy thủy điện hiện có bằng cách xây dựng thêm hồ trên hoặc hồ dưới. Chúng thường nằm ngoài dòng chảy.
- Bơm lại: là hệ thống sử dụng hai hồ nối tiếp. Bơm nước từ hồ dưới trong thời gian thấp điểm để bổ sung nước sử dụng cho phát điện trong giờ cao điểm.
- Vòng kín: là hệ thống hoàn toàn không phụ thuộc vào các dòng nước hiện có – cả hai hồ đều là ngoài dòng chảy.

Thủy điện tích năng và thủy điện thông thường có hồ chứa là các phương án tích điện duy nhất có công suất lớn và chi phí vận hành thấp được khai thác hiện nay. Giải pháp nhà máy thủy điện tích năng là cách lưu trữ điện năng rẻ ở quy mô lớn. Tuy nhiên, nhà máy thủy điện tích năng nhìn chung còn đắt hơn nhà máy thủy điện thông thường có hồ chứa và thường rất khó tìm được địa điểm tốt để phát triển hệ thống thủy điện tích năng.

Sự quan tâm đến thủy điện tích năng ngày càng tăng lên, đặc biệt tại những khu vực và các nước mà ở đó điện mặt trời (pin quang điện) và điện gió chiếm tỷ lệ tương đối cao và/hoặc đang tăng nhanh (Tài liệu tham khảo 5). Phần lớn công suất thủy điện tích năng hiện nay là ở Châu Âu, Nhật Bản và Hoa Kỳ (Tài liệu tham khảo 5).

Hiện nay, công suất thủy điện tích năng trên toàn thế giới là khoảng 140 GW. Ở Liên minh Châu Âu, công suất thủy điện tích năng là 45 GWe. Ở Châu Á, dẫn đầu về thủy điện tích năng là Nhật Bản (30 GW) và Trung Quốc (24 GW). Hoa Kỳ cũng có công suất đáng kể về thủy điện tích năng (20 GW) (Tài liệu tham khảo 6).

Theo Chiến lược phát triển nguồn thủy điện tích năng của Việt Nam thực hiện bởi tư vấn Lahmeyer International và Viện Năng lượng năm 2016, Việt Nam có gần 10 GW tiềm năng nguồn thủy điện tích năng tập trung ở khu vực miền Bắc và Nam Trung Bộ như được chỉ ra trong bản đồ sau:



Hình 76: Bản đồ tiềm năng thủy điện tích năng của Việt Nam.
Nguồn: Lahmeyer International và Viện Năng lượng, "Chiến lược phát triển nguồn thủy điện tích năng của Việt Nam", 2016.

Công suất điển hình
Công suất tổ máy từ 50 đến 500 MW (Tài liệu tham khảo 12)

Cấu hình tăng giảm công suất
Các nhà máy thủy điện tích năng có khả năng điều chỉnh phụ tải nhanh (là tốc độ thay đổi công suất danh định trong một khung thời gian cho trước) vì chúng có khả năng điều chỉnh công suất lên hoặc xuống lớn hơn 40% công suất danh định trong vòng một phút. Thủy điện tích năng và thủy điện có hồ chứa phát công suất đỉnh có khả năng ứng phó với những biến động lớn về sản lượng phát và có thể cung cấp công suất tác dụng trong thời gian ngắn.

Ưu điểm/nhược điểm
Ưu điểm:

- Có thể tái sử dụng nước nhiều lần và như vậy các hồ nhỏ hơn là phù hợp.
- Quá trình phát điện không có phát thải.
- Nước là nguồn năng lượng tái tạo.
- Các hồ có thể được sử dụng cho các mục đích phụ như cấp nước, câu cá và giải trí (Tài liệu tham khảo 15).

Nhược điểm:

- Các địa điểm rất hạn chế.
- Thời gian xây dựng dài hơn các phương án tích trữ năng lượng khác.
- Xây dựng các đập trên sông luôn luôn có ảnh hưởng đến môi trường.

Môi trường

Những ảnh hưởng môi trường có thể có của nhà máy thủy điện tích năng chưa được đánh giá một cách có hệ thống, nhưng dự kiến là nhỏ. Phần lớn lượng nước được tái sử dụng, làm hạn chế đến mức tối thiểu việc phải lấy nước từ nguồn ở bên ngoài. Việc sử dụng các đập hiện có làm thủy điện tích năng có thể tạo ra các cơ hội và cấp vốn cho các thiết bị cải tạo và các quy định vận hành mới làm giảm các tác động sinh thái và xã hội của dự án trước đó (Tài liệu tham khảo 8). Các dự án thủy điện tích năng đòi hỏi diện tích đất nhỏ vì các hồ chứa của chúng trong hầu hết các trường hợp có thể được thiết kế để chỉ chứa nước đủ đảm bảo công suất phát của nhà máy trong vài giờ hoặc vài ngày.

Việc làm

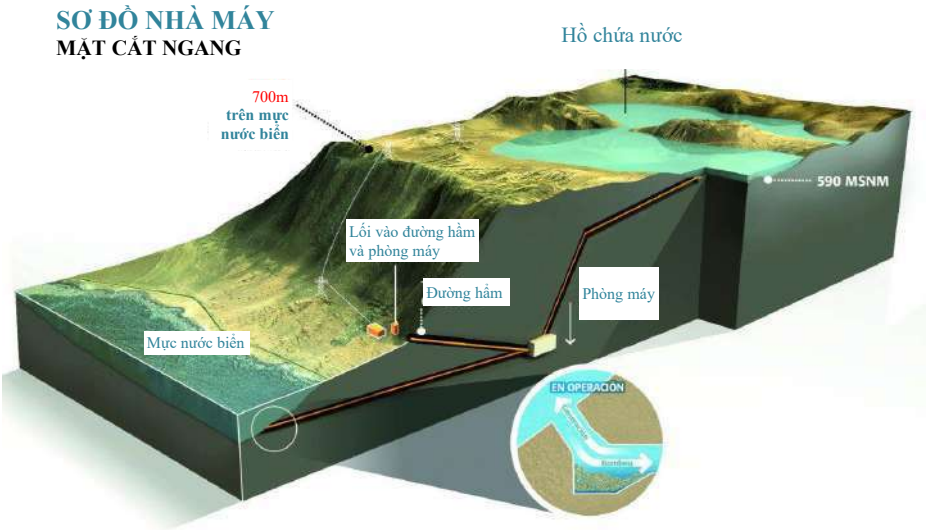
Tại Indonesia, PLN dự kiến nhà máy thủy điện (tích năng) Thượng Cisokan với công suất lắp đặt 1040 MW sẽ cần khoảng 3000 công nhân để hoàn thành.

Nghiên cứu và phát triển

Thủy điện tích năng, giống như thủy điện có hồ chứa, là công nghệ đã chín muồi và được biết đến rộng rãi và có thể xếp vào nhóm công nghệ số 4.

Trong điều kiện vận hành bình thường, các tuabin thủy điện được tối ưu hóa cho một điểm vận hành được xác định bởi tốc độ, cột nước và lưu lượng nước. Cột nước là mức chênh lệch giữa các mực nước tại cửa vào và cửa xả. Đó là chiều cao theo phương thẳng đứng, đo bằng đơn vị mét. Ở chế độ vận hành có tốc độ cố định thì bất kỳ sự thay đổi nào của cột nước và lưu lượng đều làm giảm phần nào hiệu suất. Tổ máy tuabin-bơm có tốc độ thay đổi vận hành trong một dải thông số rộng về cột nước và lưu lượng, nhờ đó cải thiện tính kinh tế đối với thủy điện tích năng. Hơn nữa, các tổ máy có tốc độ thay đổi có thể đáp ứng những biến động của phụ tải và điều chỉnh tần số trong chế độ bơm (mà tổ máy tuabin bơm thuận nghịch có tốc độ cố định chỉ có thể thực hiện ở chế độ phát điện). Tổ máy có tốc độ thay đổi có thể tiếp tục hoạt động ngay cả ở mức năng lượng thấp hơn, đảm bảo nạp nước hồ chứa đều đặn trong khi vẫn hỗ trợ ổn định lưới.

Thủy điện tích năng có thể vận hành với nước biển, mặc dù có thêm nhiều khó khăn so với sử dụng nước ngọt. Dự án Yanbaru với công suất 30 MW ở Okinawa là dự án trình diễn đầu tiên về thủy điện tích năng sử dụng nước biển. Dự án này được xây dựng vào năm 1999 nhưng cuối cùng đã tháo dỡ vào năm 2016 do không có tính cạnh tranh về mặt kinh tế. Một dự án 300 MW sử dụng nước biển đã được đề xuất gần đây ở Lanai, Hawaii, và một số dự án sử dụng nước biển đã được đề xuất ở Ireland và Chile.



Hình 77: Nhà máy thủy điện tích năng 300 MW sử dụng nước biển ở Chile (Tài liệu tham khảo 13)

Ở Đức, RAG, một công ty khai thác mỏ than, đang xem xét tạo ra các hồ nhân tạo trên các đống xỉ hoặc cho nước chảy vào các hầm lò thẳng đứng là hai ý tưởng mới đối với thủy điện tích năng (Tài liệu tham khảo 10).

Ví dụ về những dự án hiện có

Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái

Bác Ái là nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của Việt Nam và hiện đang trong giai đoạn thiết kế kỹ thuật. Tổng công suất của nhà máy là 1.200 MW, với 4 tổ máy công suất 300 MW. Theo Quy hoạch phát triển điện 7 (hiệu chỉnh), nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái sẽ được đưa vào vận hành trong giai đoạn 2023-2025. Hồ trên sẽ được xây dựng trên đỉnh núi Đá Đen, với chiều cao đập là 72m, mực nước dâng bình thường là 603m và thể tích hữu ích là 9 triệu m^3. Hồ dưới sẽ sử dụng nước từ hồ Sông Cái thuộc hệ thống tưới tiêu Tân Mỹ với chiều cao đập là 38,4m, mực nước bình thường là 193m và thể tích hữu ích là 200 triệu m^3, trong đó thể tích sử dụng cho nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái là 10 triệu m^3. Cột nước thiết kế là 403m và lưu lượng xả tối đa là 248 m^3/s. Nhà máy sẽ sử dụng tuabin Francis và hiệu suất của chu kỳ bơm-phát điện là 70%. Tổng giá trị đầu tư dự kiến của nhà máy Bác Ái là 918 triệu USD (giá năm 2019, không bao gồm chi phí quản trị, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị mặt bằng, thuế và lãi suất) tương đương với suất đầu tư 0,77 triệu USD/MW_e. Tổng vốn đầu tư (bao gồm các chi phí trên) là 1,019 triệu USD, tương ứng với suất đầu tư 0,848 triệu USD/MW (Tài liệu tham khảo 17).

Những nhà máy thủy điện tích năng, như nhà máy điện Grand Maison ở Pháp có thể điều chỉnh công suất lên đến 1800 MW chỉ trong vòng ba phút. Tốc độ này tương đương 600 MW/phút (Tài liệu tham khảo 11).

Nhà máy thủy điện tích năng Phong Ninh là một nhà máy hiện đang được xây dựng cách Thừa Đức của tỉnh Hà Bắc, Trung Quốc 145 km (90 dặm) về phía tây bắc, ở huyện tự trị dân tộc Mãn-Phong Ninh. Nhà máy này được khởi công xây dựng vào tháng 6/2013 và tổ máy đầu tiên dự kiến được vận hành thử vào năm 2019, tổ máy cuối cùng vào năm 2021. Chi phí đầu tư của dự án là 1,87 tỷ USUSD. Năm 2014, Tập đoàn Gezhouba đã được trao hợp đồng là nhà thầu chính xây dựng nhà máy điện này. Khi hoàn thành, nhà máy này sẽ là nhà máy thủy điện tích năng lớn nhất trên thế giới có công suất đặt là 3,600 MW gồm 12 tổ máy công suất mỗi tổ máy là 300 MW, tuabin – bơm là loại Francis (Tài liệu tham khảo 14).

Indonesia có kế hoạch xây dựng nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên của nước này. Nhà máy điện này sẽ vận hành chuyển nước giữa hai hồ chứa; hồ dưới ở trên sông Thượng Cisokan và hồ trên ở trên sông Cirumamis là một nhánh hữu ngạn của sông Thượng Cisokan. Khi nhu cầu năng lượng cao, nước từ hồ trên được dẫn xuống nhà máy điện để sản xuất điện. Khi nhu cầu năng lượng thấp, nước được bơm từ hồ dưới lên hồ trên với cùng tổ máy bơm-phát điện. Quá trình này lặp đi lặp lại nếu cần thiết và cho phép nhà máy hoạt động như một nhà máy điện chạy đỉnh. Nhà máy có bốn tổ máy tuabin bơm loại Francis có công suất định mức 260 MW mỗi máy để phát điện và 275 MW để bơm. Mức nước hồ trên cao nhất là 796 m và thấp nhất là 499 m. Sự chênh lệch về mức nước cho phép nhà máy có cột nước thủy lực định mức là 276 m. Dự kiến nhà máy sẽ vận hành thương mại vào năm 2024.

Tài liệu tham khảo

Những nguồn tài liệu sau đã được sử dụng:

1. EPRI, 2010. *Những lựa chọn công nghệ lưu trữ điện năng: Sách trắng nhập môn về các ứng dụng, chi phí và lợi ích*, EPRI, Palo Alto, CA
2. Inage, S., 2009. *Triển vọng cho thủy điện tích năng quy mô lớn trong lưới điện các bon thấp*, Tài liệu làm việc của IEA, IEA/OECD, Paris.
3. IEA, 2012. *Lộ trình công nghệ thủy điện*, Cơ quan Năng lượng quốc tế, Paris, Pháp
4. IRENA, 2012. *Lưu trữ điện năng và năng lượng tái tạo để cấp điện cho các đảo*, IRENA, Abu Dhabi
5. IHA, 2011. *Báo cáo hoạt động của IHA 2010*, Hiệp hội thủy điện quốc tế, Luân Đôn.
6. IEA-ETSAP và IRENA, 2015, *Thủy điện: Tóm tắt công nghệ*.
7. Ngân hàng Thế giới, 2011. "Indonesia –Dự án thủy điện tích năng Thượng Cisokan ". *Tài liệu thẩm định dự án*. Ngân hàng Thế giới, tháng 4/ 2011.
8. Pittock, J., 2010. "Quan điểm – Quản lý thủy điện tốt hơn trong kỷ nguyên của biến đổi khí hậu", *Các lựa chọn về nước*3(2): 444-452.
9. Kema, 2007. *Đảo năng lượng cho thủy điện tích năng quy mô lớn*, www.kema.com/services/ges/innovative-projects/energystorage/Default.aspx Truy cập ngày 01/08/2012.
10. Buchan, D., 2012. *Energiewende – Ván bài của nước Đức*, SP26, Viện nghiên cứu năng lượng Oxford,Trường Đại học Oxford, Vương quốc Anh, Tháng 6

11. Eurelectric, 2015. Thuỷ điện: Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi, Báo cáo của Eurelectric, Tháng 6
12. General Electric, https://www.gerenewableenergy.com/hydro-power/large-hydropower-solutions/hydro-turbines/pump-turbine.html, Truy cập ngày 20/7/2017
13. Hydroworld, www.hydroworld.com, Truy cập ngày 20/7/2017
14. Wikipedia, www.wikipedia.org, Truy cập ngày 20/7/2017
15. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2015, "Báo cáo thị trường thủy điện".
16. IRENA (2018): Chi phí sản xuất điện từ năng lượng tái tạo năm 2017, Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, Abu Dhabi.
17. PECC1,"Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái - Báo cáo Nghiên cứu khả thi", 2015

Các bảng số liệu

Những trang sau trình bày các bảng số liệu về công nghệ này. Tất cả các giá được thể hiện là đô la Mỹ (USD), giá năm 2019.

Công nghệ	Thủy điện tích năng								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất phát của một tổ máy (MWe)	250	250	250	100	500	100	500	A	1;6
Công suất phát của toàn bộ nhà máy (MWe)	1.000	1.000	1.000	100	4.000	100	4.000		1;6
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định	80	80	80	70	82	70	82		1;3;5
Hiệu suất điện, thuần (%), danh định, trung bình năm	80	80	80	70	82	70	82		1;3;5
Ngừng máy cưỡng bức (%)	4	4	4	2	7	2	7		5
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	3	3	3	2	6	2	6		5
Vòng đời kỹ thuật (năm)	50	50	50	40	90	40	90		1
Thời gian xây dựng (năm)	4,3	4,3	4,3	2,2	6,5	2,2	6,5	B	1
Yêu cầu không gian (1000m^2/ MWe)	30	30	30	15	45	15	45		1
Số liệu bổ sung cho các nhà máy phi nhiệt điện									
Hệ số công suất (%), lý thuyết	-	-	-	-	-	-	-		
Hệ số công suất (%), bao gồm ngừng máy	-	-	-	-	-	-	-		
Cấu hình tăng giảm công suất									
Tốc độ tăng giảm công suất (% mỗi phút)	50	50	50	10	100	10	100		2;5
Phụ tải tối thiểu (% đầy tải)	0	0	0	0	0	0	0		2
Thời gian khởi động ấm (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
Thời gian khởi động lạnh (giờ)	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,0	0,3		2
Môi trường									
PM 2.5 (mg/Nm^3)	0	0	0	0	0	0	0		
SO_2 (độ khử lưu huỳnh, %)	0	0	0	0	0	0	0		
NO_x (g/GJ nhiên liệu)	0	0	0	0	0	0	0		
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWe)	0,89	0,89	0,89	0,60	6,0	0,60	6,0	C;E	1;3;4
- trong đó thiết bị (%)	30	30	30	20	50	20	50		7
- trong đó lắp đặt (%)	70	70	70	50	80	50	80		7
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	8.320	8.320	8.320	4.000	30.000	4.000	30.000		3;4;6,7
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	1,4	1,4	1,4	0,5	3,0	0,5	3,0		1;7
Chi phí khởi động (USD/MWe/khởi động)	-	-	-	-	-	-	-		
Số liệu riêng về công nghệ									
Quy mô hồ chứa (MWh)	10.000	10.000	10.000	3.000	20.000	3.000	20.000	D	1;6
Thời gian tải/ không tải (giờ)	10	10	10	4	12	4	12	D	1;6

Tài liệu tham khảo

1. Ea Energy Analyses và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2017, ”Số liệu công nghệ ngành điện Indonesia – Cẩm nang phát điện và lưu trữ điện”
2. Eurelectric, 2015, "Thủy điện - Hỗ trợ hệ thống điện trong quá trình chuyển đổi".
3. Lazard, 2016, “Chi phí quy dẫn của tích năng của Lazard – phiên bản 2.0”.
4. MWH, 2009, Phân tích kỹ thuật về thủy điện tích năng và tích hợp với điện gió ở Tây Bắc Thái Bình Dương.
5. Bộ Năng lượng Hoa Kỳ, 2015, “Báo cáo Thị trường thủy điện”.
6. Connolly, 2009, "Đánh giá công nghệ tích trữ năng lượng – Để tích hợp nguồn năng lượng tái tạo không ổn định ".
7. IRENA, 2012, "Công nghệ năng lượng tái tạo: Các phân tích chi phí – Thủy điện".

Ghi chú

A. Công suất tuabin.

B. Mức độ không chắc chắn (cao/thấp) ước tính là +/- 50%.

C. Những con số này nhạy cảm theo từng địa điểm. Sẽ có sự cải thiện về xu hướng phát triển của đường cong học tập, nhưng sự cải thiện này sẽ được cân đối do những địa điểm tốt nhất sẽ được khai thác trước. Đầu tư phụ thuộc nhiều vào công trình xây dựng.

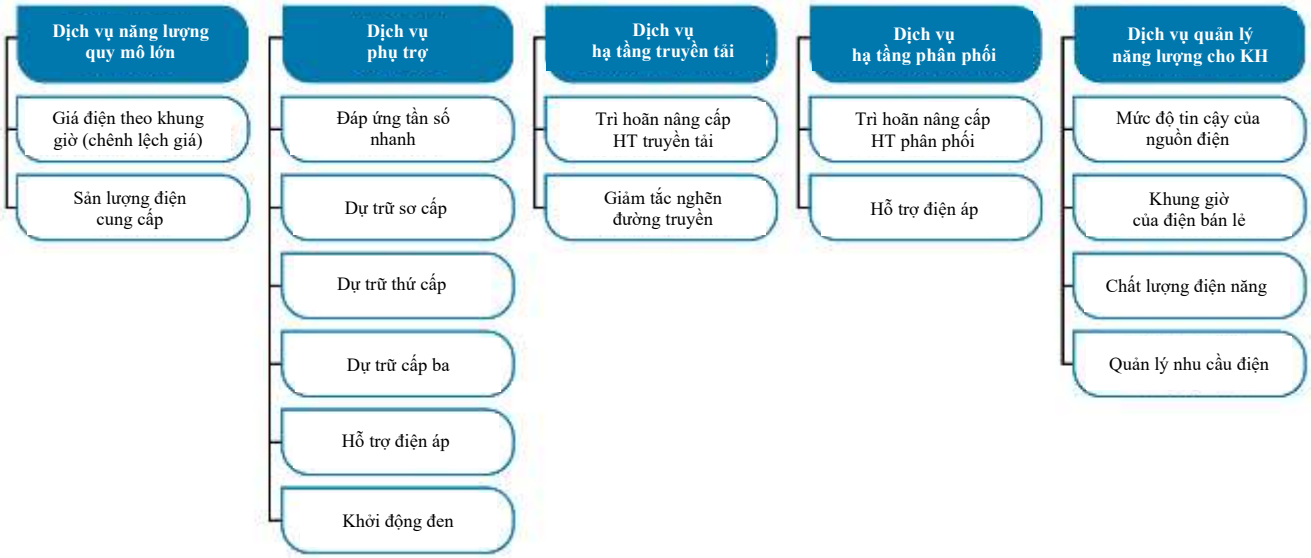
D. Công suất của toàn bộ nhà máy và không phải của tổ máy (tuabin).

E. Chi phí đầu tư bao gồm chi phí kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC). Xem mô tả trong phần phương pháp luận.

17. LƯU TRỮ ĐIỆN HÓA

Mô tả công nghệ

Với tỷ trọng năng lượng tái tạo trong hệ thống điện ngày càng tăng, lưới điện đối mặt với vấn đề nguồn cung điện không ổn định và không chắc chắn. Do đó, ngành điện đã nhận thấy vai trò ngày càng lớn mạnh của các công nghệ lưu trữ điện năng. Một số công nghệ chính đang được xem xét bao gồm lưu trữ điện năng dư thừa sử dụng các pin tích năng điện hóa như pin lithium-ion, pin dòng oxy hóa khử (redox flow), pin axit chì, pin natri lưu huỳnh (NaS) nhiệt độ cao và pin natri nicken clorua. Các công nghệ khác bao gồm pin nhiên liệu, siêu tụ điện, bánh đà và chuyển đổi sang hydrogen. Tiềm năng ứng dụng pin trong các hệ thống điện rất đa dạng, từ hỗ trợ các lưới phân phối điện yếu cho đến cung cấp các dịch vụ năng lượng quy mô lớn hoặc các giải pháp ngoài lưới (xem Hình 78 dưới đây).

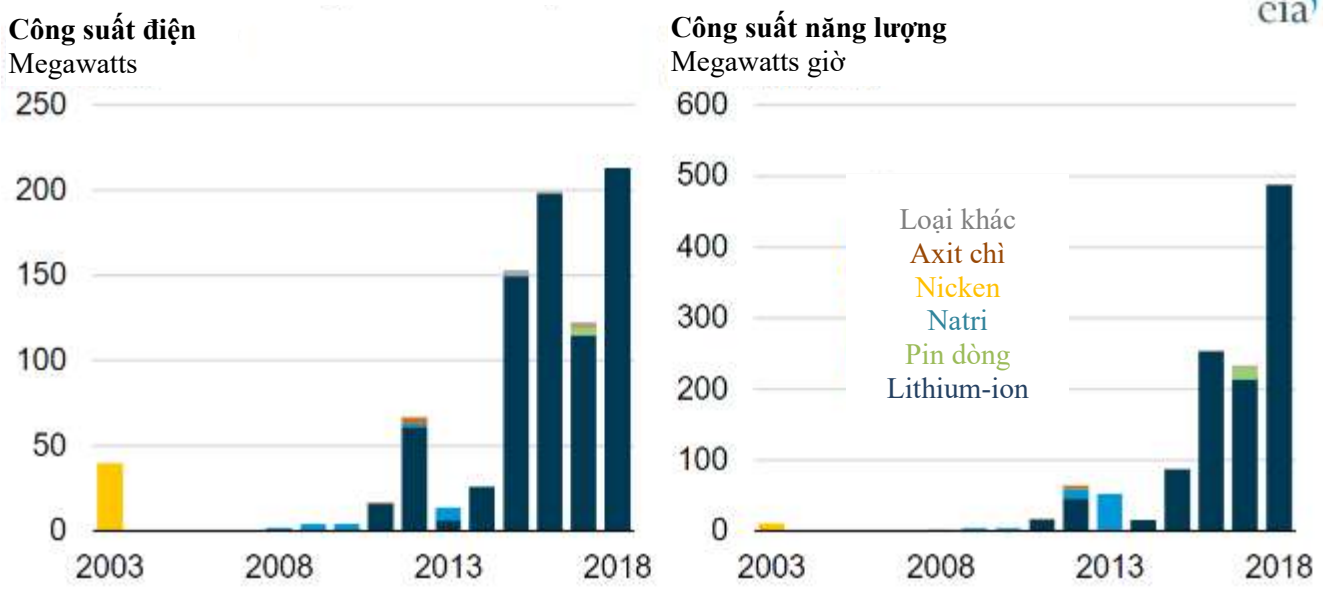


Hình 78: Các loại dịch vụ do hệ thống lưu trữ điện cung cấp (Tài liệu tham khảo 41).

Trong tất cả các công nghệ được đề cập, bộ lưu trữ điện hóa (pin) đã giảm chi phí đáng kể trong những năm qua. Điều này đặc biệt đúng đối với pin Li-ion, loại pin này đã được sử dụng với nhiều mục đích khác nhau để hỗ trợ lưới điện trên thế giới. Theo dữ liệu của IEA, năm 2018, pin Li-ion chiếm tỷ trọng 93% cơ cấu công nghệ lưu trữ năng lượng (không bao gồm thủy điện tích năng). Bên cạnh đó, pin lithium-ion (LIB) đã hoàn toàn chiếm lĩnh thị trường các giải pháp lưu trữ năng lượng quy mô lưới trong những năm gần đây và trở thành giải pháp pin phổ biến nhất (xem Hình 79 dưới đây về thị trường Hoa Kỳ). Do hiện nay giải pháp lưu trữ năng lượng bằng pin LIB đóng vai trò quan trọng đối với hệ thống điện, chương này sẽ tập trung đặc biệt vào loại pin này, mặc dù Cẩm nang Công nghệ chủ yếu mô tả các công nghệ phát điện.

Phần mô tả công nghệ ở đây tập trung vào loại pin sử dụng để cung cấp *các dịch vụ năng lượng quy mô lớn* và *dịch vụ quản lý năng lượng của khách hàng*, nghĩa là dịch chuyển thời gian cung cấp năng lượng trong vài giờ (chênh lệch) - ví dụ: chuyển sản lượng điện mặt trời từ thời điểm ban ngày sang sử dụng vào ban đêm, cung cấp công suất đỉnh, quản lý nhu cầu phụ tải, độ tin cậy và chất lượng điện.

Các loại pin lắp đặt quy mô lớn tại Hoa Kỳ (2003 – 2018)



Hình 79: Hệ thống pin quy mô lớn tại Hoa Kỳ (2003-18). Nguồn: EIA.

Hệ thống LIB phổ biến hiện nay có cực dương bằng than chì, cực âm oxit kim loại lithium và chất điện phân có thể ở thể lỏng hoặc ở trạng thái (bán) rắn. Khi ở dạng lỏng, nó được tạo thành từ các muối lithium hòa tan trong muối cacbonat hữu cơ; khi ở dạng rắn, các muối lithium được đưa vào hỗn hợp cao phân tử. Ba loại pin Li-Ion chính được lắp đặt ngày nay để lưu trữ quy mô lớn được trình bày trong bảng dưới đây. Pin Li-Ion thường ở dạng tế bào hình trụ và có thể đạt mật độ năng lượng lên đến 300 Wh/kg. Yêu cầu không gian được giả định khoảng 5 MWh/m^2.

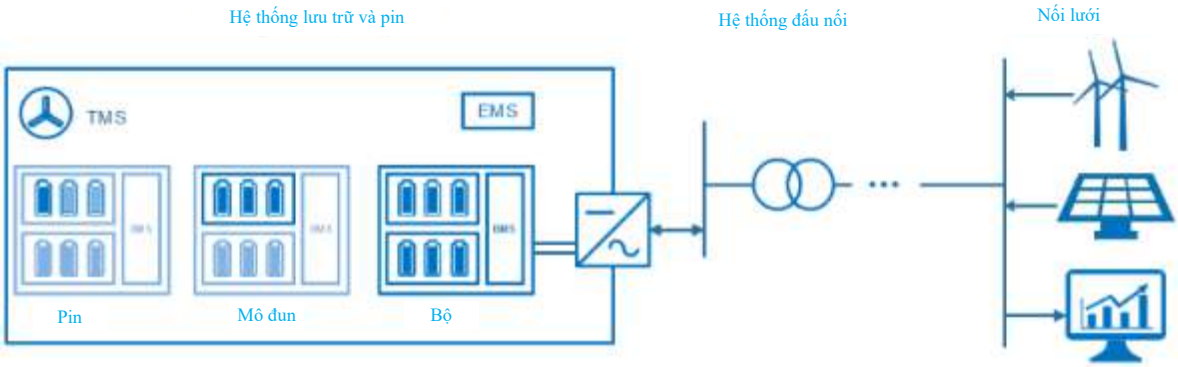
Tên viết tắt	**Tên**	**Cực dương**	**Cực âm**	**Mật độ năng lượng Wh/kg**	**Số chu kỳ**	**Vòng đời**	**Các nhà sản xuất chính**
NMC	Lithium Nickel Manganese Cobalt Oxide	Graphite	$LiNi_{0.6}Co_{0.2}Mn_{0.2}O_2$	120-300	3000-10000	10-20 năm	Samsung SDI LG Chem SK Innovation Leclanche Kokam
LFP	Lithium Iron Phosphate	Graphite	$LiFePO_4$	50-130	6000-8000	10-20 năm	BYD/Fenecon Fronius/Sony*
LTO	Lithium Titanate	$LiTO_2$	$LiFePO_4$ hoặc $LiNi_{0.6}Co_{0.2}Mn_{0.2}O_2$	70-80	15000-20000	25 năm	Leclanche Kokam Altairnano

Hình 80: Các loại LIB chính được sử dụng trong lưu trữ quy mô lớn (Tài liệu tham khảo 47).

Các electron chạy trong mạch ngoài và các ion Li đi qua chất điện phân. Quá trình sạc và xả pin phụ thuộc vào cơ chế trao đổi qua lại của ion Li giữa cực dương và cực âm. Quá trình này được kiểm soát bởi một hệ thống quản lý pin điện tử để tối ưu hóa việc sử dụng và suy giảm hiệu suất của pin, đồng thời cung cấp dòng tải nạp/xả mong muốn. Sự dịch chuyển Li-ion nhanh chóng và khoảng cách khuếch tán nhỏ do cấu trúc lớp của các thành phần bên trong tế bào đảm bảo rằng thời gian phản ứng với LIB là rất thấp (Tài liệu tham khảo 1). Pin cũng có tỷ lệ tự xả thấp chỉ 0,1–0,3% mỗi ngày và hiệu suất chu trình tốt, lên đến 97% (Tài liệu tham khảo 8).

Sơ đồ tổng quan về hệ thống pin và đấu nối lưới được trình bày trong hình bên dưới. Hệ thống quản lý nhiệt (TMS) kiểm soát nhiệt độ trong các bộ pin để tránh quá nhiệt và thoát nhiệt (hiện tượng được giải thích trong phần tiếp theo). Hệ thống Quản lý Năng lượng điều chỉnh việc trao đổi năng lượng với lưới. Công nghệ điện tử công suất chuyển đổi DC thành AC trước khi đưa điện vào lưới. Trong một số trường hợp (lưới cao áp), có thể cần một máy

biến áp để cấp điện vào lưới. Một số nhà sản xuất cung cấp mô-đun pin lưu trữ kiểu côngtenơ có thể nối tiếp nhau để tăng dung lượng.



Hình 81: Sơ đồ minh họa hệ thống lưu trữ pin và đấu nối lưới (Tài liệu tham khảo 43).

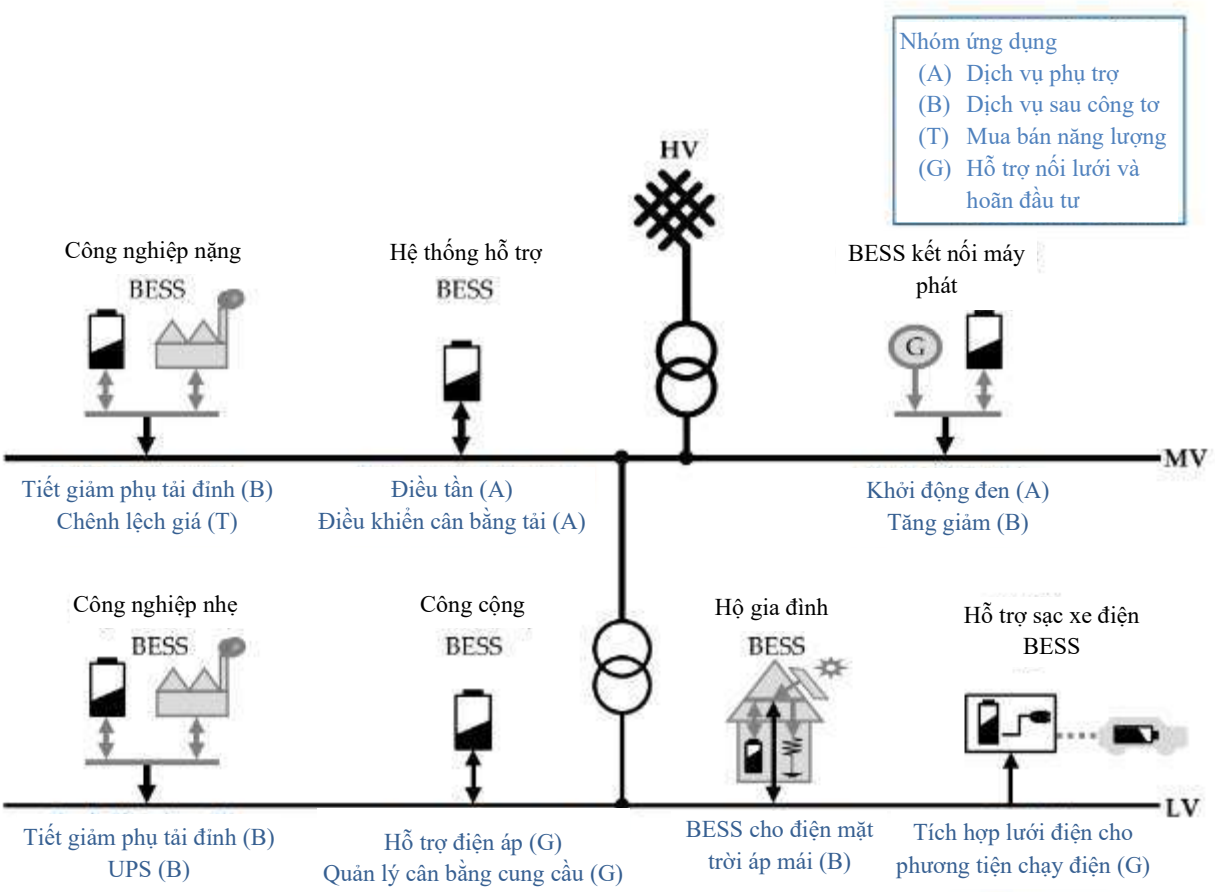
Tốc độ sạc và xả của LIB thường được đo bằng tỷ lệ C, là dòng điện tối đa mà pin có thể cung cấp. Ví dụ, nếu pin được xả hết trong 20 phút, 1 giờ và 2 giờ thì nó có tỷ lệ C lần lượt là 3C, C và C/2. Pin có thể hoạt động ở tỷ lệ C cao hơn mức quy định trong bộ pin, nhưng sẽ dẫn đến sự xuống cấp nhanh hơn của vật liệu pin (Tài liệu tham khảo 9). Nói chung, với cùng đặc tính hoá học/cấu tạo, pin trải qua 15 phút xả đầy sẽ có tuổi thọ chu kỳ thấp hơn (và tuổi thọ) so với pin tương tự được sử dụng trong chu kỳ xả đầy 1 giờ.

LIB không gặp vấn đề về hiệu ứng bộ nhớ (hiệu ứng pin mất dần dung lượng năng lượng tối đa nếu được sạc lại nhiều lần sau khi chỉ được xả một phần) và có thể được sử dụng cho các mức xả ở chu kỳ ngắn mà không bị giảm dung lượng (Tài liệu tham khảo tham khảo 11). Tương quan giữa dung lượng pin (tính bằng MWh) và công suất tải/không tải (tính bằng MW) có thể được tùy chỉnh dựa trên nhu cầu của hệ thống để đạt hiệu suất cao nhất.

Tuổi thọ của công nghệ năng lượng pin được đo bằng tổng số chu kỳ trong suốt thời gian sử dụng. Ngày nay, pin Li-Ion thường có tuổi thọ khoảng 10000 chu kỳ sạc/xả đầy. Pin tạo ra dòng điện một chiều, sau đó dòng điện này cần được chuyển đổi thành dòng điện xoay chiều để được đưa vào lưới đấu nối nhiều nhất. Có thể chuyển đổi bằng ứng dụng điện tử công suất (biến tần).

Như đã đề cập ở phần trên, hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) có thể có nhiều ứng dụng, do đó có thể được lắp đặt ở các cấp điện áp khác nhau (xem hình bên dưới). Có nhiều loại cấu trúc hệ thống BESS, với những khác biệt nhỏ tùy thuộc vào từng ứng dụng. Trong bối cảnh không nối lưới và lưới siêu nhỏ (không được trình bày trong hình bên dưới), chi phí nối lưới có thể giảm một phần hoặc toàn bộ.

Doanh nghiệp và hộ gia đình có thể lắp đặt pin phía sau đồng hồ đo để điều chỉnh đường cong phụ tải và tích hợp với sản lượng điện phân tán như điện mặt trời mái nhà hoặc công nghiệp. Các lợi ích chính gồm tiết kiệm tiền điện ở mức giá bán lẻ, giảm tiền điện cao điểm, cải thiện độ tin cậy và chất lượng điện năng (Tài liệu tham khảo 43). Công nghệ pin có thể thúc đẩy điện tự dùng và mang lại nguồn dự phòng cho lưới điện địa phương, tránh quá tải và trì hoãn các yêu cầu đầu tư và cải tạo. Trong trường hợp có dòng hai chiều đến/đi từ lưới (giả định), BESS có thể tăng chất lượng điện của nguồn phát phân tán góp phần ổn định điện áp. Trong thị trường phát triển, các chức năng này có thể không chỉ phản ánh các yêu cầu theo quy định mà còn giúp triển khai các dịch vụ hệ thống được trả tiền.



Hình 82: Các ứng dụng của hệ thống pin tuỳ vào cấp điện áp và loại hình ứng dụng (Tài liệu tham khảo 43).

Đầu vào
Điện năng.

Đầu ra
Điện năng.

Hiệu suất của các tế bào pin Li-ion là gần 100%. Tuy nhiên, có một số nguồn gây ra tổn thất, có thể được nhóm lại thành tổn thất vận hành và dự phòng. Tổn thất vận hành liên quan đến thiết bị điện tử công suất và điện trở mạch trong LIB và chúng tăng theo công suất thứ hai của dòng điện chạy trong mạch ngoài của pin. Tổn thất dự phòng là kết quả của các phản ứng hóa học không mong muốn trong pin (*tỷ lệ tự xả*). Tỷ lệ tự xả tăng theo nhiệt độ nhưng có thể giả định là 0,1% lượng điện năng mỗi ngày.
Các hệ thống phụ trợ (hệ thống quản lý nhiệt, hệ thống quản lý năng lượng) cũng cần có điện năng để chạy và cũng cần tính đến tổn thất liên quan.

Chuyển đổi AC-DC và nhu cầu điện năng của thiết bị điện tử điều khiển dẫn đến hiệu suất từ lưới đến lưới (AC-AC) hiện nay khoảng 90%. Việc điều chỉnh tần số đòi hỏi quá trình xả sạc chu kỳ ngắn nhanh chóng và làm giảm hiệu quả hai chiều. Số chu kỳ xả sạc nhiều sẽ làm giảm tuổi thọ của pin. Nhìn chung, hiệu suất có thể được biểu thị bằng hàm số giảm dần của tỷ lệ C, tức là dòng điện được giải phóng bởi pin là bao nhiêu.

Công suất điển hình
Đối với các dịch vụ năng lượng quy mô lớn, pin Li-Ion có kích thước lớn. Pin nhỏ ở dạng MW/MWh, nhưng có thể đạt tới vài trăm MW/MWh. Ví dụ, nhà máy Hornsdale ở Úc có các công suất/điện năng 100MW/129MWh và đang được tăng cường lên mức 50MW/64,5MWh. Đối với các ứng dụng phân tán, kích thước pin có thể từ vài kW đến hàng trăm kW.

Đối với các ứng dụng dịch vụ năng lượng quy mô lớn (ví dụ như dịch chuyển thời gian), có thể cần vài giờ lưu trữ,

tùy thuộc vào nhu cầu của hệ thống. Ví dụ, một hệ thống LIB được lắp đặt của AES ở San Diego có thể cung cấp cho lưới 37,5 MW điện liên tục trong 4 giờ. Xu hướng này sẽ tăng lên trong tương lai với sự cần thiết của việc dịch chuyển sản lượng điện tái tạo trong các khung thời gian dài.

Cấu hình tăng giảm công suất

Hệ thống pin Li-ion (LIB) rất linh hoạt về công suất/điện năng và thời gian xả. Loại pin này có thời gian phản hồi ở mức mili giây (tuỳ thuộc vào biến tần), do đó nó phù hợp với nhiều ứng dụng đã đề cập ở trên, bao gồm ứng dụng đảm bảo chất lượng điện năng.

Ưu/nhược điểm

Ưu điểm/nhược điểm được đánh giá so sánh với các công nghệ pin khác.

Ưu điểm:

- Mô đun pin Li-ion (LIB) không cần bảo trì đặc biệt và có thể hoạt động trong môi trường khắc nghiệt, do đó tiết kiệm chi phí vận hành.
- LIB có mật độ điện năng và công suất tương đối cao.
- Hiệu suất điện năng hai chiều khá cao so với các loại pin thương mại khác. Các loại pin khác có hiệu suất thấp hơn 10% hoặc hơn. Một số loại pin như NiCd/Ni-MH sẽ tự mất đi công suất nếu không được xả hết. Đây là hiệu ứng bộ nhớ. LIB không bị hiệu ứng bộ nhớ và có tỷ lệ tự xả rất thấp.
- Nhờ công suất và mật độ điện năng cao cùng với thời gian đáp ứng rất ngắn (vài mili giây) cho phép sử dụng LIB trong các ứng dụng cần nhiều điện năng như điều tần và dịch chuyển thời gian. Do đó, pin Li-ion có thể được hưởng lợi từ các luồng doanh thu khác nhau cho một tập hợp các dịch vụ hệ thống. Do không bị hiệu ứng bộ nhớ, pin có thể xả ngắn và sâu.
- LIB có tuổi thọ tương đối dài so với nhiều loại pin khác. Điều này giúp loại pin này hấp dẫn về mặt kinh doanh và tài chính, giảm chi phí lưu trữ quy dẫn.

Nhược điểm:

Pin Li-ion (LIB) có một số nhược điểm kỹ thuật tương đối nhỏ, chủ yếu liên quan đến các phản ứng điện hóa trong tế bào.

- Vật liệu điện cực dễ bị xuống cấp nếu sạc quá mức và xả sâu nhiều lần. Có thể áp dụng hệ thống quản lý thích hợp để giảm thiểu tác động này.
- Xả sạc liên tục làm giảm tuổi thọ tổng thể của pin.
- Hệ thống pin Li-Ion cần được làm mát để loại bỏ nhiệt tỏa ra từ các mô đun pin. Việc làm mát sẽ tốn điện năng và mức tiêu thụ có thể khá lớn tùy thuộc vào loại ứng dụng và ứng dụng pin. Vấn đề an toàn do thoát nhiệt rất cần lưu ý. Sự thoát nhiệt phát sinh do nhiệt độ cao trong các tế bào pin; trong vòng vài mili giây, điện năng trong pin sẽ bị hết và đạt đến nhiệt độ cao ở mức không thể chấp nhận được. Pin Li-Ion có thể sạc trong khoảng nhiệt độ 0-45°C, xả ở nhiệt độ cao hơn một chút; quá trình thoát nhiệt có thể bắt đầu ở 60°C. Sạc quá mức là một nguyên nhân gây ra hiện tượng thoát nhiệt.
- Chất điện phân có mức ổn định điện hóa giới hạn. Vượt quá giới hạn này, phản ứng oxy hóa khử xảy ra giữa oxy thoát ra từ catốt và chất điện phân; pin có thể cháy (21 tài liệu tham khảo). Trong quá trình thoát nhiệt, nhiệt năng cao phát ra từ một tế bào có thể lan sang các tế bào bên cạnh, làm cho toàn bộ mô đun không ổn định.
- Độ ổn định của vật liệu làm catốt khi tiếp xúc với chất điện phân là cao hơn đối với catốt photphat sơ với catot oxit nhưng pin làm từ photphat có điện thế thấp hơn. Sự thoát nhiệt có thể được ngăn chặn bằng cách sử dụng chất ức chế (Tài liệu tham khảo 22).
- Với nhu cầu LIB tăng theo cấp số nhân hàng năm, nguồn cung nguyên liệu và chi phí gia tăng là những mối quan tâm chính. Khai thác lithium tiềm ẩn rủi ro địa chính trị vì các nguồn lithium dễ khai thác trên thế giới phần lớn tập trung ở ba quốc gia Nam Mỹ: Chile, Bolivia và Argentina (Tài liệu tham khảo 23), nhưng nguồn coban hạn chế vẫn là yếu tố quan ngại nhất.
- Tỷ lệ tự xả và tất cả các tổn thất hệ thống liên quan là khá đáng kể với thời gian lưu lâu hơn vài ngày, do đó, pin Li-Ion không được khuyến khích để lưu trữ lâu dài.

Môi trường
Một số LIB chứa các oxit coban và niken độc hại được sử dụng làm vật liệu catốt và do đó cần phải được tái chế một cách cẩn thận. Hiện tại, giá thị trường của các nguyên liệu thành phần như lithium/coban vẫn chưa đủ cao để mang lại lợi ích kinh tế. Không giống như thiết bị điện tử di động, các hệ thống lớn giúp tăng cường thực thi các quy định tái chế.

Việc cạn kiệt tài nguyên lithium do sự gia tăng sử dụng LIB trong xe điện và lưu trữ quy mô lớn là một yếu tố quan ngại (Tài liệu tham khảo 24). US-EPA nói rằng trong lĩnh vực hóa học pin, tác động nóng lên toàn cầu do quá trình sản xuất LIB là khá lớn (bao gồm năng lượng được sử dụng trong quá trình khai thác): các tài liệu chỉ ra tác động khí hậu dao động từ CO_2 tương đương/kWh đến196 kg CO_2 tương đương/kWh (Tài liệu tham khảo 46).

Nghiên cứu và phát triển
LIB đã trở nên phổ biến trong nhiều thập kỷ, nhưng việc sử dụng chúng làm hệ thống lưu trữ quy mô lớn mới chỉ phát triển trong những năm gần đây. LIB chuyển từ giai đoạn tiên phong (loại 2) sang giai đoạn thương mại với tiềm năng phát triển đáng kể (loại 3). Do đó, vẫn còn tiềm năng đáng kể cho việc nghiên cứu và phát triển.

Do tác động kinh tế và công nghệ, một loạt các nghiên cứu do chính phủ và ngành tài trợ đang diễn ra trên toàn thế giới nhằm cải thiện LIB ở cấp độ hệ thống.

Có thể đạt mật độ năng lượng cao hơn bằng cách chế tạo catốt mới có tiềm năng điện hóa cao hơn và vật liệu anốt/catốt tốt hơn để có thể tạo ra nhiều lithium hơn trên một đơn vị thể tích/trọng lượng.
Thế điện hóa cao hơn đối với vật liệu làm catốt cần phải phù hợp với độ ổn định điện hóa của chất điện phân được sử dụng. Vì vậy, cần có thêm nghiên cứu về các hệ thống điện phân mới. Chất điện phân có độ ổn định hóa học tốt hơn cũng dẫn đến khả năng thoát nhiệt thấp hơn. Có thể cải thiện công suất nguồn nếu chuyển động ion lithium bên trong điện cực và vật liệu điện phân nhanh hơn. Tóm lại, catốt có thế điện hóa cao, anốt có thế điện hóa thấp, anốt/catốt có dung lượng lithium cao, chuyển động electron/lithium, chất điện phân có mức độ ổn định điện hóa lớn và lithium dịch chuyển nhanh là những hướng đi mong muốn trong nghiên cứu LIB.

Một catốt từ niken-photphat có thể hoạt động ở 5,5 V (so với 3,7 V của catốt từ oxit coban), nhưng hiện chưa có chất điện phân bổ trợ (Tài liệu tham khảo 25). Về phía anốt, anốt từ silicon có thể cải thiện so với catốt từ carbon. Tuy nhiên, sự ổn định trong hoạt động lâu dài vẫn còn là một vấn đề (Tài liệu tham khảo 26). Về mặt điện phân, chất lỏng ion đang được nghiên cứu để sử dụng an toàn hơn cho các hoạt động nhiều tiềm năng (Tài liệu tham khảo 27).

Trong tương lai, pin Lithium-Air và Lithium-Sulfur có thể được thương mại hóa, nhưng những thách thức liên quan đến độ ẩm, các phản ứng hóa học ngoài mong muốn (sản xuất và rò rỉ các ion polysulphide vào chất điện phân trong trường hợp pin Li-S).

Một hướng nghiên cứu đầy hứa hẹn khác có liên quan đến pin Lithium thể rắn (SSB). Các SSB sử dụng chất điện phân rắn thay vì chất điện phân lỏng/gel như trong pin Li-ion ngày nay: điều này sẽ làm giảm nguy cơ cháy nổ và tăng mật độ năng lượng của bộ pin, ngoài ra loại pin này còn rất ổn định (Tài liệu tham khảo 44). Những nhược điểm chính của SSB là chi phí cao, độ dẫn ion của chất điện phân kém, sự không tương thích giữa chất điện phân và điện cực và sự phát triển nhanh của các sợi lithium tích tụ. Điều này dẫn đến giảm hiệu suất chu trình và sụt giảm công suất nhanh chóng (Tài liệu tham khảo 45).

Ước tính chi phí đầu tư
Trong báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019 của IEA, các hệ thống pin được dự báo sẽ cung cấp 330 GW và 550 GW để tăng độ linh hoạt của hệ thống vào năm 2040 theo các Chính sách và Kịch bản phát triển bền vững. Ấn Độ sẽ là một trong những thị trường hàng đầu. Công suất lũy kế năm 2018 là 8 GW, con số này sẽ tăng gấp đôi trong 22 năm.

Các hệ thống LIB lắp đặt cho hoạt động vận hành quy mô lớn của các công ty lớn như Samsung SDI/TESLA ở dạng mô đun và có thể mở rộng: Chi phí có thể giả định sẽ tăng tỷ lệ thuận với quy mô lưu trữ. Các hệ thống mô đun đã được TESLA sử dụng để lắp đặt hệ thống lưu trữ 80 MWh trong vòng 3 tháng (Tài liệu tham khảo 29).
Dữ liệu của mô hình Samsung SDI là thông tin tham khảo chính cho các thông số kỹ thuật; dữ liệu của các nhà sản xuất khác cũng được điều chỉnh và sử dụng để so sánh.

Do thiếu dữ liệu về tổn thất xả pin hàng ngày, thông tin tham khảo từ các bài báo đã xuất bản và các bài báo đánh

giá được sử dụng làm tiêu chuẩn (Tài liệu tham khảo 8). Rất hiếm khi xảy ra ngừng máy đột xuất nên có thể coi là trường hợp này không xảy ra với điều kiện thực hiện quản lý tốt.

Samsung SDI cũng đề xuất vận hành trong dải tỷ lệ từ C/2 đến 3C. Pin có tỷ lệ 10C, tuổi thọ cao (Tài liệu tham khảo 30) đang được phát triển và pin có tỷ lệ 20C-60C đang được thử nghiệm (Tài liệu tham khảo 31).

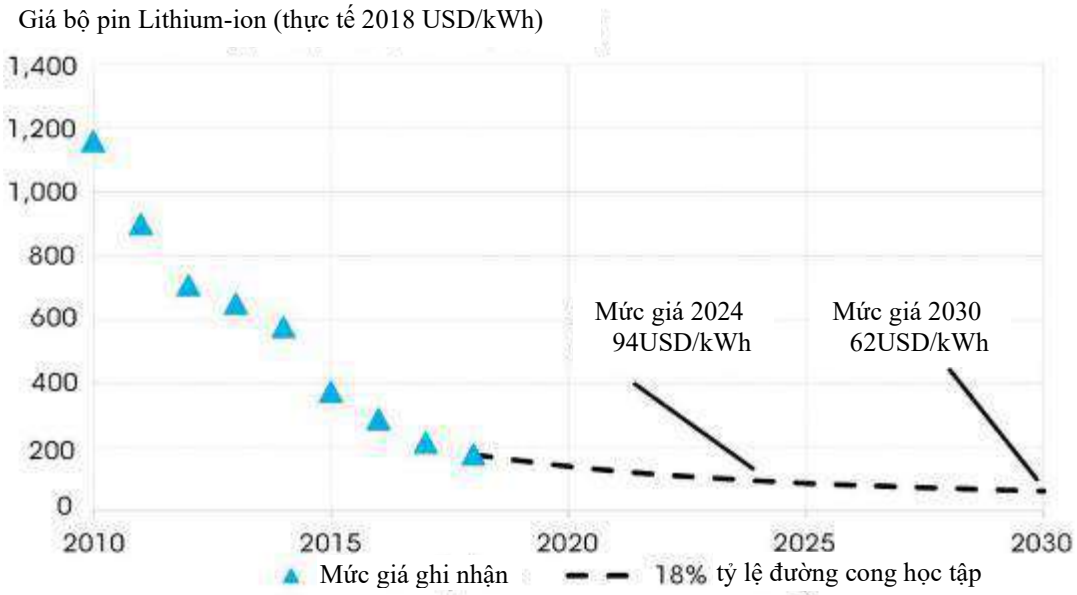
Các sản phẩm pin thương mại hiện nay có tuổi thọ khoảng 10000 chu trình (Tài liệu tham khảo 42). Sử dụng vật liệu điện cực ổn định hơn (ví dụ: catốt polyanion và anốt titanat) và phương pháp quản lý hệ thống tốt hơn sẽ giúp tăng tuổi thọ của hệ thống, dự kiến đạt 30 năm vào năm 2050.

Năng lực sản xuất mô đun và lắp đặt tự động có thể cắt giảm đáng kể thời gian lắp đặt hệ thống xuống còn vài tuần so với hiện tại khoảng 3 tháng, theo trình diễn của TESLA.

Hiệu suất hai chiều đã ở mức khá cao và do đó, rất ít có khả năng cải thiện hiệu suất hệ thống trong tương lai. Tổn thất bên trong phụ thuộc vào những tiến bộ trong công nghệ hóa học pin và hoạt động nghiên cứu và phát triển về vật liệu tế bào; vật liệu cũng sẽ ảnh hưởng đến hiệu suất của thiết bị điện tử công suất, có thể cải thiện trong những năm tới do các bộ chuyển đổi trạng thái rắn được thiết kế tốt hơn.

Mức giá dự kiến và giá trước đây của pin Li-Ion được thể hiện trong hình bên dưới, theo dự báo của Bloomberg. Một bộ pin dự kiến có giá 62 USD/kWh vào năm 2030 với giả định tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 18%. Theo Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019 của IEA dự đoán, tổng chi phí hệ thống pin sẽ giảm xuống dưới 200 USD/kWh vào năm 2040. Việc giảm chi phí của bộ pin sẽ ở mức cao hơn nhiều so với toàn bộ hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), vì sự phát triển của lĩnh vực điện tử công suất dự kiến sẽ ở mức thấp hơn. Việc giảm giá cho các thành phần đơn lẻ của BESS (bộ pin, bộ chuyển đổi DC-AC, hệ thống quản lý) bị tác động nhiều bởi các ứng dụng thị trường tiềm năng, nỗ lực nghiên cứu và phát triển và tiến bộ trong quá trình sản xuất.

Triển vọng giá pin Lithium-ion



Hình 83: Dự báo giá bộ pin Li-Ion. Nguồn: Bloomberg NEF.

Giá của bộ lưu trữ pin kích thước nhỏ như TESLA's *Powerwall* (đơn vị 13,5kWh/7kW, tỷ lệ 0,5 C) có thể khoảng 500 USD/kWh vào năm 2020, chưa bao gồm chi phí lắp đặt và phần cứng. Đối với các hệ thống lưu trữ lớn hơn giá có thể thấp hơn.

Báo cáo Chi phí lưu trữ quy dẫn của Lazard ước tính chi phí vận hành và bảo trì có dải giá trị rộng (0,3-5 USD/kWh). Chi phí này bao gồm chi phí vận hành và bảo trì cố định và biến đổi. Khi tính toán chi phí cho vòng đời của tài sản, chi phí vận hành và bảo trì có thể chiếm từ 1/4 đến 1/3 tổng chi phí lưu trữ quy dẫn (Tài liệu tham khảo 34). Mặc dù chi phí mô đun sẽ giảm, nhưng khi cân bằng với kỹ thuật đắt tiền hơn và tự động hóa cao hơn sẽ dẫn đến chi phí lắp đặt và chi phí vận hành và bảo trì ở mức không đổi hoặc thậm chí cao hơn một chút.

Tương tự như ngành bán dẫn, những cải tiến trong lĩnh vực sản xuất LIB cũng tăng theo cấp số nhân (Tài liệu tham

khảo 35), với mức giảm giá khoảng 15%/năm. Nhu cầu từ ngành xe điện và ngành công nghiệp điện tử đã góp phần thúc đẩy sự phát triển nhanh chóng của ngành sản xuất và chuỗi cung ứng. Những cải tiến ứng dụng kết quả nghiên cứu và phát triển của vật liệu hiệu suất cao hỗ trợ hoạt động sản xuất thương mại LIB. Người ta cho rằng mật độ năng lượng sẽ cải thiện khoảng 30-50% vào năm 2030 nhờ các nỗ lực nghiên cứu và phát triển trong vật liệu pin.

Dữ liệu được trình bày trong bảng số liệu là từ các trường hợp cụ thể và các nguồn có sẵn công khai. Các nhà quản lý dự án có thể dễ dàng tiếp cận được mức giá thương lượng tốt hơn. Sự không chắc chắn trong phát triển công nghệ và thương mại hóa trong tương lai có thể ảnh hưởng đến độ chính xác của số liệu đề xuất cho hệ thống lưu trữ năng lượng LIB.

Chi phí đầu tư [Tr USD_{2019}/MW]	**2018**	**2020**	**2030**	**2050**
Cẩm nang mới (2021)		**0,76**	**0,43**	**0,20**
Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch		0,76	0,43	0,20
NREL ATB		0,86	0,48	0,36
Lazard	0,63			

Lưu ý: các giá trị áp dụng cho trường hợp lưu trữ trong 2 giờ.

Số liệu trong Cẩm nang công nghệ 2019 là số liệu cho loại cấu hình pin tích trữ năng lượng loại khác (không cùng tỉ lệ năng lương/điện năng) và do vậy không thể so sánh được cấu hình này với cấu hình trong Cẩm nang công nghệ mới.

Sự không chắc chắn về dữ liệu tương lai

Sự phát triển của lĩnh vực LIB diễn ra nhanh trong vài năm qua, năng lực và công nghệ sản xuất đã có bước phát triển vượt bậc. Kết quả này được hỗ trợ bởi sự bùng nổ nhu cầu trong lĩnh vực xe điện và thiết bị điện tử cầm tay. Các hoạt động nghiên cứu và phát triển giúp đẩy nhanh tiến độ, không giống như bất kỳ công nghệ lưu trữ nào khác. Ví dụ, sự phát triển về chất điện phân có công suất 6V, catốt vanadat và anốt silicon có thể tăng 70% thế điện hóa và dung lượng Lithium lên 3 lần - dẫn đến mật độ năng lượng tăng gấp 5 lần, nhưng những công nghệ này còn nhiều năm nữa mới được thương mại hóa . Ngoài ra, một loại pin điện phân gel polyme được phát triển có tuổi thọ chu trình 200.000 vòng với hiệu suất 96% (Tài liệu tham khảo 36). Việc thương mại hóa công nghệ có thể khiến các hệ thống LIB tồn tại trong nhiều thế kỷ.

Ví dụ về các dự án hiện tại

Theo IEA, vào cuối năm 2018, 8 GW công suất pin đã được lắp đặt trên toàn thế giới, với 3 GW được bổ sung vào năm 2018 (bao gồm tất cả các loại pin)[16]. Nhiều hệ thống lưu trữ năng lượng cung cấp dịch vụ phụ trợ của hệ thống điện, cung cấp dịch vụ điều tần. Một ví dụ về hệ thống quy mô lớn là hệ thống pin Hornsdale ở Úc. Các nhà cung cấp công nghệ bao gồm TESLA, hệ thống A123, LG Chem, BYD, Toshiba, Samsung SDI.

- Pin Hornsdale TESLA ở Úc. Công suất 129MWh/100MW, với khả năng tăng lên thêm 64,5MWh/50MW. Hệ thống chủ yếu cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện về điều tần, nhưng ngoài ra cũng cung cấp các dịch vụ năng lượng quy mô lớn.
- AES/Samsung SDI/Parker Hannifin. Công suất 30 MW và 120 MWh (dịch vụ năng lượng quy mô lớn). SDG & E Escondido, San Diego, Hoa Kỳ. Từ năm 2017.
- Samsung SDI/GE. Công suất 30 MW và 20 MWh (khởi động đen và điều tần). Quận Imperial Irrigation, El Centro, California, Hoa Kỳ. Từ năm 2016.
- Toshiba. 40 MW và 40 MWh (dịch vụ năng lượng quy mô lớn cho NLTT). Minamisoma, tỉnh Fukushima, Nhật Bản. Từ năm 2016.

[16] Sơ đồ toàn cầu về thiết kế lưu trữ theo loại có thể tham khảo tại https://public.tableau.com/shared/YFTR6XFTD?:showVizHome=no&:embed=true. Truy cập lần cuối: Tháng 9 năm 2020.

Hình 84: Hệ thống lưu trữ năng lượng 40 MW và 40 MWh tại Fukushima, Nhật Bản (Tài liệu tham khảo 48).

Tài liệu tham khảo

Phần mô tả trong chương này chủ yếu dựa trên Cẩm nang Công nghệ của Đan Mạch *"Dữ liệu công nghệ về các nhà máy năng lượng - phát điện và gia nhiệt cục bộ, lưu trữ năng lượng và sản xuất và chuyển đổi vật liệu lưu trữ năng lượng."* Dưới đây là danh sách tài liệu tham khảo:

1. DTU Energy, "Công nghệ lưu trữ năng lượng dưới góc nhìn của Đan Mạch và quốc tế", 2019.
2. B. Scrosati và J. Garche, "Pin lithium: Hiện trạng, triển vọng và tương lai, "J. Power Sources, tập 195, số đăng 9, trang 2419–2430, 2010.
3. R. Marom, S. F. Amalraj, N. Leifer, D. Jacob, và D. Aurbach, "Đánh giá về vật liệu pin lithium nâng cao và thực hành," J. Mater. Chem., Tập. 21, số đăng 27, tr. 9938, 2011.
4. B. Diouf và R. Pode, "Tiềm năng của pin lithium-ion trong năng lượng tái tạo," Bản sửa đổi. Năng lượng, tập 76, số đăng 2015, trang 375–380, 2015.
5. J. M. Tarascon và M. Armand, "Các vấn đề và thách thức đối với pin sạc lithium." Nature, tập 414, số đăng 6861, trang 359–67, 2001.
6. Aes deployment for SDGE.
7. SAMSUNG, "Giải pháp pin tối ưu hóa hệ thống pin thông minh cho các ứng dụng ESS," tr. 9 năm 2016.
8. Viện Nghiên cứu Môi trường và Năng lượng, "Tờ thông tin lưu giữ năng lượng"
9. K. Takei, K. Kumai, Y. Kobayashi, H. Miyashiro, N. Terada, T. Iwahori và T. T
10. Hội đồng Năng lượng Thế giới, "Giám sát lưu trữ năng lượng", 2019.
11. Y. Nishi, "Pin lithium ion thứ cấp; 10 năm qua và tương lai, "*J. Power Sources*, tập 100, số đăng 1–2, trang 101–106, 2001.
12. D. Stroe, V. Knap, M. Swierczynski, A. Stroe và R. Teodorescu, "Hoạt động của hệ thống lưu trữ năng lượng pin Lithium-Ion được nối lưới để cung cấp dịch vụ điều tần: Một góc nhìn về tuổi thọ pin, " *Ieee Trans. Ấn bản*, tập. 53, số đăng 1, trang 430–438, năm 2017.
13. J. Johnson, B. Schenkman, A. Ellis, J. Quiroz và C. Lenox, "Kinh nghiệm vận hành ban đầu của hệ thống quang điện La Ola 1,2 MW," *Sandia Rep.*, số. Tháng 10 năm 2011.
14. A. Sani Hassan, L. Cipcigan và N. Jenkins, "Vận hành lưu trữ pin tối ưu cho hệ thống ĐMT với các ưu đãi thuế quan," Appl. *Năng lượng,* tập 76, số đăng 2015, trang 422-441, 2015.
15. M. Khalid và A. V. Savkin, "Giảm thiểu và kiểm soát lưu trữ năng lượng pin để sử dụng tốt năng lượng gió: Tích lũy, phân phối và bán phân phối, " Năng lượng *tái tạo*, tập 64, số đăng 2014, trang 105-112, 2014.
16. KC. Divya và J. Stergaard, "Công nghệ lưu trữ năng lượng bằng pin cho các hệ thống điện - một đánh giá tổng quan," *Electr. Hệ thống Điện Res*, tập 79, số đăng 4, pp trang 511-520, tháng 4 năm 2009
17. H. Kamath, "Pin và lưu trữ năng lượng: Nhìn lại xu hướng," 2017.
18. A. Millner, "Mô hình hóa sự xuống cấp của pin lithium ion trong xe điện," *Hội nghị IEEE năm 2010 Đổi mới công nghệ và nguồn cung cấp điện hiệu quả, bền vững và tin cậy*, CITRES 2010 trang 349-356, 2010
19. O. Teller, J.-P. Nicolai, M. Lafoz, D. Laing, R. Tamme, AS Pedersen, M. Andersson, C. Folke, C. Bourdil, G. Conte, G. Gigliucci, I. Fastelli, M. Vona, MR Porto, T. Hackensellner, R. Kapp, C. Ziebert, HJ Seifert, M. Noe, M. Sander, J. Lugaro, M. Lippert, P. Hall, S. Saliger, A. Harby, M. Pihlatie và N. Omar, "Khuyến nghị chung của EASE/EERA đối với Lộ trình phát triển công nghệ lưu trữ năng lượng Châu Âu đến năm 2030," tr.26, 2013.
20. http://www.visualcapitalist.com/china-leading-charge-lithium-ion-megafactories/.

21. Q. Wang, P. Ping, X. Zhao, G. Chu, J. Sun, và C. Chen, "Sự thoát nhiệt gây cháy và nổ pin lithium ion," J. Power Sources, tập 208, trang 210–224, 2012.
22. B. K. Mandal, A. K. Padhi, Z. Shi, S. Chakraborty, và R. Filler, "Các chất ức chế thoát nhiệt cho chất điện phân pin lithium," J. Power Sources, tập 161, số đăng 2, trang 1341–1345, 2006.
23. "Bảo đảm nguồn nguyên liệu cho các công nghệ mới - THE APS PANEL ON PUBLIC AFFAIRS & THE MATERIALS RESEARCH SOCIETY," Hội Nghiên cứu Vật liệu, tập 103, trang 1-28, 2014.
24. U.S. EPA ", "Ứng dụng đánh giá vòng đời đối với Công nghệ nano: Pin lithium-ion cho xe điện, "*Cơ quan Bảo vệ Môi trường Hoa* Kỳ, trang 1-119, 2013.
25. J. Wolfenstine và J. Allen, "Các dung dịch rắn LiNiPO4-LiCoPO4 làm catốt," *J. Power Sources*, tập 136, số đăng 1, trang 150–153, 2004.
26. C. K. Chan, H. Peng, G. Liu, K. McIlwrath, X. F. Zhang, R. A. Huggins và Y. Cui, "Các anốt của pin lithium hiệu suất cao sử dụng dây nano silicon," *Nat. Nanotechnol*., Tập. 3, số đăng 1, trang 31–35, 2008.
27. M. Armand, F. Endres, D. R. MacFarlane, H. Ohno và B. Scrosati, "Vật liệu lỏng ion cho những thách thức điện hóa trong tương lai," *Vật liệu tự nhiên,* tập 8, số đăng 8, trang 621–629, 2009.
28. B. Xu, D. Qian, Z. Wang, và Y. S. Meng, "Tiến bộ gần đây trong nghiên cứu vật liệu catốt cho pin lithium ion cải tiến," Mater. *Sci. Báo cáo kỹ thuật khoa học vật liệu*, tập 73, số đăng 5 5, trang 51-65, năm 2012.
29. Forbes.
30. H.-G. Jung, M. W. Jang, J. Hassoun, Y.-K. Sun, và B. Scrosati, "Pin lithium-ion Li4Ti5O12/Li [Ni0.45Co0.1Mn1.45] O4 tuổi thọ cao," *Nat. Commun.*, tập 2, tr. 516 năm 2011.
31. B. Kang và G. Ceder, "Vật liệu pin để sạc và xả cực nhanh," *Nature,* tập 458, số ra 7235, trang 190–193, 2009.
32. Elon M, https://twitter.com/elonmusk/status/840096176678420481.
33. http://www.greencarreports.com/news/1108788_electric-car-batteries-100-per-kwh-before-2020-80-soon-after.
34. Lazard, "Phân tích chi phí lưu trữ quy dẫn của Lazard 2019", 2019.
35. BNEF 2019.
36. M. Le Thai, G. T. Chandran, R. K. Dutta, X. Li và R. M. Penner, "100k vòng và nhiều hơn: Độ ổn định chu kỳ đặc biệt cho các dây nano MnO_2 được truyền qua chất điện phân gel, "ACS Energy Lett., Tập 1, số ra 1, trang 57–63, 2016.
37. http://www.tesla.com/powerpack
38. https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-07-07/elon-musk-s-tesla-wins-contract-to-build-south-australia-battery.
39. https://electrek.co/2017/06/28/audi-electric-car-battery-cost/.
40. LAZARD, "PHÂN TÍCH CHI PHÍ NĂNG LƯỢNG QUY DẪN 10.0 CỦA LAZARD", www.lazard.com, tập 10.0, số ra Tháng 12 năm 2016, trang 1–21, 2016.
41. IRENA, "Khung định giá lưu trữ điện", năm 2020.
42. Ea Energy Analyzes, "Giá trị của việc lưu trữ điện", 2019.
43. Hesse, H.C. và cộng sự, "Bộ lưu trữ pin lithium-Ion cho lưới điện — Đánh giá về thiết kế hệ thống lưu trữ pin cố định được điều chỉnh cho các ứng dụng trong lưới điện hiện đại", Energies, 2017.
44. IEA & European Patent Office, "Đổi mới trong pin và lưu trữ điện", năm 2020.
45. Xiang Y. và cộng sự, "Các kỹ thuật tiên tiến để nghiên cứu pin lithium trạng thái rắn", Vật liệu Ngày nay, 2020.
46. Circular Energy Storage, "Phân tích tác động khí hậu của pin lithium-ion và cách đo lường", 2019.
47. Cục Năng lượng Đan Mạch và Energinet, "Dữ liệu Công nghệ - Tích trữ năng lượng – Mô tả công nghệ và dự báo cho quy hoạch dài hạn", 2018.
48. https://www.toshiba.co.jp/infrastructure/en/topics/2016/20160226.htm

Bảng số liệu

Các trang sau trình bày nội dung bảng số liệu của công nghệ này. Tất cả chi phí được tính bằng đô la Mỹ (USD), giá năm 2019. Các thông số có thể không chắc chắn và không được hiểu theo chiều dọc - nghĩa là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn thì không nhất thiết có giá thấp hơn hoặc ngược lại.

Công nghệ	Pin Lithium-ion (quy mô nhà máy)								
USD 2019	**2020**	**2030**	**2050**	**Mức độ không chắc chắn (2020)**		**Mức độ không chắc chắn (2050)**		**Ghi chú**	**TL**
Số liệu năng lượng/kỹ thuật				**Thấp hơn**	**Cao hơn**	**Thấp hơn**	**Cao hơn**		
Công suất tích trữ năng lượng của một tổ máy (MWh)	6,0	7,0	8,0					A,B	1,2
Tỷ suất năng lượng/điện năng (giờ)	1,04	2,08	4,16					E	1,2
Thời gian xả pin (giờ)	1,00	2,00	4,00					E	1,2
Hiệu suất một chu kỳ (%) AC	91	92	92					C	3,12
Hiệu suất một chu kỳ (%) DC	95	96	96					C	3,12
Tỷ lệ tự xả (%/ngày)	0,10	0,10	0,10						4
Ngừng máy cưỡng bức (%)	0,38	0,35	0,25					M	
Ngừng máy theo kế hoạch (số tuần/năm)	0,20	0,10	0,10					L	
Vòng đời kỹ thuật (chu kỳ)	10000	15000	20000					M	5
Vòng đời kỹ thuật (năm)	20	25	30					D	
Thời gian xây dựng (năm)	0,20	0,20	0,20						
Mật độ năng lượng (Wh/kg)	150	200	300						
Cấu hình tăng giảm công suất									
Thời gian phản hồi từ trạng thái nghỉ sang xả hết công suất (mili giây)	50	50	50						6
Số liệu tài chính									
Đầu tư danh nghĩa (tr.USD/MWh)	0,578	0,264	0,157	0,455	0,920	0,075	0,398	G	13
- hạng mục năng lượng (tr.USD/MWh)	0,152	0,062	0,035	0,080	0,215	0,030	0,131		7,8
- hạng mục điện (tr.USD/MWh)	0,311	0,184	0,069	0,273	0,580	0,045	0,284	H	9,10,11
- Các chi phí dự án khác (tr.USD/MWh)	0,115	0,110	0,105	0,102	0,125	0,023	0,125	N	9,12
Vận hành & bảo trì cố định (USD/MWe/năm)	621	311	155	500	650	250	350		12
Vận hành & bảo trì biến đổi (USD/MWh)	2,30	2,07	1,84	0,45	6,36	0,34	2,84	I	10
Chi phí khởi động (USD/MWe/lần khởi động)									
Số liệu công nghệ cụ thể									
Chi phí tăng công suất tích trữ năng lượng (tr.USD/MWh)	0,267	0,163	0,086	0,182	0,294	0,052	0,200	B,F	7,8
Chi phí tăng công suất đầu ra (tr.USD/MW)	0,311	0,184	0,069	0,273	0,580	0,045	0,284	B,F	9,10,11

Tài liệu tham khảo:

1 Samsung. Pin ESS của Samsung SDI Các giải pháp tin cậy và an toàn hàng đầu, (2018). http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/201809_SamsungSDI ESS_EN.pdf

2 Samsung, Các hệ thống pin thông minh để lưu trữ năng lượng, (2016). http://www.samsungsdi.com/upload/ess_brochure/Samsung SDI brochure_EN.pdf

3 L. Kokam Co. Nhà cung cấp giải pháp lưu trữ năng lượng tổng thể, (2018). http://kokam.com/data/2018_Kokam_ESS_Brochure_ver_5.0.pdf

4 Fan Xiayue, "Các công nghệ pin để lưu trữ điện năng quy mô lớn ở cấp lưới điện", Các giao dịch của Trường ĐH Thiên Tân, Springer, 2020.

5 Viện nghiên cứu năng lượng và môi trường, Dữ liệu thực tế về lưu trữ năng lượng, https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019.

6 D.M. Greenwood, K.Y. Lim, C. Patsios, P.F. Lyons, Y.S. Lim, P.C. Taylor, Các dịch vụ đáp ứng tần số được thiết kế để lưu trữ năng lượng, Tạp chí Ứng dụng năng lượng. 203 (2017) 115–127.

7 Tài chính Năng lượng mới Bloomberg. Triển vọng năng lượng mới 2019, 2019.

8 Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế. Báo cáo về lưu trữ năng lượng bằng pin của IRENA, (2015). http://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2015/IRENA_Battery_Storage_report_2015.pdf

9 R. Benato, G. Bruno, F. Palone, R.M. Polito, M. Rebolini, Lưu trữ điện hóa quy mô lớn trong các lưới điện cao áp: Tổng quan về kinh nghiệm của Italia, Energies. 10 (2017) 1-17.

10 B. Zakeri, S. Syri, Các hệ thống lưu trữ điện năng: Phân tích so sánh chi phí vòng đời, Đổi mới. Duy trì. Đánh giá năng lượng. 42 (2015) 569–596.

11 G. Huff, A.B. Currier, B.C. Kaun, D.M. Rastler, S.B. Chen, D.T. Bradshaw, W.D. Gauntlett, Sổ tay lưu trữ điện năng DOE/EPRI, hợp tác với NRECA, (2015).

12 Lazard, Chi phí quy dẫn của lưu trữ năng lượng theo Lazard (2019).

13 IEA, Triển vọng Năng lượng Thế giới 2019, 2019.

Ghi chú:

A. Một tổ máy được định nghĩa là một container 40 feet, bao gồm hệ thống LIB và không bao gồm hệ thống chuyển đổi điện. Giá trị tham khảo từ tài liệu của Samsung SDI cho hệ thống LIB nối lưới năm 2016 và 2018 [2,14]. Có thể có các hệ thống với tỷ lệ C thấp hơn hoặc cao hơn 1, tuỳ theo nhu cầu của hệ thống điện và chi phí năng lượng và công suất danh định. Tỷ lệ C bằng 1 được giả định cho năm 2020, vì nó sát với nhiều hệ thống lắp đặt mới.

B. Công suất điện và năng lượng có thể được mở rộng tuyến tính bằng cách sử dụng nhiều mô đun (công suất đã được trình diễn lên tới 100MW). Việc mở rộng công suất có thể được thực hiện thông qua việc lập trình lại đơn vị quản lý mà không cần có mô đun pin mới.

C. Thay đổi dần hướng tới tỷ lệ C thấp hơn theo quá trình chuyển đổi từ điều tần sang tích hợp NLTT, dẫn đến tỷ lệ C thấp hơn. Do đó, hiệu suất hai chiều DC trung bình dự kiến sẽ tăng nhẹ. So sánh giữa hiệu suất RT và tỷ lệ C được trình bày trong Hình 7 [3,51]. Hiệu suất hai chiều AC bao gồm tổn thất trong điện tử công suất và thấp hơn hiệu suất hai chiều DC từ 2-4%. Tổng hiệu suất hai chiều bao gồm tổn thất dự phòng, sẽ có giá trị khoảng 80-90% [21,22].

D. Sách trắng năm 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS đưa ra vòng đời 15 năm cho các mô đun hiện vận hành ở mức từ C/2 đến 3C. Dự kiến có thể cải thiện vòng đời của pin nhờ vật liệu tốt hơn và quản lý pin hiệu quả hơn. Số lượng chu trình có thể là chỉ số ý nghĩa hơn về vòng đời.

E. Thời gian xả là số giờ pin có thể xả ở mức công suất danh định. Nó bằng tỷ lệ Điện năng/Công suất được hiệu chỉnh cho hiệu suất xả.

F. Vì hệ thống LIB nhiều MWh có thể mở rộng quy mô, chi phí mở rộng công suất được ước tính bằng cấu phần công suất đầu ra và điện năng cộng với "các chi phí khác".

G. Chi phí chuyển đổi điện phụ thuộc nhiều vào khả năng mở rộng quy mô và ứng dụng.

H. Thay đổi dần hướng tới tỷ lệ C thấp hơn theo quá trình chuyển đổi từ điều tần sang tích hợp NLTT, dẫn đến tỷ lệ C thấp hơn. Do đó, hiệu suất hai chiều DC trung bình dự kiến sẽ tăng nhẹ. So sánh giữa hiệu suất RT và tỷ lệ C được trình bày trong Hình 7 [3,51]. Hiệu suất hai chiều AC bao gồm tổn thất trong điện tử công suất và thấp hơn hiệu suất hai chiều DC từ 2-4%. Tổng hiệu suất hai chiều bao gồm tổn thất dự phòng, sẽ có giá trị khoảng 80-90% [21,22].

I. Chi phí mỗi MWh điện năng xả từ pin.

L Dự kiến không xảy ra ngừng máy trong toàn bộ vòng đời của hệ thống LIB nối lưới. Chỉ vài ngày trong vòng đời 15 năm của pin là cần sử dụng dịch vụ và đổi quạt, quạt thổi cho hệ thống quản lý nhiệt và hệ thống chuyển đổi điện. Ngừng máy bắt buộc dự kiến sẽ giảm khi tính bền vững của pin được cải thiện theo đường cong học tập kinh nghiệm và sản lượng luỹ kế tăng. Ngừng máy theo kế hoạch dự kiến sẽ giảm sau năm 2020 do tăng tự động hoá.

M Vòng đời chu trình được định nghĩa là số chu trình ở mức 1C/1C trên 80% tình trạng pin hoạt động tốt. Trong Sách trắng năm 2016 của Samsung SDI về các giải pháp ESS áp dụng vòng đời 15 năm cho các mô đun hiện đang vận hành ở tỷ lệ C/2 đến 3C [14]. Dự kiến vòng đời pin sẽ được cải thiện nhờ vật liệu tốt hơn và quản lý pin hiệu quả hơn. Các giải pháp ESS của Kokam cũng ở mức hơn 8000-20000 chu trình (80-90% DOD) dựa trên đặc điểm hoá học [3]. Do đó, với các chu trình nạp xả đầy hàng ngày, pin được thiết kế với tuổi thọ khoảng 15-20 năm nếu các hệ thống hỗ trợ hoạt động tốt. Vòng đời được áp dụng cho cả anốt làm từ graphite và LTO dựa trên pin thương mại của Kokam. Vòng đời sẽ tăng dần trong vài năm tới, điều này được thể hiện trong số liệu năm 2020/2030 [4,5,14].

N Các chi phí khác gồm chi phí xây dựng và chi phí lắp đặt. Những chi phí này phụ thuộc vào địa điểm, chất nền và điều kiện tiếp cận địa điểm,. Cáp điện dẫn đến địa điểm và công việc lắp đặt container cũng được bao gồm trong chi phí khác. Do đó hạng mục các chi phí khác được giả định là có mối tương quan với quy mô hệ thống. Tự động hoá dự kiến sẽ làm giảm các chi phí khác từ năm 2030 trở đi.

Các ví dụ về cách tính CAPEX sử dụng bảng số liệu:

1. Điều chỉnh tần số vào năm 2020: Hệ thống pin BESS cấp 4C, 2MWh. Thời gian vận hành 20 năm.
Các chi phí:
2 MWh "cấu phần năng lượng", năm 2020
2 MWh "các chi phí dự án khác", năm 2020
4C= thời gian xả 0,25 giờ ⇒ 8 MW "cấu phần điện", năm 2020

CAPEX: 2 x (0,152 tr.USD + 0,115 tr.USD) + 8 x 0,311 tr.USD = 3,022 tr.USD

2. Tích hợp năng lượng vào năm 2030: Hệ thống pin BESS cấp ¼C, 16 MWh. Thời gian vận hành 25 năm.
Các chi phí:
16 MWh "cấu phần năng lượng", năm 2030
16 MWh "các chi phí dự án khác", năm 2030
¼C= thời gian xả 4 giờ ⇒ 4 MW "cấu phần điện", năm 2030

CAPEX: 16 x (0,062 tr.USD + 0,11 tr.USD) + 4 x 0,184 tr.USD = 3,488 tr.USD

PHỤ LỤC 1: PHƯƠNG PHÁP LUẬN

Những công nghệ được mô tả trong Cẩm nang này bao gồm các công nghệ đã phát triển rất chín muồi và các công nghệ được kỳ vọng sẽ cải tiến đáng kể trong các thập kỷ tới, cả về hiệu suất và chi phí. Điều này có nghĩa là chi phí và hiệu quả hoạt động của một số công nghệ có thể được ước tính với mức độ chắc chắn cao hơn trong khi đó các công nghệ khác lại có chi phí và hiệu quả hoạt động không chắc chắn khi xem xét ở hiện tại và cả trong tương lai. Tất cả các công nghệ được nhóm lại thành một trong số bốn hạng mục về phát triển công nghệ (được mô tả trong phần Nghiên cứu và Phát triển) cho thấy tiến độ phát triển công nghệ, triển vọng phát triển trong tương lai và mức độ không chắc chắn về dự báo số liệu chi phí và hiệu quả hoạt động.

Phạm vi số liệu về chi phí và hiệu quả hoạt động là các hệ thống phát điện cộng với hạ tầng cơ sở cần thiết để cấp điện vào lưới điện chính. Đối với điện năng, đó là trạm biến áp gần nhất của lưới truyền tải. Điều này có nghĩa là một MW điện năng đại diện cho sản lượng điện thuần, bằng sản lượng phát gộp trừ đi điện năng tự dùng tại nhà máy điện. Do đó, hiệu suất cũng là hiệu suất thuần.

Nếu không có giải thích khác thì các công nghệ nhiệt trong Cẩm nang này được giả định là được thiết kế và vận hành đầy tải khoảng 6000 giờ/năm (hệ số công suất là 70%). Một số trường hợp ngoại lệ là các cơ sở phát điện từ chất thải rắn đô thị và các nhà máy điện địa nhiệt, được thiết kế để vận hành liên tục, nghĩa là khoảng 8000 giờ đầy tải hàng năm (hệ số công suất 90%).

Từng công nghệ được mô tả trong một mục riêng, theo cấu trúc trình bày như sau.

Mô tả định tính

Phần mô tả định tính sẽ trình bày những đặc tính chính của một công nghệ một cách chính xác nhất có thể. Những nội dung sau đây được trình bày nếu thấy phù hợp với từng công nghệ.

Mô tả công nghệ
Mô tả tóm tắt cho những người không phải kỹ sư về cách công nghệ hoạt động và cho mục đích gì.

Đầu vào
Nguyên liệu chính, nhiên liệu chính mà công nghệ đó tiêu thụ.

Đầu ra
Sản phẩm đầu ra của các công nghệ trong Cẩm nang này là điện năng. Các sản phẩm đầu ra khác như nhiệt quá trình cũng được nêu ở đây.

Công suất điển hình
Công suất nêu ở đây là cho một tổ máy (v.d. một tuabin gió hoặc một tuabin khí) hoặc đối với nhà máy điện có nhiều tổ máy như trang trại điện gió. Tổng công suất của nhà máy điện phải là công suất của một nhà máy điện điển hình ở Việt Nam.

Cấu hình tăng giảm công suất và các dịch vụ khác của hệ thống điện
Mô tả tóm tắt về cấu hình tăng giảm công suất đối với các công nghệ phát điện, v.d. đặc tính phụ tải lưng là gì, chúng có thể khởi động nhanh như thế nào và khả năng đáp ứng những thay đổi phụ tải nhanh như thế nào.

Ưu điểm/nhược điểm
Những ưu điểm và nhược điểm riêng liên quan đến các công nghệ tương đương. Không nêu những ưu điểm chung; ví dụ các công nghệ năng lượng tái tạo làm giảm thiểu nguy cơ về biến đổi khí hậu và tăng cường an ninh cung cấp.

Môi trường
Nêu các đặc tính môi trường cụ thể, v.d. những phát thải đặc biệt hoặc những ảnh hưởng sinh thái chính.

Việc làm
Mô tả những yêu cầu về việc làm của công nghệ trong quá trình chế tạo và lắp đặt cũng như trong vận hành.

Nghiên cứu và phát triển
Phần này liệt kê những thách thức quan trọng nhất từ quan điểm nghiên cứu và phát triển. Cụ thể những triển vọng

nghiên cứu và phát triển của Việt Nam sẽ được nhấn mạnh nếu có liên quan.

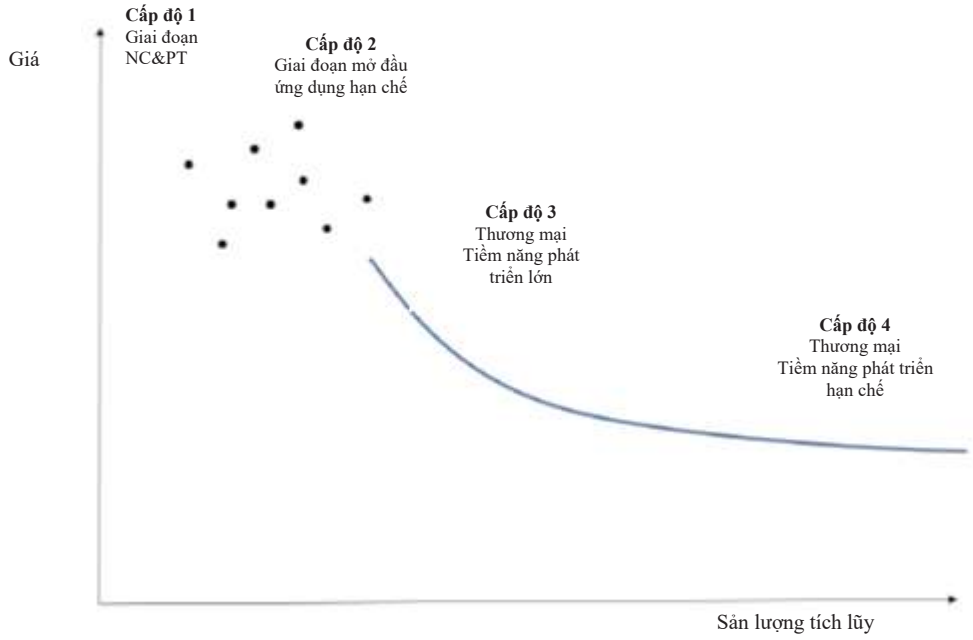
Tiềm năng cải tiến công nghệ có liên quan đến mức độ chín muồi của công nghệ. Do đó, phần này cũng bao gồm mô tả về tiến độ phát triển công nghệ và thương mại của công nghệ. Các công nghệ được phân loại thuộc một trong số bốn cấp độ phát triển chín muồi của công nghệ như ở dưới đây.

Cấp độ 1.Những công nghệ đang ở trong *giai đoạn nghiên cứu và phát triển*. Mức độ không chắc chắn liên quan đến giá và hiệu quả hoạt động hiện nay và trong tương lai là rất lớn.

Cấp độ 2. Những công nghệ ở trong *giai đoạn mở đường*. Thông qua các hệ thống trình diễn hoặc những nhà máy bán thương mại, công nghệ được chứng minh là hoạt động được. Do áp dụng hạn chế, giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ vẫn có mức độ không chắc chắn cao vì vẫn cần phải phát triển và thương mại hóa. (v.d. khí hóa sinh khối).

Cấp độ 3. *Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai khiêm tốn* cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động của công nghệ hiện tại đã được biết rõ. Những công nghệ này được cho là có tiềm năng phát triển lớn và do đó có mức độ không chắc chắn đáng kể liên quan đến giá và hiệu suất hoạt động trong tương lai (v.d. các tuabin gió ngoài khơi).

Cấp độ 4. *Những công nghệ thương mại có mức độ triển khai rộng* cho đến nay. Giá và hiệu suất hoạt động hiện nay đã được biết rõ, và bình thường chỉ trông đợi những cải tiến từng bước nhỏ. Do đó, giá và hiệu suất hoạt động tương lai cũng có thể được dự báo với mức độ chắc chắn tương đối cao (v.d. điện than, tuabin khí).



Hình 85: Các giai đoạn phát triển công nghệ. Tương quan giữa sản lượng tích lũy (MW) và giá.

Ước tính chi phí đầu tư

Trong phần này, các dự báo chi phí *đầu tư* từ các nguồn khác nhau được so sánh, nếu phù hợp. Tùy trường hợp, có thể các dự án địa phương sẽ được đưa vào cùng với các dự án quốc tế từ các nguồn được công nhận (ví dụ: IRENA). Phần trên cùng của bảng là số liệu chi phí đề xuất được tô đậm. Các số liệu chi phí đầu tư tại địa phương được sử dung nếu có sẵn, nếu số liệu này không có sẵn thì chúng tôi lấy từ kết quả của Hợp đồng mua bán điện, kết quả đấu giá và/hoặc cơ chế hỗ trợ.

Nếu phù hợp, các dự báo chi phí dựa trên cách tiếp cận đường cong học tập được bổ sung ở cuối bảng để hiển thị các xu hướng chi phí thu được nhờ áp dụng phương pháp đường cong học tập (Phụ lục 2 có các thảo luận chi tiết hơn). Đường cong học tập công nghệ dựa trên một tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm nhất định và một mức triển khai công suất được xác định là mức trung bình của các Chính sách và Kịch bản phát triển bền vững của IEA. Công nghệ này có chi phí chuẩn hóa là 100% vào năm 2020 (năm cơ sở); các giá trị nhỏ hơn 100% cho năm 2030 và 2050 đại diện cho đường cong học tập công nghệ, do đó giảm chi phí tương đối so với năm cơ sở. Dưới đây là một ví dụ về bảng.

Chi phí đầu tư [Triệu USD$_{2019}$/MW]		2018	2020	2030	2050
Cẩm nang	**Cẩm nang mới (2021)**				
	Cẩm nang hiện có (2019)				
Dữ liệu Việt Nam	Dữ liệu cục bộ I				
	Dữ liệu cục bộ II				
Dữ liệu quốc tế	Cẩm nang Công nghệ Đan Mạch				
	IRENA				
	IEA WEO 19				
Dự báo	Đường cong học tập - xu hướng chi phí [%]				

Đối với mức độ không chắc chắn của dữ liệu chi phí đầu tư, chúng tôi áp dụng cách tiếp cận sau đây: cho năm 2020, giới hạn dưới và giới hạn trên của mức độ không chắc chắn được lấy từ khoảng chi phí trong các nguồn khác nhau được phân tích. Đối với năm 2050, ước tính trung tâm dựa trên đường cong học tập là 12,5% và khả năng triển khai trung bình từ các kịch bản STEPS và SDS của Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019 (xem Phụ lục 2: Dự báo chi phí công nghệ sản xuất điện). Phạm vi độ không chắc chắn đo năm 2050 kết hợp các khoảng chi phí của năm 2020 với độ không chắc chắn liên quan đến việc triển khai và tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm công nghệ: tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm nằm trong khoảng 10-15% và các lộ trình triển khai công suất phù hợp của các kịch bản STEPS và SDS được xem xét để đánh giá độ không chắc chắn bổ sung. Ví dụ, giới hạn trên của chi phí đầu tư sẽ được tính là giới hạn trên cho năm 2020 cộng với tăng chi phí dựa trên kịch bản có tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 10% kết hợp với kịch bản có mức triển khai thấp nhất vào năm 2050.

Ví dụ về những dự án hiện có
Những đổi mới công nghệ gần đây trong vận hành thương mại đầy đủ cần được nêu cùng với tham chiếu và liên kết đến các thông tin thêm. Đây không nhất thiết phải là nhà máy tốt nhất đã có (BAT), mà đại diện cho dự án điển hình nhất đang được vận hành.
Các thông tin về thông số chung, thông số kỹ thuật, nhiên liệu hay vốn đầu tư được lấy từ các nguồn như báo cáo thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật, do nhà máy cung cấp và tham khảo từ các website dự án. Các thông số về đặc tính, chi phí vận hành, hiệu suất, tự dùng thu thập từ đơn vị vận hành hệ thống điện (NLDC), từ các báo cáo thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật và cung cấp từ các nhà máy. Các số liệu về phát thải lấy từ các báo cáo đo lường phát thải, các báo cáo thiết kế cơ sở/thiết kế kỹ thuật hoặc từ số liệu công bố của hệ thống quan trắc tự động.

Mô tả định lượng

Để có thể thực hiện phân tích so sánh giữa các công nghệ khác nhau rất cần các số liệu có thể so sánh được một cách thực sự. Ví dụ, số liệu kinh tế được nêu trong cùng một mức giá không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) hoặc các thuế khác. Lý do là Cẩm nang Công nghệ phải phản ánh chi phí kinh tế xã hội đối với xã hội của Việt Nam. Trong bối cảnh này thuế không đại diện cho chi phí thực mà là một sự chuyển giao vốn giữa các tổ chức liên quan của Việt Nam, các nhà phát triển dự án và chính phủ. Cũng vậy, điều quan trọng là số liệu đưa ra phải là ở cùng năm. Năm 2020 là năm cơ sở cho tình trạng hiện nay của các công nghệ, v.d. một công nghệ đã có tốt nhất tại thời điểm nghiệm thu.

Tất cả các chi phí được thể hiện bằng tiền đô la Mỹ (USD), giá năm 2019. Khi chuyển đổi giá từ năm X sang USD2019 thì khuyến nghị áp dụng cách tiếp cận sau:

1. Nếu giá bằng tiền VNĐ, chuyển sang USD thì sử dụng tỷ giá đối với năm X (bảng đầu tiên ở dưới đây).
2. Sau đó chuyển từ USD năm X sang USD năm 2019 sử dụng quan hệ giữa chỉ số giá của Nhà sản xuất Hoa Kỳ đối với "Chế tạo động cơ, tuabin, và thiết bị truyền tải điện" của năm X và năm 2019 (bảng thứ hai ở dưới đây).

Bảng 23: Tỷ giá đổi tiền trung bình năm giữa VNĐ và USD (Theo tỷ giá tháng 6 các năm của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam).

Năm	**Đổi VNĐ sang USD**
2007	16.069
2008	16.842
2009	17.773
2010	19.080
2011	20.585
2012	20.905
2013	21.205
2014	21.330
2015	21.840
2016	22.322
2017	22.725
2018	22.960

Bảng 24: Chỉ số giá của Nhà sản xuất Hoa Kỳ đối với "Chế tạo động cơ, tuabin, và thiết bị truyền tải điện". Cục Thống kê Lao động Hoa Kỳ, số: PCU333611333611). www.bls.gov
Giá 2018 có số liệu bao gồm tháng 11. Giá từ tháng 8 đến tháng 11 là giá sơ bộ.

Năm	**Chỉ số giá của nhà sản xuất**
2007	169,0
2008	188,6
2009	209,9
2010	210,4
2011	212,5
2012	211,1
2013	215,0
2014	220,6
2015	221,1
2016	220,7
2017	213,5
2018	(210,4)

Thời gian xây dựng, cũng được quy định trong bảng số liệu, đại diện cho khoảng thời gian tính từ thời điểm đóng tài chính, v.d. khi cung cấp tài chính được bảo lãnh, và tất cả các giấy phép đã có trong tay, đến thời điểm nghiệm thu.

Dưới đây là bảng số liệu đặc trưng, có tất cả các thông số được sử dụng để mô tả các công nghệ cụ thể. Bảng số liệu này bao gồm một phần chung giống nhau cho các nhóm có công nghệ giống nhau (v.d. các công nghệ nhà máy nhiệt điện, nhà máy phi nhiệt điện và sản xuất nhiệt) và một phần riêng về công nghệ, có chứa các thông tin chỉ liên quan đến một công nghệ cụ thể. Phần công nghệ chung được đưa vào để dễ so sánh các công nghệ.

Mỗi một ô trong bảng số liệu chỉ có một số cho một công nghệ cụ thể, thường là số ở quãng giữa, v.d. không có dải chỉ số. Những yếu tố không chắc chắn liên quan đến các số liệu được nêu trong cột *mức độ không chắc chắn*. Để cho bảng số liệu được đơn giản, các giá trị mức độ không chắc chắn chỉ có cho các năm 2020 và 2050. Mức độ không chắc chắn được minh họa bằng một chỉ số ràng buộc thấp hơn và cao hơn độ tin cậy 90%. Mức độ không chắc chắn liên quan đến công nghệ "tiêu chuẩn thị trường"; nói cách khác, khoảng bất định không đại diện cho dải sản phẩm (ví dụ một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn ở giá thấp hơn và ngược lại). Đối với công nghệ ổn định, Cẩm

nang có nêu dải sản phẩm, ví dụ đây là trường hợp nhà máy điện than ở đó cả nhà máy dưới tới hạn, siêu tới hạn và trên siêu tới hạn được trình bày.

Mức độ không chắc chắn chỉ cần nêu đối với các số quan trọng nhất ví dụ như chi phí đầu tư và hiệu suất.

Phần lớn dữ liệu trong bảng số liệu được tham khảo từ tài liệu được đánh số ở cột bên phải ngoài cùng (TL), bao gồm các nguồn tài liệu được nêu rõ ở phần dưới bảng.

Trước khi sử dụng số liệu, đề nghị lưu ý rằng những thông tin cần thiết có thể tìm thấy trong những ghi chú ở bên dưới bảng.

Số liệu kỹ thuật/năng lượng

Các bảng số liệu có chứa các thông tin của năm 2020, 2030 và 2050. Năm là năm vận hành đầu tiên.

Công suất phát điện
Là công suất công bố cho một "tổ máy", như một tuabin gió hoặc một tuabin khí, và cho toàn bộ nhà máy, ví dụ cho một trang trại điện gió hoặc một nhà máy điện chạy bằng khí có nhiều tuabin khí. Công suất của "các tổ máy" và toàn bộ nhà máy phải đại diện cho các nhà máy điện đặc trưng. Các hệ số cho dải công suất khác với công suất đã công bố được trình bày sau trong phần phương pháp luận này.

Công suất đã nêu là công suất phát thuần trong chế độ vận hành liên tục, tức là công suất gộp (công suất ra từ máy phát) trừ đi điện tự dùng (phụ tải của nhà máy điện), bằng công suất cấp lên lưới điện.

Đơn vị MW được dùng cho công suất phát điện còn đơn vị MJ/s sử dụng cho tiêu thụ nhiên liệu.

Mô tả này trình bày về công suất của dải sản phẩm (MW), ví dụ 200-1000 MW cho một nhà máy điện đốt than mới. Cần nhấn mạnh rằng số liệu trong bảng là dựa vào công suất điển hình, ví dụ 600 MW cho nhà máy điện đốt than. Khi có sự chênh lệch so với công suất điển hình thì tính kinh tế của quy mô công suất cần được xem xét (xem phần về chi phí đầu tư).

Hiệu suất năng lượng
Hiệu suất đối với tất cả các thiết bị nhiệt được biểu diễn là phần trăm ở nhiệt trị thấp (nhiệt trị thấp hoặc nhiệt trị thực) trong điều kiện môi trường ở Việt Nam, có xét đến nhiệt độ trung bình của không khí là khoảng 28 °C.

Hiệu suất điện của các nhà máy nhiệt điện bằng tổng lượng điện năng phát lên lưới điện chia cho tiêu thụ nhiên liệu. Hai loại hiệu suất được công bố là hiệu suất trên nhãn máy như công bố của nhà cung cấp và hiệu suất đặc trưng năm.

Hiệu suất thuần của nhà máy nhiệt điện là tổng hiệu suất trừ đi điện tự dùng của nhà máy.

Thường thì hiệu suất điện giảm nhẹ theo thời gian vận hành của nhà máy nhiệt điện. Sự sụt giảm hiệu suất này không được phản ảnh trong số liệu công bố. Nguyên tắc hàng đầu là bạn có thể trừ 2,5 – 3,5% trong thời gian tuổi thọ (v.d. từ 40% xuống còn 37%).

Ngừng máy theo kế hoạch và ngừng sự cố
Ngừng sự cố được định nghĩa là số giờ Ngừng máy cưỡng bức có trọng số chia cho tổng số giờ Ngừng máy cưỡng bức và số giờ vận hành. Số giờ Ngừng máy cưỡng bức có trọng số là số giờ ngừng không theo kế hoạch, có gán trọng số theo mức độ giảm công suất phát do ngừng máy.

Ngừng máy cưỡng bức được thể hiện bằng phần trăm còn ngừng theo kế hoạch (ví dụ do đổi mới) được thể hiện bằng số tuần lễ trong một năm.

Vòng đời kỹ thuật
Vòng đời kỹ thuật là thời gian kỳ vọng mà trong đó một nhà máy năng lượng có thể vận hành ở mức, hoặc ở gần mức có thể chấp nhận được, của các đặc tính vận hành ban đầu của nó, với điều kiện là vận hành và bảo trì diễn ra bình thường. Trong thời gian tuổi thọ này, một số thông số vận hành có thể bị giảm dần nhưng vẫn ở trong giới hạn

chấp nhận được. Ví dụ, hiệu suất của nhà máy điện thường giảm nhẹ (vài phần trăm) theo các năm và chi phí vận hành và bảo trì tăng do sự mài mòn và xuống cấp của các cụm thiết bị và hệ thống. Ở cuối vòng đời kỹ thuật, tần suất những vấn đề không lường trước được và nguy cơ hỏng hóc có thể xảy ra dẫn tới tính khả dụng thấp đến mức không thể chấp nhận và/hoặc chi phí vận hành và bảo trì cao. Tại thời điểm này, có thể dỡ bỏ nhà máy hoặc kéo dài thêm tuổi thọ, ngầm chỉ việc thực hiện đổi mới các cụm thiết bị và hệ thống chính cần thiết để làm cho nhà máy phù hợp với một giai đoạn vận hành liên tục mới.

Vòng đời kỹ thuật được công bố trong Cẩm nang này là giá trị lý thuyết gắn với từng công nghệ, dựa vào kinh nghiệm. Trong thực tế, các nhà máy cụ thể có công nghệ giống nhau có thể vận hành trong khoảng thời gian dài hơn hoặc ngắn hơn. Chiến lược vận hành và bảo trì, v.v số giờ vận hành, số lần khởi động, và tái đầu tư thực hiện theo các năm, sẽ có ảnh hưởng lớn đến tuổi thọ thực tế.

Thời gian xây dựng
Là thời gian từ khi có quyết định đầu tư cuối cùng (FID) cho đến khi hoàn thành nghiệm thu (bắt đầu vận hành thương mại), được biểu diễn bằng số năm.

Yêu cầu không gian
Nếu phù hợp thì yêu cầu không gian sẽ được nêu rõ. Yêu cầu không gian có thể nằm trong số những yêu cầu khác được dùng để tính tiền thuê đất, và nó không được đưa vào mục tài chính vì hạng mục chi phí này phụ thuộc vào địa điểm cụ thể của nhà máy.

Hệ số công suất trung bình năm
Đối với công nghệ phát điện phi nhiệt, hệ số công suất trung bình năm đặc trưng được trình bày. Hệ số công suất trung bình năm đại diện cho công suất phát điện thực trung bình năm chia cho công suất phát điện thực lý thuyết năm, nếu nhà máy vận hành đầy công suất trong cả năm. Số giờ vận hành đầy tải tương đương của một năm được tính bằng phép nhân hệ số công suất với 8760 giờ, là tổng số giờ trong một năm.

Hệ số công suất đối với các công nghệ như điện mặt trời, điện gió và thủy điện là rất riêng theo từng địa điểm. Trong các trường hợp này, hệ số Công suất điển hình được kèm theo thông tin phụ, ví dụ các bản đồ hoặc biểu bảng, giải thích cách công suất thay đổi phụ thuộc vào vị trí địa lý của nhà máy điện. Thông tin này bình thường được tích hợp vào phần Mô tả công nghệ.

Hệ số công suất lý thuyết đại diện cho sản xuất đã thực hiện, giả thiết là không có ngừng vận hành theo kế hoạch hoặc ngừng vận hành bắt buộc. Số giờ đầy tải đạt được có xét đến thời gian ngừng theo kế hoạch và ngừng sự cố.

Cấu hình tăng giảm công suất

Cấu hình tăng giảm công suất điện năng của các công nghệ được mô tả bằng bốn thông số sau:

- Tốc độ điều chỉnh (% / phút) là khả năng điều chỉnh lên hoặc xuống khi công nghệ đã sẵn sàng trong vận hành.
- Phụ tải nhỏ nhất (phần trăm của phụ tải định mức): là phụ tải nhỏ nhất mà lò hơi có thể vận hành
- Thời gian khởi động ấm (số giờ): Thời gian khởi động ấm, sử dụng cho các công nghệ lò hơi, được định nghĩa là thời gian khởi động từ thời điểm mà nhiệt độ nước trong dàn sinh hơi cao hơn 100ºC, có nghĩa là lò hơi có áp suất.
- Thời gian khởi động lạnh (số giờ). Thời gian khởi động từ trạng thái lạnh, được sử dụng cho các công nghệ lò hơi, được định nghĩa là thời gian cần thiết để lò hơi đạt nhiệt độ và áp suất vận hành và bắt đầu sản xuất hơi từ trạng thái mà ở đó lò hơi ở áp suất và nhiệt độ môi trường.

Đối với nhiều công nghệ những thông số này là không liên quan, ví dụ nếu công nghệ cần điều chỉnh đến đầy tải ngay thì ở trong phương thức bật/tắt.

Môi trường

Nhà máy điện phải được thiết kế để tuân thủ quy định đang có hiệu lực ở Việt Nam và được quy hoạch để thực hiện trong khoảng thời gian đến năm 2020.

Các giá trị phát thải CO_2 chưa được công bố, nhưng chúng có thể được người đọc Cẩm nang này tính bằng cách kết hợp số liệu nhiên liệu với số liệu hiệu suất của công nghệ.

Ở những chỗ phù hợp, ví dụ đối với tuabin khí, phát thải metan (CH_4) và ô xyt nitơ (N_2O), là hai khí nhà kính thì có đơn vị là gam/GJ nhiên liệu.

Phát thải các hạt chất rắn được biểu thị là $PM_{2.5}$ bằng g/GJ nhiên liệu.

Phát thải SO_x được tính dựa vào hàm lượng lưu huỳnh của nhiên liệu như sau:

	Than	Dầu nhiên liệu	Dầu khí	Khí tự nhiên	Gỗ	Chất thải	Khí sinh học
Lưu huỳnh (kg/GJ)	0,35	0,25	0,07	0,00	0,00	0,27	0,00

Hàm lượng lưu huỳnh có thể thay đổi theo các loại sản phẩm than khác nhau. Hàm lượng lưu huỳnh của than được tính từ hàm lượng trọng lượng lưu huỳnh lớn nhất là 0.8%.

Đối với công nghệ ở nơi có trang bị thiết bị khử lưu huỳnh (các nhà máy điện lớn), độ khử lưu huỳnh được công bố là tỷ lệ phần trăm.

Phát thải NO_x bao gồm NO_2 và NO, trong đó NO chuyển thành NO_2 với trọng lượng tương đương. Phát thải NO_x cũng được công bố là số gam/GJ nhiên liệu.

Phát thải mêtan (CH_4) và ôxyt nitơ (N_2O), không được đưa vào Cẩm nang này. Tuy nhiên, cả hai phát thải này đều là khí nhà kính có tác động lớn và đối với một số công nghệ nhất định, ví dụ như tuabin khí, thì việc đưa những phát thải này vào có thể là phù hợp. Vì vậy, khi tiếp tục xây dựng cẩm nang này thì sự bao gồm những phát thải này sẽ là phù hợp.

Số liệu tài chính

Số liệu tài chính được biểu thị bằng giá cố định USD, mức giá năm 2019 và không bao gồm thuế giá trị gia tăng (VAT) hoặc các loại thuế khác.

Đối với dự báo chi phí tài chính tương lai có ba cách tiếp cận chung; Kỹ thuật từ dưới lên; khảo sát Delphi và đường cong học tập. Cẩm nang này sử dụng cách tiếp cận đường cong học tập. Lý do là phương pháp này đã chứng tỏ là mạnh trong quá khứ và nó có thể ước tính tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm cho hầu hết các loại công nghệ. Đề nghị tham khảo Phụ lục 2 "Dự báo giá của các công nghệ sản xuất điện", về cách tiếp cận đã sử dụng trong cẩm nang này.

Chi phí đầu tư
Chi phí đầu tư hay chi phí ban đầu thường được báo cáo trên cơ sở đã được chuẩn hóa, v.d. chi phí trên 1 MW. Chi phí danh định là tổng chi phí đầu tư chia cho công suất phát thực, v.d. công suất điện phát lên lưới điện.

Nếu có thể, chi phí đầu tư chia cho chi phí thiết bị và chi phí lắp đặt. Chi phí thiết bị bao gồm bản thân nhà máy, các thiết bị môi trường còn chi phí lắp đặt bao gồm các tòa nhà, đấu nối lưới điện và lắp đặt thiết bị.

Các tổ chức khác nhau sử dụng các hệ thống tài khoản khác nhau để xác định các thành phần của một dự toán chi phí đầu tư. Vì không có thuật ngữ đa năng, nên chi phí đầu tư không bao gồm cùng các thành phần. Thực tế, phần lớn các Tài liệu tham khảo không nêu chính xác các thành phần của chi phí, mà chỉ đưa ra một Mức độ không chắc chắn không thể tránh được làm ảnh hưởng đến giá trị của những so sánh chi phí. Nhiều nghiên cứu cũng không nêu được năm (mức giá) của dự toán chi phí.

Trong báo cáo này, ý định là các chi phí đầu tư phải bao gồm tất cả các thiết bị vật lý, được gọi là giá kỹ thuật, mua sắm và xây dựng (EPC) hoặc *giá qua đêm*. Chi phí đấu nối lưới được đưa vào nhưng không bao gồm chi phí cải tạo hệ thống lưới. Ở đây, sự đấu nối vào lưới điện được giả định là ở trong một khoảng cách hợp lý.

Không bao gồm tiền thuê đất hoặc mua đất, nhưng chúng có thể được đánh giá dựa vào yêu cầu không gian nêu rõ trong số liệu năng lượng/kỹ thuật. Lý do không trực tiếp đưa đất vào vì hầu như đất không bị mất giá trị. Do đó nó

có thể được bán lại sau khi nhà máy đã hoàn thành mục đích và được tháo dỡ.

Chi phí tiền phát triển của chủ đầu tư (chi phí hành chính, tư vấn, quản lý dự án, chuẩn bị địa điểm, và những phê duyệt của các cơ quan có thẩm quyền) và lãi trong thời gian xây dựng không được đưa vào. Chi phí tháo dỡ nhà máy cũng không được đưa vào. Chi phí tháo dỡ có thể được bù lại bằng giá trị còn lại của tài sản.

Chi phí mở rộng lưới điện
Như đã trình bày, các chi phí đấu nối lưới điện được đưa vào. Tuy nhiên những chi phí phát sinh của mở rộng lưới điện do có thêm một tổ máy phát điện mới nối vào lưới thì không được đưa vào số liệu đã trình bày.

Chu kỳ kinh doanh
Giá của thiết bị năng lượng tăng mạnh trong giai đoạn 2007-2008. Đây là xu hướng chung và có tính toàn cầu. Ví dụ tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT): "*Sau một thập kỷ giá EPC đối với CCGT nằm trong khoảng USD400 và USD600/kW,đã tăng vọt trong năm 2007 và 2008 lên đỉnh là khoảng USD1250/kW trong Quý 3:2008. Đỉnh này phản ánh giá đấu thầu: không có giao dịch thực sự được thực hiện ở mức giá này.*"(theo Viện CCS toàn cầu). Những thay đổi không có tiền lệ như thế này rõ ràng đã làm cho khó đưa ra số liệu chuẩn từ những năm gần đây, nhưng một Cẩm nang như Cẩm nang này thì không thể không sử dụng số liệu của các nguồn khác nhau từ những năm khác nhau. Người đọc cần nhớ điều này khi thực hiện so sánh giá của các công nghệ khác nhau.

Tính kinh tế của quy mô công suất
Đơn giá của các nhà máy điện lớn thường nhỏ hơn đơn giá của các nhà máy điện nhỏ. Đây được gọi là "tính kinh tế của quy mô công suất". Tính tỷ lệ được kiểm tra trong một số chi tiết của bài "tính kinh tế của quy mô công suất trong các nhà máy điện" phát hành tháng 8/1997 của Tạp chí kỹ thuật điện (tr. 51). Phương trình cơ bản là:

$$\frac{C_1}{C_2} = \left(\frac{P_1}{P_2}\right)^a$$

Trong đó: C_1= Chi phí đầu tư của nhà máy 1 (triệu USUSD)
C_2 = Chi phí đầu tư của nhà máy 2
P_1 = Công suất phát điện của nhà máy 1 (MW)
P_2 = Công suất phát điện của nhà máy 2
a = Hệ số tỷ lệ

Trong nhiều năm, hệ số tỷ lệ có giá trị trung bình khoảng 0.6, nhưng những kế hoạch mở rộng dự án có thể làm tăng hệ số này. Tuy nhiên, nếu được sử dụng với sự cẩn trọng thì có thể áp dụng quy tắc này để đưa số liệu vào Cẩm nang này cho nhà máy điện có quy mô công suất khác với những công suất đã công bố. Điều quan trọng là các nhà máy phải rất giống nhau về mặt kỹ thuật xây dựng, thiết kế, và khung thời gian và chỉ khác nhau về công suất.

Đối với những nhà máy có công suất rất lớn, như các nhà máy điện than, chúng ta có thể đã đạt tới giới hạn thực hành, vì rất ít các nhà đầu tư muốn tăng thêm 1000 MW hoặc nhiều hơn. Trái lại, việc xây dựng nhiều tổ máy trên một địa điểm có thể tiết kiệm do sử dụng chung nhiều công trình phụ trợ và hạ tầng cơ sở hỗ trợ. Nhìn chung, có thể tiết kiệm khoảng 15% chi phí đầu tư trên 1 MW đối với nhà máy điện khí chu trình hỗn hợp và nhà máy điện hơi nước lớn từ việc bố trí tổ máy kép so với nhà máy chỉ có một tổ máy đơn ("Dự báo chi phí phát điện", IEA, 2010). Tất cả số liệu tài chính trong Cẩm nang này là cho các nhà máy có một tổ máy (trừ các trang trại điện gió và điện mặt trời), nên có thể giảm 15% chi phí đầu tư, khi xem xét nhà máy điện lớn.

Trừ phi được công bố khác, còn thì người đọc Cẩm nang có thể áp dụng hệ số tỷ lệ là 0,6 để tính chi phí đầu tư của những nhà máy có công suất lớn hơn hoặc nhỏ hơn công suất điển hình đã chỉ rõ cho công nghệ. Đối với mỗi công nghệ, dải sản phẩm (công suất) liên quan được nêu rõ.

Chi phí vận hành và bảo trì
Phần cố định của chi phí vận hành và bảo trì được tính là chi phí trên công suất phát cho một năm (USD/MW/năm), trong đó công suất phát được xác định ở đầu của chương này và được nêu trong các bảng. Phần này bao gồm tất cả các chi phí phụ thuộc vào số giờ vận hành của nhà máy, v.d. chi phí hành chính, nhân viên vận hành, thanh toán cho các hợp đồng dịch vụ vận hành và bảo trì, mạng lưới hoặc chi phí hệ thống hoặc lưới điện, thuế tài sản, và bảo hiểm. Những khoản tái đầu tư cần thiết để giữ cho nhà máy vận hành trong cả vòng đời kỹ thuật của nhà máy cũng

được đưa vào còn những tái đầu tư để kéo dài đời sống của nhà máy ngoài vòng đời kỹ thuật thì không được đưa vào. Những tái đầu tư được chiết khấu ở tỷ lệ chiết khấu là 4 %/năm theo giá trị thực. Chi phí tái đầu tư để kéo dài tuổi thọ của nhà máy có thể được nêu trong ghi chú nếu có số liệu.

Phần chi phí vận hành và bảo trì biến đổi (USD/MWh) bao gồm chi phí tiêu thụ nhiên liệu phụ (như nước, dầu mỡ, phụ gia nhiên liệu), xử lý và loại bỏ phế thải, phụ tùng thay thế và điện năng liên quan đến sửa chữa và bảo trì (nhưng không bao gồm chi phí bảo lãnh và bảo hiểm). Chi phí bảo trì theo kế hoạch và ngoài kế hoạch có thể thuộc chi phí cố định (v.d.công việc bảo trì năm đã được lên kế hoạch) hoặc chi phí biến đổi (như các công việc phụ thuộc vào thời gian vận hành thực tế), và được tách ra tương ứng.

Chi phí nhiên liệu không bao gồm.

Chi phí vận hành và bảo trì thường tăng lên theo thời gian. Do đó chi phí vận hành và bảo trì công bố là chi phí trung bình trong toàn bộ thời gian tuổi thọ.

Mức độ không chắc chắn

Mức độ không chắc chắn được trình bày trong các bảng số liệu liên quan đến các thông số cụ thể và không liên hệ theo chiều dọc – có nghĩa là một sản phẩm có hiệu suất thấp hơn sẽ không có giá thấp hơn hoặc ngược lại. Mức độ không chắc chắn được đánh giá theo từng trường hợp cụ thể đối với từng loại công nghệ. Đối với các công nghệ đã phát triển tốt, mức độ không chắc chắn thường thấp hơn so với các công nghệ đang phát triển.

PHỤ LỤC 2: DỰ BÁO CHI PHÍ CÔNG NGHỆ SẢN XUẤT ĐIỆN

Dữ liệu trước đây cho thấy chi phí của hầu hết các công nghệ sản xuất điện giảm xuống theo thời gian. Có thể thấy rằng trong tương lai, chi phí sẽ còn giảm nữa, hiệu suất sẽ tiếp tục được nâng lên. Đây là những xu hướng quan trọng giúp xem xét lập kế hoạch năng lượng trong tương lai và do đó cần được tính đến trong Cẩm nang Công nghệ.

Ba cách tiếp cận chính dùng để dự báo thường là:

1. **Đánh giá kỹ thuật từ dưới lên.** Đánh giá chi tiết từ dưới lên về cách giảm chi phí công nghệ bằng các biện pháp cụ thể, ví dụ như vật liệu mới, chế tạo quy mô lớn hơn, sản xuất thông minh hơn, sản xuất các mô đun, v.v. Chi phí cũng bị ảnh hưởng bởi quy mô tài sản, tức là do sự phát triển của các thông số thiết kế theo thời gian; ví dụ: thiết kế của tuabin gió sẽ phát triển theo thời gian như thế nào.
2. **Khảo sát Delphi**. Là khảo sát được tiến hành trong một nhóm rất lớn các chuyên gia quốc tế, tìm hiểu đánh giá sự phát triển của chi phí và các tác nhân chính giúp giảm chi phí.
3. **Đường cong học tập.** Các dự báo được thực hiện dựa trên các xu hướng giảm chi phí trong quá khứ kết hợp với các ước tính về việc triển khai công nghệ trong tương lai. Đường cong học tập thể hiện ý tưởng rằng mỗi khi một đơn vị của một công nghệ cụ thể được sản xuất, kiến thức được tích lũy dần dần dẫn đến việc sản xuất đơn vị tiếp theo của công nghệ đó sẽ có chi phí rẻ hơn.

Mỗi phương pháp trong số ba cách tiếp cận đều có ưu điểm và nhược điểm, được tóm tắt dưới đây.

Ưu nhược điểm của các phương pháp ước tính chi phí công nghệ khác nhau.

	Ưu điểm	**Nhược điểm**
Kỹ thuật từ dưới lên	• Đưa ra cách hiểu rõ về các yếu tố chi phí cơ bản. • Cung cấp thông tin chi tiết về cách giảm chi phí.	• Yêu cầu thông tin ở mức rất chi tiết. • Khó có được thông tin khách quan (không thiên vị) từ các chuyên gia, là những người có kiến thức tốt nhất về công nghệ. • Có thể rất mất thời gian.
Khảo sát Delphi	• Có đóng góp của rất nhiều chuyên gia giúp tăng độ chắc chắn của dự báo.	• Mất nhiều chi phí và thời gian để thực hiện khảo sát. • Rất khó xác định các chuyên gia có liên quan và không thiên vị.
Đường cong học tập	• Có rất nhiều nghiên cứu đã kiểm tra tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm và xác nhận mối tương quan giữa tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là có thật. • Logic tổng quát của tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm đã được chứng minh là đúng đối với nhiều công nghệ và lĩnh vực. • Dữ liệu có sẵn để thực hiện các đường cong học tập cho hầu hết các công nghệ quan trọng.	• Không giải thích tại sao lại xảy ra việc giảm chi phí. • Thường áp dụng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm dựa trên một yếu tố, nhưng trên thực tế, các yếu tố phát sinh chi phí được đưa vào các đường cong học tập lại có các bước phát triển khác nhau. Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm đa yếu tố có thể giải quyết vấn đề này, nhưng rất khó và mất thời gian mới xây dựng được. • Giả định về mặt lý thuyết rằng mỗi một công nghệ tạo nên một tổ hợp công nghệ độc lập, nhưng trong thực tế có thể có sự chồng chéo lớn giữa các công nghệ khác nhau, điều này làm cho việc giải thích và sử dụng các đường cong học tập phức tạp hơn. • Dự báo dựa trên đường cong học tập phụ thuộc vào mức độ triển khai của từng công nghệ đơn lẻ, là điều không chắc chắn trong tương lai.

Đối với danh mục hiện tại, phương pháp tiếp cận đường cong học tập (một yếu tố) là cách triển khai phù hợp nhất.

Thứ nhất, các mối tương quan về đường cong học tập đã được tài liệu hóa đầy đủ; thứ hai, rủi ro sai lệch được giảm bớt so với các cách tiếp cận thay thế; thứ ba, không cần thực hiện các cuộc khảo sát tốn kém và mất thời gian.

Kết quả thu được từ các đường cong học tập sẽ được so sánh với các dự báo từ tài liệu quốc tế.
Dự báo chi phí dựa trên đường cong học tập phụ thuộc vào hai yếu tố đầu vào chính: dự đoán về việc triển khai công nghệ và tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm ước tính. Về cơ bản, đây là những thông tin cần phải có để dự báo chi phí.

Nhu cầu toàn cầu về công nghệ
Để ước tính nhu cầu tương lai của từng công nghệ, chúng tôi dựa vào các phân tích về nguồn cung điện toàn cầu trong tương lai từ Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA). Tương lai nhu cầu và thành phần điện năng toàn cầu sẽ phát triển như thế nào thường có độ không chắc chắn cao do các tham vọng chính sách khí hậu, chi phí và sự sẵn có của các nguồn nhiên liệu hóa thạch cũng như sự phát triển của các công nghệ phát điện hiện có và công nghệ mới.

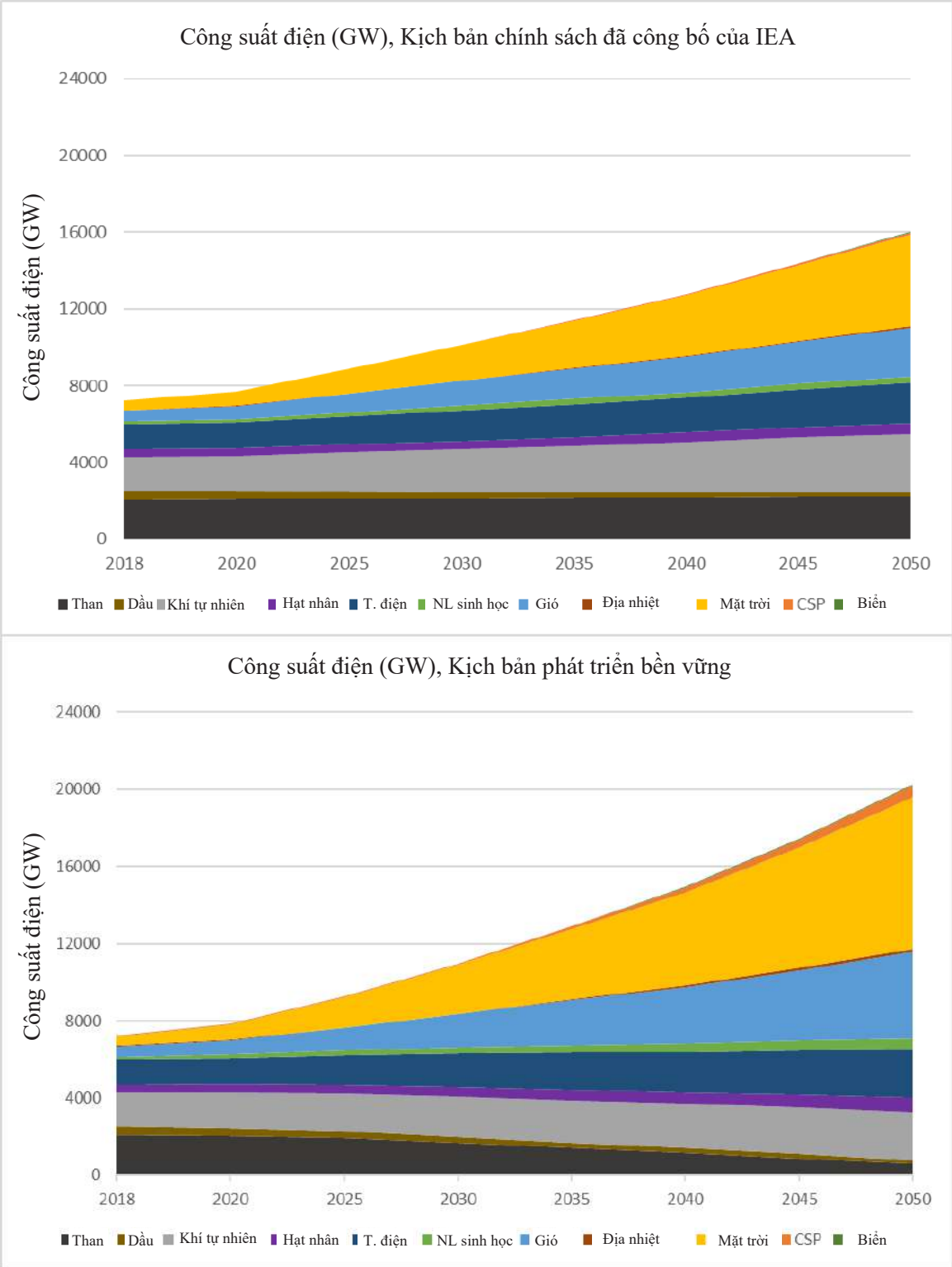
Trong Báo cáo Triển vọng công nghệ năng lượng mới nhất 2020 và Triển vọng năng lượng thế giới 2019, IEA xem xét hai lộ trình tham chiếu toàn cầu, đó là Kịch bản chính sách cụ thể và Kịch bản phát triển bền vững, với mức độ cam kết khác nhau về chính sách khí hậu:

- **Kịch bản chính sách cụ thể (STEPS)** đánh giá sự tiến hóa trong hệ thống năng lượng toàn cầu trên cơ sở giả định rằng các chính sách của chính phủ đã được thông qua hoặc công bố liên quan đến năng lượng và môi trường, bao gồm các cam kết được thực hiện trong các đóng góp do quốc gia được xác định theo Thỏa thuận Paris là đã thực hiện;
- **Kịch bản phát triển bền vững (SDS)** mô tả quá trình tiến hóa chung của ngành năng lượng cần đạt được các mục tiêu chính liên quan đến năng lượng của các SDG của Liên hợp quốc, bao gồm mục tiêu khí hậu của Thỏa thuận Paris (SDG 13), tiếp cận năng lượng phổ quát vào năm 2030 (SDG 7), và giảm đáng kể ô nhiễm không khí liên quan đến năng lượng và các tác động liên quan đến sức khỏe cộng đồng (SDG 3.9).

Chúng tôi sử dụng giá trị trung bình của hai kịch bản của IEA để thiết lập khung triển khai công nghệ trong tương lai.

Theo Báo cáo Triển vọng năng lượng Thế giới 2019 của IEA, dự kiến trong các STEPS, nhu cầu điện sẽ tăng từ 371 triệu tấn tương đương vào năm 2018 lên 501 triệu tấn tương đương vào năm 2040. Mặt khác, theo SDS, nhu cầu điện sẽ tăng lên 423 triệu tấn tương đương, ít hơn rất nhiều so với STEPS. Rõ ràng là yếu tố quan trọng đằng sau Kịch bản phát triển bền vững là việc giảm tốc độ gia tăng nhu cầu, nhờ kết quả của các biện pháp tiết kiệm năng lượng và giảm cường độ sử dụng năng lượng. Hơn nữa, nhìn vào dự báo theo nguồn năng lượng, việc sử dụng than và dầu trong các STEPS sẽ giảm nhẹ, ngược lại, việc giảm sử dụng than, dầu và khí tự nhiên có ý nghĩa hơn nhiều trong Kịch bản Phát triển Bền vững. Sự phát triển này được thể hiện rõ hơn trong dự báo công suất điện từ năm 2018 đến năm 2040. Các kịch bản IEA chỉ cung cấp dữ liệu đến năm 2040. Để các dự báo phù hợp với danh mục này và cung cấp thông tin đến năm 2050, dữ liệu được tính toán thông qua dự báo công suất được bổ sung và ngừng hoạt động từ năm 2040 đến năm 2050. Do đó, các dự báo trong giai đoạn 2040-2050 sẽ có mức độ không chắc chắn lớn hơn.

Dự báo công suất phát điện cho giai đoạn 2018-2020 theo dữ liệu và dự báo triển vọng năng lượng thế giới 2019 được trình bày dưới đây. Có thể thấy, đối với SDS, các dự báo đều ước tính có mức gia tăng lớn về năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời và gió và giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch để đáp ứng các mục tiêu phát triển bền vững. Cũng có thể lưu ý rằng công suất đặt dự kiến trong kịch bản SDS cao hơn so với STEPS, dựa trên một thực tế là các công nghệ như gió và mặt trời có hệ số công suất thấp hơn, do đó cần nhiều công suất hơn để đáp ứng cùng một nhu cầu.



Hình 86: Công suất điện (GW) trong các chính sách và kịch bản phát triển bền vững của IEA. IEA – Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019. [9].

Bảng sau đây thể hiện sự phát triển công suất lũy kế của các công nghệ phát điện khác nhau đến năm 2050, lấy năm 2020 làm điểm xuất phát (= 1). Các số liệu lũy kế thể hiện tổng số lượng lắp đặt, có tính đến nhu cầu thay thế các nhà máy điện ngừng hoạt động dần dần trong giai đoạn này. Theo STEPS, có thể thấy rằng nhiên liệu hóa thạch duy nhất giảm đáng kể là dầu. Điều này ngụ ý rằng nếu các chính sách đang thực hiện vẫn tiếp tục được áp dụng thì than và khí đốt tự nhiên trên toàn cầu sẽ vẫn chiếm tỷ trọng chính trong nguồn cung năng lượng. Tuy nhiên, theo SDS, dự kiến công suất điện từ gió sẽ tăng gấp 3 lần, từ mặt trời tăng gấp 4 lần và các công nghệ CSP và sóng biển sẽ đóng một vai trò lớn hơn rất nhiều.

Công suất phát điện lũy kế so với năm 2020, trong kịch bản STEPS.

Công suất phát điện lũy kế so với năm 2020 (=1)	**2030**	**2040**	**2050**
Than	1,12	1,28	1,41
Dầu	1,06	1,12	1,18
Khí tự nhiên	1,33	1,65	1,96
Hạt nhân	1,20	1,46	1,69
Thủy điện	1,22	1,43	1,66
Năng lượng sinh học	1,52	2,13	2,69
Gió	2,07	3,40	4,62
Địa nhiệt	1,87	3,51	4,77
Năng lượng mặt trời	2,63	4,69	6,49
CSP	3,01	8,05	11,49
Sóng biển	3,91	14,89	21,19

Công suất phát điện lũy kế so với năm 2020, trong kịch bản STEPS.

Công suất phát điện lũy kế so với năm 2020 (=1)	**2030**	**2040**	**2050**
Than	1,06	1,07	1,11
Dầu	1,06	1,12	1,18
Khí tự nhiên	1,22	1,44	1,69
Hạt nhân	1,25	1,58	1,92
Thủy điện	1,31	1,60	1,95
Năng lượng sinh học	1,81	2,76	3,92
Gió	2,50	4,55	6,95
Địa nhiệt	2,52	5,40	8,24
Năng lượng mặt trời	3,23	6,38	9,84
CSP	3,70	19,88	43,54
Sóng biển	4,72	18,77	30,95

Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm

Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm thường dao động từ 5 đến 25%. Vào năm 2015, Rubin và cộng sự, đã công bố "Đánh giá về tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm cho các công nghệ cung cấp điện", đưa ra cái nhìn tổng quan toàn diện và cập nhật về tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm cho một loạt các công nghệ có liên quan [10]:

Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm cho các công nghệ khác nhau (Nguồn: Rubin và cộng sự, 2015)

Công nghệ	**Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm trung bình**	**Phạm vi nghiên cứu**
Than	8,3%	5,6 đến 12%
Khí tự nhiên	14%	-11 đến 34%
Khí tự nhiên, tuabin khí	15%	10 đến 22%
Hạt nhân	-	Từ số âm tới 6%
Gió, trên bờ	12%	-11 đến 32%
Gió, ngoài khơi	12%	5 đến 19%
Năng lượng mặt trời (mô đun)	23%	10 đến 47%
Điện sinh khối	11%	0 đến 24%
Địa nhiệt	-	-
Thủy điện	1,4%	1,4% (một nghiên cứu)

Các tác giả của đánh giá này nhấn mạnh rằng "phương pháp, dữ liệu và giả định được các nhà nghiên cứu áp dụng để mô tả rằng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm trong quá khứ của các công nghệ nhà máy điện là rất khác nhau, dẫn đến sự chênh lệch lớn trong các nghiên cứu. Các xu hướng trong quá khứ cũng không phải là sự đảm bảo cho diễn tiến tương lai, đặc biệt khi các điều kiện trong tương lai có thể khác biệt đáng kể so với các điều kiện trong quá khứ".

Tuy vậy, nghiên cứu này cũng đưa ra tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm 10-15% là mức chung của nhiều công nghệ. Năng lượng tấm pin mặt trời có tỷ lệ cao hơn, điện hạt nhân và than ở mức thấp hơn. Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm thấp của điện hạt nhân và điện than có thể do ngày càng có nhiều yêu cầu bên ngoài phải đáp ứng, quy mô và các tiêu chuẩn an toàn cao hơn đối với điện hạt nhân và định mức phát thải đối với điện than làm tăng thêm chi phí đầu tư.

Xét đến tính không chắc chắn trong việc ước tính tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm, tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm mặc định là 12,5% được áp dụng cho tất cả các công nghệ ngoại trừ các mô đun điện mặt trời, được áp dụng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm 20% có xác suất cao hơn khi xét tới tỷ lệ cao trong quá khứ. Cần lưu ý là tỷ lệ 25% được áp dụng cho mô đun điện mặt trời và chi phí biến tần, trong khi tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm 12,5% được áp dụng đối với của các cấu phần khác và chi phí cho điện mặt trời. Sử dụng tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm nói trên được kết hợp với việc triển khai trong tương lai của các công nghệ được dự báo trong các kịch bản IEA, có thể suy ra một ước tính về sự phát triển chi phí theo thời gian.

Chi phí công nghệ ước tính trong các kịch bản STEPS và SDS của IEA từ năm 2030 đến 2050 [9] *so với năm 2020.*

Chi phí công nghệ so với năm 2020 (2020 = 100%)		**STEPS**			**SDS**			**Trung bình của STEPS và SDS**		
Công nghệ	**Tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm**	**2030**	**2040**	**2050**	**2030**	**2040**	**2050**	**2030**	**2040**	**2050**
Than	12,50%	98%	95%	94%	99%	99%	98%	98%	97%	96%
Dầu	12,50%	99%	98%	97%	99%	98%	97%	99%	98%	97%
Khí tự nhiên	12,50%	95%	91%	88%	96%	93%	90%	95%	92%	89%
Hạt nhân	12,50%	96%	93%	90%	96%	92%	88%	96%	92%	89%
Thủy điện	12,50%	96%	93%	91%	95%	91%	88%	96%	92%	89%
Năng lượng sinh học	12,50%	92%	86%	83%	89%	82%	77%	91%	84%	80%
Gió	12,50%	87%	79%	74%	84%	75%	69%	85%	77%	72%
Địa nhiệt	12,50%	89%	79%	74%	84%	72%	67%	86%	75%	70%
Năng lượng mặt trời[17]	20%	73%	61%	55%	69%	55%	48%	71%	58%	51%
CSP	12,50%	81%	67%	62%	78%	56%	48%	79%	62%	55%
Sóng biển	12,50%	77%	59%	56%	74%	57%	52%	76%	58%	54%

Đối với tất cả các công nghệ nhiệt điện như dầu, khí đốt tự nhiên, than, điện hạt nhân và điện sinh khối, dự kiến mức chi phí sẽ giảm vừa phải, khoảng 20% vào năm 2050. Nguyên nhân chính do việc áp dụng rộng rãi các công nghệ nhiệt trong lịch sử, có nghĩa là mức tăng trưởng tương đối của chúng là ở mức trung bình. Các công nghệ tấm pin mặt trời, CSP và sóng biển sẽ có mức giảm chi phí lớn nhất. Đối với điện mặt trời, điều này cũng là do tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm dự kiến sẽ cao hơn (20%) so với các công nghệ khác (12,5%). Ở đây, cần lưu ý rằng dự báo cho CSP và đặc biệt là các công nghệ điện sóng biển có mức độ không chắc chắn rất cao do việc áp dụng các công nghệ phát điện này ngày nay còn hạn chế.

Điện gió đã được triển khai rộng rãi và do đó, chi phí phát triển dự kiến cũng ở mức vừa phải, dự kiến sẽ giảm khoảng 28% vào năm 2050. Cần chú ý là gần như tất cả các nghiên cứu đường cong học tập về năng lượng gió, theo Rubin và cộng sự, chủ yếu tập trung vào việc phát triển chi phí vốn của các tuabin gió (USD mỗi MW). Đồng thời các nhà sản xuất tập trung vào việc tăng công suất của các tuabin gió (số giờ đầy tải cao hơn trên mỗi MW), như vậy, mức tiết kiệm chi phí hiệu quả được biểu thị bằng chi phí sản xuất điện trung bình có thể sẽ cao hơn. Xu

[17] Đối với điện mặt trời, tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm là 25% cho các mô đun, nhưng các chi phí khác vẫn được xét ở mức 12,5%. Do đó, để phù hợp, tỷ lệ được sử dụng trong báo cáo này là 20%.

hướng này được cho là sẽ đóng vai trò chủ đạo trong tương lai.

Một số công nghệ có nhiều thành phần cốt lõi giống nhau. Ví dụ, các nhà máy nhiệt điện than và sinh khối áp dụng lò hơi và tuabin hơi. Điều này cho thấy hiệu quả cải thiện từ việc triển khai các nhà máy nhiệt điện sinh khối trong ví dụ trên sẽ có tác động lan tỏa đến các nhà máy nhiệt điện than và ngược lại.

Đường cong học tập trên toàn cầu và khu vực

Các hiệu ứng về đường cong học tập được trình bày trong đánh giá này thể hiện quan điểm toàn cầu về đường cong học tập của công nghệ. Phần lớn các nhà cung cấp công nghệ ngày nay có tầm hoạt động toàn cầu, có thể đây là một giả định hợp lý. Do đó, việc cắt giảm chi phí ở một khu vực trên thế giới sẽ dễ dàng mở rộng sang các khu vực khác.

Tuy nhiên, trong báo cáo triển vọng năm 2020, giá cả một số công nghệ của Việt Nam có thể cao hơn (hoặc trong một số trường hợp thấp hơn) so với giá trị tham chiếu quốc tế do năng lực chuyên môn trong nước còn hạn chế. Tuy vậy, bí quyết và công nghệ của Việt Nam được xây dựng và điều chỉnh phù hợp với bối cảnh Việt Nam trong vòng một thập kỷ tới do đó giả định cho rằng mức chi phí sẽ tiệm cận với trình độ quốc tế là hợp lý.

Tài liệu tham khảo

[1] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, và Y. Ding, "Sự phát triển của hệ thống lưu trữ năng lượng điện: đánh giá chi tiết," *Prog. Nat. Sci.*, tập 19, số đăng 3, trang 291–312, 2009, doi: 10.1016/j.pnsc.2008.07.014.

[2] IEA, "Triển vọng công nghệ năng lượng 2020," 2020.

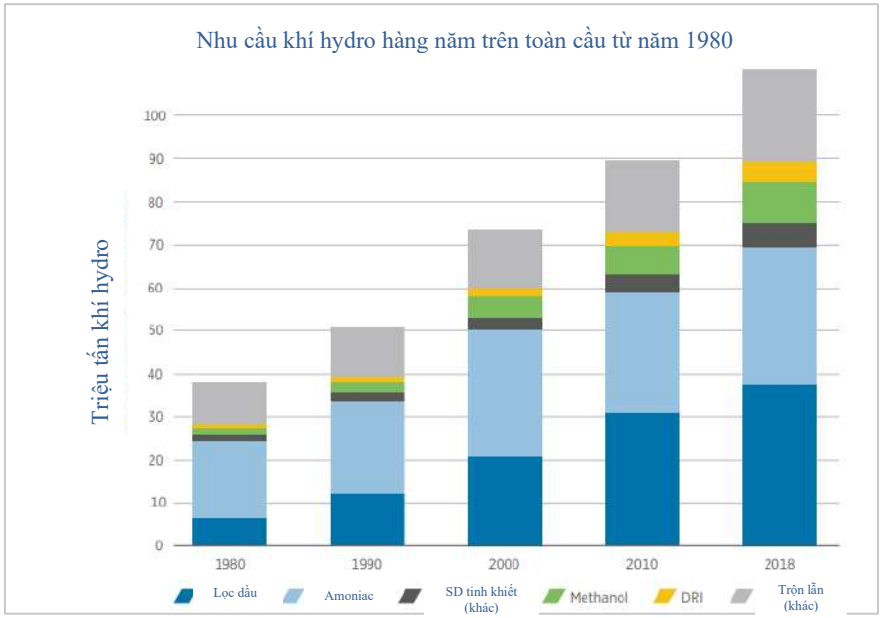
[3] IEA, "Báo cáo Triển vọng năng lượng thế giới 2019," 2019.

[4] E. S. Rubin, I. M. L. Azevedo, P. Jaramillo, và S. Yeh, "Đánh giá về tỷ lệ cải thiện dựa trên kinh nghiệm của các công nghệ cung cấp điện," *Chính sách năng lượng*, tập 86, trang 198–218, 2015, doi: https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011.

PHỤ LỤC 3: SẢN XUẤT KHÍ HYDRO VÀ CÔNG NGHỆ

Hiện trạng áp dụng

Khí hydro hiện đang là mối quan tâm lớn trên toàn cầu do có tiềm năng thay thế các nhiên liệu hóa thạch và giảm phát thải CO_2 khi được sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, hiện nay khí hydro chủ yếu được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch nhằm phục vụ cho các mục đích công nghiệp. Năm 2018, nhu cầu về khí hydro trên toàn cầu đạt mức khoảng 120 triệu tấn, tương đương 14,4 EJ, chiếm khoảng 4% tiêu thụ năng lượng cuối cùng và tiêu thụ phi năng lượng của thế giới. Nhu cầu này gia tăng từ năm 1980 và tăng hơn 30% từ năm 2010 đến năm 2018 (Xem hình dưới đây).



Hình 87. Nhu cầu khí hydro hàng năm trên toàn cầu. Nguồn: Cơ quan Năng lượng quốc tế (IEA), dựa trên (IRENA, 2019)

Phần lớn khí hydro được tiêu thụ hiện nay được sản xuất và sử dụng tại chỗ trong các ngành công nghiệp. Khoảng 70-80% sản lượng khí hydro được tạo ra là sản phẩm sơ cấp, phần còn lại là phụ phẩm tạo ra từ các quy trình xử lý công nghiệp. Nhu cầu khí hydro tập trung chủ yếu trong ngành lọc dầu (32% năm 2018) và sản xuất amoniac sử dụng cho phân bón (27%). Ngoài ra, khí hydro cũng được sử dụng cho sản xuất metanol (8%), sắt và thép (3%) và các ứng dụng khác trong công nghiệp như các chất bán dẫn, nhiên liệu phản lực, sản xuất kính, hydro hóa các chất béo, làm mát máy phát điện và các ứng dụng khác. (IRENA, 2019) (IRENA, 2018)

Sự phát triển và độ chín muồi của công nghệ

Trong quá khứ, khí hydro được sản xuất từ các nhiên liệu hóa thạch thông qua các phản ứng nhiệt hóa học. Năm 2018, 95% sản lượng khí hydro toàn cầu là từ khí tự nhiên và than (chủ yếu từ khí tự nhiên) trong khi dưới 5% là sản xuất bằng điện phân (IRENA, 2019). Việc khai thác khí hydro chủ yếu từ điện phân như hiện nay xuất phát từ quá trình sản xuất chlorine trong đó khí hydro là một phụ phẩm. Trên toàn cầu, việc sản xuất khí hydro từ các nguồn năng lượng tái tạo mới chỉ đang trong giai đoạn trứng nước, nhưng số lượng các dự án đang gia tăng nhanh chóng vì mục đích nghiên cứu và phát triển.

Quá trình sản xuất khí hydro thông qua phản ứng nhiệt hóa học phụ thuộc vào nhiên liệu. Khí hydro từ khí tự nhiên được tạo ra thông qua phản ứng cải tạo metan bằng hơi nước (SMR). Từ than, khí hydro có thể được tạo ra bằng cách khí hóa than. Khí hydro cũng có thể được tạo ra bằng cách khí hóa sinh khối. Tuy nhiên phương thức này ít phổ biến.

Các công nghệ sản xuất khí hydro bao gồm:

- Khí tự nhiên – cải tạo metan bằng hơi nước (SMR)
- Than – khí hóa than
- Sinh khối – Khí hóa sinh khối hoặc cải tạo chất lỏng có nguồn gốc sinh khối
- Điện phân nước
- Quá trình tách nước trực tiếp bằng năng lượng mặt trời

- Quá trình xử lý sinh học

(DOE, 2020)

Sản xuất khí hydro trung tính về phát thải CO_2

Khí hydro có tiềm năng thay thế các nhiên liệu hóa thạch và do đó trở thành mối quan tâm lớn về chính trị trong những năm gần đây, chủ yếu do mong muốn giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu. Chẳng hạn, Nhật Bản và Hàn Quốc đã đặt ra các mục tiêu tham vọng về khai thác các công nghệ sản xuất khí hydro và chuyển đổi điện năng sang năng lượng X (power to X). Tiềm năng này chỉ có thể khai thác nếu khí hydro được sản xuất theo phương thức trung tính về phát thải CO_2. Có hai cách sản xuất khí hydro trung tính về phát thải CO_2, bao gồm sản xuất thông qua điện phân từ nguồn điện năng lượng tái tạo hoặc sản xuất khí hydro xanh. Sản xuất khí hydro xanh bao gồm sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, có thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) sao cho mức phát thải thực CO_2 gần bằng 0.

Điện phân

Công nghệ điện phân là quá trình trong đó nước được tách thành khí hydro và oxy. Có 3 công nghệ chính với mức độ phát triển chín muồi của công nghệ khác nhau:

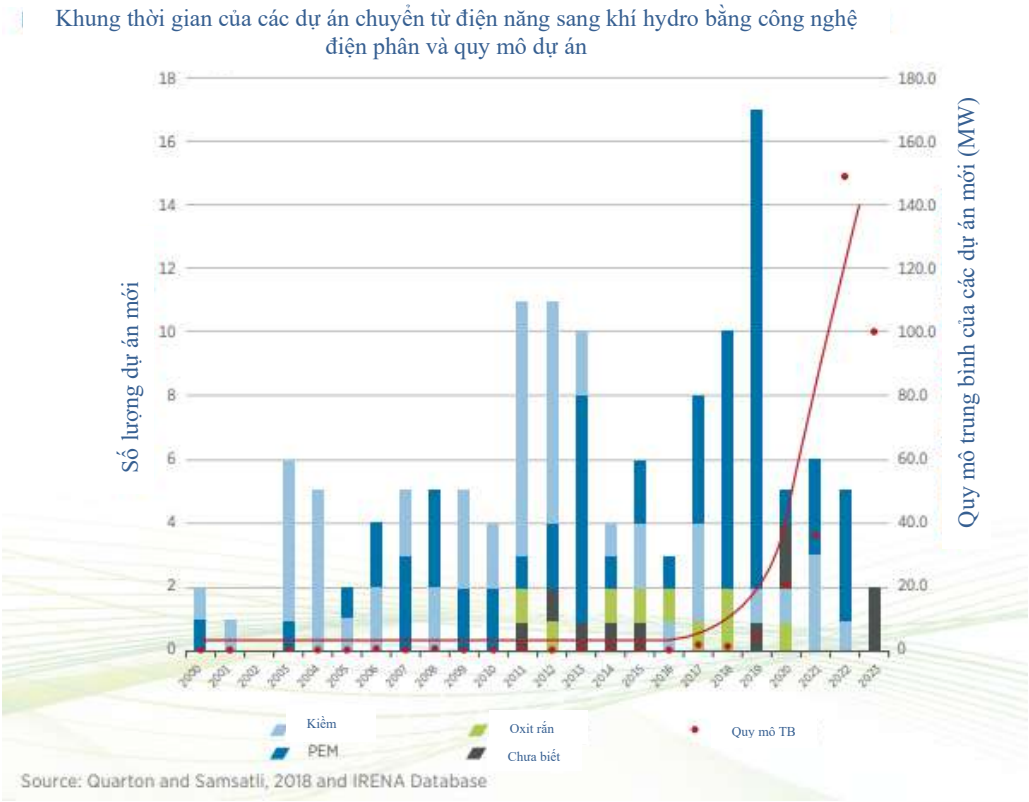
- Điện phân kiềm
- Điện phân PEM (màng lọc proton)
- Điện phân SOEC (điện phân oxit rắn)

Điện phân kiềm là một công nghệ đã phát triển chín muồi và được thương mại hóa. Công nghệ này được sử dụng từ thập niên 1920, đặc biệt sử dụng cho sản xuất khí hydro trong ngành công nghiệp sản xuất phân bón và chlorine. Các hệ thống điện phân kiềm có khả năng vận hành linh hoạt từ mức tải 10% cho đến công suất thiết kế tối đa. Một số hệ thống điện phân kiềm có công suất điện trên 100 MW đã được thiết lập trước đây tại các quốc gia có nguồn thủy điện lớn (Canada, Ai Cập, Ấn Độ và Na Uy). Ngày nay, phần lớn các hệ thống này không cạnh tranh nổi với phương thức sản xuất khí hydro từ các nhiên liệu hóa thạch. Điện phân kiềm có ưu điểm là chi phí đầu tư tương đối thấp so với các công nghệ điện phân khác, do thực tế các nguyên liệu được sử dụng đều phổ biến và có giá thành rẻ.

Công nghệ điện phân PEM được tập đoàn General Electric áp dụng trong thập niên 1960 nhằm khắc phục các hạn chế của hệ thống điện phân kiềm. Các hệ thống điện phân PEM sử dụng nước tinh khiết làm dung dịch điện phân, nhờ đó tránh phải thu hồi và tái chế kali hydroxit. Tuy nhiên, nước cần phải được làm sạch trước khi có thể sử dụng. Thiết bị điện phân có thể có kích thước tương đối nhỏ, nhờ đó có thể ứng dụng cho các mục đích cụ thể. Thiết bị điện phân có khả năng sản xuất khí hydro nén áp lực cao cho sản xuất phân tán và lưu trữ tại các trạm dịch vụ (30-60 bar không cần đến máy nén bổ sung và đến 100-200 bar trong một số hệ thống so với mức 1-30 bar của các thiết bị điện phân kiềm). Dải công suất vận hành của thiết bị điện phân PEM có thể từ mức 0 cho đến 160% công suất thiết kế. Tuy nhiên thiết bị này cần các chất xúc tác điện cực có chi phí đắt đỏ (platinum, iridium) và vật liệu màng lọc, và tuổi thọ của thiết bị hiện tại ngắn hơn so với thiết bị điện phân kiềm. Các thiết bị này cũng có chi phí cao hơn và ít phổ biến hơn.

Điện phân SOEC là công nghệ điện phân ít phát triển nhất. SOEC sử dụng các vật liệu gốm làm chất điện phân, do đó có chi phí vật liệu thấp. Thiết bị điện phân vận hành ở nhiệt độ cao và có hiệu suất ở mức cao. Do hơi được sử dụng cho quá trình điện phân, cần có nguồn nhiệt, nhằm đạt được hiệu suất điện cao.

(IEA, 2020)



Hình 88. Khung thời gian của các dự án chuyển từ điện năng sang khí hydro bằng công nghệ điện phân và quy mô dự án. Nguồn: (IRENA, 2019)

Việc sử dụng điện phân còn hạn chế, tuy nhiên một số quốc gia đã xây dựng các chiến lược để sản xuất khí hydro, thu giữ và lưu trữ carbon và chuyển từ điện năng sang năng lượng X nhằm đóng góp vào quá trình chuyển đổi xanh và phát triển kinh doanh. Các nước này bao gồm Liên minh Châu Âu, Nhật Bản, Hàn Quốc, Pháp, Đức, Na Uy, Hà Lan và một số nước khác.

Tiêu thụ khí hydro trong tương lai

Bên cạnh nhu cầu lớn về khí hydro trên toàn cầu sử dụng cho các mục đích truyền thống (chủ yếu là lọc dầu và sản xuất phân bón), nhu cầu mới về khí hydro dự kiến sẽ tăng lên do nhu cầu về các nhiên liệu thay thế nhằm giảm thiểu tác động của biến đổi khí hậu. Điều quan trọng là nhu cầu khí hydro trong tương lai cần được đáp ứng từ các nguồn cung cấp tái tạo và bền vững.

Khí hydro có tiềm năng sử dụng trực tiếp trong ngành giao thông vận tải hoặc áp dụng trong các phương tiện chạy bằng pin nhiên liệu. Đặc biệt đối với các ngành hạn chế chuyển tiếp như các phương tiện vận tải hạng nặng hoặc xe buýt đường dài, khí hydro và pin nhiên liệu có thể đóng vai trò quan trọng nếu có hiệu quả về chi phí so với các giải pháp xanh khác. Đến năm 2030, Nhật Bản đặt mục tiêu sản xuất 300.000 tấn khí hydro/năm (tương ứng với 36 PJ) và họ cũng đặt mục tiêu tăng tổng số phương tiện chạy bằng pin nhiên liệu lên 800.000 phương tiện.

Ngoài ra, khí hydro cũng có thể sử dụng làm đầu vào để sản xuất các sản phẩm đa dạng khác thông qua các công nghệ chuyển đổi điện năng thành năng lượng X. Công nghệ chuyển đổi điện năng thành năng lượng X bao gồm nhiều loại công nghệ trong đó khí hydro tái tạo được sử dụng kết hợp, chẳng hạn như với CO_2 và nitơ, để sản xuất các nhiên liệu dạng khí hoặc dạng lỏng như mêtan, metanol, amoniac, diesel tổng hợp và nhiên liệu hàng không có tính bền vững.

Chìa khóa để đảm bảo chi phí sản xuất khí hydro từ điện phân ở mức thấp là chi phí điện năng thấp từ các nguồn năng lượng tái tạo.

Triển vọng để tiếp tục nghiên cứu

Các nghiên cứu bổ sung có thể bao gồm:

- Lập bản đồ về tiêu thụ khí hydro hiện tại ở Việt Nam
- Dữ liệu công nghệ và kinh tế về công suất sản xuất khí hydro tại Việt Nam, bao gồm tập trung vào công nghệ điện phân

- Triển vọng về thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng khí hydro tại Việt Nam
- Tiềm năng và chi phí của công nghệ chuyển đổi từ điện năng sang năng lượng X tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

DOE. (2020). *Các quy trình sản xuất khí hydro.* Washington: Bộ Năng lượng Hoa Kỳ.
IEA. (2020). *Tương lai của khí hydro.* Paris: Cơ quan Năng lượng quốc tế.
IRENA. (2018). *Khí hydro từ nguồn điện năng lượng tái tạo. Triển vọng kỹ thuật cho quá trình chuyển dịch năng lượng.* Abu Dhabi: Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế.
IRENA. (2019). *Khí hydro - Một triển vọng năng lượng tái tạo.* Abu Dhabi: Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế.