



Ministry of Industry and Trade



Hợp tác
Đức

DEUTSCHE ZUSAMMENARBEIT

Implemented by

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Đánh giá công nghệ lưới điện thông minh cho năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng

Báo cáo cuối cùng

Thông tin xuất bản**Đơn vị xuất bản**

Tổ chức hợp tác phát triển Đức GIZ

Trụ sở đăng ký

Bonn và Eschborn, Đức

Chương trình hỗ trợ năng lượng

Phòng 042A, tầng 4, tòa nhà Coco,

14 Thụy Khuê, quận Tây Hồ,

Hà Nội, Việt Nam

T + 84 24 39 41 26 05

F + 84 24 39 41 26 06

office.energy@giz.de

www.giz.de/viet-nam

<http://gizenergy.org.vn>

Thời gian xuất bản

Tháng Mười 2019

Thiết kế và bố cục

Chương trình hỗ trợ năng lượng

Biên soạn

Nis Martensen, Leonard Hülsmann, Thomas Ackermann, Jirapa

Kamsamrong (Energynautics GmbH), Nguyễn Thành Nam, Trần

Anh Tuấn (VietnamMW Co.,Ltd)

GIZ chịu trách nhiệm về nội dung của ấn phẩm này.

Thay mặt cho

Bộ Hợp tác và Phát triển Kinh tế Liên bang Đức:

Bộ Ngoại giao Liên bang Đức

Mục lục

| | |
|---|-----------|
| Các từ viết tắt | 4 |
| Lời cảm ơn và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm..... | 6 |
| Tóm tắt..... | 7 |
| 1 Nhiệm vụ 1: Rà soát các hoạt động lưới điện thông minh đã và đang thực hiện tại Việt Nam..... | 11 |
| 1.1 Phát triển lưới điện thông minh ở Việt Nam..... | 11 |
| 1.2 Nghiên cứu và thu thập thông tin về các dự án thử nghiệm đã và đang thực hiện..... | 17 |
| 1.3 Tóm tắt kết quả khảo sát..... | 26 |
| 1.4 Kết luận..... | 35 |
| 2 Nhiệm vụ 2: Xu hướng lưới điện thông minh quốc tế có tiềm năng ứng dụng trong Hệ thống điện Việt Nam trong tương lai | 36 |
| 2.1 Những thách thức tích hợp VRE..... | 36 |
| 2.2 Phân loại công nghệ Lưới điện thông minh quốc tế để triển khai VRE tốt hơn | 39 |
| 2.3 Tiềm đánh giá các công nghệ Lưới điện Thông minh quốc tế..... | 71 |
| 3 Nhiệm vụ 3: Phương pháp và Tiêu chí Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh..... | 73 |
| 3.1 Phương pháp và Tiêu chí Phân tích các Công nghệ Lưới điện Thông minh..... | 73 |
| 4 Nhiệm vụ 4: Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh và Khuyến nghị | 76 |
| 4.1 Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh..... | 76 |
| 4.2 Khuyến nghị | 80 |
| 4.3 Lưu ý về Đánh giá Khả năng Kinh tế..... | 82 |
| 5 Tài liệu tham khảo | 85 |
| 6 Phụ lục | 87 |
| 6.1 Hệ thống điện của Việt Nam | 87 |
| 6.2 Phụ lục 1: Danh sách Dự án Lưới điện Thông minh Ban đầu tại Việt Nam..... | 93 |
| 6.3 Phụ lục 2: Trả lời Khảo sát về Hoạt động Lưới điện Thông minh..... | 100 |
| 6.4 Nghiên cứu Tình huống | 146 |

Các từ viết tắt

| | |
|--------------|---|
| AGC | Kiểm soát phát điện tự động |
| AMI | Cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến |
| AMR | Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa |
| ATC | Công suất truyền tải khả dụng |
| CPC | Tổng công ty Điện lực miền Trung |
| DA | Tự động hóa lưới điện phân phối |
| DER | Nguồn năng lượng phân tán |
| DMS | Hệ thống quản lý phân phối |
| DR | Điều chỉnh phụ tải điện |
| DRMS | Hệ thống giám sát và điều khiển phụ tải từ xa |
| DSA | Đánh giá an toàn động |
| DSM | Quản lý nhu cầu điện |
| DSO | Đơn vị vận hành hệ thống phân phối |
| DTCR | Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây |
| ERAV | Cục Điều tiết điện lực |
| EV | Xe điện |
| EVN | Tập đoàn Điện lực Việt Nam |
| FACTS | Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải |
| FLISR | Định vị sự cố, cách ly và khôi phục cung cấp điện |
| FLS | Hệ thống định vị sự cố |
| GIZ | Tổ chức Hợp tác Quốc tế Đức GIZ |
| HCMC | TP. HCM |
| HTLS | Độ võng thấp chịu nhiệt độ cao |
| HVDC | Điện cao áp một chiều |
| IEA | Cơ quan năng lượng quốc tế |
| IED | Thiết bị điện thông minh |
| IRENA | Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế |
| JRC | Trung tâm nghiên cứu chung của Ủy ban châu Âu |
| KfW | Ngân hàng Tái thiết Đức |
| KPI | Chỉ số hoạt động chính |
| LLS | Hệ thống định vị sét |
| MDMS | Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm |
| MOIT | Bộ Công thương |
| MWMS | Hệ thống quản lý nhân lực di động |
| NLDC | Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia |
| NPC | Tổng công ty điện lực miền Bắc |
| NPT | Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia |
| OLTC | Bộ chỉnh áp có tải |
| OMS | Hệ thống quản lý mất điện |
| PDC | Bộ tập trung dữ liệu pha |
| PMU | Thiết bị đo lường pha |
| RE | Năng lượng tái tạo (NLTT) |

| | |
|----------------|--|
| RTU | Thiết bị đầu cuối từ xa |
| R&D | Nghiên cứu và phát triển |
| SAIDI | Chỉ số thời gian mất điện trung bình của hệ thống |
| SAIFI | Chỉ số tần suất mất điện trung bình của hệ thống |
| SAS | Hệ thống tự động hóa trạm biến áp |
| SCADA | Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu |
| SGAM | Mô hình cấu trúc lưới điện thông minh Dự án Lưới điện Thông minh cho Năng lượng Tái tạo và Hiệu quả |
| SGREEE | Năng lượng |
| SPC | Tổng công ty Điện lực miền Nam |
| STATCOM | Bộ bù đồng bộ tĩnh |
| SVC | Tụ bù tĩnh |
| TOR | Điều khoản tham chiếu |
| ToU | Thời gian sử dụng |
| TSO | Đơn vị vận hành hệ thống truyền tải |
| VRE | NLTT biến đổi |
| WAMS | Hệ thống giám sát diện rộng |

Lời cảm ơn và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

Báo cáo này được xây dựng trong khuôn khổ các hoạt động của Dự án Lưới điện Thông minh cho Năng lượng Tái tạo và Hiệu quả Năng lượng.

Các tác giả xin cảm ơn những người đã có đóng góp cho các kết quả được trình bày trong báo cáo này, đặc biệt là các cán bộ của GIZ Việt Nam, ERAV và các công ty trực thuộc của EVN vì đã có các chia sẻ sâu sắc về hệ thống điện của Việt Nam. Các ý kiến và quan điểm được thể hiện trong báo cáo này là quan điểm của tác giả và không nhất thiết phản ánh các quan điểm của bên thứ ba tham gia vào nội dung này.

Thomas Ackermann (Energynautics GmbH)

Nis Martensen (Energynautics GmbH)

Nguyễn Thành Nam (VietnamMW Co., Ltd)

Trần Anh Tuấn (VietnamMW Co., Ltd)

Tóm tắt

Về báo cáo này

Báo cáo này là sản phẩm cuối cùng của hoạt động “Đánh giá công nghệ để thúc đẩy triển khai áp dụng công nghệ tiên tiến, hiện đại” (Số hợp đồng 81236607, số dự án 15.2081.6-001.50), do hai công ty Energynautics GmbH và VietnamMW thực hiện trong khuôn khổ “Lĩnh vực hoạt động III: Hợp tác công nghệ” thuộc “Dự án Lưới điện thông minh cho Năng lượng tái tạo và Hiệu quả năng lượng” (dự án SGREEE) do ERAV thay mặt cho Bộ Công thương và GIZ thay mặt cho BMZ phối hợp thực hiện.

Mục tiêu tổng quát của hoạt động này là thiết lập cơ sở vững chắc và minh bạch cho các hoạt động xúc tiến sắp tới của dự án SGREEE trong lĩnh vực hợp tác công nghệ nhằm thúc đẩy sự trao đổi, thảo luận giữa các chuyên gia Việt Nam và quốc tế, đồng thời đẩy mạnh sử dụng các công nghệ lưới điện thông minh, tiên tiến, hiện đại.

Hoạt động này được chia thành bốn nhiệm vụ:

- Nhiệm vụ 1:** Rà soát các hoạt động và dự án về lưới điện thông minh đã và đang thực hiện tại Việt Nam
- Nhiệm vụ 2:** Xem xét các xu hướng năng lượng thông minh sắp tới trong nước và quốc tế có tiềm năng ứng dụng cho hệ thống năng lượng Việt Nam trong tương lai
- Nhiệm vụ 3:** Xây dựng và giới thiệu các tiêu chí phân tích các giải pháp công nghệ năng lượng thông minh
- Nhiệm vụ 4:** Phân tích và lựa chọn các giải pháp công nghệ năng lượng thông minh phù hợp

Các báo cáo dự thảo riêng đã được lập và đệ trình cho bốn nhiệm vụ tương ứng. Báo cáo hiện tại được tổng hợp từ các báo cáo riêng đã chỉnh sửa thành một báo cáo cuối cùng của hoạt động này.

Nhiệm vụ 1: Rà soát hoạt động lưới điện thông minh đã và đang thực hiện tại Việt Nam

Trong chương 1, các chuyên gia tư vấn trình bày lộ trình thực hiện lưới điện thông minh và các quy định về phát triển lưới điện thông minh, tình hình triển khai thực tế tại các đơn vị hữu quan (kết quả khảo sát). Thông tin này là cơ sở cho phần đánh giá trong các nhiệm vụ kế tiếp.

Nhiệm vụ 2: Xác định các xu hướng và sản phẩm trong các giải pháp công nghệ năng lượng thông minh

Các xu hướng và sản phẩm trình bày trong chương 2 được lựa chọn trên cơ sở rà soát các tài liệu hiện có, có xem xét các quy trình và nguồn dữ liệu nêu trong Điều khoản tham chiếu và Báo cáo đầu kỳ. Phần này tập trung vào các công nghệ chưa được triển khai phổ biến ở Việt Nam. (các công nghệ lưới điện thông minh đã áp dụng tại Việt Nam được xác định trong Nhiệm vụ 1).

Trong nhiệm vụ 2, 14 công nghệ lưới điện thông minh đã được chọn ra để đánh giá sâu hơn:

| STT | Các công nghệ lưới điện thông minh | STT | Các công nghệ lưới điện thông minh |
|-----|---|-----|---|
| 1 | Dự báo NLTT | 8 | Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) cho các máy biến áp phân phối |
| 2 | Hệ thống giám sát diện rộng (WAMS) | 9 | Bộ biến tần thông minh |
| 3 | Đánh giá an ninh động trực tuyến (online-DSA) | 10 | Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) |
| 4 | Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | 11 | Quản lý nhu cầu điện (DSM) |
| 5 | Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | 12 | Nhà máy điện ảo (VPP) |
| 6 | Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | 13 | Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng |
| 7 | Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | 14 | Sạc xe điện thông minh |

Thảo luận về các xu hướng và sản phẩm đã xác định

Chương 2 là phần trình bày về từng công lưới điện thông minh. Mỗi phần trình bày dài 2 trang với các tiểu mục về

| | |
|-----------------------------------|---|
| Mô tả công nghệ: | Mô tả tóm tắt về công nghệ |
| Các lợi ích và tác động: | Thảo luận về tác động tiềm tàng của công nghệ trong tích hợp NLTT biến đổi |
| Các thách thức và hạn chế: | Các yếu tố có thể gây trở ngại cho việc triển khai diện rộng |
| Kinh nghiệm quốc tế: | Tình trạng áp dụng tại các nước khác |
| Đánh giá: | Tầm quan trọng và tác động của công nghệ đối với các chỉ tiêu khác nhau trên cơ sở đánh giá của chuyên gia trong nước |

Nội dung đánh giá một số chỉ số thị trường như mức độ phát triển và tính sẵn có của công nghệ được trình bày trong bảng đánh giá phần 2.3 của tài liệu này.

Nhiệm vụ 3: Các tiêu chí đánh giá công nghệ lưới điện thông minh

14 công nghệ lưới điện thông minh đã lựa chọn trong Nhiệm vụ 2 được đánh giá theo các tiêu chí sau:

Tác động đến những thách thức đối với hệ thống điện: Công nghệ có giải quyết các thách thức hiện hữu hay sắp tới đối với hệ thống điện, nhất là liên quan đến NLTT biến đổi ở Việt Nam không?

Tính khả thi về mặt kinh tế: Công nghệ có phải là một biện pháp hiệu quả chi phí, có khả năng mang lại các lợi ích cao hơn so với chi phí phải bỏ ra hay không?

Khả năng áp dụng: Công nghệ hiện có thể áp dụng cho Việt Nam không hay là có những trở ngại nào (về phát triển công nghệ, khung pháp lý, v.v...)?

Trình độ kiến thức hiện tại: Hiện đã có các dự án thí điểm nào đang được triển khai ở Việt Nam mà có thể làm cơ sở để triển khai công nghệ tương ứng không?

Kết quả đánh giá cuối cùng sẽ là tổng điểm về tính phù hợp/có thể áp dụng lấy từ số điểm riêng của bốn tiêu chí. Các kiến nghị cho các bên liên quan của Việt Nam về triển khai công nghệ được tổng hợp đưa ra dựa trên cơ sở đánh giá này.

Nhiệm vụ 4: Đánh giá công nghệ lưới điện thông minh cho Việt Nam

Phương pháp đánh giá chủ yếu để xác định điểm của các công nghệ theo tiêu chí đánh giá trong báo cáo này là đánh giá ý kiến của chuyên gia, bao gồm việc xem xét tài liệu chuyên sâu và khảo sát, phỏng vấn các bên liên quan. Các kết quả đánh giá được trình bày trong chương 4. Điểm tổng thể cuối cùng về khả năng áp dụng được tổng hợp như sau:

| Các công nghệ lưới điện thông minh | Điểm | Lí do chủ yếu |
|---|------------|--|
| Dự báo NLTT | Cao | Khả thi về kinh tế |
| Hệ thống giám sát diện rộng (WAMS) | Trung bình | Đang phát triển, tích hợp phức tạp |
| Đánh giá an ninh động trực tuyến (online-DSA) | Thấp | Công nghệ chưa hoàn thiện |
| Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều | Trung bình | Chưa có ở Việt Nam, tính khả thi phụ thuộc vào ứng dụng |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | Trung bình | Đã được sử dụng, nhưng khả năng áp dụng còn hạn chế |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | Trung bình | Chưa có nhiều ở Việt Nam, khả năng áp dụng thấp |
| Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | Trung bình | Tác động tốt đến các thách thức, nhưng tốn kém |
| Bộ chỉnh áp có tải cho các máy biến áp phân phối | Trung bình | Chưa có ở Việt Nam, khả năng áp dụng còn hạn chế |
| Bộ biến tần thông minh | Cao | Khả thi về kinh tế |
| Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) | Trung bình | Có khả năng áp dụng tốt, nhưng đòi hỏi nhiều chi phí và nỗ lực về quy định và tiêu chuẩn hóa |
| Quản lý nhu cầu điện (DSM) | Cao | Tác động tốt đến thách thức hệ thống lớn |
| Nhà máy điện ảo (VPP) | Thấp | Thị trường chưa sẵn sàng |
| Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng | Trung bình | Tác động tốt, nhưng tốn kém |
| Sạc xe điện thông minh | Thấp | Chưa có kế hoạch triển khai nhân rộng. |

Phương pháp đánh giá trên được lựa chọn vì đó là phương pháp khả thi duy nhất trong khuôn khổ các điều kiện hạn chế của dự án. Không nên chỉ phụ thuộc vào phương pháp này khi đánh giá công nghệ tương lai, thay vào đó nên thực hiện các phân tích chi phí – lợi ích một cách đúng đắn.

Do đó, nên xác minh kết quả đánh giá thông qua các phân tích chi phí – lợi ích mặc dù điều này sẽ đòi hỏi nhiều công sức hơn so với hoạt động tham vấn này. Các tài liệu tham khảo và giới thiệu các chiến lược phân tích chi phí – lợi ích đã phát hành cho các dự án lưới điện thông minh được trình bày trong mục 4.3.1.

Khuyến nghị

| Thời gian | Cấp độ truyền tải (TCT Truyền tải Điện quốc gia (NPT), Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia (NLDC)) | Cấp độ phân phối (TCTĐL Miền Bắc (NPC), TCTĐL Miền Trung (CPC), TCTĐL Miền Nam (SPC), TCTĐL TP Hà Nội, TCTĐL TP. HCM) |
|--------------------------|--|---|
| Ngắn hạn (2019-2020) | <ul style="list-style-type: none"> EVN NLDC đang triển khai hệ thống giám sát diện rộng và nâng cao năng lực dự báo NLTT biến đổi. Các bộ biến tần thông minh đang được triển khai để phát điện NLTT biến đổi mới. Các công ty truyền tải và phân phối cần điều phối việc sử dụng các chức năng như thiết lập các giới hạn công suất tác dụng. Đưa các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải vào trong các quy trình lập kế hoạch hệ thống. Tiếp tục thực hiện các dự án thí điểm về Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây và lồng ghép các kết quả vào trong quy trình lập kế hoạch hệ thống. | <ul style="list-style-type: none"> Bộ biến tần thông minh đang được triển khai áp dụng cho các hệ thống phát điện NLTT biến đổi mới. Các công ty truyền tải và phân phối cần điều phối việc sử dụng các chức năng như thiết lập các giới hạn công suất tác dụng. Các cơ chế Quản lý nhu cầu điện cần được đánh giá và triển khai một cách chuẩn hóa vì các hệ thống phân phối chịu tác động từ sự gia tăng phụ tải giống như các hệ thống truyền tải. Các công ty phân phối điện cần hợp tác chia sẻ các nỗ lực và bài học kinh nghiệm. |
| Trung hạn (2021-2023) | <ul style="list-style-type: none"> Cần ưu tiên nâng cao năng lực Quản lý nhu cầu điện và Điều chỉnh phụ tải điện. Điều này cũng liên quan đến việc tiêu chuẩn hóa và quy định. Các nhà máy điện ảo không thể triển khai trong ngắn hạn vì đó không chỉ là vấn đề kỹ thuật mà còn là việc xây dựng thị trường để tăng cường tính linh hoạt trong hệ thống. Điều này phụ thuộc vào thiết kế thị trường phù hợp. Truyền tải điện cao áp một chiều cần được xem xét trong truyền tải đường xa Đánh giá an ninh động trực tuyến phù hợp cho vận hành hệ thống hiệu quả khi tỷ trọng NLTT biến đổi ở mức cao. Các sản phẩm và xu hướng quốc tế cần được theo dõi và xem xét phát triển thí điểm. | <ul style="list-style-type: none"> Việc triển khai công nghệ Tự động hóa lưới điện phân phối làm tăng tính tin cậy. Các đợt thí điểm ban đầu cần được triển khai, nhân rộng. Bộ chỉnh áp có tải cho các máy biến áp phân phối nên được tích hợp vào các quy trình lập kế hoạch phân phối. Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng có thể mang lại nhiều lợi ích nếu chi phí giảm. Sạc xe điện thông minh sẽ không chỉ là một phương án lựa chọn mà là một sự cần thiết khi xe điện ngày càng phổ biến. Điều này không được dự kiến trong ngắn hạn, nhưng phải xây dựng các khái niệm, ý tưởng. |
| Dài hạn (2024 trở đi) | | <ul style="list-style-type: none"> Dự báo NLTT biến đổi ngắn hạn sẽ hữu ích trong các hệ thống phân phối tự động. Cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến có thể là một giao diện hiệu quả trong Quản lý nhu cầu điện và ác quy phi tập trung. |

1 Nhiệm vụ 1: Rà soát các hoạt động lưới điện thông minh đã và đang thực hiện tại Việt Nam

1.1 Phát triển lưới điện thông minh ở Việt Nam

1.1.1 Lộ trình phát triển lưới điện thông minh

Ngày 08/11/2012, Thủ tướng Chính phủ đã ban hành Quyết định số 1670/QĐ-TTg về Lộ trình phát triển lưới điện thông minh. Lộ trình phát triển lưới điện thông minh gồm 3 giai đoạn, cụ thể như sau:

a) **Giai đoạn 1 (2012-2016):**

- *Chương trình tăng cường hiệu quả vận hành hệ thống điện:*
 - Hoàn chỉnh dự án SCADA/EMS cho Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia, các Trung tâm Điều độ Hệ thống điện miền. Bổ sung các thiết bị để đảm bảo thu thập số liệu vận hành hệ thống điện tại các nhà máy điện, trạm biến áp từ cấp điện áp 110 kV trở lên; hoàn thiện hệ thống đọc tự động công tơ điện tử đo đếm đầu nguồn, giao nhận điện năng đến tất cả các nhà máy điện và các trạm 500 kV, 220 kV, 110 kV.
 - Triển khai các ứng dụng nhằm tăng cường độ tin cậy, tối ưu vận hành lưới điện truyền tải, lưới điện phân phối, giảm tổn thất điện năng; tăng cường hệ thống ghi sự cố, hệ thống phát hiện và chống sự cố mất điện diện rộng nhằm đảm bảo truyền tải an toàn trên hệ thống điện 500 kV.
 - Kiểm tra, giám sát việc thực hiện các quy định về hệ thống thu thập số liệu bắt buộc trong các nhà máy điện, các trạm biến áp từ điện áp 110 kV trở lên.
 - Bước đầu trang bị hệ thống SCADA cho một số Tổng công ty phân phối điện; trang bị hệ thống phần mềm, phần cứng, hệ thống viễn thông, hệ thống tự động hóa và điều khiển từ xa cho một số trạm 110 kV lựa chọn.
 - Đào tạo, nâng cao năng lực thực hiện Lưới điện Thông minh cho Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia, Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia, các Tổng công ty, công ty điện lực.
 - Hoàn thành các dự án hỗ trợ kỹ thuật nghiên cứu phụ tải, dự án điều chỉnh phụ tải điện cho các Tổng công ty, Công ty điện lực.
 - Phát triển và triển khai các công cụ vận hành tiên tiến nhằm tích hợp số lượng lớn các nguồn điện tái tạo không điều khiển được (điện gió, điện mặt trời...) vào hệ thống.
- *Các chương trình thử nghiệm:*

- Dự án thử nghiệm hệ thống cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến tại một số khách hàng lớn của Tổng công ty Điện lực thành phố Hồ Chí Minh để thực hiện chương trình Quản lý nhu cầu điện .
- Dự án thử nghiệm tích hợp các nguồn điện sử dụng năng lượng mới và tái tạo tại Tổng công ty Điện lực miền Trung: Áp dụng cho các nguồn thủy điện nhỏ, nguồn điện sử dụng năng lượng mới và tái tạo.
- **Xây dựng hệ thống văn bản quy phạm pháp luật:**
 - Hoàn thiện các quy trình nghiên cứu phụ tải điện.
 - Xây dựng cơ chế khuyến khích đối với các khách hàng tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện trong chương trình thử nghiệm tại Tổng công ty Điện lực thành phố Hồ Chí Minh. Đánh giá hiệu quả từ chương trình thử nghiệm, hoàn thiện cơ chế khuyến khích cho các khách hàng tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện .
 - Xây dựng hệ thống văn bản quy phạm pháp luật cho phép áp dụng các tiêu chuẩn kỹ thuật, quy định điều độ - vận hành cho việc tự động hóa trạm biến áp và điều khiển từ xa trong hệ thống điện.
 - Đề xuất cơ chế tài chính cho việc phát triển Lưới điện Thông minh.
 - Căn cứ các kết quả nghiên cứu và đánh giá hiệu quả của các chương trình trong thực tế, ban hành mới hoặc sửa đổi các văn bản quy phạm pháp luật tạo hành lang pháp lý cho việc xây dựng cơ sở hạ tầng và triển khai các ứng dụng của Lưới điện Thông minh.
- **Xây dựng các quy định kỹ thuật:** Nghiên cứu, ban hành các quy định tiêu chuẩn kỹ thuật cho Lưới điện Thông minh, bao gồm: Hệ thống đo đếm điện năng tiên tiến; tiêu chuẩn kỹ thuật hệ thống tự động hóa, điều khiển từ xa trạm biến áp; hệ thống SCADA/EMS/DMS; tiêu chuẩn tích hợp nguồn điện sử dụng năng lượng mới và tái tạo dạng phân tán; kết cấu của lưới điện phân phối thông minh và các quy định kỹ thuật có liên quan khác.
- **Chương trình truyền thông cho cộng đồng:**
 - Xây dựng và phổ biến Chương trình phát triển lưới điện thông minh cho các cơ quan quản lý nhà nước, đơn vị phát điện, đơn vị phân phối điện và các khách hàng sử dụng điện lớn.
 - Bước đầu phổ biến về Chương trình phát triển lưới điện thông minh cho khách hàng sử dụng điện dân dụng.

b) Giai đoạn 2 (2017-2022):

- **Tiếp tục thực hiện Chương trình tăng cường hiệu quả vận hành hệ thống điện, tập trung vào lưới điện phân phối; trang bị cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin – viễn thông cho lưới điện phân phối:**
 - Triển khai hoàn chỉnh các hệ thống SCADA cho các Tổng công ty điện lực, tiếp tục trang bị hệ thống tự động hóa các trạm biến áp 110 kV.
 - Triển khai hệ thống SCADA/DMS tại một số trạm điện lực tỉnh, thành phố có phụ tải lớn trong hệ thống, kết nối với một số trạm biến áp phân phối trung áp lựa chọn.
 - Tiếp tục đào tạo, nâng cao năng lực thực hiện Lưới điện Thông minh cho các Tổng công ty, Công ty điện lực.
 - Phát triển các thử nghiệm về tối ưu vận hành lưới điện truyền tải.

- Triển khai các ứng dụng của Lưới điện Thông minh:
 - Phổ biến các bài học kinh nghiệm về hệ thống AMI. Triển khai mở rộng lắp đặt hệ thống AMI cho các khách hàng lớn tại tất cả các Tổng Công ty điện lực; triển khai dự án thử nghiệm cho khách hàng tham gia mua bán điện trên thị trường điện cạnh tranh (thị trường bán buôn cạnh tranh và thị trường bán lẻ cạnh tranh thí điểm) tại các Tổng Công ty điện lực.
 - Triển khai tích hợp các nguồn điện phân tán, các nguồn năng lượng mới, tái tạo đầu nối vào hệ thống điện bằng cấp điện áp trung áp và hạ áp.
 - Thực hiện các dự án thử nghiệm Căn nhà Thông minh (Smart Home).
 - Xây dựng các thử nghiệm Thành phố Thông minh (Smart City).
 - Xây dựng văn bản pháp luật:
 - Nghiên cứu, đề xuất cơ quan có thẩm quyền ban hành các cơ chế: Khuyến khích ứng dụng lưới điện thông minh trong việc phát triển các nguồn năng lượng mới, tái tạo; khuyến khích ứng dụng lưới điện thông minh các tòa nhà không tiêu thụ năng lượng bên ngoài (zero energy house); ứng dụng lưới điện thông minh mua bán trao đổi điện năng từ phía khách hàng với các công ty điện lực.
 - Xây dựng cơ chế khuyến khích áp dụng cho khách hàng dân dụng tham gia vào chương trình Quản lý nhu cầu điện .
 - Xây dựng các quy định kỹ thuật: Nghiên cứu đề xuất các cơ quan có thẩm quyền ban hành các tiêu chuẩn kỹ thuật cho công nghệ lưu trữ năng lượng, các thiết bị thông minh sử dụng trong nhà có khả năng điều chỉnh mức tiêu thụ năng lượng theo điều kiện cung cấp điện hoặc thay đổi biểu giá điện.
 - Chương trình truyền thông cho cộng đồng:
 - Cập nhật chương trình truyền thông cho Lưới điện Thông minh có bổ sung các thay đổi về giá và phí mới.
 - Phổ biến rộng rãi – theo từng bước – về chương trình (Lưới điện Thông minh) đến các khách hàng dân cư.
- c) **Giai đoạn 3 (từ sau 2022):**
- Tiếp tục Chương trình trang bị cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin - viễn thông cho lưới phân phối:
 - Phát triển hệ thống SCADA/DMS cho tất cả các công ty điện lực tính tới một số lượng hợp lý các trạm phân phối trung áp.
 - Triển khai tiếp các công cụ tối ưu vận hành từ lưới điện truyền tải sang lưới điện phân phối.
 - Triển khai hệ thống AMI cho các khách hàng dân dụng, tạo điều kiện cho khách hàng tham gia thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.
 - Tiếp tục khuyến khích việc phát triển các nhà máy điện phân tán.
 - Chương trình triển khai các ứng dụng Lưới điện Thông minh: Triển khai các ứng dụng Lưới điện Thông minh cho phép cân bằng cung – cầu điện năng ngay ở cấp độ người sử dụng điện. Phổ biến việc sử dụng năng lượng mới, tái tạo ở lưới phân phối với cơ chế giá mua, giá bán điện theo từng thời điểm kết hợp với vận hành thị trường bán lẻ điện cạnh tranh.

- Xây dựng các văn bản pháp luật cho phép triển khai các ứng dụng của Lưới điện Thông minh trên cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin đã có.

1.1.2 Phát triển tổng thể Lưới điện thông minh

Ngày 25/11/2016, Bộ Công thương đã ban hành Quyết định số 4602/QĐ-BCT phê duyệt Đề án phát triển tổng thể lưới điện thông minh ở Việt Nam, cụ thể như sau:

a) Đề án nghiên cứu phát triển hệ thống SCADA trong hệ thống điện Việt Nam:

- Đầu tư, xây dựng và nâng cấp đồng bộ hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS tại các trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền, các tổng công ty điện lực và công ty điện lực tỉnh, thành phố trực thuộc Trung ương với các mục tiêu sau:

+ Đến năm 2020, phân đầu đầu tư, trang bị và hoàn thiện đầy đủ hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS cho các trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia, hệ thống điện miền, các tổng công ty điện lực, và một số công ty điện lực tỉnh, thành phố trực thuộc trung ương đảm bảo tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng hiện có, hiệu quả và tối đa hóa mọi nguồn lực đầu tư. Các hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS phải được liên kết, phân quyền và chia sẻ dữ liệu đảm bảo đầy đủ thông tin và dữ liệu phục vụ vận hành, điều độ hệ thống điện quốc gia an toàn, tin cậy, đặc biệt là khi có sự hình thành các trung tâm điều khiển các nhà máy điện, các trạm biến áp thì hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS phải có khả năng tích hợp, liên kết tương thích.

+ Các nhà máy điện, trạm điện, trung tâm điều khiển trong hệ thống điện phải được đầu tư, trang bị đầy đủ thiết bị đầu cuối RTU/Gateway, hệ thống thông tin viễn thông để đảm bảo kết nối đầy đủ tín hiệu về các hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS của các cấp điều độ có quyền điều khiển, trung tâm điều khiển theo đúng quy định hệ thống điện truyền tải và quy định hệ thống điện phân phối do Bộ Công thương ban hành.

+ Thực hiện đồng bộ các giải pháp về đầu tư hạ tầng cơ sở, quản lý kỹ thuật, quản lý vận hành và đào tạo nguồn nhân lực để đảm bảo kết nối đầy đủ tín hiệu SCADA từ các nhà máy điện, trạm điện về các cấp điều độ có quyền điều khiển, đảm bảo số lượng và chất lượng tín hiệu ổn định, tin cậy, liên tục phục vụ công tác điều độ, vận hành và chạy các ứng dụng của hệ thống SCADA/EMS, SCADA/DMS tại các cấp điều độ có quyền điều khiển. Phân đầu đến năm 2020, tỷ lệ các nhà máy điện và trạm điện có kết nối và đáp ứng đủ tín hiệu SCADA phục vụ vận hành như sau: i) 100% các nhà máy điện có công suất lắp đặt trên 30 MW, các trạm biến áp 500 kV, 220 kV có kết nối và đáp ứng đủ tín hiệu SCADA; ii) 100% các trạm biến áp 110 kV, các nhà máy điện có công suất lắp đặt từ 10 MW đến 30 MW có kết nối hệ thống SCADA và 90% đáp ứng đủ tín hiệu SCADA phục vụ vận hành.

+ Từng bước triển khai để đến năm 2020 đưa vào khai thác các chức năng của hệ thống EMS, hệ thống DMS trong hệ thống SCADA tại các cấp điều độ, đặc biệt là các ứng dụng thời gian thực phục vụ công tác vận hành, điều độ hệ thống điện nhằm đảm bảo vận hành ổn định, an toàn, tin cậy hệ thống điện quốc gia, nâng cao chất lượng cung cấp điện như tính toán trào lưu công suất, phân tích sự cố, đánh giá trạng thái, tối ưu trào lưu công suất, tự động điều chỉnh công suất tổ máy, dự báo nhu cầu phụ tải điện. Tiếp tục hoàn thiện hệ thống viễn thông dùng riêng trong Tập đoàn Điện lực Việt Nam đảm bảo vận hành tin cậy, cung cấp kênh truyền thông phục vụ điều hành sản xuất, kinh doanh, quản lý vận hành hệ thống điện. Phân đầu đến năm 2020 đạt được các mục tiêu sau:

+ Đảm bảo 100% các nhà máy điện trên 30 MW, trạm biến áp 500 kV, 220 kV được kết nối bằng hai đường truyền dẫn quang độc lập.

+ Đảm bảo 100% các trạm biến áp 110 kV được kết nối bằng cáp quang về Trung tâm điều khiển hoặc Trung tâm điều độ.

+ Đảm bảo trên 90% các điện lực quận, huyện được kết nối bằng cáp quang vào hệ thống viễn thông dùng riêng.

b) Đề án nghiên cứu mô hình tổ chức các trung tâm điều khiển đóng cắt thiết bị từ xa cho lưới điện của Tổng công ty Truyền tải điện quốc gia và Tổng công ty Điện lực Việt Nam:

- Tân dụng hệ thống cơ sở hạ tầng hiện có, từng bước nghiên cứu, đầu tư, nâng cấp và triển khai các mô hình trung tâm điều khiển để thao tác, đóng cắt và điều khiển từ xa thiết bị điện trong lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối, đảm bảo phù hợp với điều kiện về tổ chức, phân cấp điều độ, cấu trúc ngành điện và quy định hiện hành, đảm bảo mục tiêu an toàn trong vận hành hệ thống điện, nâng cao độ tin cậy và chất lượng cung cấp điện, tăng hiệu quả sản xuất và quản lý vận hành.

- Mô hình trung tâm điều khiển lưới điện truyền tải: nghiên cứu, lựa chọn để bố trí trung tâm điều khiển trong một trạm biến áp hiện có hoặc trạm biến áp dự kiến xây dựng trên hệ thống điện truyền tải để thực hiện thao tác xa một nhóm các trạm biến áp trong khu vực. Nhân viên vận hành tại các trung tâm điều khiển thực hiện thao tác xa các thiết bị theo lệnh điều độ của các cấp điều độ có quyền điều khiển.

- Mô hình trung tâm điều khiển lưới điện phân phối: trung tâm điều khiển có thể đặt tại trung tâm/phòng điều độ lưới điện phân phối cấp tỉnh hoặc tại chi nhánh công ty lưới điện cao thế để thực hiện thao tác xa các thiết bị theo lệnh điều độ của cấp điều độ có quyền điều khiển hoặc điều khiển xa các thiết bị thuộc quyền điều khiển.

- Song song với việc hình thành các trung tâm điều khiển, nghiên cứu áp dụng khoa học công nghệ trong điều khiển, tự động hóa trạm điện và trang thiết bị lưới điện để đồng bộ thực hiện chuyển các trạm biến áp từ mô hình có người trực vận hành tại chỗ sang mô hình bán người trực hoặc không người trực.

- Phấn đấu đến năm 2020, chuyển 60% trạm biến áp 220 kV và 100% trạm biến áp 110 kV thuộc phạm vi quản lý của Tổng công ty truyền tải điện quốc gia và các tổng công ty điện lực vận hành theo tiêu chí trạm biến áp không người trực; thực hiện điều khiển, thao tác xa an toàn, tin cậy và hiệu quả các trạm biến áp 220 kV, 110 kV trong hệ thống điện quốc gia.

c) Đề án nghiên cứu phát triển công tơ điện tử và hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa:

- Ứng dụng khoa học công nghệ, công nghệ thông tin để trang bị, hoàn thiện hệ thống đo đếm điện năng và hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa tại các vị trí đo đếm đầu nguồn, đo đếm ranh giới giao nhận điện năng giữa các đơn vị, khách hàng sử dụng điện trong hệ thống điện quốc gia phục vụ vận hành hệ thống điện và thị trường điện cạnh tranh.

- Xây dựng kế hoạch cụ thể, xác định phạm vi và thứ tự ưu tiên để từng bước hiện đại hóa hạ tầng đo đếm, trang bị công tơ điện tử và hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa cho các khách hàng sử dụng điện với mục tiêu: (i) Đảm bảo không tăng chi phí quá lớn so với lắp đặt công tơ cơ khí, không gây áp lực tới việc tăng giá điện; (ii) Đảm bảo tiêu chuẩn, chất lượng của công tơ điện tử và hệ thống thu thập số liệu đo đếm từ xa; (iii) Đảm bảo tin cậy, chính xác, an ninh bảo mật số liệu đo đếm; (iv) Đảm bảo hiệu quả đầu tư và nâng cao năng suất lao động; (v) Nâng cao chất lượng dịch vụ khách hàng.

- Các mục tiêu cụ thể: (i) Đến hết năm 2017, đầu tư, hoàn thiện hệ thống đo đếm điện năng và thu thập số liệu đo đếm từ xa các vị trí đo đếm phục vụ công tác quản lý, sản xuất kinh doanh của các đơn vị điện lực (bao gồm đo đếm giữa các đơn vị và công tơ tổng các trạm biến áp phân phối 0,4 kV); (ii) Phấn đấu đến hết năm 2020, lắp đặt công tơ điện tử và thu thập số liệu đo đếm từ xa cho khoảng 50% khách hàng sử dụng điện.

- Nghiên cứu phương án thuê công tơ điện tử để áp dụng cho các khách hàng sử dụng điện (trong đó có khách hàng sử dụng điện sinh hoạt) để có thể sử dụng rộng rãi biểu giá điện theo thời gian,

- Xây dựng kế hoạch và lộ trình trang bị hệ thống đo đếm điện năng tiên tiến/đo đếm thông minh (AMI) phù hợp với lộ trình Phát triển lưới điện thông minh tại Việt Nam đã được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt tại Quyết định số 1670/QĐ-TTg ngày 08/11/2012.

1.2 Nghiên cứu và thu thập thông tin về các dự án thử nghiệm đã và đang thực hiện

1.2.1 Các đơn vị trong ngành điện lực được khảo sát

Để thu thập thông tin về các dự án thử nghiệm đã và đang thực hiện trong lĩnh vực lưới điện thông minh, dự án đã xây dựng bảng câu hỏi khảo sát và gửi đến các đơn vị liên quan trong ngành Điện lực Việt Nam, đề nghị các đơn vị này hoàn thành bảng khảo sát. Dữ liệu, thông tin được thu thập tại:

- Các cơ quan chính phủ:
 - Cục Điều tiết điện lực (ERAV)
- Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia (EVNNLDC)
- Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT)
 - Các tổng công ty phân phối điện:
 - Tổng công ty điện lực miền Bắc (EVNNPC)
 - Tổng công ty Điện lực thành phố Hà Nội (EVNHanoi)
 - Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC)
 - Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC)
 - Tổng công ty Điện lực Thành phố Hồ Chí Minh (HCMPC)

ERAV là đơn vị được Bộ Công thương giao nhiệm vụ chủ trì và điều phối phát triển lưới điện thông minh ở Việt Nam. Hàng năm, các đơn vị trong ngành điện lực phải báo cáo lên ERAV về tình hình triển khai các dự án của mình. Các tổ chức quốc tế sẽ hợp tác và làm việc với ERAV về các khía cạnh của lưới điện thông minh. Danh mục các dự án được thực hiện trong 3 năm qua được trình bày trong Phụ lục 1 (phần 6.2).

Chuyên gia tư vấn cũng phối hợp với ERAV để làm việc với các đơn vị trong ngành điện lực nhằm thu thập thông tin chi tiết về các dự án, kết quả được trình bày trong Phụ lục 2 (phần 6.3).

1.2.2.2 Các câu hỏi cụ thể về công nghệ

Phần hai của bảng khảo sát nhằm thu thập thông tin liên quan đến các công nghệ lưới điện thông minh cụ thể:

| Công nghệ | Giải thích | Câu hỏi | Phụ trách |
|---|--------------------------|--|-----------|
| Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu SCADA/EMS | | Hệ thống SCADA/EMS hiện nay có các chức năng gì? (ví dụ hệ thống nhận biết tình hình, hệ thống quản lý báo động tiên tiến, hệ thống khôi phục và sa thải phụ tải, kiểm soát phát điện tự động, dự báo phụ tải ngắn hạn, phân tích an toàn mạng lưới, đánh giá an ninh động, phân tích ổn định quá độ và ổn định điện áp, thiết bị mô phỏng đào tạo vận hành) | |
| | | Hiện có các dự án nào nâng cấp hệ thống SCADA/EMS với các chức năng bổ sung? Những chức năng nào sẽ được bổ sung, nâng cấp? | |
| | | Toàn bộ lưới điện truyền tải hiện có được bao gồm trong hệ thống SCADA/EMS không? Nếu không, những phần nào hiện không được bao gồm trong hệ thống? | |
| | | Có bao nhiêu nhà máy điện gió và điện mặt trời được kết nối vào hệ thống SCADA, đó là các nhà máy nào? | |
| | | Nhà máy điện gió và điện mặt trời có các khả năng kiểm soát nào (ví dụ kiểm soát giảm sút công suất tác dụng, kiểm soát công suất phản kháng) | |
| | | Đã có các hệ thống dự báo về sản lượng điện gió và điện mặt trời chưa? Nếu chưa có, thì có các kế hoạch gì trong tương lai để triển khai nội dung này? | |
| | | Hiện nay có công nghệ kiểm soát công suất phát điện tự động (AGC) chưa? Bao nhiêu nhà máy điện đang tham gia kiểm soát phát điện tự động, đó là những nhà máy nào? Có các kế hoạch gì để nhân rộng kiểm soát phát điện tự động cho các nhà máy khác, bao gồm các nhà máy điện gió và điện mặt trời? | |
| Hệ thống tự động hóa trạm biến áp (SAS) | | Có bao nhiêu trạm biến áp 500 kV, 220 kV và 110 kV đã được nâng cấp hệ thống SAS (tỉ lệ phần trăm trên tổng số trạm biến áp)? | |
| | | Bao nhiêu trung tâm kiểm soát từ xa đã được thiết lập? | |
| | | Có các kế hoạch gì để nâng cấp các trạm biến áp dưới 110 kV với hệ thống SAS? | |
| | | Có các chỉ số hoạt động chính gì đối với hệ thống SAS? | |
| | | Có các phần cứng tiêu biểu nào của hệ thống SAS ở Việt Nam? Các loại thiết bị đầu cuối từ xa, thiết bị điện thông minh (IED) và bộ điều khiển logic có khả năng lập trình nào được lắp đặt? Thường lựa chọn các nhà cung ứng công nghệ nào? | |
| | Còn được gọi là hệ thống | Đã có dự án WAMS, WAPC nào được thực hiện chưa? | |

| | | | |
|--|--|--|--|
| Hệ thống giám sát điện rộng (WAMS) / Kiểm soát và bảo vệ điện rộng (WAPC) | giám sát, bảo vệ và kiểm soát điện rộng (WAMPAC). Mục tiêu của hệ thống WAMS/WAPC là dự đoán tình trạng hệ thống về tính ổn định điện áp, tính ổn định quá độ, tính ổn định dao động và các ổn định khác và có biện pháp khắc phục nếu có nguy cơ đạt được các giới hạn ổn định. | Bao nhiêu trạm biến áp và đường dây 500 kV, 220 kV và 110 kV được kết nối với hệ thống WAMS/WAPC (tính theo con số và tỉ lệ phần trăm trên tổng số trạm biến áp)? | |
| | | Có bao nhiêu trạm biến áp được dự kiến kết nối trong những năm tới? | |
| | | Các nhà cung ứng công nghệ nào được chọn để cung cấp hệ thống WAMS/WAPC và các chi tiết phần cứng khác? | |
| | | Các công nghệ truyền thông nào được sử dụng để kết nối các thiết bị đồng bộ pha / các thiết bị đo đồng bộ góc pha với hệ thống WAMS/WAPC? | |
| | | Các loại lỗi nào được ghi lại với hệ thống WAMS? | |
| | | Các loại tín hiệu điều khiển và hành động khắc phục nào được gửi qua hệ thống WAPC? | |
| | | Có các chỉ số hoạt động chính nào đối với dự án? | |
| | | Các tính năng nào đã được thực hiện trong hệ thống WAMS/WAPC? (phát hiện và khắc phục các bất ổn hệ thống: ví dụ giám sát góc pha, giám sát nhiệt đường dây, giám sát tính ổn định điện áp, giám sát sự dao động công suất, theo dõi sụt giảm công suất, lưu trữ dữ liệu theo sự cố) | |
| | | Có các tiêu chí nào để xác định vị trí của các thiết bị đo đồng bộ góc pha? | |
| Đánh giá an ninh động trực tuyến (DSA) | DSA là đánh giá về khả năng của một hệ thống điện cụ thể có thể chịu được một loạt các sự cố bất ngờ và vượt qua giai đoạn quá độ sang một trạng thái dừng ổn định có thể chấp nhận được. | Đánh giá ổn định động của hệ thống truyền tải được thực hiện như thế nào? | |
| | | Hiện có các phần cứng và phần mềm nào được sử dụng để đánh giá tính ổn định? | |
| | | Có đánh giá an ninh động trực tuyến nào đang được thực hiện ở Việt Nam không? Nếu có, hãy nói rõ tên dự án và thông tin chi tiết dự án (ví dụ năm thực hiện, chi phí, nhà cung cấp công nghệ, loại vấn đề về ổn định được phân tích). | |
| | | Tuần suất thực hiện đánh giá an ninh động trực tuyến hoặc ngoại tuyến như thế nào? | |
| Hệ thống định vị sét (LLS) | Các hệ thống định vị sét sử dụng một mạng lưới các máy dò sét để phát hiện và định vị sét. Đây là thông tin quan trọng đối với những người vận hành hệ thống và những người quản lý tài sản, ví dụ để tối ưu hóa việc sử dụng và định vị các cột | Bao nhiêu bộ cảm biến đã được lắp đặt? Dự kiến lắp đặt thêm bao nhiêu bộ nữa? Các cảm biến này được lắp ở đâu? | |
| | | Có bao nhiêu bộ chống sét đường dây truyền tải điện được cài đặt các mức điện áp tương ứng? Các kế hoạch cho việc cài đặt sắp tới là gì? | |
| | | Công nghệ nào đang được sử dụng cho Hệ thống định vị sét LLS | |
| | | Độ chính xác của Hệ thống định vị sét LLS là gì? | |
| | | Các chỉ số hoạt động chính (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống định vị sét LLS là gì? | |
| | | Hệ thống định vị sét LLS hiện được ghép nối với SCADA/EMS và/hoặc Trung tâm Vận hành như thế nào? Có những tính năng nào? | |

| | | | |
|---|--|---|--|
| | thu lỗi, xác định các sự cố hoặc cảnh báo an toàn cho con người. | <p>Đã thực hiện các hoạt động phân tích/nghiên cứu về mối quan hệ giữa các sự cố sét và cơ chế hoạt động của rơ le chưa? Kết quả phân tích là gì?</p> <p>Công nghệ LLS có được sử dụng để theo dõi phạm vi hoạt động giống bão và cung cấp thông tin dự báo về các vấn đề tiềm ẩn không?</p> | |
| Hệ thống định vị sự cố (FLS) / các chỉ báo sự cố | Một hệ thống định vị sự cố sử dụng các chỉ số sự cố để dự báo vị trí của một sự cố trên đường dây trên cao và giảm thời gian làm việc tại hiện trường để tìm ra nguyên nhân sự cố của tổ công tác, theo đó giảm thời gian mất điện do sự cố. | Có bao nhiêu đường dây 500 kV/trạm biến áp đã được trang bị Hệ thống Định vị Sự cố FLS (cung cấp thông tin dưới dạng con số và tỷ lệ phần trăm trên tổng số đường dây/trạm biến áp)? Có bao nhiêu đường dây/trạm biến áp ở các cấp điện áp khác (220 kV, 110 kV, <110 kV) đã được trang bị? Các kế hoạch sẽ lắp đặt Hệ thống Định vị Sự cố FLS trong tương lai là gì? | |
| | | Tổ công tác xác định hư hỏng tại thực địa như thế nào | |
| | | Các chỉ số hoạt động chính (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống Định vị Sự cố FLS là gì? | |
| | | Có bất kỳ kế hoạch gì cho tính năng tự phục hồi của SCADA/DMS không? | |
| | | Các số liệu SAIDI (Chỉ số thời gian mất điện trung bình của hệ thống) và SAIFI (Chỉ số tần suất mất điện trung bình của hệ thống) hiện tại là gì? Mục tiêu cho những năm tiếp theo là gì? | |
| | | Những công nghệ và phương pháp nào được áp dụng đối với Hệ thống Định vị Sự cố FLS? | |
| | | Có tiến hành đánh giá hiệu quả của Hệ thống Định vị Sự cố FLS đã được lắp đặt không? Kết quả như thế nào? | |
| | | Hệ thống Định vị Sự cố FLS có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | |
| Phân tích hàm lượng khí hòa tan trong dầu cách điện trực tuyến | Phân tích khí hòa tan trong dầu trực tuyến (DGA) là giám sát trực tuyến khí hòa tan trong dầu máy biến áp để xác định các vấn đề tiềm tàng của máy biến áp và sử dụng thông tin này để bảo trì dự phòng. | Có bao nhiêu máy biến áp và ở các cấp trạm biến áp nào đã được trang bị thiết bị phân tích trực tuyến hàm lượng khí hòa tan trong dầu (cả về tổng số lượng và tỷ lệ trên tổng số máy biến áp)? Các kế hoạch lắp đặt thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan DGA trực tuyến trong tương lai là gì? | |
| | | Các máy biến áp mới có tự động được trang bị thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan DGA trực tuyến không? Nếu có thì máy biến áp nào/đối với trạm biến áp thì cấp điện áp nào? Hiện tại có hướng dẫn gì? | |
| | | Các chỉ số hoạt động chính (KPI) mục tiêu đối với DGA trực tuyến là gì? | |
| | | Những công nghệ nào được áp dụng đối với thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan trong dầu trực tuyến? | |
| | | Có tiến hành đánh giá hiệu quả của thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan trong dầu trực tuyến đã được lắp đặt không? Kết quả như thế nào? | |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | FACTS làm gia tăng tính tin cậy của lưới điện xoay chiều và giảm chi phí cấp điện. Các hệ thống FACTS nâng cao chất lượng truyền tải điện và hiệu quả truyền | Có bao nhiêu FACTS đã được lắp đặt (bao gồm công nghệ (ví dụ: Tụ bù tĩnh (SVC), bộ bù đồng bộ tĩnh (STATCOM), Bộ bù nối tiếp đồng bộ tĩnh (SSSC), v.v.), quy mô và mức điện áp được cài đặt)? Các mục tiêu/kế hoạch cho việc cài đặt FACTS là gì? | |
| | | Việc cài đặt FACTS quan trọng như thế nào đối với bảo mật hệ thống và hiệu quả hệ thống? Công dụng và mục đích chính của hệ thống này ở Việt Nam là gì? | |
| | | Có bất kỳ chỉ số hoạt động chính (KPI) mục tiêu đối với những công nghệ này không? Nếu có thì có những chỉ | |

| | | | |
|---|--|---|--|
| | tải điện bằng cách cấp công suất phản kháng hoặc công suất quy nạp cho lưới điện. | số nào? | |
| Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây (DLR)/Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây là việc sử dụng các phép đo lường hoặc mô hình mô phỏng để liên tục ước tính nhiệt dung của một đường dây có tính đến nhiệt độ và tác động gió. Điều này làm gia tăng nhiệt dung so với giám sát giới hạn tĩnh đường dây. | Có bao nhiêu đường dây ở mức điện áp nào đã được cài đặt DLR? Kế hoạch cài đặt DLR trong tương lai là gì? | |
| | | Công suất của các đường dây tương ứng tăng bao nhiêu so với công suất tĩnh (trung bình)? | |
| | | Đã thực hiện nghiên cứu xem những lợi ích của công nghệ này là gì không? | |
| | | Các chỉ số hoạt động chính (KPI) mục tiêu đối với Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây DLR là gì? | |
| | | Công nghệ nào đang được sử dụng cho Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây DLR? | |
| | | Công nghệ này có dựa trên các phép đo trực tiếp, trên các thuật toán hoặc kết hợp cả hai? | |
| | | Có tính đến Dự báo thời tiết không? Những lần dự báo nào được áp dụng? | |
| | | Những ảnh hưởng nào được tính đến đối với Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây DLR (ví dụ: nhiệt độ môi trường, bức xạ mặt trời, tốc độ và hướng gió) | |
| Có bất kỳ WAMS nào hiện được kết nối với Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây DLR không? | | | |
| SCADA/DMS (bao gồm các dự án về hệ thống mini SCADA) | | Hệ thống quản lý phân phối (DMS) có những chức năng gì? (chẳng hạn như chuyển mạch và khôi phục từ xa, hệ thống định vị sự cố, dự tính trạng thái, điều khiển điện áp (diện rộng), điều khiển công suất phản kháng (VAR), dự tính trạng thái, dự báo tải ngắn hạn, dự báo sản lượng điện mặt trời và điện gió ngắn hạn, v.v...) | |
| | | Phép đo hệ thống điện nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS? | |
| | | Bao nhiêu lưới phân phối đã được đưa vào bản đồ trong Hệ thống thông tin địa lý (GIS)? | |
| | | Đã triển khai bất kỳ Hệ thống Thông tin Khách hàng (CIS), Hệ Thống Quản Lý Nhân lực Di Động (MWM), Hệ thống hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI), Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS) hoặc các hệ thống khác nào chưa? Tính năng hiện tại và dự kiến của các hệ thống này là gì? | |
| | | Có bất kỳ chỉ số hoạt động chính (KPI) nào để phân tích hiệu quả của riêng từng hệ thống không? | |
| Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | Hệ thống quản lý mất điện (OMS) là một hệ thống máy tính được công nhân vận hành hệ thống phân phối điện sử dụng để hỗ trợ cấp điện trở lại. | Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện (OMS) (ví dụ: xử lý cuộc gọi sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý đội nhóm, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng đó. | |
| | | Hệ thống Quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì? | |
| | | Hệ thống OMS có được tích hợp vào trong hệ thống SCADA không? | |
| Hệ thống hạ | AMI là một hệ thống | Có bao nhiêu khách hàng đã được trang bị AMI? | |

| | | | |
|--|---|--|--|
| tầng đo đếm tiên tiến (AMI) / Đồng hồ đo thông minh | tích hợp các đồng hồ đo điện thông minh, mạng lưới trao đổi thông tin, và các hệ thống quản lý dữ liệu nhằm thúc đẩy trao đổi thông tin hai chiều giữa đơn vị cung ứng và khách hàng. Hệ thống cung cấp một số chức năng quan trọng mà trước đây chưa thực hiện được hoặc phải thực hiện thủ công như khả năng đo lường điện năng sử dụng tự động và từ xa, kết nối và ngắt kết nối dịch vụ, phát hiện sự cố, xác định và cách ly sự cố mất điện và giám sát điện áp. | Có kế hoạch gì trong tương lai đối với việc triển khai Hệ thống hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI)? Có bao nhiêu/những khách hàng nào được dự kiến trang bị AMI và cho đến khi nào sẽ trang bị? | |
| | | Có Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) không? Chức năng của hệ thống này là gì? | |
| | | Các khách hàng đã nhận hoặc lắp đặt bất kỳ màn hình hiển thị năng lượng nào để theo dõi mức tiêu thụ điện của họ chưa? | |
| | | Khách hàng có nhận được bất kỳ biểu giá điện theo thời gian (ToU) hoặc giá theo thời gian thực không? Thông tin chi tiết cụ thể của các biểu giá này là gì? | |
| | | Có Khách hàng nào đã được trang bị Hệ thống hạ tầng đo đếm tiên tiến AMI nhưng vẫn tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM) không? | |
| | | Có bất kỳ khách hàng nhỏ nào (ví dụ: hộ gia đình) đã được trang bị Hệ thống hạ tầng đo đếm tiên tiến AMI/Công tơ thông minh chưa? | |
| | | Các chức năng của Hệ thống hạ tầng đo đếm tiên tiến AMI/Công tơ thông minh (ví dụ: đọc từ xa, hiển thị năng lượng cho khách hàng, biểu giá điện theo thời gian (ToU) và/hoặc giá thời gian thực, phát hiện trộm cắp điện, phát hiện mất điện, giám sát điện áp, kiểm soát tải)? Tần suất ghi chỉ số đo cho công ty điện lực, tần suất ghi chỉ số đo đối với khách hàng (ví dụ: cứ 15 phút sẽ ghi chỉ số đo)? | |
| | | Có bất kỳ hoạt động phân tích lợi ích chi phí để triển khai đồng hồ thông minh theo nhóm khách hàng nào không? Nếu có, kết quả của phân tích lợi ích chi phí này là gì? | |
| Quản lý nhu cầu điện (DSM) | Quản lý nhu cầu điện là thay đổi mức tiêu thụ điện của một khách hàng thông qua các tín hiệu giá hoặc kiểm soát trực tiếp các thiết bị, nhằm nâng cao hiệu quả năng lượng và giảm nhu cầu điện cao điểm hoặc chuyển đổi sự tiêu thụ theo hướng gia tăng phát điện tái tạo. | Có chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM) nào tại Việt Nam không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết của dự án và kết quả thực hiện. | |
| | | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM)? | |
| | | Công ty điện lực được phép kiểm soát những thiết bị/phụ tải nào và các thể thức gì (ví dụ: tần suất và thời gian hoạt động, phụ tải tối đa có thể dịch chuyển, v.v.)? | |
| | | Những loại thiết bị truyền thông và giám sát nào được lắp đặt, chẳng hạn như công tơ thông minh? Các thiết bị đó có khả năng và chức năng gì? | |
| Điều chỉnh phụ tải (DR) | Điều chỉnh phụ tải là thay đổi mức tiêu thụ điện của khách hàng tương ứng với các thay | Ở Việt Nam, có bất kỳ chương trình Điều chỉnh phụ tải (DR) nào, kể cả là chương trình tự nguyện không? Nếu có, xin vui lòng cung cấp chi tiết về dự án và kết quả thực hiện. | |
| | | Có bao nhiêu khách hàng trong nhóm khách hàng tương ứng nào đang tham gia chương trình Điều chỉnh phụ tải -DR? | |

| | | | |
|--|--|---|--|
| | đổi trong giá điện theo thời gian. | <p>Làm thế nào để khách hàng tương tác với tín hiệu giá theo chương trình Điều chỉnh phụ tải? Họ có được trang bị đồng hồ thông minh hoặc bất kỳ thiết bị giám sát nào khác không?</p> <p>Có bất kỳ cơ chế giá nào theo chương trình Điều chỉnh Phụ tải không (chẳng hạn như Chương trình biểu giá công suất cực đại tới hạn (CPP), Chương trình khuyến khích hỗ trợ tải chính do giảm phụ tải dân dụng vào giờ cao điểm (CPR))?</p> <p>Trong tương lai có kế hoạch triển khai tính giá theo thời gian thực không?</p> | |
| Hệ thống tự động thu thập dữ liệu và đo đếm từ xa (AMR) | Hệ thống AMR tự động thu thập dữ liệu tiêu thụ, chẩn đoán và trạng thái từ đồng hồ đo điện và chuyển các dữ liệu đó tới một cơ sở dữ liệu trung tâm để tính hóa đơn tiền điện, xử lý sự cố và phân tích. | <p>Có bao nhiêu khách hàng trong nhóm khách hàng tương ứng nào đã được trang bị Hệ thống thu thập số liệu và đo đếm từ xa?</p> <p>Lựa chọn Nhà cung cấp công nghệ và công nghệ nào để thu thập dữ liệu từ Hệ thống AMR?</p> <p>Các kế hoạch trong tương lai để triển khai diện rộng Hệ thống AMR, đặc biệt là đối với khách hàng hộ gia đình là gì?</p> | |
| Máy biến áp phân phối điện được điều chỉnh điện áp | Một máy biến áp phân phối tự động điều chỉnh điện áp bên hạ áp của máy biến áp bằng cách sử dụng Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) | <p>Có bất kỳ máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp được lắp đặt cho máy biến áp trung áp/hạ áp không? Nếu có thì có bao nhiêu máy biến áp đã được cài đặt và ở đâu?</p> | |
| Sạc pin xe điện thông minh | Sạc xe điện thông minh mô tả việc trạm sạc có thể kiểm soát quá trình sạc tương ứng với các tín hiệu giá hoặc các tín hiệu bên ngoài khác, để giảm nhu cầu cao điểm hoặc chuyển đổi sạc pin theo hướng tăng cường phát điện tái tạo. | <p>Có trạm sạc/cơ sở hạ tầng sạc nào cho xe điện có thể điều chỉnh phù hợp với công suất sạc của xe điện để đáp ứng với tín hiệu bên ngoài (ví dụ: do nhu cầu giảm công suất đỉnh hoặc theo tín hiệu giá) không?</p> <p>Có bao nhiêu xe điện đang sạc tại trạm sạc này?</p> <p>Những loại xe điện nào đang sạc (ví dụ: xe hơi điện, xe buýt điện, v.v.)?</p> <p>Đâu là những hạn chế/chiến lược của thuật toán sạc (nếu có)?</p> <p>Có bất kỳ đội xe giao thông công cộng nào trong các thành phố đã được điện khí hóa không (ví dụ: đội xe buýt điện)? Đội xe đó có bao nhiêu xe? Những xe điện này được sạc như thế nào (ví dụ: sạc qua đêm, sạc trạm cuối, sạc khi có cơ hội)?</p> | |
| Hệ thống lưu trữ năng lượng | | <p>Trong hệ thống lưới điện Việt Nam đã có hệ thống lưu trữ năng lượng nào (bao gồm các dự án mẫu) chưa? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết, ví dụ: dạng lưu trữ năng lượng, vị trí, công suất, chi phí, mức điện áp đầu nối, độc lập hoặc kết hợp với nhà máy năng lượng tái tạo)?</p> | |

| | | | |
|---|--|---|--|
| | | Mục đích và chức năng của hệ thống lưu trữ năng lượng là gì, chẳng hạn như điều tiết nhu cầu điện trong thời gian cao điểm, sử dụng NLTT liên tục, dự phòng v.v. | |
| Lưới điện siêu nhỏ | | Lưới điện siêu nhỏ sử dụng những loại máy phát điện và công suất nào? | |
| | | Lưới điện siêu nhỏ có được đấu nối hoặc vận hành như một lưới điện trên đảo không? | |
| | | Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong cơ cấu sản xuất năng lượng trong Lưới điện siêu nhỏ là bao nhiêu? | |
| | | Có bất kỳ hệ thống lưu trữ năng lượng nào trong Lưới điện siêu nhỏ không? | |
| | | Lưới điện siêu nhỏ cung cấp điện cho bao nhiêu khách hàng? | |
| | | Khả năng điều khiển của các máy phát điện và tài sản lưới điện trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? Những loại hệ thống tự động hóa nào được áp dụng? | |
| | | Độ tin cậy của Lưới điện siêu nhỏ liên quan đến sự cố mất điện (ví dụ: SAIDI/SAIFI) là thế nào? Có bao nhiêu lần mất điện trung bình mỗi tháng/năm? Có bất kỳ chỉ số hoạt động chính (KPI) nào khác đối với Lưới điện siêu nhỏ không? | |
| Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) | | Có bất kỳ kế hoạch nào đối với các đường dây dòng điện một chiều cao áp (HVDC) ở Việt Nam hoặc đối với việc kết nối với các nước láng giềng không? Nếu có, vui lòng cung cấp chi tiết cụ thể về các kế hoạch này. | |

1.3 Tóm tắt kết quả khảo sát

Các câu trả lời đầy đủ từ khảo sát với các thực thể ngành điện có thể được tìm thấy trong Phụ lục 2 (phần 6.3). Bảng dưới đây tóm tắt các kết quả bằng cách hiển thị các thực thể ngành điện nào đã triển khai các công nghệ Lưới điện thông minh ở mức độ nào.

Các tiểu mục 1.3.3 đến 1.3.5 dưới đây trình bày các thông tin bổ sung từ khảo sát, trong đó có cả các chi tiết về công nghệ Lưới thông minh, chức năng của các công nghệ và các nhà sản xuất sản phẩm được triển khai.

Bảng tóm tắt dưới đây và các bảng bổ sung trong các tiểu mục bên dưới cũng bao gồm thông tin đã được các chuyên gia tư vấn biết trước khi khảo sát. Thông tin này có thể được tìm thấy trong Phụ lục 1 (mục 6.2).

| Công nghệ lưới điện thông minh | EVNNLDC | EVNNPT | EVNHanoi | EVNCPC | EVENSPC | EVNHCMC |
|---|---|---|----------|--------|---------|---|
| SCADA/EMS | <ul style="list-style-type: none"> Toàn bộ lưới truyền tải (500-220kV) hiện được đưa vào trong hệ thống SCADA / EMS Tất cả 152 nhà máy điện hiện tại trong hệ thống điện quốc gia đảm bảo khả năng kết nối AGC, trong đó có 85 nhà máy điện tái tạo. Hệ thống SCADA / EMS không có chức năng chuyên biệt về dự báo năng lượng tái tạo Tuy nhiên, các nhà máy năng lượng tái tạo có tín hiệu SCADA để dự báo nguồn điện hoạt động ngắn hạn trong 3 giờ tới và độ phân giải trong 15 phút | <ul style="list-style-type: none"> Nâng cấp hệ thống điều khiển bảo vệ cho 16 trạm biến áp 500, 220kV | | | | |
| Hệ thống tự động hóa trạm biến áp (SAS) | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa được triển khai (Hiện tại, EVNNPT đang đệ trình lên Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo để phê duyệt thiết kế kỹ thuật) | | | | <ul style="list-style-type: none"> Tất cả các trạm 110 kV đã được trang bị SAS |

| Công nghệ lưới điện thông minh | EVNNLDC | EVNNPT | EVNHanoi | EVNCPC | EVENSPC | EVNHCMC |
|--|--|---|--|--------|--|---|
| Hệ thống giám sát khu vực rộng (WAMS) | <ul style="list-style-type: none"> 10 trạm 500 kV đã được kết nối với hệ thống WAMS | | | | | |
| Đánh giá an ninh động (trực tuyến) (DSA) | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | | | | | |
| Hệ thống định vị sét (LLS) | | <ul style="list-style-type: none"> Hiện đang phát triển LLS 09 cảm biến được cài đặt tại truyền tải điện khu vực LLS hiện chưa được kết nối với hệ thống SCADA | | | | |
| Hệ thống định vị sự cố (FLS) / Định vị sự cố, cách ly và khôi phục cung cấp điện (FLISR) | | | <ul style="list-style-type: none"> FLS / FLISR đã có trên phần mềm hệ thống SCADA / DMS. Đào tạo và chuyển giao công nghệ đang được đề xuất thực hiện | | <ul style="list-style-type: none"> Đang triển khai thí điểm Hệ thống định vị sự cố (FLS). | <ul style="list-style-type: none"> Công nghệ FLISR có sẵn Điều chỉnh thời gian truyền tải để cách ly sự cố và thiết lập lại nguồn cung cấp cho khu vực không có sự cố là ≤ 5 phút cho đường dây trung thế 22 kV |
| Phân tích khí hòa tan trong dầu (DGA) | | <ul style="list-style-type: none"> Tất cả các máy biến áp 500 kV và máy biến áp 220kV quan trọng. Máy biến áp 500 kV mới cũng được trang bị DGA | | | | |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | | <ul style="list-style-type: none"> Đã lắp đặt 02 bộ SVC tại các trạm 220kV Việt Trì (vào năm 2007) và Thái Nguyên (năm 2009) | | | | |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có, chỉ mới có nghiên cứu khả thi/ thí nghiệm về hệ thống theo dõi giới hạn truyền tải | | | | |

| Công nghệ lưới điện thông minh | EVNNLDC | EVNNPT | EVNHanoi | EVNCPC | EVENSPC | EVNHCMC |
|---|---------|---|---|---|---|--|
| SCADA/DMS | | | <ul style="list-style-type: none"> DMS tại LDC hiện đang được triển khai cho lưới điện Bắc sông Hồng bao gồm 05 công ty điện lực DMS có các khả năng sau: Điều chỉnh điện áp/ công suất phản kháng; Định vị sự cố, cách ly và khôi phục cung cấp điện (FLISR) | <ul style="list-style-type: none"> Trung tâm điều khiển và SCADA đã triển khai ở một số thành phố DMS với một số chức năng, bao gồm cả phân tích lưới điện, FLISR, dự báo tải và báo cáo mất điện MDMS được triển khai cho các trạm biến áp chuyên dụng (được cung cấp 100% đo đếm từ xa) và trạm biến áp công cộng (80% được cung cấp đo đếm từ xa) Hệ thống SCADA / DMS được kết nối với CRM và trong tương lai là với MDMS | <ul style="list-style-type: none"> DMS: Toàn bộ lưới 22kV đã được đưa vào bản đồ trong GIS | <ul style="list-style-type: none"> Cập nhật Hệ thống SCADA toàn bộ lưới phân phối (110, 22kV) 31,25% (5/16 công ty điện lực) đã và đang triển khai DAS / DMS Tối ưu hóa điện áp và công suất phản kháng: kiểm soát chất lượng điện áp Tự động hóa tất cả các đường dây 22kV trong Lưới phân phối (RMU, Recloser, LBS) với SCADA) |
| Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa khả dụng | <ul style="list-style-type: none"> Có, ứng dụng dựa trên bản đồ kỹ thuật số GIS Đang trong quá trình nâng cấp và tích hợp | <ul style="list-style-type: none"> Có, sẽ được nâng cấp với SCADA và DMS | <ul style="list-style-type: none"> OMS được triển khai nhưng chưa được tích hợp với hệ thống SCADA | <ul style="list-style-type: none"> Có. Dự kiến kết nối giữa OMS, SCADA và MDMS |
| Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) / Đồng hồ thông minh | | | <ul style="list-style-type: none"> Thí điểm AMI với 180 hộ gia đình | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có chính sách hiện hành để thực hiện AMI | <ul style="list-style-type: none"> Đã lắp đặt 44 công tơ AMI GE cho 32 khách hàng Đã cài đặt 180 công tơ AMI và Hệ thống HES bằng PLC |
| Quản lý nhu cầu điện (DSM) | | | <ul style="list-style-type: none"> Một số khách hàng được trang bị AMR tham gia vào các chương trình quản lý nhu cầu điện DSM | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có |
| Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> 9 Khách hàng thương mại & 5 khách hàng công nghiệp đã tham gia thí điểm Chương trình phụ tải (CLP) và Chương |

| Công nghệ lưới điện thông minh | EVNNLDC | EVNNPT | EVNHanoi | EVNCPC | EVENSPC | EVNHCMC |
|---|---------|--------|--|---|---|--|
| Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa (AMR) | | | <ul style="list-style-type: none"> 900.000 khách hàng được trang bị AMR Mục tiêu 100% AMR vào năm 2021 | <ul style="list-style-type: none"> Khoảng 2.700.000 khách hàng được trang bị AMR | <ul style="list-style-type: none"> Khoảng 2,7 triệu khách hàng dân cư và thương mại được trang bị AMR Đặt mục tiêu 2,8 triệu AMR vào năm 2020 | <p>trình Điều chỉnh phụ tải điện khẩn cấp tự nguyện (VEDRP)</p> <ul style="list-style-type: none"> Vận hành thử nghiệm phần mềm DRMS <ul style="list-style-type: none"> 439.507 khách hàng được trang bị AMR |
| Biến áp phân phối được điều chỉnh bằng điện áp | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | |
| Xe điện (EV) | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Một số xe điện thí điểm phục vụ du khách nội bộ tại một số địa điểm du lịch như Đà Nẵng, Hội An, Huế, ... Xe được sạc chậm qua đêm tại các khu vực đỗ xe Trạm sạc nhanh một chiều với 01 bộ sạc đã được phát triển cho ô tô điện | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | |
| Lưu trữ năng lượng | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Có ắc quy cho lưới điện mini có công suất 9600Ah để cung cấp cho 80 hộ gia đình | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | |
| Lưới điện siêu nhỏ | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Lưới điện siêu nhỏ / lưới điện đảo trên đảo An Bình, huyện đảo Lý Sơn, tỉnh Quảng Ngãi | <ul style="list-style-type: none"> Tại Phú Quý, 6 MW điện gió và 10 MW điện dầu diesel, dự kiến bổ sung 1 MW điện mặt trời vào năm 2019 | |
| Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | | | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | <ul style="list-style-type: none"> Chưa có | |

| Công nghệ lưới điện thông minh | EVNNLDC | EVNNPT | EVNHanoi | EVNCPC | EVENSPC | EVNHCMC |
|-------------------------------------|--|--------|---|--------|---------|---------|
| Các dự án lưới điện thông minh khác | <ul style="list-style-type: none"> Tính toán hiệu quả của các dự án điện gió, năng lượng mặt trời đối với hoạt động của hệ thống điện quốc gia Xây dựng cơ sở hạ tầng CNTT để vận hành thị trường bán buôn điện Việt Nam | | <ul style="list-style-type: none"> Nghiên cứu đánh giá về phát triển lưới điện thông minh, xây dựng lộ trình triển khai lưới điện thông minh cho giai đoạn 2018-2026 | | | |

1.3.1 Hệ thống SCADA/EMS/DMS

| STT | Tên chương trình, dự án, chương trình | Các bên liên quan | Các nhà sản xuất | Tiêu chuẩn / Công nghệ ứng dụng / Chức năng |
|-----|--|--|--------------------------------------|--|
| 1 | Quy định: Thông số kỹ thuật và quản lý vận hành của hệ thống SCADA | ERAV | | |
| 2 | Hệ thống SCADA/EMS | EVNNLDC và trung tâm điều độ hệ thống điện khu vực | OSI - USA | Chức năng SCADA: Thu thập dữ liệu thời gian thực, Cơ sở dữ liệu lịch sử, báo động, Giao diện người-máy Các chức năng của EMS: Ước tính trạng thái, trào lưu công suất, phân tích dự phòng, điều khiển công suất phát tự động Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101 / 104 |
| 3 | Hệ thống SCADA/DMS | EVNHanoi và EVNHCMC | Các công ty quốc tế / địa phương | Chức năng SCADA: Thu thập dữ liệu thời gian thực, Cơ sở dữ liệu lịch sử, báo động, Giao diện người-máy Các chức năng DMS: Ước tính trạng thái, trào lưu công suất, phân tích dự phòng Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101 / 104 |
| 4 | Trung tâm điều khiển | 5 Tổng công ty phân phối | Công ty quốc tế / Công ty địa phương | Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101 / 104 |
| 5 | MiniSCADA | Một số công ty điện lực cấp tỉnh trực thuộc 5 Tổng công ty phân phối | Công ty quốc tế / Công ty địa phương | Chức năng SCADA: Thu thập dữ liệu thời gian thực, Cơ sở dữ liệu lịch sử, báo động, Giao diện người-máy Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101 / 104 |
| 6 | Trạm biến áp không người trực | EVNNPT và 5 Tổng công ty phân phối | Công ty quốc tế / Công ty địa phương | Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101/104 |
| 7 | Hệ thống tự động hóa trạm biến áp (hệ thống SAS) | EVNNPT và 5 Tổng công ty phân phối | Công ty quốc tế / Công ty địa phương | Tiêu chuẩn: IEC 60870-5-101/104 |

1.3.2 Hệ thống đo đếm

| STT | Tên chương trình, dự án, chương trình | Các bên liên quan | Các nhà sản xuất | Tiêu chuẩn / Công nghệ ứng dụng / Chức năng |
|-----|---|---|---|--|
| 1 | Mã đo đếm | ERAV | | |
| 2 | Hệ thống tự động thu thập dữ liệu và đo đếm từ xa (AMR) và Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) | 5 Tổng công ty phân phối điện | Landis & Gyr / Các công ty địa phương | a) a) Môi trường truyền thông tin <ul style="list-style-type: none"> • Bao gồm PLC, RS485 / RS232, Ethernet, cáp quang, xDSL; • Bao gồm RF / RF-Lưới, mạng thông tin di động. b) Khoảng cách truyền thông tin <ul style="list-style-type: none"> • Tại chỗ: Một giải pháp sử dụng các thiết bị lập chỉ mục cầm tay để thu thập dữ liệu trực tiếp tại vị trí đo; • Từ xa: Một giải pháp sử dụng hệ thống thu thập dữ liệu từ xa để thu thập dữ liệu của máy đo từ xa hoặc bộ tập trung dữ liệu (DCU) thông qua kênh truyền có dây hoặc không dây. |
| 3 | Xây dựng dự thảo Quy định kỹ thuật về cơ sở hạ tầng AMI và công tơ | EVNHCMC | Tư vấn quốc tế | Tiêu chuẩn IEC |
| 4 | Kiểm tra AMI bằng công nghệ PLC | EVNHCMC | | AMI PLC-G3 |
| 5 | Dự án thí điểm công nghệ AMI sử dụng giải pháp TrIDIA | EVNHCMC | | AMI RF-Mesh |
| 6 | Công tơ điện tử | EVNNPT và 5 Tổng công ty phân phối điện | Các công ty quốc tế / địa phương EVNCPC | Tiêu chuẩn IEC |
| 7 | Công tơ thông minh | Không | Không | |

1.3.3 Mạng viễn thông

| STT | Tên chương trình, dự án, chương trình | Các bên liên quan | Các nhà sản xuất | Tiêu chuẩn / Công nghệ ứng dụng / Chức năng |
|-----|---|--------------------------------------|------------------|---|
| 1 | Nâng cấp và xây dựng mạng lưới viễn thông | EVN và 5 Tổng công ty phân phối điện | | |

1.3.4 Quản lý nhu cầu điện và Điều chỉnh phụ tải điện

| STT | Tên chương trình, dự án, chương trình | Các bên liên quan | Các nhà sản xuất | Tiêu chuẩn / Công nghệ ứng dụng / Chức năng |
|-----|---|-------------------|------------------|---|
| 1 | Nghiên cứu, xây dựng, đệ trình các chương trình Quản lý nhu cầu điện (DSM) | ERAV | | |
| 2 | Nghiên cứu, xây dựng, đệ trình cơ chế tài chính cho chương trình Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | ERAV | | |
| 3 | Đề xuất cơ chế tài chính cho Quản lý nhu cầu điện, các chương trình Điều chỉnh phụ tải điện, cơ chế thưởng / phạt và thuế điện | ERAV, BCT | | |
| 4 | Xây dựng và đệ trình Chương trình Quản lý nhu cầu điện quốc gia năm 2017 - 2020, định hướng đến năm 2030 lên cấp phê duyệt có thẩm quyền | ERAV | | |
| 5 | Xây dựng và trình Bộ Công Thương phê duyệt: Điều chỉnh nội dung thực hiện, trình tự các chương trình Điều chỉnh phụ tải điện; Điều chỉnh nội dung nghiên cứu, phương pháp, trình tự Điều chỉnh phụ tải điện | ERAV | | |
| 6 | Dự án thử nghiệm giải pháp lưới điện thông minh cho Điều chỉnh phụ tải điện tự động của ADR được tài trợ bởi USTDA và Tập đoàn Honeywell | EVNHCMC | | |
| 7 | Chương trình thí điểm điều khiển phụ tải | EVNHCMC | | |

1.3.5 Hệ thống khác

| STT | Tên chương trình, dự án, chương trình | Các bên liên quan | Các nhà sản xuất | Tiêu chuẩn / Công nghệ ứng dụng / Chức năng |
|-----|---|---|------------------|---|
| 1 | Hệ thống ghi lỗi | EVNNLDC | Siemens | |
| 2 | Trang bị thiết bị giám sát dầu trực tuyến cho máy biến áp và cuộn trở kháng 500kV (Trang bị 101 thiết bị giám sát khí hòa tan dầu trực tuyến cho máy biến áp và cuộn trở kháng 500kV) | EVNNPT | Quốc tế | |
| 3 | Trang bị thiết bị định vị lỗi cho đường dây 500 / 220kV (69 đường dây) | EVNNPT | Quốc tế | |
| 4 | Nâng cấp hệ thống kiểm soát bảo vệ | EVNNPT | | |
| 5 | Hệ thống GIS | EVNNPT và 5 Tổng công ty phân phối điện | | |
| 6 | Kho dữ liệu | EVNNPT và 5 Tổng công ty phân phối điện | | |
| 7 | Hệ thống giám sát khu vực rộng (WAM) / Bảo vệ và kiểm soát khu vực rộng (WAPC) | EVNNLDC | | |
| 8 | Đánh giá an ninh động trực tuyến (DSA) | Không có | | |
| 9 | Hệ thống định vị sét (LLS) | EVNNPT | | |
| 10 | Phân tích khí hòa tan trong dầu trực tuyến (DGA) | EVNNPT | | |
| 11 | Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | EVNNPT | | |
| 12 | Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây (DLR) / Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | EVNNPT | | |
| 13 | Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | Không có | | |
| 14 | Máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp | Không có | | |
| 15 | Sạc xe điện (EV) thông minh | Không có | | |
| 16 | Hệ thống lưu trữ năng lượng | Không có | | |
| 17 | Lưới điện siêu nhỏ | EVNHCMC và EVNSPC | | |
| 18 | Truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | Không có | | |

1.4 Kết luận

Các bên liên quan đã triển khai nhiều dự án và chương trình theo Quyết định số 1670 / QĐ-TOT về Lộ trình phát triển lưới điện thông minh và Quyết định số 4602 / QĐ-BCT về phê duyệt Đề án tổng thể phát triển Lưới điện Thông minh tại Việt Nam. Các công nghệ lưới điện thông minh khác nhau đã được thử nghiệm hoặc triển khai trong các dự án này.

Các công nghệ sau đây đã được triển khai trên quy mô rộng hoặc nỗ lực triển khai công nghệ:

- Các bản cập nhật gần đây trong hệ thống **SCADA / EMS** đã mở rộng giám sát và điều khiển tự động cho hầu hết lưới điện truyền tải cũng như khả năng kết nối AGC cho tất cả các nhà máy điện trên 30 MW (tổng cộng 152 bao gồm 85 nhà máy điện tái tạo). Hơn nữa, hệ thống kiểm soát bảo vệ đã được cập nhật cho lưới truyền tải.
- Tất cả các máy biến áp 500 kV cũng như các máy biến áp 220 kV quan trọng đều được trang bị **Phân tích khí hòa tan trong dầu (DGA)**.
- Hầu hết các tập đoàn điện lực đã cài đặt hệ thống **SCADA / DMS**, tuy nhiên chức năng rất khác nhau: Một số DMS đã đạt được khả năng giám sát và tự động hóa cao bằng cách giám sát toàn bộ lưới phân phối 22 kV, thực hiện điều khiển điện áp/ công suất phản kháng (Volt / Var), điều khiển từ xa của RMU, máy cắt tự động đóng lặp lại (recloser) và LBS, dự báo phụ tải và tích hợp với các hệ thống khác như Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS), Hệ thống quản lý mất điện (OMS) và Định vị sự cố, cách ly và khôi phục cung cấp điện (FLISR).
- **Hệ thống quản lý mất điện (OMS)** được áp dụng ở hầu hết các tổng công ty điện lực, cùng với việc tích hợp DMS hiện đang được triển khai.
- Hầu hết các tổng công ty điện lực đang triển khai thành công hệ thống **AMR** cho phần lớn các khách hàng của mình. Hầu hết các tổng công ty điện lực đặt mục tiêu trang bị hệ thống AMR cho 100% khách hàng trong vòng một đến hai năm tới.

Ngoài ra, các công nghệ sau đây đã thấy triển khai ở quy mô nhỏ hơn hoặc một số dự án thí điểm:

- Một phần, các trạm 110 kV đã được trang bị **Hệ thống tự động hóa trạm biến áp (SAS)**.
- **Hệ thống giám sát diện rộng (WAMS)** đã được thiết lập cho 10 trong số các trạm biến áp 500 kV được kết nối với nó.
- **Hệ thống định vị sét (LLS)** đã được thiết lập với 9 cảm biến ở các khu vực khác nhau.
- **Hệ thống quản lý mất điện (FLS)** hoặc **Hệ thống định vị sự cố , Cách ly và Phục hồi cung cấp điện (FLISR)** đã được trang bị tại một số tổng công ty điện lực. Tuy nhiên, mới chỉ có một vài dự án thí điểm đang áp dụng hệ thống mới này.
- **Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS)** hiện chưa được triển khai ở quy mô rộng hơn. Chỉ có hai SVC được cài đặt tại điểm kết nối với Trung Quốc để cải thiện chất lượng điện áp.
- Chỉ mới triển khai một số thử nghiệm **Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR)**.
- **Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI)** và công tơ thông minh mới được triển khai rất hạn chế với AMI được lắp đặt cho vài trăm hộ gia đình tại một số tổng công ty điện lực.
- Quyết định 249/2018/QĐ-TTg ngày 8/3/2018 quy định chương trình **Quản lý nhu cầu điện quốc gia (DSM)** cho giai đoạn 2018-2020. Cho đến nay, chỉ có EVNHanoi báo cáo có một số khách hàng đang tham gia vào một dự án thí điểm DSM.
- EVNHCMC đã thực hiện một dự án thí điểm về **Điều chỉnh phụ tải điện (DR)**, trong đó một số khách

hàng thương mại và công nghiệp đã tham gia **Chương trình tiết giảm phụ tải điện (CLP)** và **Chương trình Điều chỉnh công suất khẩn cấp tự nguyện (VEDRP)**, bao gồm cả vận hành thí điểm của hệ thống quản lý Điều chỉnh phụ tải điện (DRMS) phần mềm.

- **Trạm sạc xe điện (EV)** và EV không có sẵn rộng rãi. Chỉ ở một số địa điểm du lịch mới có sẵn một số xe điện và EVNCPC đã phát triển thêm một trạm sạc EV sạc nhanh.
- **Lưu trữ năng lượng** chưa được triển khai trên quy mô rộng hơn. Chỉ mới có một lưới điện siêu nhỏ với pin 9600 Ah.
- **Lưới điện siêu nhỏ** mới chỉ có trên một số đảo. Đảo Phú Quý đã lắp đặt 6 MW điện gió cùng với 10 MW điện từ dầu diesel, dự kiến bổ sung 1 MW điện mặt trời vào năm 2019.
- Ngoài ra còn có một dự án hiện tại để xây dựng cơ sở hạ tầng để vận hành và giám sát việc truyền tải điện cho thị trường bán buôn điện Việt Nam cạnh tranh.

Ba công nghệ dưới đây vẫn chưa được áp dụng tại Việt Nam:

- **Đánh giá an ninh động trực tuyến (DSA)**
- **Máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp**
- **Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC)**

Các công nghệ lưới điện thông minh khác chưa được triển khai tại Việt Nam đã được lược bỏ khỏi khảo sát. Các công nghệ này sẽ được thảo luận trong các báo cáo tiếp theo của nhiệm vụ này ngoài báo cáo Nhiệm vụ 1.

2 Nhiệm vụ 2: Xu hướng lưới điện thông minh quốc tế có tiềm năng ứng dụng trong Hệ thống điện Việt Nam trong tương lai

2.1 Những thách thức tích hợp VRE

Các công nghệ Lưới điện thông minh được coi là một yếu tố quyết định chính để tăng hiệu quả trong hệ thống điện và tạo điều kiện hấp thụ năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) vào hệ thống điện. Tính chất biến động và quy mô nhà máy phát điện NLTT nhỏ hơn so với các nhà máy phát điện truyền thống quy mô lớn đặt ra nhiều thách thức đối với việc lập quy hoạch và vận hành lưới điện trong tương lai. Phần này trình bày những thách thức lớn mà một số công nghệ Lưới thông minh đang đặt mục tiêu giải quyết.

Những thách thức liên quan đến tích hợp năng lượng tái tạo biến đổi (VRE) tương quan với tỷ trọng NLTT mục tiêu và do đó thay đổi trong quá trình chuyển đổi sang tỷ trọng phát điện NLTT ngày một cao hơn. Mặc dù có thể phát sinh một số vấn đề ngay từ khi bắt đầu triển khai VRE với tác động cục bộ hạn chế, nhưng sau đó có thể phát sinh những thách thức khác khi mà NLTT chiếm tỷ trọng rất cao trong cơ cấu phát điện.

Quá trình chuyển đổi dần dần này đã được IEA chia thành bốn giai đoạn tích hợp VRE tương ứng [1]. Xuyên suốt bốn giai đoạn này, việc triển khai VRE chuyển từ không đáng chú ý (giai đoạn 1) sang đáng chú ý nhưng dễ dàng điều chỉnh (giai đoạn 2), sau đó sang tác động đáng kể đến hoạt động của hệ thống điện và nhu cầu vận hành linh hoạt hơn (giai đoạn 3) và đến giai đoạn cuối, theo đó sự ổn định hệ thống cũng trở thành một vấn đề lớn (giai đoạn 4).

Khi bắt đầu hấp thụ VRE có thể phát sinh các vấn đề cục bộ đặc biệt do các nhà máy VRE thường được lắp đặt với số lượng lớn đến một số địa điểm tập trung, do đó làm quá tải hạ tầng hệ thống điện khu vực và có khả năng gây ra sự cố điện áp. Những vấn đề như vậy có thể được giải quyết cục bộ bằng cách thực hiện nâng cấp lưới điện để kết nối chính xác các nhà máy điện VRE dự kiến.

Gần đây khi VRE chiếm tỷ trọng đáng kể trong hoạt động của hệ thống, cần thiết lập các hệ thống dự báo để ước tính chính xác lượng năng lượng mặt trời và năng lượng gió dự kiến trong vài giờ và ngày tới. Về điểm này, các quy trình điều độ sẽ phải được cập nhật để phù hợp với những thay đổi về sản lượng điện VRE. Hơn nữa, các tính

toán dự trữ nên được tối ưu hóa có xét đến tác động của VRE đối với sự mất cân bằng giữa công suất phát và nhu cầu điện, phản ánh các sự cố tiềm ẩn như sự sụt giảm nhanh chóng sản lượng điện mặt trời hoặc điện gió trong các cơn bão lớn.

Ở giai đoạn 3, khi tính linh hoạt của hệ thống trở thành một yếu tố quyết định chính, nên vận hành các máy phát truyền thống theo hướng tăng cường tính linh hoạt hoạt động. Điều quan trọng hơn nữa là bao gồm các bộ phận chính của nhà máy phát điện VRE hiện tại vào trong các quy trình điều độ và có khả năng theo dõi và kiểm soát các nhà máy VRE từ hệ thống và trung tâm điều khiển hiện có. Một ứng dụng minh họa cho điều này là sự cần thiết của việc giảm sản xuất VRE trong các tình huống khẩn cấp. Vì lý do kinh tế, nên tối ưu hóa các quy trình vận hành càng nhiều càng tốt để việc áp dụng các biện pháp cắt giảm công suất phát như vậy như là phương sách cuối cùng. Quy định về lưới điện truyền tải cần xác định các yêu cầu kỹ thuật đòi hỏi khả năng kiểm soát phù hợp tại các nhà máy VRE.

Trong giai đoạn cuối, tỷ trọng VRE sẽ đạt đến mức phát sinh các vấn đề về tính ổn định ở cấp độ hệ thống, vì chỉ còn rất ít nhà máy phát điện truyền thống đang hoạt động và do đó phải có sự kết hợp giữa kiểm soát VRE và các khả năng kiểm soát mới (ví dụ: kiểm soát phụ tải, lưu trữ quy mô lớn) để đảm bảo an ninh nguồn cung. Chỉ có một vài quốc gia đạt được mức này, bao gồm Đan Mạch và Ireland. Ở Ireland, năng lượng gió cung cấp tới 60% nguồn cung cấp điện vào một số thời điểm nhất định, điều này rất đáng chú ý vì hệ thống điện trên đảo của Ireland được kết nối yếu với hệ thống điện còn lại của châu Âu.

Bảng 1: Các tùy chọn công nghệ và thực hành vận hành cho bốn giai đoạn triển khai VRE [2]

| Type | Measures | Phase 1 | Phase 2 | Phase 3 | Phase 4 |
|-----------|---|---------|---------|---------|---------|
| Technical | Real-time monitoring and control | | ■ | ■ | ■ |
| | Enhancing capacity of transmission lines | | ■ | ■ | ■ |
| | Power plant flexibility | | | ■ | ■ |
| | Special protection scheme | | | ■ | ■ |
| | Advanced VRE technologies and design | | | ■ | ■ |
| | System non-synchronous penetration (SNSP) limit | | | | ■ |
| | Inertia-based fast frequency response (IBFFR) | | | | ■ |
| | Smart inverter | | | | ■ |
| | Advanced pump hydro operation | | | | ■ |
| | Grid level storage | | | | ■ |
| Economic | Integrating forecasting into system operations | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | Incorporating VRE in the dispatch | ■ | ■ | ■ | ■ |
| | Sophisticated sizing of operating reserves | | ■ | ■ | ■ |
| | Faster scheduling and dispatch | | ■ | ■ | ■ |
| | Co-ordination across balancing areas | | | ■ | ■ |

Như đã thảo luận ở trên, cấu hình và hoạt động của hệ thống điện cần được thay đổi và từng bước tăng cường trong suốt các giai đoạn triển khai VRE. Các biện pháp cần thiết chính được liệt kê trong một báo cáo IEA khác và được mô tả trong Bảng 1.

Mục đích của báo cáo hiện tại là làm nổi bật và trình bày các công nghệ Lưới điện thông minh đi kèm với việc thực hiện thành công các giải pháp này và thảo luận về khả năng ứng dụng trong bối cảnh hệ thống điện của Việt Nam.

Tại Việt Nam, việc triển khai VRE vẫn đang ở giai đoạn đầu. Tuy nhiên, trong những tháng gần đây, một số lượng đáng kể các nhà máy VRE đã được lắp đặt, ví dụ: với công suất điện mặt trời được báo cáo là 4 GW vào tháng 6/2019. Nhiều dự án đã được đăng ký và phê duyệt, bổ sung gigawatt công suất phát điện, thậm chí hàng chục gigawatt có khả năng được lắp đặt trong vài năm tới. Do đó, Việt Nam có thể nhanh chóng vượt qua giai đoạn 1 và 2 của việc triển khai VRE sang giai đoạn 3, khi mà VRE có tác động đáng kể và nhà máy điện VRE mới cũng như các nhà máy điện hiện tại cần có khả năng thích ứng với thiết lập hệ thống mới và kết hợp các quy trình vận hành mới. Đồng thời, phải tăng cường các trung tâm điều phối và SCADA thông qua tăng cường

khả năng theo dõi và kiểm soát.

Do đó, cần chú trọng thử nghiệm và áp dụng các công nghệ Lưới thông minh phù hợp hiện nay để các công ty truyền tải và phân phối tại Việt Nam được chuẩn bị tốt cho ba giai đoạn đầu tiên triển khai VRE. Các công nghệ như vậy được mô tả trong chương sau và sẽ được đánh giá sau đó dựa trên tầm quan trọng của chúng đối với việc triển khai VRE và hiệu quả tương ứng của từng công nghệ.

2.2 Phân loại công nghệ Lưới điện thông minh quốc tế để triển khai VRE tốt hơn

Các tiểu mục sau đây cung cấp thông tin và hiểu biết về các công nghệ Lưới điện thông minh khác nhau hiện đang được phát triển và áp dụng trên toàn thế giới nhằm thúc đẩy tích hợp VRE và được hệ thống điện Việt Nam đặc biệt quan tâm. Đối với mỗi công nghệ tương ứng, các nguyên lý hoạt động, ưu điểm và nhược điểm cũng như kinh nghiệm quốc tế được lựa chọn được trình bày cụ thể.

Mục đích của các công nghệ Lưới điện thông minh là hoạt động hiệu quả hơn của hệ thống điện, bao gồm các quy trình liên quan. Đó cũng được coi là một yếu tố quyết định cho việc tích hợp việc điện VRE, vì những thách thức được đề cập trong phần 2.1 đòi hỏi mức độ phối hợp, truyền thông và kiểm soát cao hơn đối với số lượng nhà máy điện tăng lên đáng kể.

Các tiểu mục sau đây trình bày tổng quan về các công nghệ đã được áp dụng trong nhiều hệ thống điện khác trên thế giới nhằm đáp ứng các nhu cầu mới liên quan đến tích hợp VRE cũng như hướng đến một mạng lưới điện hiệu quả và đáng tin cậy hơn.

Danh sách các công nghệ Lưới điện thông minh dựa trên các báo cáo khác nhau được tổng hợp bởi các tổ chức nổi tiếng quốc tế như Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), Cơ quan Năng lượng tái tạo Quốc tế (IRENA), Nhóm Ngân hàng Thế giới (WBG), Liên Hợp Quốc (LHQ), Trung tâm nghiên cứu chung châu Âu (JRC) và dựa vào nghiên cứu chuyên sâu của các nhóm nghiên cứu trong nước và quốc tế, báo cáo ngành và bài báo đại học (quan trọng nhất là [3] - [8]). Đây không phải là danh sách đầy đủ các công nghệ Lưới điện thông minh mà là danh sách thể hiện quan điểm của các tác giả về những công nghệ phù hợp nhất với cấu trúc hệ thống điện hiện tại và mức độ phát triển VRE tại Việt Nam.¹ Danh sách này cũng không trình bày các công nghệ đã được triển khai rộng rãi trong hệ thống điện Việt Nam bởi các công nghệ này đã được mô tả trong báo cáo Nhiệm vụ 1 của hoạt động này.

Các công nghệ Lưới thông minh trình bày dưới

đây đã được phân loại theo lĩnh vực ngành năng lượng ứng dụng dựa theo Mô hình Kiến trúc Lưới điện Thông minh (SGAM). Sự phân loại này được mô tả trong Hình 1.

Thứ tự các tiểu mục trình bày công nghệ tuân theo thứ tự được sử dụng trong hình, bắt đầu bằng các công nghệ được áp dụng chủ yếu trong lưới truyền tải, tiếp theo là các công nghệ chủ yếu tăng cường vận hành lưới phân phối và kết thúc là các công nghệ được áp dụng ở cấp độ khách hàng. Mỗi mô tả công nghệ được bổ sung thông tin về lợi ích và thách thức cho ứng dụng và kinh nghiệm quốc tế.

Mỗi phần trình bày được khép lại bằng một đánh giá về công nghệ thu được thông qua đánh giá của chuyên gia nội bộ. Sáu chuyên gia đã đánh giá riêng các công nghệ khác nhau về tầm quan trọng của chúng trên các lĩnh vực tác động sau: Tích hợp NLTT vào lưới điện, an ninh cung cấp, giảm nhu cầu gia cố lưới điện, sản xuất năng lượng phi tập trung, linh hoạt phụ tải, lưu trữ năng lượng, giao thông điện, yêu cầu bảo mật CNTT và bảo vệ dữ liệu, yêu cầu kiến trúc CNTT & truyền thông và hiệu quả năng lượng. Các kết quả đánh giá được mô tả như sơ đồ radar.

Phần 2.3 trình bày nội dung đánh giá sâu hơn toàn bộ các công nghệ Lưới thông minh về các khía cạnh thị trường cụ thể (mức độ phát triển, thâm nhập thị trường, xu hướng phát triển và tính sẵn có ở Việt Nam) và tầm quan trọng của các công nghệ này đối với tích hợp VRE.

¹Liên quan đến khả năng ứng dụng tại Việt Nam, ngoài việc tính toán sơ bộ dựa trên tỷ trọng NLTT hiện tại, việc sàng lọc hay xếp hạng cụ thể các công nghệ chưa được áp dụng ở giai đoạn này. Phát triển các tiêu chí chi tiết hơn và ứng dụng của chúng sẽ được thực hiện trong nhiệm vụ 3 và 4 của nhiệm vụ này.

| Sản xuất điện quy mô lớn | Truyền tải | Phân phối | Nguồn năng lượng được phân tán | Cơ sở của khách hàng |
|---|---|---|--------------------------------|---|
| | Dự báo NLTT không ổn định | | | |
| | Hệ thống giám sát điện rộng (WAMS) | | | |
| Đánh giá an ninh động trực tuyến (DSA trực tuyến) | | | | |
| | Truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | | | |
| | Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | | | |
| | Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | | | |
| | | Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | | |
| | | Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) cho máy biến áp phân phối | | |
| | | | Bộ biến tần thông minh | |
| | | | | Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) |
| | | | | Quản lý nhu cầu điện (DSM) & Điều chỉnh phụ tải điện (DR) |
| | | | | Nhà máy điện ảo (VPP) |
| | | | | Lưu trữ năng lượng phân tán / pin tích năng |
| | | | | Sạc xe điện thông minh |

Hình 1: Phân loại công nghệ Lưới thông minh theo các lĩnh vực năng lượng

2.2.1 Dự báo năng lượng tái tạo biến đổi

2.2.1.1 Mô tả công nghệ

Với tỷ trọng VRE trên 10%, các hệ thống dự báo điện mặt trời và sản xuất điện gió trở nên quan trọng đối với hoạt động của hệ thống điện. Thông tin về lượng điện tái tạo phát lên lưới trước thời điểm (bao gồm cả phân phối không gian của điện tái tạo) hỗ trợ điều độ hiệu quả về mặt kinh tế của nhà máy điện truyền thống cũng như quản lý tắc nghẽn lưới điện.

Dự báo thường dao động từ vài phút đến tối đa 48 giờ và dựa trên sự kết hợp có trọng số của nhiều mô hình thời tiết. Các mô hình toán học này sử dụng dữ liệu thời tiết hiện tại và do đó đòi hỏi mạng lưới cảm biến rộng và đôi khi là các tài nguyên tính toán quan trọng.

Độ chính xác dự báo nhìn chung được cải thiện với khoảng cách ngắn hơn đến thời gian thực và, do hiệu ứng làm mịn với độ lan truyền địa lý lớn hơn. Ở cấp quốc gia, sai số dự báo trung bình (được đo bằng căn bậc hai sai số bình phương trung bình hoặc RMSE) cho các dự báo ngày tới thường ở mức 5%. Ví dụ, ở Đức, sự không chắc chắn của dự báo năng lượng gió trên toàn quốc là khoảng 2-3% RMSE công suất lắp đặt, trong khi đó phạm vi dao động là từ 10% đến 30% cho các nhà máy điện gió đơn lẻ.

Dự báo VRE có thể được sử dụng thêm trong các lĩnh vực công nghệ lưới điện thông minh khác: Đối với việc giám sát giới hạn truyền tải của đường dây (xem mục 2.2.6), công suất đường dây có thể được tính dựa trên các tình huống thời tiết dự báo. Đối với hệ thống đánh giá an ninh động trực tuyến (xem phần 2.2.3 trạng thái mạng dự kiến có thể được tính toán để xác định giới hạn an ninh hệ thống. Ngoài ra, dự báo VRE còn đóng vai trò thiết yếu trong việc lập lịch trình điều độ các nhà máy điện trong Nhà máy điện ảo (xem mục 2.2.12).

2.2.1.2 Lợi ích và tác động

Do sự không chắc chắn trong sản lượng điện gió và mặt trời, hệ thống dự báo tốt là nhân tố quan trọng để tối ưu hóa vận hành hệ thống điện và điều độ phát điện. Đặc biệt trong các hệ thống với tỷ trọng VRE cao hơn, dự báo VRE

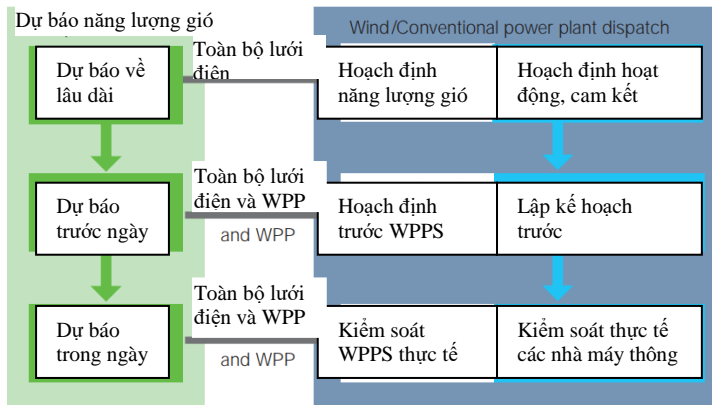
được chứng minh là mang lại những lợi ích kinh tế đáng kể cho hệ thống. Các sự kiện cụ thể như hoạt động bão, khi đó nhiều nhà máy điện gió có thể đạt tốc độ ngưỡng ngừng phát điện, có thể được dự báo hiệu quả thông qua các biện pháp dự báo tăng giảm công suất phát và thực hiện các biện pháp giảm thiểu trước đó, nhờ vậy tăng cường an ninh hệ thống.

2.2.1.3 Thách thức và hạn chế

Cơ sở dữ liệu chính xác về các nhà máy điện mặt trời và năng lượng gió liên quan đến vị trí, quy mô và các thông số kỹ thuật của các tua-bin gió/tấm pin mặt trời cần được thiết lập và duy trì để đảm bảo độ chính xác dự báo. Việc đưa ra quy định bắt buộc thu thập thông tin tập trung này trong các quy định về lưới điện truyền tải là rất hữu ích. Cần thiết lập kế hoạch đăng ký nói trên sớm, để không cần thu thập dữ liệu hồi tố khi công suất phát điện tái tạo chiếm tỷ lệ đáng kể. Các dịch vụ dự báo thường được các nhà cung cấp dịch vụ chuyên biệt cung cấp cho các nhà khai thác hệ thống.

2.2.1.4 Kinh nghiệm quốc tế

Ở châu Âu, dự báo VRE được sử dụng để tối ưu hóa danh mục đầu tư phát điện của các công ty dịch vụ cho thị trường ngày tới và trong ngày. Ví dụ, ở Đức, những người tham gia thị trường bị phạt vì sai lệch sản lượng điện được cung cấp. Danh mục đầu tư VRE lớn hơn làm giảm những sai lệch này, thúc đẩy việc triển khai Nhà máy điện ảo (xem mục 2.2.12). Các nhà khai thác hệ thống châu Âu sử dụng dự báo VRE để tính toán Dự báo tắc nghẽn ngày trước. Dự báo này tính toán tắc nghẽn dự kiến trên các khu vực giao dịch và các đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO) sử dụng các kết quả dự báo đó để lên kế hoạch các biện pháp điều độ lại và cắt giảm công suất phát. Dự báo khu vực trên các quy mô khác nhau cũng được tính toán cho phân tích an ninh và thông tin lưới điện. Ví dụ, DSO Avacon của Đức sử dụng dự báo VRE khu vực kết hợp với tính toán trào lưu công suất để xác định tắc nghẽn lưới cục bộ và giảm tối đa việc cắt giảm công suất phát VRE.



Hình 2: Hoạt động của hệ thống tại Trung Quốc có tính đến dự báo điện năng [9]

2.2.1.5 Đánh giá



2.2.2 Hệ thống đo lường điện rộng (WAM)

2.2.2.1 Mô tả công nghệ

Giám sát hệ thống điện là cần thiết cho đơn vị vận hành hệ thống để duy trì độ tin cậy và ổn định của lưới điện. Sự cố mất điện năm 2003 tại Hoa Kỳ đã cho thấy sự cần thiết của hệ thống giám sát điện rộng hoặc hệ thống đo lường điện rộng (WAMS) để cảnh báo sớm về sự mất ổn định lưới điện và ngăn ngừa sự xáo trộn và mất điện diện rộng. WAMS cung cấp một ứng dụng giám sát hiện đại bằng cách sử dụng dữ liệu đồng bộ để đánh giá tình hình lưới trong thời gian thực.

Nói chung, WAM bao gồm các đơn vị bộ đo đồng bộ góc pha (PMU), bộ tập trung dữ liệu góc pha (PDC) và phần mềm để cung cấp phân tích dữ liệu cho đơn vị vận hành hệ thống. PMU là một thiết bị đo cường độ và góc pha của điện áp và dòng điện tại một vị trí nhất định trong một trạm biến áp. Các tín hiệu từ nhiều trạm biến áp khác nhau được gửi đến PDC để phân tích hệ thống điện động. Tính năng chính của hệ thống PMU là độ phân giải thời gian cao 10-60 mẫu mỗi giây, được đồng bộ hóa thời gian trên tất cả các PMU thông qua GPS, trong khi SCADA chỉ có thể cung cấp một mẫu mỗi 2-4 giây với chênh lệch thời gian nhỏ giữa các phép đo, tùy thuộc vào tốc độ truyền thông. Do đó, PMU thường được sử dụng để đưa ra các phép đo điện động với mục đích giám sát khu vực rộng hơn là các khía cạnh giám sát cục bộ.

WAMS có thể được sử dụng như một hệ thống độc lập hoặc được tích hợp với EMS để nâng cao nhận thức về tình huống của đơn vị vận hành hệ thống. Dữ liệu từ WAMS cũng có thể hỗ trợ các tính năng bảo vệ như tự phục hồi và thông báo về sự cố mất điện tiềm năng như là một phần của hệ thống Kiểm soát và Bảo vệ Khu vực Rộng (WAPC).

2.2.2.2 Lợi ích và tác động

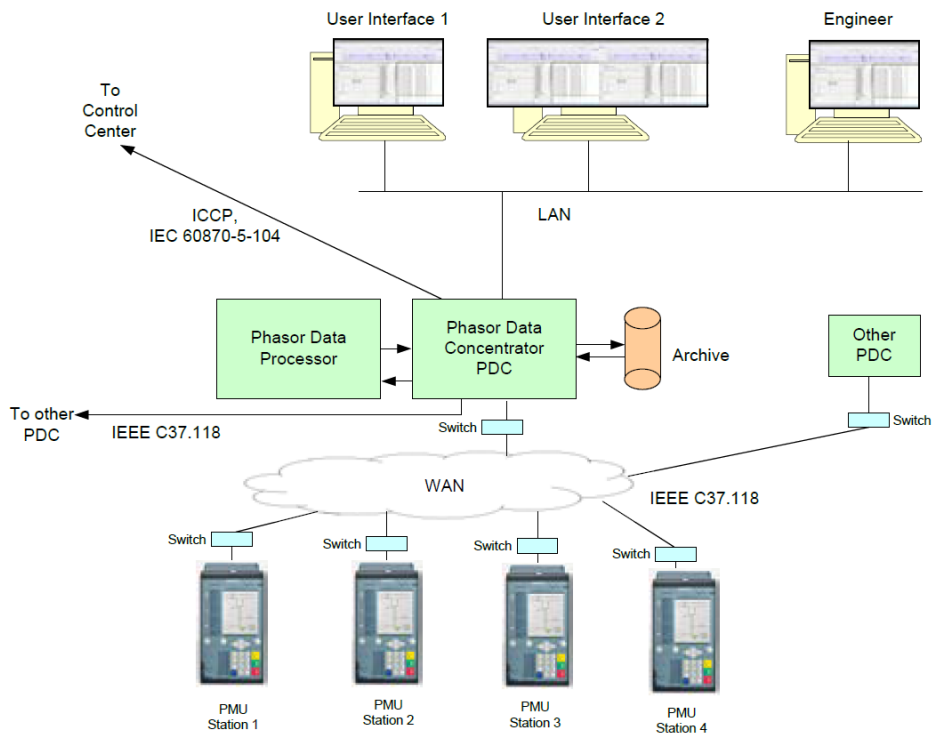
WAMS giúp đơn vị vận hành hệ thống giám sát và phân tích trạng thái hệ thống cho các mạng điện lớn trong thời gian thực. Đơn vị vận hành hệ thống có thể tránh được một số sự cố mất điện thông qua phát hiện sớm các tình huống quan trọng hoặc có thể chuẩn bị cho việc khôi phục hệ thống. WAMS có thể tăng cường tích hợp tài nguyên năng lượng phân tán (DER) bằng cách cung cấp giám sát tình hình thời gian thực và cải thiện hiệu suất quản lý mạng.

2.2.2.3 Thách thức và hạn chế

Cơ sở hạ tầng truyền thông và trực quan hóa là thách thức chính đối với WAMS, sau đó là chất lượng dữ liệu và an ninh mạng. Cơ sở hạ tầng truyền thông phải cung cấp truyền dữ liệu hiệu quả giữa các PMU, PDC, trung tâm dữ liệu và ứng dụng. Việc tích hợp tín hiệu vệ tinh GPS đảm bảo các đơn vị PMU được đồng bộ hóa với độ chính xác cao đến mili giây. Thông tin cần được trực quan hóa theo phương thức phù hợp, cho phép nhân viên trung tâm điều khiển đánh giá đúng tình hình.

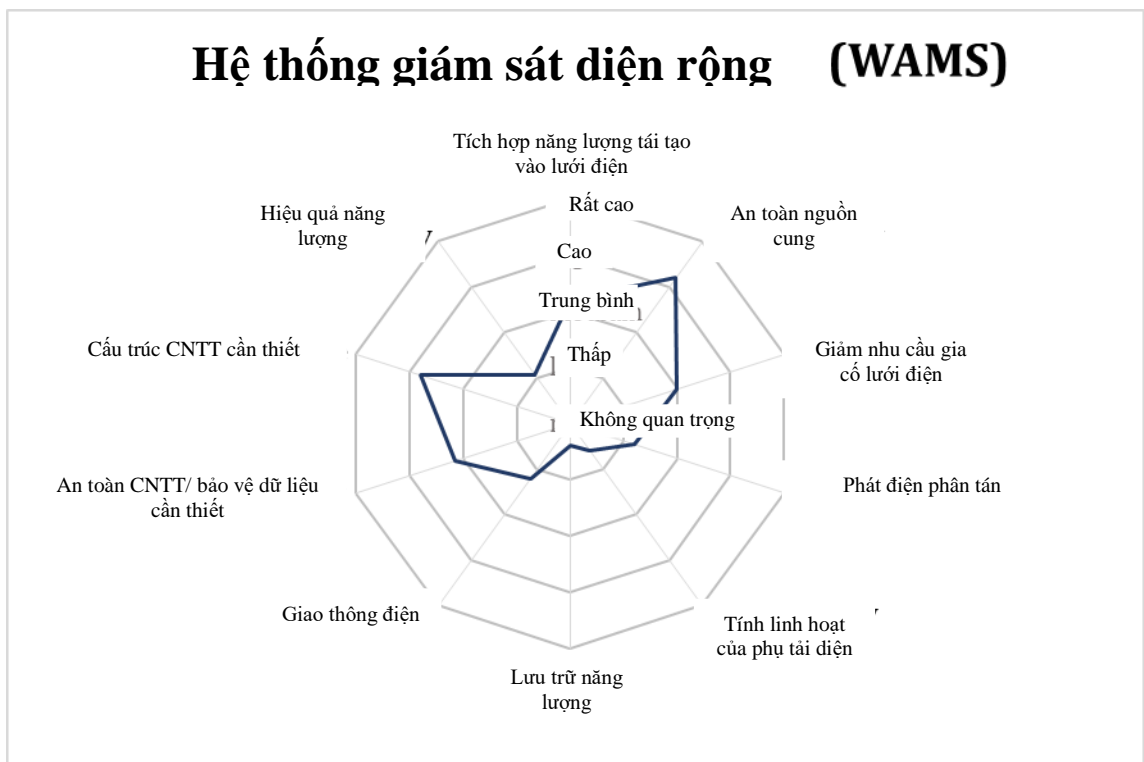
2.2.2.4 Kinh nghiệm quốc tế

WAMS đã được triển khai trong các hệ thống điện khác nhau trên toàn thế giới. Ví dụ, TSO của Ý đã áp dụng WAMS để cải thiện hoạt động của hệ thống sau khi mất điện vào năm 2003. Cơ quan Phát điện của Thái Lan (EGAT) nhằm mục đích triển khai WAMS để giám sát phụ tải của 230 đường truyền Kilovolt giữa miền nam và miền trung Thái Lan. Ấn Độ đặt mục tiêu đầy tham vọng là triển khai WAMS cho 350 trạm biến áp của Lưới điện phía Bắc. Tiến trình đầu tiên nhằm giám sát dòng điện của 110 trạm, và hệ thống WAMS vận hành hoàn chỉnh sẽ bao gồm 1.184 PMU và 34 trung tâm điều khiển trên khắp Ấn Độ để theo dõi thời gian thực với màn hình địa lý.



Hình 3: Cấu trúc WAMS [10]

2.2.2.5 Đánh giá



2.2.3 Đánh giá an ninh động trực tuyến (Online-DSA)

2.2.3.1 Mô tả công nghệ

Ngày nay, bảo mật hệ thống thường được tính toán dựa trên các tính toán trạng thái ổn định, thường chỉ xem xét các giới hạn nhiệt của các mạng lưới truyền tải. Những tính toán này có thể được tăng cường bằng đánh giá an ninh động (DSA) để đánh giá tính ổn định động của lưới điện cho các trường hợp sự cố ngẫu nhiên chính. Thông thường, các tính toán này được thực hiện ngoại tuyến và cung cấp công cụ đặc biệt hữu ích cho việc lập quy hoạch hệ thống điện và xác định giới hạn ổn định có thể được đưa vào trong hướng dẫn vận hành của đơn vị điều hành hệ thống. Gần đây, hoạt động này có thể được tăng cường hơn nữa bằng cách tính toán độ ổn định trực tuyến hay còn gọi là DSA trực tuyến.

DSA trực tuyến có thể trở thành một công cụ hỗ trợ hữu ích cho các nhà khai thác hệ thống lưới điện, nhưng người phải đối phó với các tình huống ngày càng phức tạp trong hệ thống điện nếu tỷ trọng VRE ở mức cao. Bằng cách này, các giới hạn ổn định liên tục được tính toán lại trong thời gian thực và do đó cho phép sử dụng mạng lưới truyền tải cao hơn so với DSA ngoại tuyến khi mà tình huống xấu nhất sẽ luôn quyết định giới hạn ổn định. Trạng thái hoạt động hiện tại của lưới điện được thể hiện qua hệ thống SCADA, thường được bổ sung các phép đo đồng bộ góc pha từ hệ thống đo lường điện rộng (xem mục 2.2.1).

2.2.3.2 Lợi ích và tác động

Thông qua việc theo dõi liên tục các giới hạn ổn định, bảo mật hệ thống được tăng lên và nguy cơ mất điện giảm. Điều này có nghĩa là việc sử dụng các tài sản truyền có thể được tăng lên cho đến khi đạt đến giới hạn ổn định. Dữ liệu có thể được sử dụng để đưa ra các khuyến nghị cho các hành động kiểm soát phòng ngừa hoặc thậm chí để thiết kế Hệ thống bảo vệ đặc biệt (SPS). Hơn nữa, hệ thống cho phép xác định dự trữ công suất tác dụng và phản kháng cần thiết.

2.2.3.3 Thách thức và hạn chế

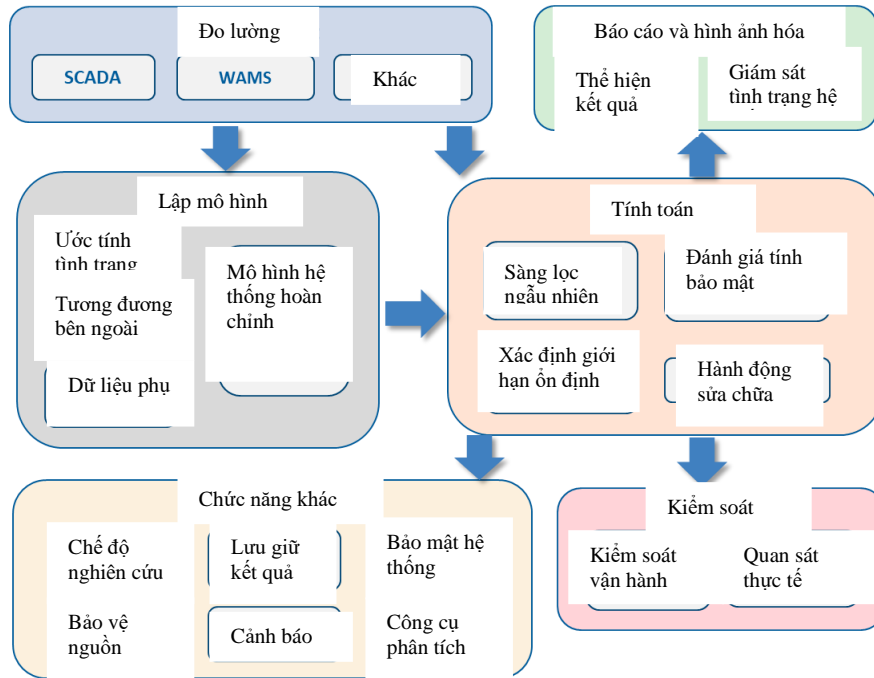
Thông tin chi tiết về hoạt động của máy phát điện truyền thống và phi truyền thống cần phải

có sẵn. Đối với các nhà máy điện mới, các thông số kỹ thuật liên quan có thể được thực hiện theo quy định về lưới điện truyền tải để đảm bảo xác thực (ví dụ: thông qua chứng nhận) các thông tin và mô hình có liên quan đó và cung cấp cho nhà điều hành hệ thống. Lợi ích của việc có được các mô hình như vậy cần được cân nhắc với chi phí phát sinh liên quan đến việc tạo và cung cấp các mô hình này. Hơn nữa, đối với các nhà máy điện cũ, các thông số động có thể khó đánh giá được. Cũng cần phải đảm bảo các dữ liệu được thu thập và tích hợp một cách đáng tin cậy vào công cụ DSA trực tuyến.

2.2.3.4 Kinh nghiệm quốc tế

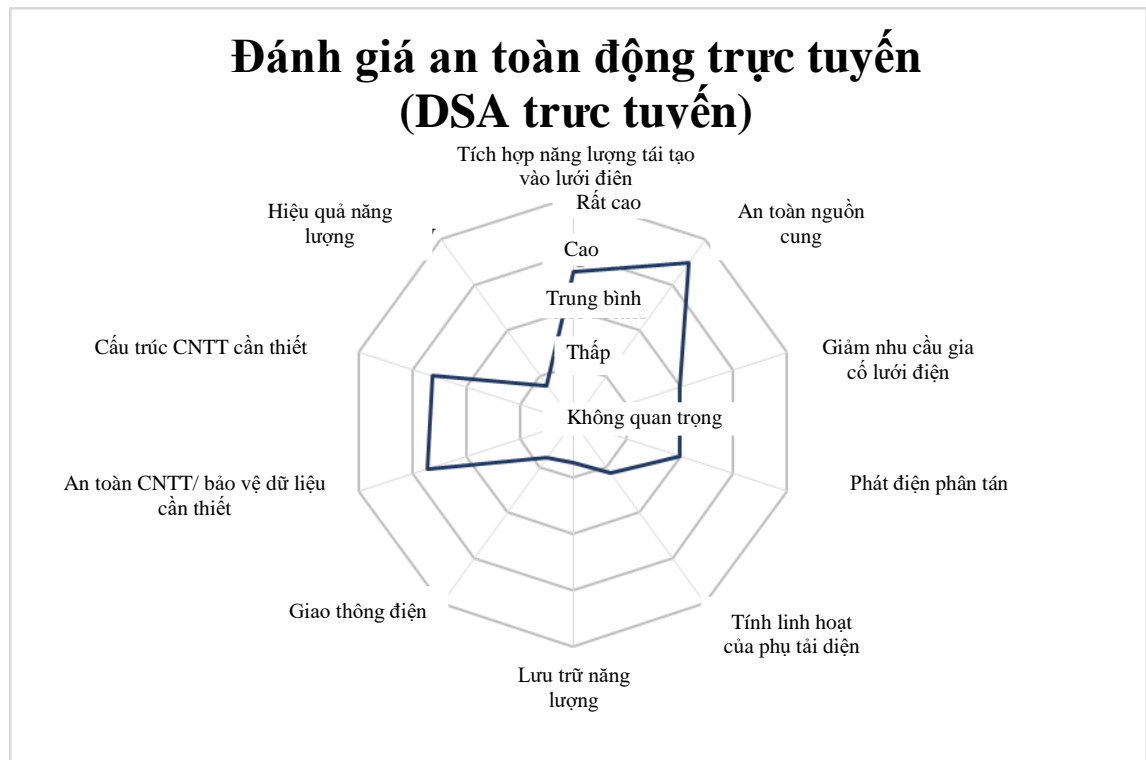
Hầu hết các nhà khai thác hệ thống ở Hoa Kỳ cũng như một số nhà khai thác hệ thống ở châu Âu đang sử dụng DSA trực tuyến để thực hiện đánh giá độ ổn định với độ chính xác cao hơn. Công ty lưới điện quốc gia Ailen Eirgrid đã cài đặt Công cụ đánh giá an ninh gió (WSAT) dựa trên DSATools của PowerTech trong trung tâm điều khiển EirGrid như một ứng dụng thời gian thực để tính toán công suất phát điện gió cho phép tối đa cho điều kiện thời gian thực cũng như trong điều kiện dự báo (tích hợp với dữ liệu dự báo gió). Bằng cách đánh giá điện áp và độ ổn định quá độ, EirGrid hiện có thể xử lý được tỷ trọng VRE tới 65% trên lưới bất cứ lúc nào, mặc dù thực tế là lưới điện Ailen chỉ được kết nối yếu với mạng lưới điện châu Âu còn lại và do đó dễ quan sát các vấn đề độ ổn định hơn.

Giống như Ireland, Tây Ban Nha cũng có một phần lớn năng lượng gió và chỉ có một số kết nối với các nước láng giềng. Đơn vị vận hành hệ thống điện của Tây Ban Nha đã thành lập Trung tâm điều khiển năng lượng tái tạo (CECRE) năm 2006, chuyên giám sát và kiểm soát tất cả các nhà máy điện gió trên 10Megawatt. Trong CECRE, DSA trực tuyến có tên GEMAS đã được cài đặt vào năm 2008, cứ 20 phút lại thực hiện đánh giá mức độ thâm nhập tối đa của năng lượng gió do điện áp và ổn định quá độ. Nếu vượt quá giới hạn ổn định, đơn vị vận hành hệ thống Tây Ban Nha được phép cắt giảm năng lượng gió.



Hình 4: Nguyên tắc hoạt động và đánh giá chức năng của DSA trực tuyến [11]

2.2.3.5 Đánh giá



2.2.4 Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC)

2.2.4.1 Mô tả công nghệ

Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) đặc biệt hữu ích đối với việc truyền tải điện trên một khoảng cách dài. Đây có thể là công nghệ phù hợp cho kết nối từ xa của các nhà máy điện VRE được lắp đặt ở các khu vực có nguồn năng lượng mặt trời hoặc năng lượng gió cao (ví dụ: các nhà máy điện gió ngoài khơi hoặc nhà máy năng lượng mặt trời sa mạc) hoặc cho các trung tâm phụ tải bị tắc nghẽn cao. Hơn nữa, các trạm chuyển đổi AC/DC chuyển đổi nguồn AC từ đường truyền sang nguồn DC và ngược lại cũng là một công cụ để kiểm soát trào lưu công suất trong lưới truyền tải. Trong các hệ thống truyền tải AC, trào lưu công suất được xác định thông qua các tham số vật lý của các đường truyền AC. Điều này có thể dẫn đến quá tải một số đường dây trong khi những đường dây khác vẫn còn công suất chưa sử dụng. Với HVDC, có thể tối ưu hóa trào lưu công suất bằng cách phân phối lại trào lưu công suất và do đó đạt được phụ tải đường truyền cân bằng hơn, do đó, tăng công suất truyền dẫn chung.

Thông thường các đường dây trên cao được sử dụng cho các kết nối HVDC trên đất liền, trong khi đó các nhà máy điện gió ngoài khơi kết nối cáp điện ngầm được sử dụng.

2.2.4.2 Lợi ích và tác động

Đầu tư ban đầu cho một trạm chuyển đổi HVDC cao hơn nhiều so với đầu tư cho một trạm biến áp HVAC. Tuy nhiên, chi phí đầu tư của hệ thống truyền tải HVDC tổng thể có thể thấp hơn so với chi phí của hệ thống truyền tải HVAC nếu tiết kiệm chi phí trong đường truyền và bù công suất phản kháng có thể bù cho chi phí trạm HVDC cao hơn. Điều này thường đạt được nếu đạt được khoảng cách truyền nhất định (điểm hòa vốn). Do đó, HVDC có thể cung cấp giải pháp thay thế rẻ hơn đối với các đường truyền tải dài, ví dụ: để kết nối với các quốc gia khác hoặc các nhà máy điện VRE xa

như năng lượng gió ngoài khơi. HVDC còn cho phép kiểm soát trào lưu công suất, tối ưu hóa việc sử dụng lưới truyền tải, ví dụ: để cung điện cho các khu vực tắc nghẽn.

2.2.4.3 Thách thức và hạn chế

Ngoài chi phí đầu tư ban đầu cao, cũng cần phải vượt qua một số thách thức kỹ thuật liên quan đến dòng điện ngắn mạch, sóng hài (có thể cần các bộ bù lọc đất tiền) và hệ thống nối đất phức tạp cũng như thiết kế và xây dựng các tiêu chí của quy trình thử nghiệm phù hợp. Ngoài ra, khả năng kiểm soát tích cực của HVDC đòi hỏi phải thiết lập hệ thống liên lạc đáng tin cậy và liên tục.

2.2.4.4 Kinh nghiệm quốc tế

HVDC đã được triển khai trên toàn thế giới để truyền tải điện với khoảng cách xa.

Trung Quốc là quốc gia tiên phong trong việc lắp đặt các đường dây truyền tải HVDC, với phần lớn công suất trên toàn thế giới được lắp đặt tại quốc gia này. Hiện tại, hơn 20 kết nối HVDC với điện áp trong khoảng 500 đến 1100 Kilovolt đã được lắp đặt, chuyển phần lớn năng lượng từ các nhà máy phát điện quy mô lớn như điện than và thủy điện ở phía tây Trung Quốc sang các trung tâm phụ tải ở miền đông Trung Quốc.

Ở châu Âu, công nghệ HVDC chủ yếu được sử dụng để kết nối hệ thống điện các quốc gia và kết nối các nhà máy điện gió ngoài khơi ở Biển Bắc và Biển Baltic, với triển vọng dài hạn theo hướng mở rộng lưới điện truyền tải HVAC cho hệ thống truyền tải điện xoay chiều hiện có của châu Âu.

Ở một số quốc gia khác như Ấn Độ, nhu cầu điện tăng trưởng cao cũng đang thúc đẩy triển khai HVDC. Thái Lan và Malaysia đang triển khai liên kết HVDC 300 Megawatt để cải thiện độ tin cậy lưới điện và giảm tổn thất điện.



Hình 5: Đường dẫn HVDC được đề xuất ở Biển bắc, kết nối các nhà máy điện gió trên bờ và liên kết với các quốc gia châu Âu [12]

2.2.4.5 Đánh giá



2.2.5 Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS)

2.2.5.1 Mô tả công nghệ

Công suất phản kháng có tác động trực tiếp đến sự ổn định của điện áp trong các hệ thống điện. Tỷ lệ NLTT biến đổi cao thâm nhập vào các hệ thống điện gây ra vấn đề về sự ổn định điện do sự biến động về sản lượng điện phát. Các lưới điện yếu có tích hợp NLTT biến đổi thường phải đối mặt với các vấn đề dao động điện có thể gây hạn chế khả năng truyền tải. Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải tăng cường độ ổn định của hệ thống điện bằng cách cung cấp bù công suất phản kháng phản ứng nhanh cho mạng truyền tải cao áp.

Có nhiều công nghệ khác nhau để bù song song và bù nối tiếp, bao gồm bộ bù tĩnh (SVC), bộ bù đồng bộ tĩnh (STATCOM) cũng như bộ bù mạch nối tiếp đồng bộ tĩnh và tụ điện nối tiếp được điều khiển hoặc đóng cắt bằng thyristor và cuộn kháng nối tiếp. Việc lựa chọn bộ bù và lọc sóng hài phụ thuộc vào các yêu cầu khác nhau về mạng. Thông thường, các bộ bù như SVC được kết nối song song với các phụ tải cần được bù. Lượng hỗ trợ công suất phản kháng có thể được điều chỉnh theo bộ bù.

Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải được coi là công cụ có hiệu suất cao để tích hợp NLTT biến đổi nhằm hỗ trợ bù công suất phản kháng động để ổn định điện áp. Có thể tích hợp nhiều NLTT biến đổi trong mạng lưới trong đường truyền hiện có. Một số bộ bù tĩnh đôi khi được sử dụng làm Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải có thể định vị lại tạm thời cho đến khi vấn đề ổn định có thể được giải quyết bằng các phương thức khác như gia cố lưới điện.

2.2.5.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải được coi là thiết bị mạnh mẽ để tăng cường chất lượng điện năng có tích hợp NLTT biến đổi, ví dụ: độ ổn định điện áp, bù công suất

phản kháng, tăng cường khả năng truyền tải điện, giảm dao động điện và cải thiện độ ổn định quá độ. Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải có thể tăng cường công suất mạng lưới bên cạnh việc tăng cường mạng lưới tại các nút yếu cần hỗ trợ công suất phản kháng. Các bộ bù tĩnh có thể định vị lại cung cấp độ linh hoạt định vị lại sau khi thay đổi cấu hình mạng lưới đã giải quyết được vấn đề ban đầu.

2.2.5.3 Thách thức và hạn chế

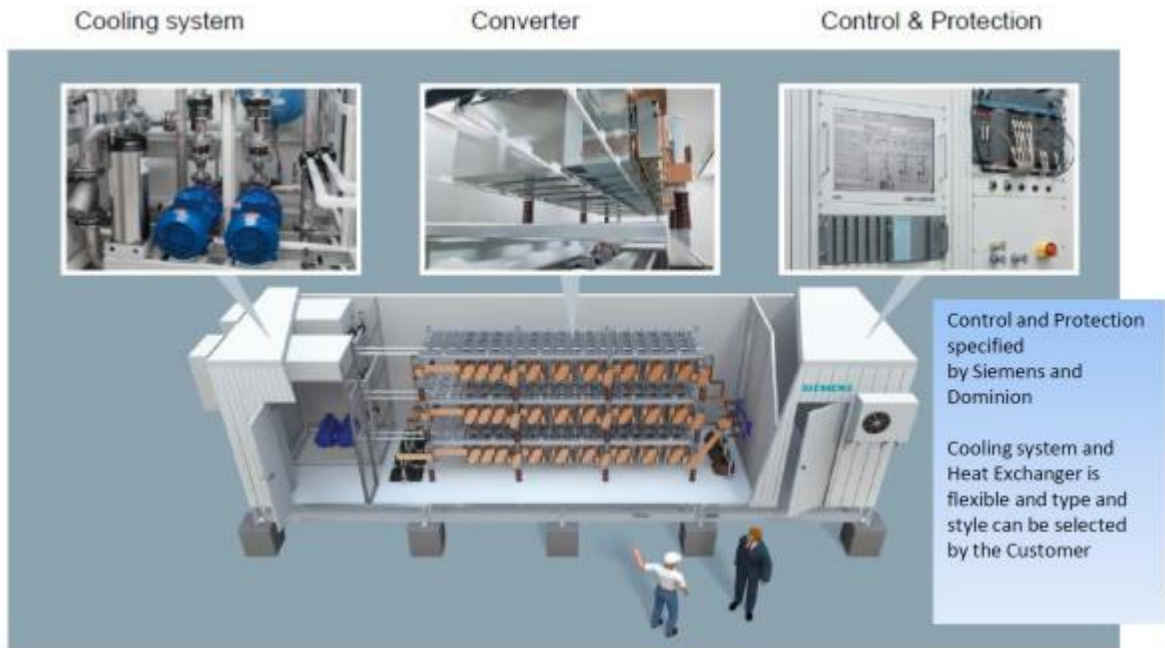
Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải là các thiết bị đắt tiền cần được lên kế hoạch vị trí và xác định kích thước cẩn thận để hệ thống trở thành một khoản đầu tư hiệu quả. Đặc biệt trong trường hợp tích hợp NLTT biến đổi, đơn vị vận hành hệ thống nên tiến hành phân tích trước để kiểm tra xem Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải có cần thiết hay không. Bộ bù tĩnh có thể định vị lại có thể phù hợp với đơn vị vận hành hệ thống truyền tải (TSO) hơn so với bộ bù tĩnh cố định nếu chỉ sử dụng bộ bù tĩnh SVC như một giải pháp tạm thời.

2.2.5.4 Kinh nghiệm quốc tế

PLN, công ty sản xuất và phân phối điện ở Indonesia triển khai lắp đặt các bộ bù tĩnh có thể định vị lại tại trạm biến áp 150 Kilôvôn tại Jember bằng cách xem xét trào lưu công suất giữa nguồn cấp điện và nhu cầu phụ tải để xác định vị trí của bộ bù tĩnh.

Công ty TNHH Power Grid Corporation of India Limited (PGCIL) đã triển khai các hệ thống bộ bù tĩnh quy mô lớn tại các trạm 400 Kilôvôn ở Rajasthan, Punjab và Kashmir để cải thiện chất lượng điện và độ ổn định của hệ thống điện.

Một bộ bù tĩnh khác điện cảm 50 Mvar đến điện dung 300 Mvar được triển khai tại thành phố Bang Saphan của Thái Lan ở giữa một đường truyền 230 Kilôvôn dài 700 km, giúp tăng công suất truyền điện và độ ổn định quá độ.



Hình 6: Giải pháp STATCOM di động do Siemens cung cấp và Dominion Energy (công ty điện lực Mỹ) thực hiện. STATCOM được đặt bên trong xe moóc và có thể giải quyết các sự cố vận hành tạm thời trong khi các giải pháp dài hạn được xây dựng, ví dụ: do việc triển khai NLTT biến đổi ngày càng tăng [13]

2.2.5.5 Đánh giá



2.2.6 Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR)

2.2.6.1 Mô tả công nghệ

Công suất truyền tải khả dụng (ATC) là dữ liệu cần thiết để người hành hệ thống để xác định nhu cầu xây dựng cơ sở hạ tầng đường truyền mới. Thông thường, công suất của một đường truyền được đánh giá theo các điều kiện tiêu chuẩn, có tính đến các giá định thận trọng chẳng hạn như nhiệt độ môi trường xung quanh cao, bức xạ mặt trời cao và tốc độ gió thấp.

Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR), còn gọi là Giám sát giới hạn truyền tải của đường dây (DLR), giám sát các đường truyền tải động hoặc thời gian thực để ước tính công suất thực tế dựa trên các điều kiện thời gian thực. Có thể giám sát các thông số khác nhau: Có thể đo nhiệt độ đường truyền và độ võng đường truyền, giúp nắm bắt rõ điều kiện vận hành thực tế (giám sát trực tiếp). Ngoài ra, cũng có thể đo hoặc ước tính (giám sát gián tiếp) nhiệt độ môi trường, hướng gió và tốc độ gió.

Dữ liệu về điều kiện thời tiết này có thể dựa trên các phép đo trực tiếp gần với đường truyền, đến từ các mô hình thời tiết, hoặc theo các ước tính sơ bộ dựa trên chu kỳ theo mùa và theo ngày. Đơn vị vận hành hệ thống càng có nhiều thông tin thì dự đoán về tình trạng vận hành thực tế của đường truyền càng chính xác. Dữ liệu được truyền đến trạm biến áp và trung tâm điều khiển của đơn vị vận hành hệ thống, nhờ đó, cũng có thể tăng công suất truyền tải khả dụng. Nhìn chung, việc sử dụng tối ưu hóa công suất truyền tải giúp giảm nhu cầu đầu tư vào đường truyền, tối ưu hóa trào lưu công suất và cải thiện độ tin cậy của hệ thống.

2.2.6.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Lợi ích chính của Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây là tăng cường sử dụng mạng lưới truyền tải hiện có và giảm tắc nghẽn đường truyền. Các cảm biến có thể cung cấp dữ liệu thời gian thực của mạng lưới cùng các thông số đường truyền và phụ tải hiện tại. Điều này giúp trì hoãn việc tăng cường mạng lưới và có thể đặc biệt hữu ích đối với việc tích hợp NLTT biến đổi, vì sản lượng điện gió cao vốn dĩ liên quan đến tốc độ gió cao và do đó tăng

cường làm mát các đường dây truyền tải.

2.2.6.3 Thách thức và hạn chế

Xác định vị trí và số lượng của thiết bị đo cần thiết để tạo thuận lợi cho việc ước tính tốt các điều kiện vận hành thực tế phục vụ đánh giá Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây là một nhiệm vụ đầy thách thức, đòi hỏi phải đánh giá dữ liệu lịch sử và tình huống của mạng lưới. Ngược lại, số lượng lớn các thiết bị đo lường cần thiết để đánh giá chính xác sẽ làm tăng chi phí áp dụng rộng rãi công nghệ này. Do đó, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây thường được áp dụng theo từng trường hợp dựa trên phân tích lợi ích chi phí được thực hiện trước đó.

Hơn nữa, tại các quốc gia như Việt Nam với nhu cầu đang tăng trưởng ở mức lớn, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây chỉ có thể tạm thời trì hoãn việc đầu tư vào truyền tải và vẫn có thể trở nên cần thiết một vài năm sau đó. Cuối cùng, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây không thể tăng cường công suất truyền tải khả dụng của các đường truyền bị giới hạn bởi các ràng buộc ổn định động chẳng hạn như mất ổn định điện áp.

2.2.6.4 Kinh nghiệm quốc tế

Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây đã được các đơn vị vận hành hệ thống triển khai áp dụng để giám sát hiệu suất đường truyền ở một số quốc gia như Mỹ, Đức, Thụy Điển và Úc. Công ty Cung cấp Điện lực Oncor và Cơ quan Điện lực New York đã triển khai Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây để tăng cường công suất các đường truyền hiện có. Ở Thụy Điển, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây được sử dụng để theo dõi tích hợp điện gió. Ở Úc, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây được triển khai với dữ liệu thời gian thực để tăng công suất truyền tải nhằm tích hợp NLTT. Ví dụ, ở Tasmania, công suất truyền tải khả dụng có thể tăng tới 40% trong điều kiện gió mạnh. TenneT, đơn vị vận hành hệ thống truyền tải của Hà Lan và các vùng của Đức, đang áp dụng Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây cho khoảng 40% đường dây truyền tải trên cao, có tính đến các điều kiện thời tiết thực tế khi tính toán.



Hình 7: Các mô-đun đo độ võng đường truyền từ công ty Ampacimon có trụ sở tại Bỉ, được lắp đặt tại các đường truyền của elia TSO của Bỉ. Các mô-đun này cho phép tính toán liên tục lưu lượng cố định tối đa mà đường truyền đang hỗ trợ. [14]

2.2.6.5 Đánh giá



2.2.7 Tự động hóa lưới điện phân phối (DA)

2.2.7.1 Mô tả công nghệ

Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) bao gồm toàn bộ các công nghệ và hệ thống cung cấp nhiều tính năng và chức năng cho phép đơn vị vận hành hệ thống phân phối nâng cao hiệu quả vận hành và tăng cường tích hợp NLTT biến đổi. Với tỷ trọng NLTT biến đổi cao được tích hợp trong lưới điện phân phối, chẳng hạn như các nhà máy điện mặt trời áp mái và các nhà máy điện gió nhỏ, cần phải tăng cường giám sát việc sản xuất NLTT biến đổi và quản lý hiệu quả tích hợp nguồn điện vào lưới điện phân phối. Nhờ thực hiện các biện pháp hiệu quả, có thể tăng khả năng lưới điện phân phối có thể tiếp nhận một lượng lớn điện từ các nhà máy phát điện NLTT biến đổi. Đồng thời, giảm nhu cầu nâng cấp cơ sở hạ tầng lưới điện phân phối tốn kém do thiết bị có thể được sử dụng hiệu quả hơn và giảm thiểu tình trạng quá tải mạng lưới và các mức điện áp không cho phép.

Các chức năng cụ thể của Tự động hóa lưới điện phân phối liên quan đến tích hợp NLTT biến đổi bao gồm:

- Tăng cường giám sát và điều khiển từ xa các mạng lưới phân phối để sử dụng tối ưu hóa lưới phân phối và phát hiện các tình huống quá tải và vi phạm điện áp;
- Điều khiển bộ chỉnh áp tự động của máy biến áp cấp điện và phân phối dựa trên các phép đo điện áp tại chỗ hoặc từ xa;
- Truy cập vào cơ sở dữ liệu GIS về loại, vị trí, kích thước, cài đặt và khả năng điều khiển của các máy phát NLTT biến đổi;
- Khả năng quan sát (thời gian thực) các máy phát NLTT biến đổi về công suất tác dụng và công suất phản kháng cũng như các mức điện áp đo cục bộ;
- Khả năng kiểm soát NLTT biến đổi đưa vào lưới trong trường hợp khẩn cấp hoặc để cắt giảm hiệu quả công suất phát (san bằng phụ tải) nhằm giảm thiểu tắc nghẽn trong lưới điện phân phối;
- Điều khiển Vôn/VAR của máy phát NLTT biến đổi để giảm mức tăng điện áp bằng cách tiêu thụ công suất phản kháng;
- Đánh giá tình trạng lưới điện phân phối để xác định các tắc nghẽn tiềm ẩn tại các vị trí không lắp đặt thiết bị đo;
- Dự báo NLTT biến đổi để xác định các tắc nghẽn tiềm ẩn và thực hiện các biện pháp

giảm thiểu;

- Điều chỉnh phụ tải điện và Quản lý nhu cầu điện để giảm tắc nghẽn lưới điện cục bộ do sản lượng NLTT biến đổi trong lưới điện cao.

Tự động hóa lưới điện phân phối còn bao gồm các hệ thống và công nghệ quản lý khác để tăng hiệu quả trong lưới điện phân phối, chẳng hạn như vận hành các thiết bị cắt tự động lặp lại từ xa và bộ chuyển mạch, hệ thống định vị và cách ly lỗi, hệ thống quản lý mất điện, hệ thống quản lý lực lượng lao động di động. Tuy nhiên, vì những hệ thống thiết bị này hầu như không liên quan đến tích hợp NLTT biến đổi nên không được xem xét thêm trong tài liệu này.

2.2.7.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Nếu số lượng lớn các nhà máy NLTT biến đổi được lắp đặt hòa lưới điện phân phối, Tự động hóa lưới điện phân phối có thể là một giải pháp hiệu quả về chi phí so với phương án mở rộng lưới điện tốn kém để đáp ứng tiếp nhận sản lượng NLTT biến đổi mong muốn. Mặt khác, quá tải đường dây và máy biến áp cũng như các vấn đề về điện áp có thể phát sinh và đe dọa an ninh cấp điện trong lưới điện phân phối. Bằng cách có thông tin chính xác về việc sản xuất NLTT biến đổi và lưu lượng phát điện trong lưới điện phân phối, đơn vị vận hành hệ thống phân phối có thể sử dụng hạ tầng mạng lưới của mình hiệu quả hơn. Tùy thuộc vào các quy tắc và quy định của quốc gia, đơn vị vận hành hệ thống có thể được phép cắt giảm công suất tác dụng của NLTT biến đổi trong khoảng thời gian ngắn để giảm tải cho lưới điện phân phối. Điều này giúp loại bỏ sự cần thiết phải xây dựng lưới điện phân phối cho trường hợp xấu nhất và do đó giúp tránh việc nâng cấp lưới điện tốn kém.

2.2.7.3 Thách thức và hạn chế

Việc Tự động hóa lưới điện phân phối có thể được thực hiện và tăng cường theo các bước. Tuy nhiên, để đạt được mức độ tự động hóa như mô tả ở trên, cần phải đầu tư đáng kể vào cơ sở hạ tầng đo lường và hệ thống quản lý. Cần có các quy trình đảm bảo các nhà máy điện NLTT biến đổi đăng ký vào cơ sở dữ liệu của đơn vị vận hành hệ thống phân phối với thông tin chính xác. Hơn nữa, nhà máy NLTT biến đổi cần được tích hợp vào hệ thống thông tin liên lạc của đơn vị vận hành hệ thống phân phối, để trao đổi dữ liệu đo lường và các điểm đặt nếu sử dụng một số chức năng như điều khiển điện áp/VAR. Cần cài đặt một số lượng đầy đủ các thiết bị đo trong lưới điện phân phối để cung

cấp các mức độ quan sát cần thiết cho hoạt động hiệu quả. Cần dự báo các khả năng đo lường và kiểm soát tiếp theo tại các nhà máy điện NLTT biến đổi, ví dụ: thông qua việc sử dụng bộ bộ biến tần thông minh (xem phần **Error! Reference source not found.**). Các hệ thống điều khiển và quản lý cần được đặt tại phòng điều khiển của đơn vị vận hành hệ thống phân phối, để xử lý sự phức tạp gia tăng đến từ các chức năng mới này.

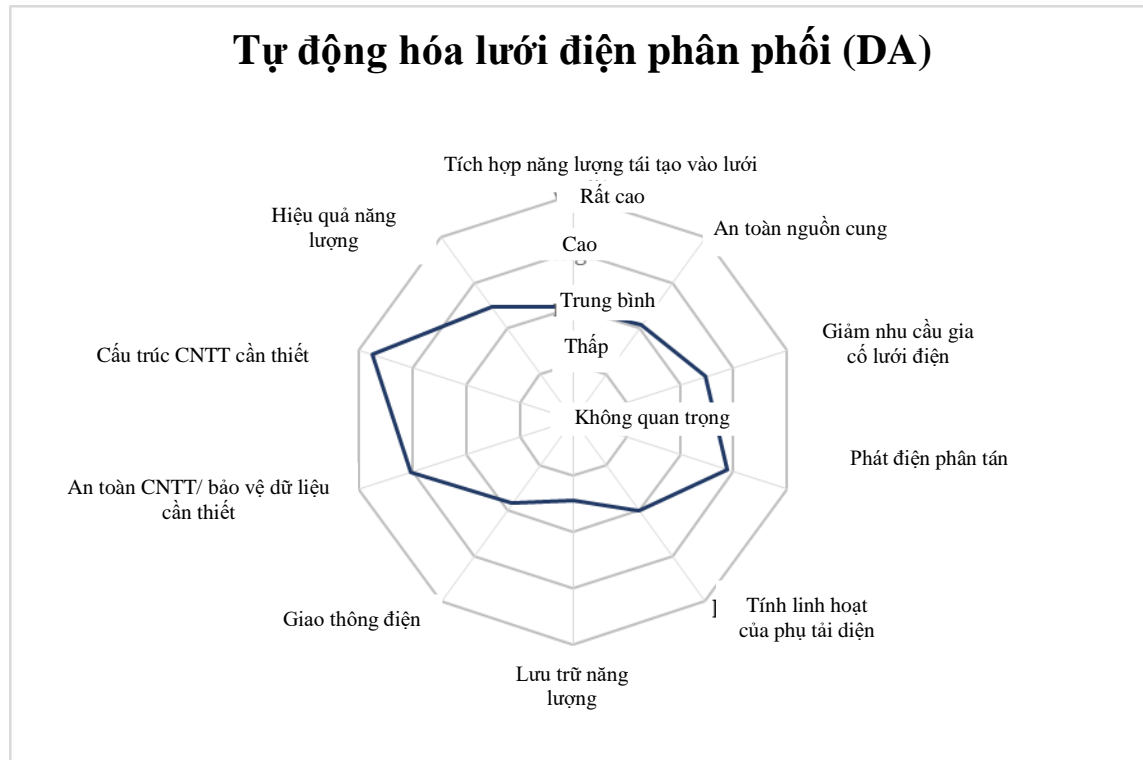
2.2.7.4 Kinh nghiệm quốc tế

Số lượng đơn vị vận hành hệ thống phân phối và các tiện ích đã áp dụng hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối chính thức vẫn còn hạn chế. Tuy nhiên, nhiều công ty đang thực

hiện các chức năng nói trên của Tự động hóa lưới điện phân phối trên cơ sở từng bước, tăng mức độ tự động hóa của họ.

Thông qua chương trình Tài trợ Đầu tư Lưới điện Thông minh (SGIG) tại Mỹ, các công ty điện lực đã triển khai các công nghệ tối ưu hóa điện áp/VAR trên các bộ điều chỉnh điện áp máy biến áp để đạt được mức giảm nhu cầu cao nhất khoảng 1% trên nhiều trạm biến áp. Công ty điện lực Consolidated Edison đã triển khai thêm một hệ thống quản lý tài nguyên năng lượng phân tán (DERMS) để giám sát và kiểm soát nhiều nguồn cung và cầu bao gồm các hệ thống phát điện và lưu trữ phân tán, quản lý tòa nhà và Điều chỉnh phụ tải điện của khách hàng.

2.2.7.5 Đánh giá



2.2.8 Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) cho máy biến áp phân phối

2.2.8.1 Mô tả công nghệ

Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) đã được sử dụng rộng rãi với máy biến áp từ nhiều năm để điều chỉnh điện áp và chuyển pha mà không làm gián đoạn dòng tải. Công nghệ này gần đây cũng đã được áp dụng cho các máy biến áp phân phối ở cấp điện áp từ trung đến hạ áp. Lý do là sản xuất điện mái nhà tăng lên ở một số hệ thống điện dẫn đến tăng điện áp vào ban ngày và giảm điện áp hiện có trong giờ cao điểm buổi tối. Điều này có thể dẫn đến độ phân bố điện áp lớn trong suốt cả ngày theo đó lưới điện phân phối không được thiết kế và có thể vi phạm khoảng điện áp tối đa cho phép (thường là $\pm 10\%$ tùy theo các quy định và tiêu chuẩn áp dụng).

Do đó, đơn vị vận hành hệ thống phân phối đang ngày càng hướng tới máy biến áp phân phối với công nghệ Bộ chỉnh áp có tải để giảm thiểu tác động điện áp trong lưới điện phân phối thâm nhập quang điện cao. Điện áp được điều khiển cục bộ ở phía hạ áp của máy biến áp nhưng cũng có các khái niệm nâng cao với phép đo điện áp từ xa tại các nút tới hạn của lưới điện hạ áp. Máy biến áp phân phối của Bộ chỉnh áp có tải có thể độc lập hoặc liên kết liên lạc đến trung tâm điều khiển đơn vị vận hành hệ thống phân phối để điều khiển từ xa.

2.2.8.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Trong lưới điện hạ áp có độ thâm nhập quang điện cao, máy biến áp phân phối của Bộ chỉnh áp có tải có thể cung cấp giải pháp thay thế hiệu quả về chi phí so với cải tiến đường dây phân phối có thể cần thiết để phù hợp với các cài đặt quang điện mong muốn. Do đó, tùy thuộc vào các điều kiện cục bộ, công suất quang điện tối đa trong lưới điện hạ áp đôi khi

có thể được tăng cường đáng kể. Chất lượng điện áp được cải thiện và đảm bảo tuân thủ quy định.

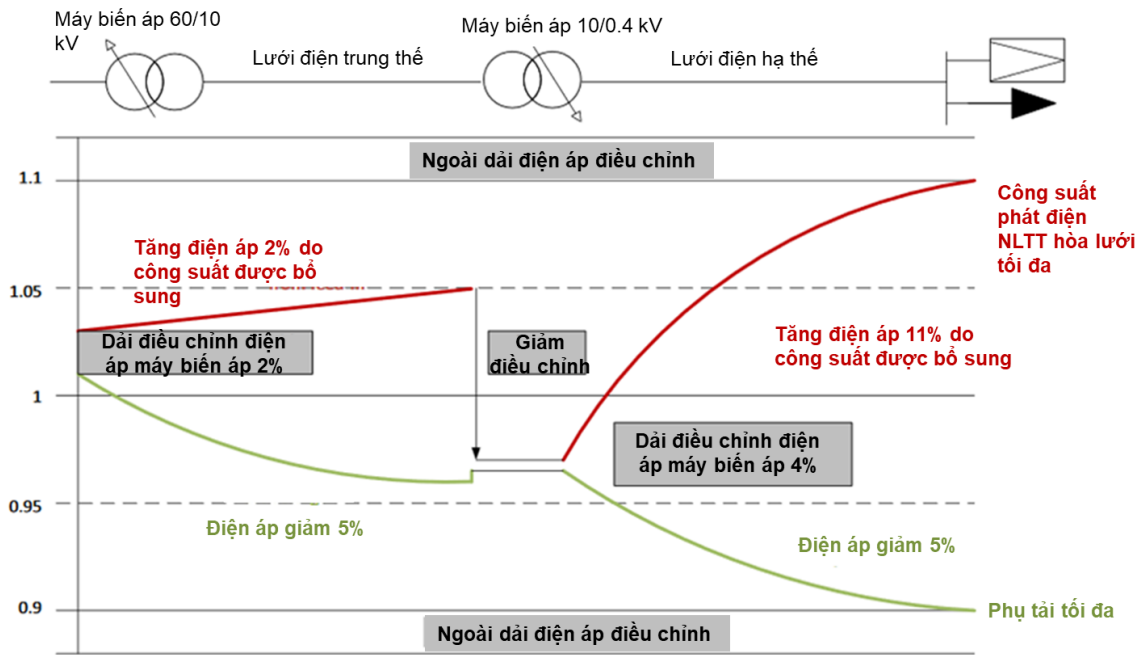
2.2.8.3 Thách thức và hạn chế

Máy biến áp phân phối của Bộ chỉnh áp có tải rất hữu ích đối với các hệ thống phân phối có tỷ trọng điện mặt trời cao cùng các lộ xuất tuyến dài và mật độ phụ tải thấp. Do đó, nên thực hiện phân tích chi phí - lợi ích để kiểm tra các lưới điện hạ áp tiềm năng có thể hưởng lợi từ công nghệ đó. Khu vực nông thôn có đường dây dài hơn khu vực đô thị có thể được hưởng lợi nhiều hơn do có nhiều khả năng xảy ra các vấn đề về điện áp. Ở khu vực đô thị, giới hạn nhiệt của đường dây hoặc máy biến áp có thể xuất hiện trước khi phát sinh vấn đề về điện áp. Trong những trường hợp này, công nghệ Bộ chỉnh áp có tải không thể tăng công suất quang điện.

2.2.8.4 Kinh nghiệm quốc tế

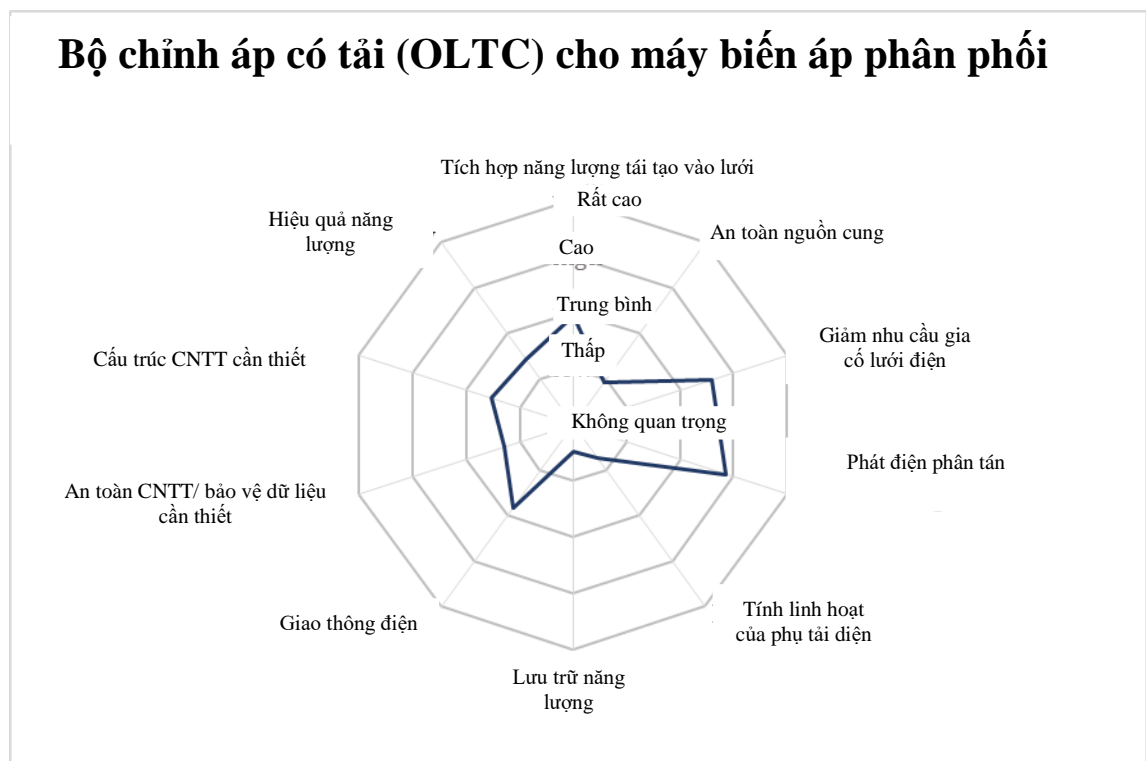
Tùy thuộc vào quy định của địa phương, đơn vị vận hành hệ thống phân phối chịu trách nhiệm đối với tất cả các phần mở rộng lưới điện tiếp nhận bất kỳ yêu cầu nào của nhà máy điện mặt trời trong lưới điện hạ áp. Ví dụ, ở Đức, giá mua điện năng sản xuất từ NLTT đã dẫn đến sự phát triển mạnh mẽ của điện mặt trời mái nhà. Để phù hợp với bối cảnh này, đơn vị vận hành hệ thống phân phối của Đức đang ngày càng dựa vào máy biến áp phân phối của Bộ chỉnh áp có tải để giảm thiểu tăng điện áp.

Stedin - đơn vị vận hành hệ thống phân phối của Hà Lan đã thực hiện phân tích chi phí - lợi ích trên lưới điện phân phối và hiện đang cập nhật các công nghệ Bộ chỉnh áp có tải cho các khu vực có kết quả phân tích tích cực.



Hình 8: Một Bộ chỉnh áp có tải cho máy biến áp phân phối cho phép điều chỉnh xuôi dòng từ điện áp trung và hạ áp tăng nguồn cấp NLTT biến đổi [15]

2.2.8.5 Đánh giá



2.2.9 Bộ biến tần thông minh

2.2.9.1 Mô tả công nghệ

Các khả năng của bộ biến tần mới đã liên tục được cải thiện trong những năm qua. Thay vì chỉ cung cấp điện cho lưới điện, các bộ biến tần thông minh ngày nay “thân thiện với lưới điện” hơn so với các sản phẩm trước đó. Chúng phản ứng với những thay đổi và biến động trong lưới điện theo cách được xác định trước và có thể cung cấp dịch vụ hệ thống cho đơn vị vận hành hệ thống, được điều khiển thông qua liên kết giao tiếp hai chiều. Vì các nhà máy điện mặt trời mái nhà và các nhà máy điện gió nhỏ được kết nối với nhiều lưới điện phân phối, điều quan trọng là có thể dự đoán được hoạt động của các nhà máy này và hỗ trợ ổn định hệ thống điện. Các chức năng quan trọng nhất của bộ biến tần thông minh bao gồm:

- Hỗ trợ điện áp tĩnh: Máy phát NLTT biến đổi trong lưới điện phân phối làm tăng điện áp cục bộ. Bằng cách thay đổi công suất phản kháng của máy phát NLTT biến đổi tùy thuộc vào điện áp đo cục bộ, có thể giảm thiểu tăng áp đến một mức độ nào đó.
- Hỗ trợ lưới điện động: Trong khi nhiều tần, bộ biến tần thông minh có thể hỗ trợ cân bằng điện năng bằng cách tăng hoặc giảm công suất tác dụng. Trong các trường hợp sự cố điện áp động như tăng vọt điện áp hoặc đoản mạch, bộ biến tần có thể duy trì kết nối trong thời gian xảy ra sự cố lưới điện và thậm chí cung cấp hỗ trợ công suất phản kháng trong thời gian ngắn mạch (khả năng vận hành ở điện áp thấp thoáng qua, LVRT).
- Quản lý công suất tác dụng: Các điểm đặt cho công suất tác dụng và công suất phản kháng có thể được đơn vị vận hành hệ thống gửi, và tín hiệu phản hồi có thể được gửi qua liên kết giao tiếp hai chiều. Khả năng này có thể được sử dụng cho các tình huống khẩn cấp cũng như điều khiển Điện áp-VAR và cung cấp công suất phản kháng cho lưới điện truyền tải.

Thông thường, việc sử dụng các tính năng của bộ biến tần thông minh được quy định bởi các yêu cầu kỹ thuật trong các quy định về lưới điện truyền tải, đồng thời quy định việc xác minh tuân thủ các thông số kỹ thuật.

2.2.9.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Thông qua các thông số kỹ thuật phù hợp, thậm chí có thể xử lý một cách hiệu quả và

đáng tin cậy số lượng rất lớn các nhà máy điện NLTT biến đổi phân tán. Bằng cách này, có thể giảm thiểu tác động của nhà máy NLTT biến đổi lên lưới điện cục bộ, giảm nhu cầu thực hiện các biện pháp khác. Hơn nữa, các dịch vụ hệ thống được cung cấp theo kiểu truyền thống bởi các máy phát thông thường cũng có thể được cung cấp bởi các nhà máy điện NLTT biến đổi với bộ biến tần thông minh. Thông qua giao tiếp hai chiều của bộ biến tần, các nhà máy điện NLTT biến đổi có thể được tích hợp vào quản lý hệ thống điện của người vận hành hệ thống.

2.2.9.3 Thách thức và hạn chế

Yêu cầu kỹ thuật đối với máy phát NLTT biến đổi cần được quy định cụ thể trong quy định về lưới điện truyền tải tương ứng; nếu không, chủ đầu tư hệ thống NLTT biến đổi sẽ chọn các phương án rẻ hơn không có chức năng thông minh của bộ biến tần NLTT biến đổi. Việc tuân thủ các thông số kỹ thuật này cần được thực thi bởi các tổ chức chứng nhận hoặc thông qua các phương tiện khác. Bộ thông số kỹ thuật yêu cầu phải là sự hài hòa giữa các chức năng và chi phí mong muốn: Các yêu cầu khắt khe không cần thiết có thể làm tăng chi phí bộ biến tần và có thể không cần thiết để duy trì an ninh hệ thống.

2.2.9.4 Kinh nghiệm quốc tế

Ở Đức, các máy phát quang điện trước năm 2012 phải ngắt kết nối ở tần số 50,2 Hz. Với sự phát triển lớn mạnh của các nhà máy điện mặt trời trong hệ thống của Đức, đây là mối đe dọa đối với sự ổn định của hệ thống, vì hàng chục gigawatt điện mặt trời sẽ bị ngắt kết nối trong trường hợp xảy ra sự cố quá tần (xem Hình 9). Vào tháng 12/2011, yêu cầu này đã được thay thế bằng việc giảm dần công suất phụ thuộc tần số đối với các nhà máy điện mặt trời mới và các nhà máy cũ phải nâng cấp thông qua kế hoạch trang bị mở rộng.

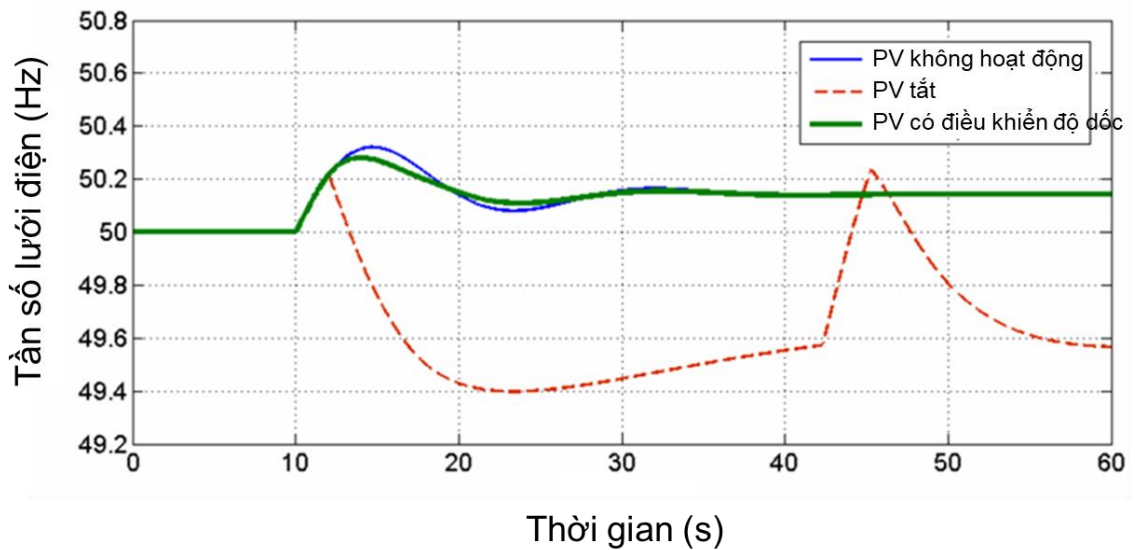
Một trường hợp tương tự đã xảy ra ở Tây Ban Nha, nơi các nhà máy điện gió được phép ngắt nếu điện áp giảm xuống dưới 85%. Điều này có thể dẫn đến ngắt kết nối lan rộng trong trường hợp xảy ra sự cố. Do đó, năm 2006, các tiêu chí kỹ thuật về yêu cầu vận hành khi điện áp thấp thoáng qua đã được lập và giới thiệu các biện pháp khuyến khích cho các nhà máy điện gió cũ. Tây Ban Nha tiếp tục thành lập các trung tâm kiểm soát NLTT, thông qua đó tất cả các nhà máy NLTT biến đổi có công suất trên 5 MW được giám sát và, nếu cần, có thể được kiểm soát.

Tại Hoa Kỳ, nhật thực năm 2017 dẫn đến việc giảm sản lượng điện mặt trời vào buổi sáng. Để giảm nhẹ sự sụt giảm nhanh và sau đó tăng sản lượng điện mặt trời lên tới 100 Megawatt mỗi phút, đơn vị vận hành hệ thống California CAISO đã áp dụng các giới hạn tốc độ tăng công suất phát đối với các nhà máy điện mặt trời lớn.

CAISO cùng với NREL và FirstSolar cũng đã thử nghiệm cung cấp các dịch vụ độ tin cậy lưới điện trên nhà máy điện mặt trời 300 Megawatt,

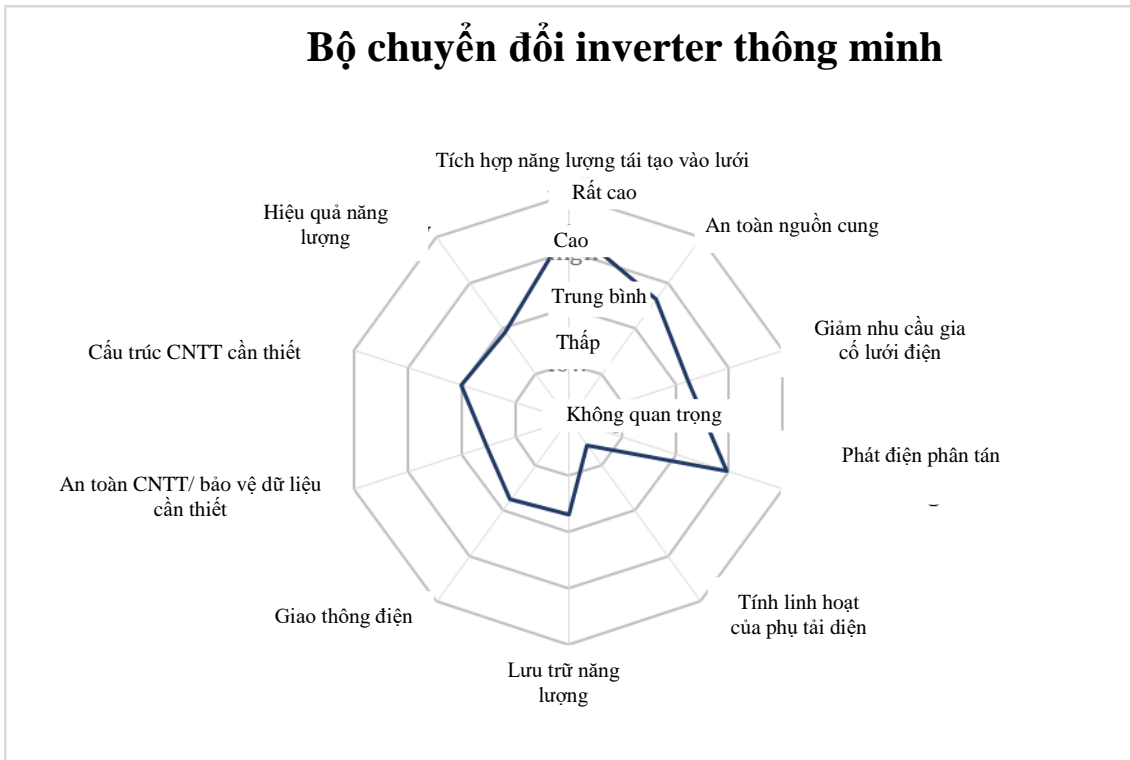
trong đó có nhà máy theo tín hiệu kiểm soát phát điện tự động (AGC), về cơ bản là cắt giảm công suất phát để đáp ứng trực tiếp tín hiệu kiểm soát phát điện tự động.

Nhà máy phát điện NLTT biến đổi được lắp đặt tại Việt Nam trong năm 2019 đã có chức năng Bộ biến tần Thông minh cơ bản. Các yêu cầu trong Quy định về Lưới điện truyền tải cần được sửa đổi thường xuyên để đảm bảo quy định tất cả các chức năng cần thiết và xác minh tuân thủ.



Hình 9: Tần số mô phỏng cho hệ thống điện châu Âu đối với các cài đặt bộ biến tần khác nhau, trong số đó có cài đặt quang điện ngắt ở tần số trên 50,2 Hz theo quy định của Đức [16]

2.2.9.5 Đánh giá



2.2.10 Hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI)

2.2.10.1 Mô tả công nghệ

Trong khi đồng hồ đo điện cơ và hệ thống thu thập dữ liệu công tơ điện tử tự động (AMR) chỉ cung cấp thông tin một chiều, cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến (AMI) dựa trên đồng hồ thông minh cho phép giao tiếp hai chiều giữa người tiêu dùng và đơn vị vận hành hệ thống phân phối. Đồng hồ thông minh có thể thực hiện đo điện thời gian thực trong khoảng thời gian ngắn, hỗ trợ chương trình biểu giá điện theo thời gian và xác định các sự kiện mất điện. Có thể thực hiện giám sát điện áp bằng đồng hồ thông minh và dữ liệu được đơn vị vận hành hệ thống phân phối sử dụng để đánh giá hiệu suất hệ thống và các biện pháp đối phó. Cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến đã được triển khai trên toàn thế giới bởi những đơn vị vận hành hệ thống phân phối khác nhau, với các chức năng khác nhau.

Các công nghệ liên lạc rộng rãi cho đồng hồ thông minh là công nghệ không dây, ví dụ: GPRS, Zigbee hoặc WiMAX. Các hệ thống quản lý dữ liệu đồng hồ (MDMS) phải được triển khai bằng đồng hồ thông minh và thường có thể được liên kết với các hệ thống khác như hệ thống quản lý mất điện (OMS) và Tự động hóa lưới điện phân phối (DA). Ngoài ra, nhiều đồng hồ thông minh có thể liên kết với mạng lưới khu vực gia đình (HAN) để liên kết với các thiết bị gia dụng thông minh, ví dụ: màn hình hiển thị trong nhà, kiểm soát phụ tải và điều chỉnh phụ tải điện. Đối với công nghệ liên lạc của đồng hồ thông minh, một số thông số phải được xem xét chẳng hạn như băng thông, độ trễ, chi phí, độ tin cậy, và an ninh mạng.

2.2.10.2 Lợi ích và ảnh hưởng

AMI mang lại lợi ích cho nhiều người bao gồm cả người tiêu dùng và đơn vị vận hành hệ thống phân phối. Người tiêu dùng có thể theo dõi mức tiêu thụ điện theo thời gian thực của mình và có thể thay đổi hoạt động để ứng phó với giá điện thay đổi.

Đơn vị vận hành hệ thống phân phối có thể được hưởng lợi từ việc lập hóa đơn tự động và chính xác hơn, khoanh vùng mất điện để kịp thời khôi phục và giám sát điện áp nhằm xác định tắc nghẽn lưới điện. Điều này giúp giảm chi phí cho những đơn vị vận hành hệ thống phân phối đọc đồng hồ theo kiểu thủ công và

cải thiện độ tin cậy thông qua việc phát hiện chính xác mất điện và đo chất lượng điện năng. Việc áp dụng điều chỉnh phụ tải điện thông qua AMI cho phép cắt giảm nhu cầu trong giờ cao điểm và khuyến khích điều chỉnh nhu cầu phù hợp với sản xuất NLTT biến đổi. Hơn nữa, AMI cung cấp dữ liệu tiêu thụ điện toàn diện để lập dự án phụ tải và lập kế hoạch cấp điện, cho phép hiểu rõ hơn về tình hình hiện tại và do đó cho phép đơn vị vận hành hệ thống phân phối tăng cường tích hợp NLTT vào hệ thống điện.

2.2.10.3 Thách thức và hạn chế

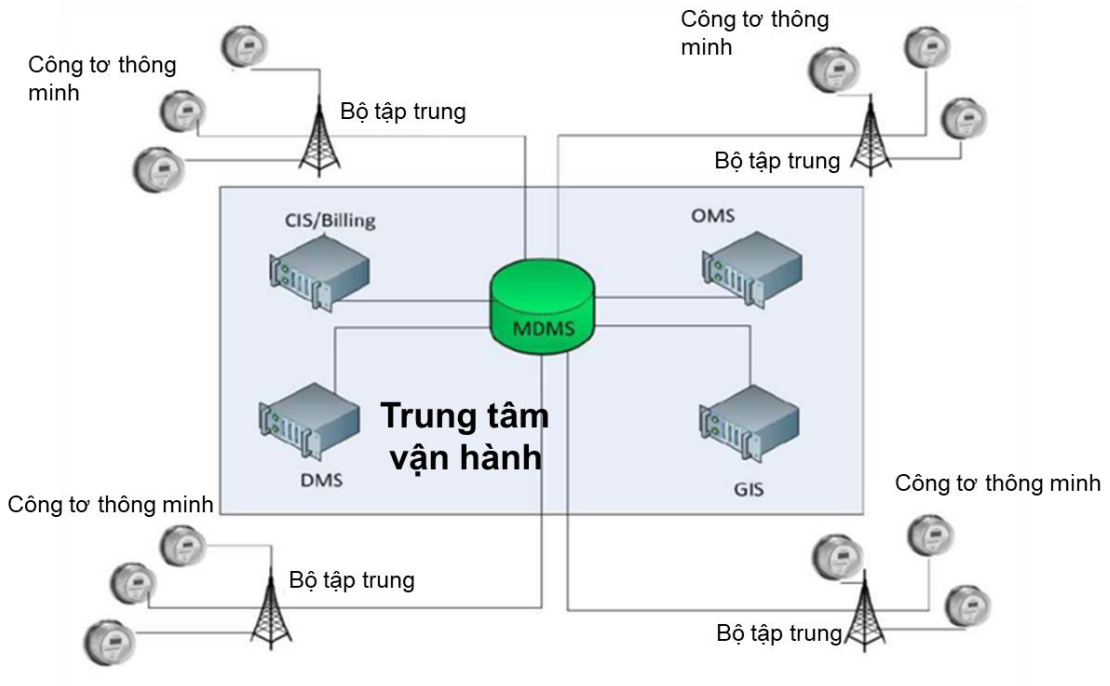
Việc triển khai AMI và đồng hồ thông minh có chi phí cao hơn so với đồng hồ điện truyền thống. Nên thực hiện phân tích chi phí - lợi ích để xác định hiệu quả chi phí cho các tầng lớp khách hàng khác nhau. AMI phải được tích hợp phù hợp với mạng lưới liên lạc để đảm bảo độ tin cậy và khả năng đáp ứng. Việc nâng cấp phần mềm đồng hồ thông minh phải được hỗ trợ, để có thể bao gồm các chức năng phát điện mới. Cần thiết lập các biện pháp đầy đủ để đảm bảo quyền riêng tư dữ liệu và kiểm soát truy cập của bên thứ ba.

2.2.10.4 Kinh nghiệm quốc tế

Ở Đức, đồng hồ thông minh được triển khai trong các nhóm người tiêu dùng nơi phân tích chi phí - lợi ích được nhận thấy là đáng tin cậy, trong khi các quốc gia khác ở EU quyết định giới thiệu đồng hồ thông minh với tất cả người tiêu dùng vào năm 2020. Đơn vị vận hành hệ thống phân phối chịu trách nhiệm triển khai AMI, phải được thiết kế theo tiêu chuẩn của EU để đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật và tính tương thích thương mại ở quy mô lớn.

Hà Lan là một trong những quốc gia có luật bảo mật dữ liệu toàn diện cho đồng hồ thông minh nơi người tiêu dùng có thể từ chối lắp đặt đồng hồ thông minh hoặc yêu cầu bật chế độ quản lý để tránh thu thập, lưu trữ và chuyển tiếp dữ liệu.

Các dự án triển khai AMI ở Hoa Kỳ đã chứng minh rằng đồng hồ thông minh có thể tạo ra các mô hình kinh doanh mới cho đơn vị vận hành hệ thống phân phối bằng cách cung cấp dữ liệu khách hàng cho các chương trình theo dõi và điều chỉnh phụ tải điện theo thời gian thực.

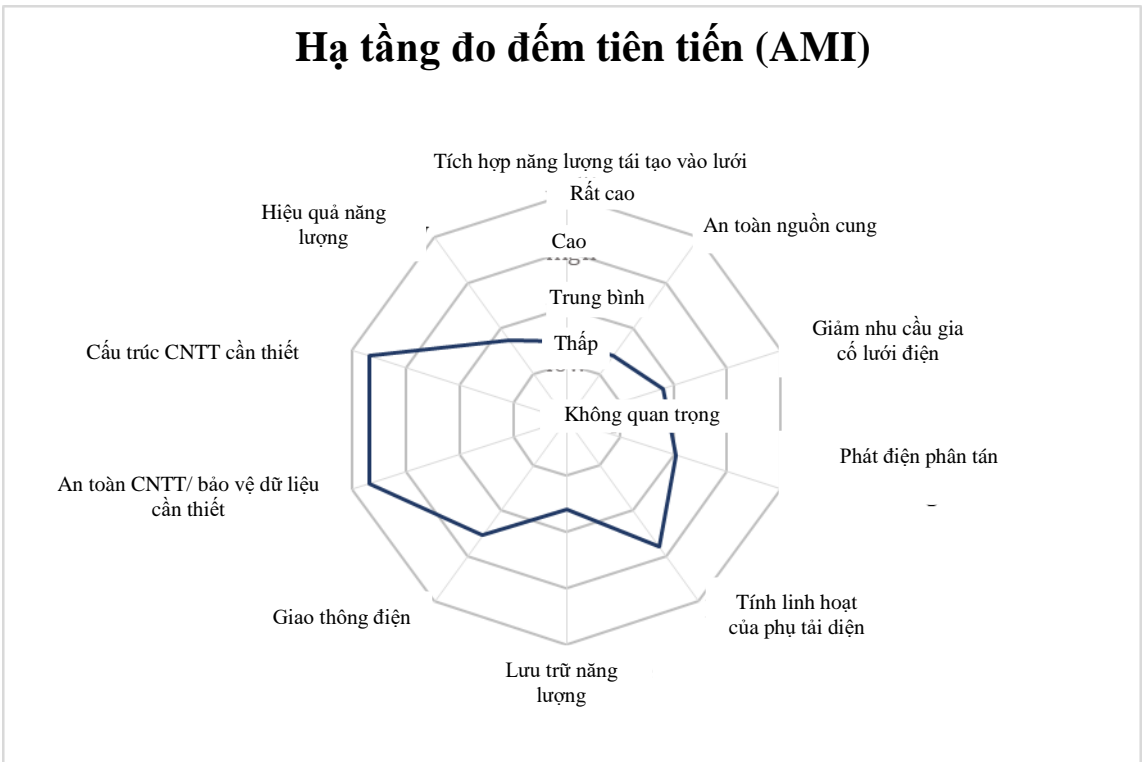


15/8/2019

Đánh giá Giải pháp Công nghệ lưới điện Thông minh

Hình 10: Cấu trúc AMI có thể có kết nối với Hệ thống Thông tin Khách hàng (CIS), Hệ thống Quản lý Phân phối (DMS), Hệ thống Quản lý Mất điện (OMS) và Hệ thống Thông tin Địa lý (GIS)[17]

2.2.10.5 Đánh giá



2.2.11 Quản lý nhu cầu điện (DSM) và Điều chỉnh phụ tải điện (DR)

2.2.11.1 Mô tả công nghệ

Quản lý nhu cầu điện (DSM) và Điều chỉnh phụ tải điện (DR) mô tả thao tác phụ tải thông qua kiểm soát trực tiếp hoặc phản hồi lại các tín hiệu giá. Kiểm soát phụ tải hữu công thường được áp dụng cho người tiêu dùng (công nghiệp) lớn hơn, nơi có tiềm năng đáng kể. Để thay đổi nhu cầu từ phụ tải nhỏ hơn, ví dụ: trong các hộ gia đình, việc sử dụng định giá động sẽ phù hợp hơn. Điều này có thể kích thích sự thay đổi nhu cầu từ giờ cao điểm sang giờ thấp điểm để tránh tắc nghẽn mạng lưới hoặc hướng tới thời gian phát điện gió hoặc năng lượng mặt trời cao. Các chương trình định giá có thể có bao gồm định giá theo thời gian sử dụng (TOU), định giá theo giờ cao điểm tới hạn (CPP), giảm giá giờ cao điểm (PTR) hoặc định giá theo thời gian thực (RTP).

Có thể triển khai DSM và DR thông qua việc sử dụng cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến (AMI) và đồng hồ thông minh (xem phần 2.2.10) cho phép hoạt động này thông qua trung tâm bộ gộp phụ tải hoặc NLTT biến đổi. Đồng hồ thông minh cho phép giao tiếp hai chiều với khách hàng và đi kèm với các chức năng bổ sung như đọc từ xa, phát hiện mất điện tự động, giám sát điện áp và thậm chí kiểm soát phụ tải. Điều này cũng có thể đòi hỏi Hệ thống Quản lý Điều chỉnh phụ tải (DRMS) có khả năng tạo điều kiện cho giao tiếp hai chiều này với tối đa vài triệu điểm cuối và quản lý hiệu quả luồng thông tin với những điểm cuối này.

2.2.11.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Các chương trình DR thực hiện dịch chuyển

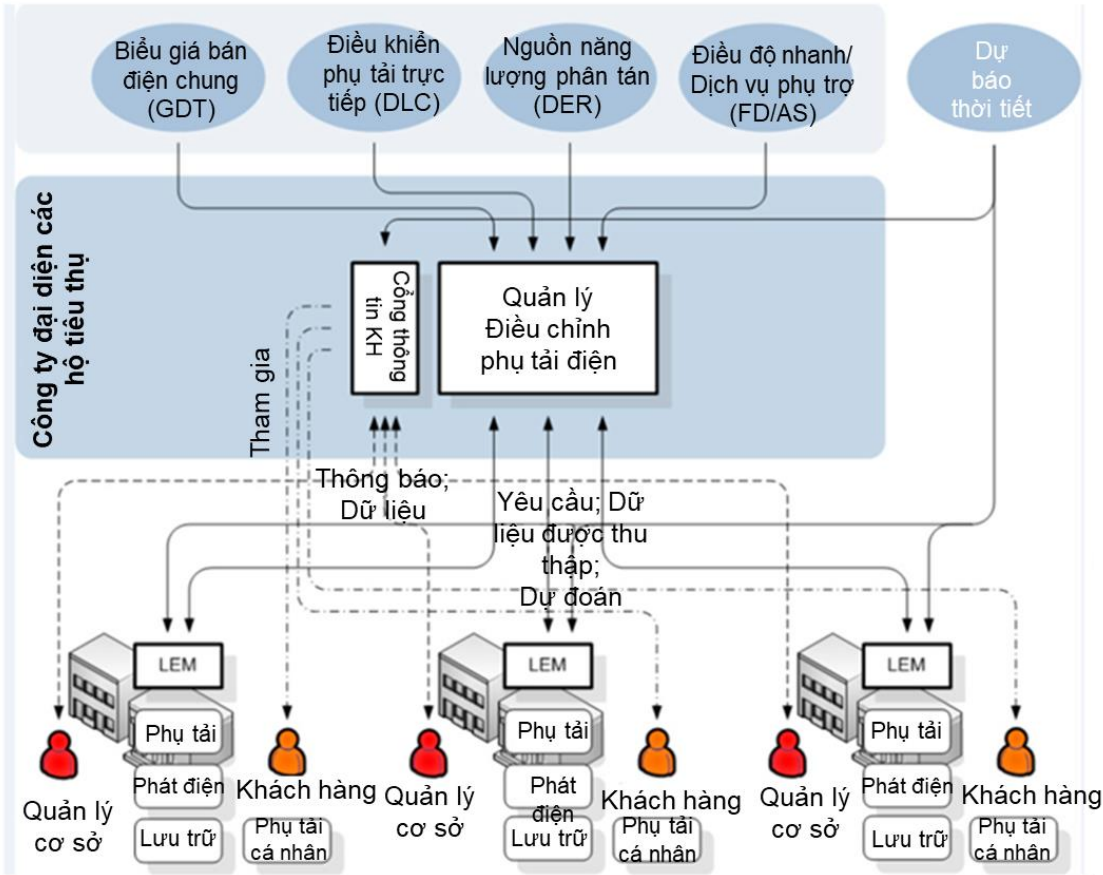
phụ tải từ giờ cao điểm sang giờ thấp điểm thông qua tín hiệu giá. Khách hàng được hưởng lợi chính là giảm hóa đơn tiền điện nếu nhu cầu thay đổi. Công ty điện lực chỉ cần điều chỉnh phụ tải giảm bớt trong giờ cao điểm. Các trung tâm bộ gộp phụ tải và NLTT biến đổi cùng với các hệ thống dự báo thời tiết, có thể đạt được lợi ích hơn nữa bằng cách cung cấp các dịch vụ và dự trữ phụ trợ.

2.2.11.3 Thách thức và hạn chế

Không thể thực hiện các chương trình DR mà không cài đặt đồng hồ thông minh với một bộ các chức năng mở rộng. Do đó, bảo mật dữ liệu và quyền riêng tư dữ liệu phải được xem xét do việc truyền dữ liệu phức tạp qua đồng hồ. Tính toàn vẹn của dữ liệu phải được xử lý thích hợp nhằm tự động phát hiện và chỉnh sửa dữ liệu sai. Cơ chế định giá phải được xác định và thu thập các kinh nghiệm về hành vi của người tiêu dùng để đáp ứng tiềm năng giảm nhu cầu tối đa.

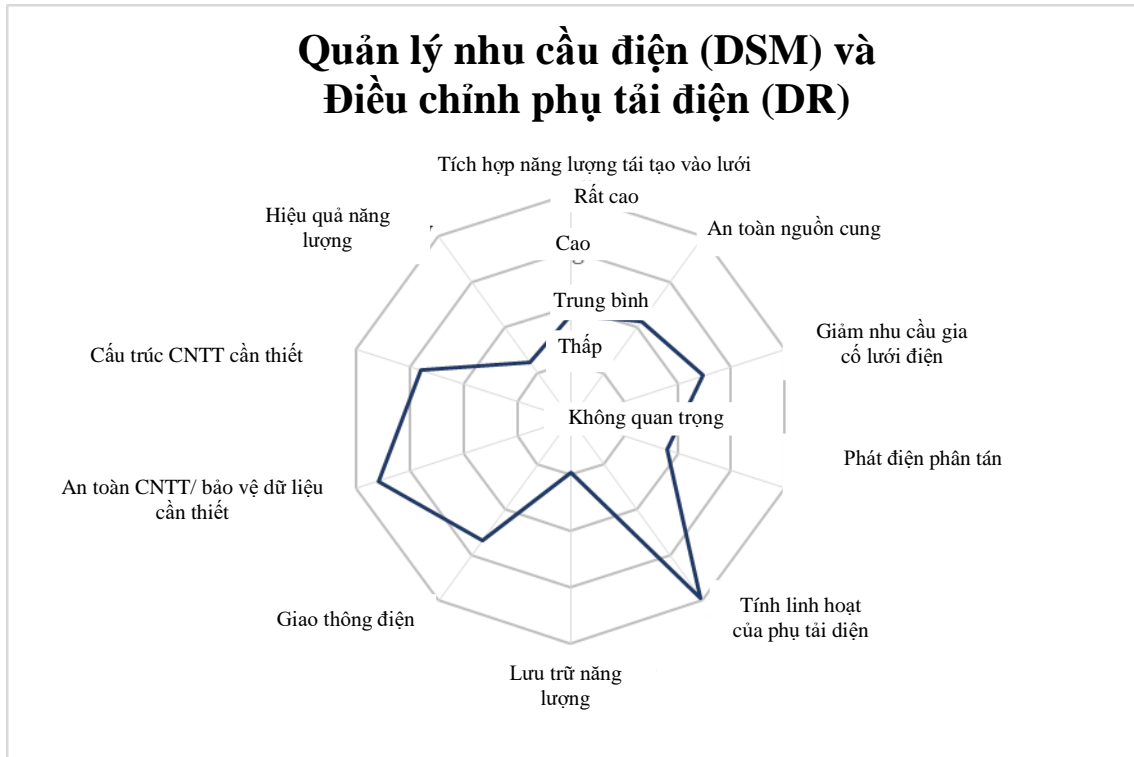
2.2.11.4 Kinh nghiệm quốc tế

Một chương trình DR đã được triển khai như một dự án thí điểm ở Thái Lan bằng cách tập trung vào các lĩnh vực thương mại và công nghiệp nơi AMI hoặc AMR có sẵn. Tín hiệu điều chỉnh phụ tải được gửi đến khách hàng trước bằng cách thông báo và đưa ra mức giảm giá, ví dụ: Hai tuần nữa. Tuy nhiên, việc giảm nhu cầu không đáp ứng tiềm năng chung do tín hiệu giá không thu hút trong giai đoạn dự án thí điểm. Bộ gộp phụ tải và DRMS rất cần thiết để triển khai việc điều chỉnh phụ tải trong thực tế.



Hình 11: Ví dụ về cấu trúc Điều chỉnh phụ tải điện cho các tòa nhà [18]

2.2.11.5 Đánh giá



2.2.12 Nhà máy điện ảo (VPPs)

2.2.12.1 Mô tả công nghệ

Nhà máy điện ảo (VPP) là một mạng lưới các đơn vị phát điện quy mô trung bình, phi tập trung chẳng hạn như nhà máy điện gió, công viên năng lượng mặt trời và các đơn vị điện nhiệt kết hợp (CHP), cũng như hệ thống lưu trữ và tiêu thụ điện năng linh hoạt. Bằng cách tổng hợp các nguồn năng lượng phân tán dưới sự kiểm soát trung tâm, có thể xác định và kiểm soát sản lượng điện chính xác hơn, và có thể tham gia vào các loại thị trường điện khác.

Điều này đặc biệt hữu ích nếu các nhà máy điện NLTT biến đổi được tích hợp vào nhà máy điện ảo, vì tính chất ngẫu nhiên và không chắc chắn khiến chúng khó dự đoán đối với người vận hành hệ thống. Do đó, việc tích hợp một số lượng đáng kể các nhà máy điện NLTT biến đổi giúp giảm tính không chắc chắn do hiệu ứng làm mịn và kết hợp với nguồn năng lượng phân tán khác cho phép làm mịn hơn và tăng tính linh hoạt. Điều này cải thiện khả năng giao dịch hoặc bán điện trên thị trường điện của người vận hành nhà máy điện ảo, và cho phép cung cấp các dịch vụ phụ trợ, ví dụ: cung cấp nguồn dự trữ sau đó được cung cấp từ đầu ra kết hợp của nhà máy điện ảo thay vì từ một nhà máy duy nhất.

Trong những năm gần đây, các nhà máy điện ảo đã mở rộng sang các nhà máy điện nhỏ hơn cũng như các kiểu tiêu dùng mới như xe điện, do tăng khả năng kiểm soát và liên lạc của các nguồn năng lượng phân tán.

2.2.12.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Đối với đơn vị vận hành nhà máy điện ảo, việc kết hợp nhiều nhà máy điện NLTT biến đổi và phi NLTT biến đổi thành một nhà máy điện duy nhất giúp cải thiện hoạt động của mình trên thị trường điện. Họ có thể phản ứng dễ dàng hơn

với giá cả trên thị trường và, có thể dự báo chính xác lịch trình phát điện của mình, họ giảm chi phí phạt do mất cân bằng giữa năng lượng được giao dịch và năng lượng được cung cấp thực tế. Ngoài ra, nó cho phép họ đấu thầu vào thị trường dịch vụ phụ trợ. Do đó, sự mất cân bằng giữa phát điện và nhu cầu không chỉ giảm ở cấp độ hệ thống, mà những người chơi trên thị trường mới còn có thể cung cấp dịch vụ hệ thống cho người vận hành hệ thống.

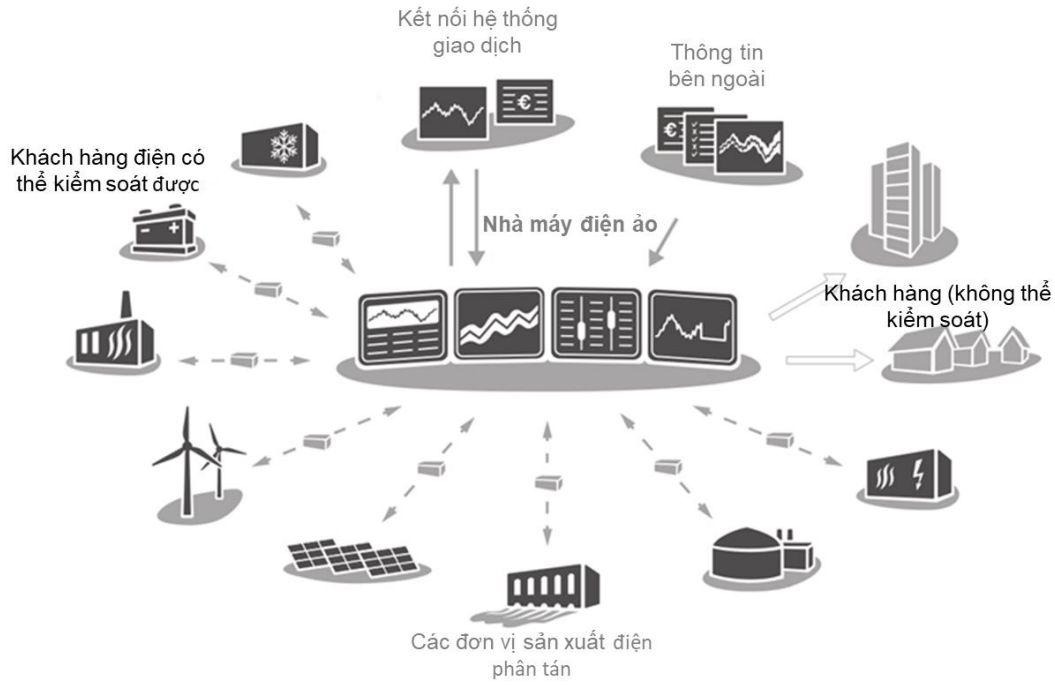
2.2.12.3 Thách thức và hạn chế

Đơn vị vận hành VPP phải đảm bảo khả năng đáp ứng và độ tin cậy cao của mạng lưới liên lạc cho danh mục đầu tư phát điện của mình để tránh sự cố mất liên lạc có thể ảnh hưởng đến khả năng giao dịch của họ và dẫn đến các khoản phạt. Ngoài ra, cần thiết lập các hệ thống dự báo NLTT biến đổi chính xác (xem thêm phần 2.2.1) để cải thiện hoạt động của thị trường điện, ví dụ như để thực hiện chào giá chính xác trên thị trường ngày mai. Cuối cùng, số lượng lớn các nhà máy điện cũng yêu cầu quản lý và hóa đơn phức tạp với các chủ sở hữu nhà máy điện khác nhau.

2.2.12.4 Kinh nghiệm quốc tế

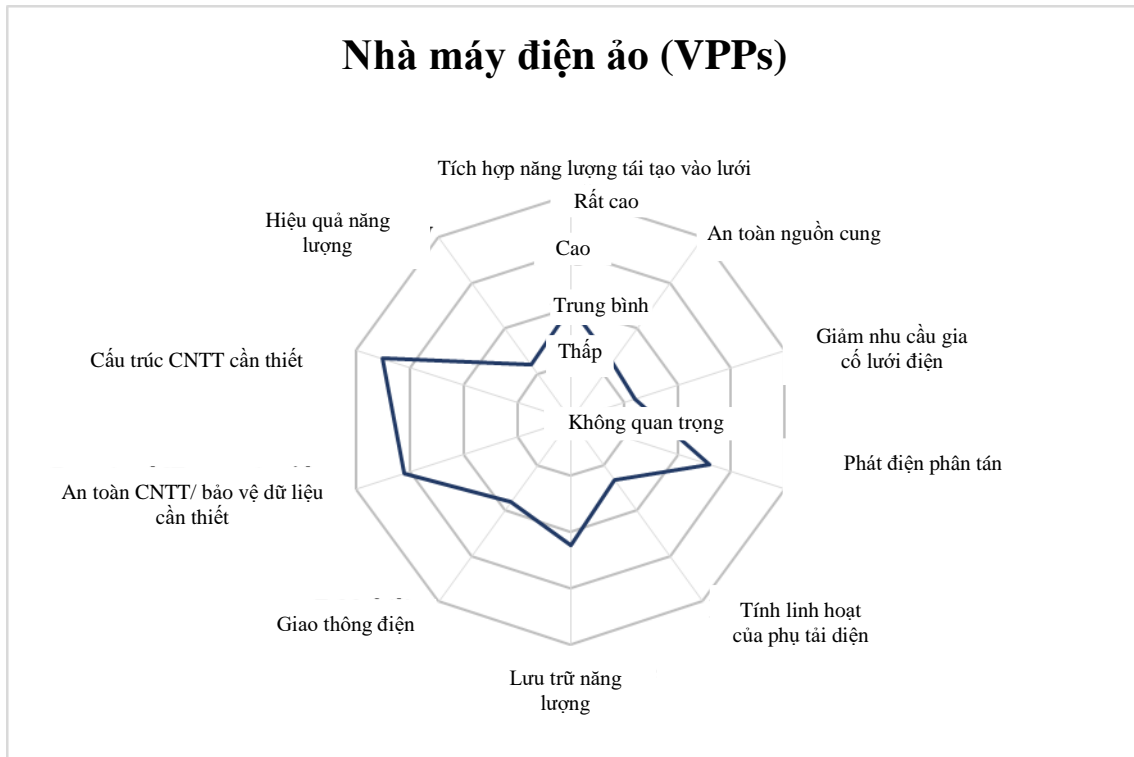
Công ty Next Kraftwerke của Đức đã điều hành nhà máy điện ảo tại bảy quốc gia châu Âu cung cấp các dịch vụ vận hành phụ tải cao điểm, kinh doanh điện và cân bằng lưới điện kết hợp các nhà máy điện khí sinh học, điện mặt trời và điện gió cũng như người tiêu dùng điện lớn.

Công ty Moixa của Anh dự định liên kết các nhà máy điện quang điện với pin và xe điện để cung cấp các dịch vụ khác nhau. Có nhiều ví dụ về các nhà cung cấp và nhà tổng hợp nhà máy điện ảo quy mô nhỏ đến trung bình đang tham gia vào các thị trường điện không tính gộp.



Hình 12: Nhà máy điện ảo là một hệ thống CNTT điều khiển trung tâm cho các nguồn năng lượng phân tán [19]

2.2.12.5 Đánh giá



2.2.13 Bộ lưu trữ năng lượng phân tán và pin điện

2.2.13.1 Mô tả công nghệ

Trong những năm gần đây, không chỉ chi phí sản xuất quang điện và điện gió giảm nhiều, mà cả chi phí bộ lưu trữ năng lượng phân tán như pin cũng giảm mạnh. Bộ lưu trữ năng lượng phân tán thường được cài đặt ở cấp độ dân cư.

Có thể xem xét các công nghệ khác nhau cho các ứng dụng khác nhau: Ví dụ: đối với lưu trữ ngắn hạn pin lithi-ion và axit chì được sử dụng. Pin sạc dòng thực hiện lưu trữ cho các ứng dụng lưu trữ trung hạn, trong khi các loại lưu trữ nhiệt thường được sử dụng để lưu trữ dài hạn. Đặc biệt, pin lithi-ion đã giảm chi phí đáng kể trong thời gian gần đây và do đó là lựa chọn chủ yếu cho các hệ thống pin dân dụng kết hợp với quang điện và xe điện.

Pin điện tử công suất nâng áp (xem bộ biến tần biến tần thông minh trong phần **Error! Reference source not found.**) có thể được tích hợp vào các hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối, điều chỉnh phụ tải điện hoặc nhà máy điện ảo (xem phần 2.2.12).

2.2.13.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Kiểm soát pin thông minh, được thi hành hoặc khuyến khích thông qua các cơ chế điều tiết và thị trường, cho phép các ứng dụng và lợi thế sau:

- Điều tiết tần số lưới điện và điện áp (ổn định lưới điện và kiểm soát chất lượng điện).
- Làm trơn độ biến đổi NLTT (kiểm soát tỷ lệ biến đổi).
- Kinh doanh năng lượng quy mô nhỏ (đặc biệt là lưu trữ nhiệt).
- Cắt giảm nhu cầu trong giờ cao điểm phụ tải ngắn hạn.
- Cắt giảm nhu cầu trong giờ cao điểm NLTT ngắn hạn.
- Nguồn dự phòng: cô lập lưới điện siêu nhỏ ngắn hạn và cung cấp phụ tải trong thời gian ngắn sau khi cô lập trước khi phát điện phân phối xuất hiện trực tuyến.
- Cải thiện việc sử dụng tài sản của hệ thống phân phối và trì hoãn nâng cấp hệ thống phân

phối.

Pin có thể được triển khai nhanh chóng và theo mô-đun và có thể dễ dàng di chuyển nếu cần thiết.

2.2.13.3 Thách thức và hạn chế

Các yếu tố ngăn cản chính đối với việc triển khai bộ lưu trữ năng lượng phân tán và lưu trữ pin trên quy mô rộng trước tiên vẫn là chi phí quá cao (mặc dù giảm nhanh chóng). Pin vẫn là công nghệ rất đắt tiền so với các biện pháp khác để tăng tính linh hoạt trong hệ thống. Do đó, pin để tích hợp hệ thống NLTT biến đổi chỉ trở nên phù hợp ở giai đoạn sau của việc triển khai NLTT biến đổi.

2.2.13.4 Kinh nghiệm quốc tế

Một số quốc gia như Hàn Quốc, Đức, Mỹ, Trung Quốc, Nhật Bản và Úc đang thúc đẩy triển khai pin thông qua các chương trình khuyến khích lớn hơn. Ở Đức có một chương trình khuyến khích cho các hệ thống lưu trữ quang điện với giới hạn công suất nạp vào tối đa là 60% công suất hệ thống quang điện. Nếu sản lượng quang điện tăng trên 60%, công suất nạp vào phải được giảm bớt. Bằng cách sạc pin trong khoảng thời gian đó, sẽ đạt được hiệu quả cắt giảm sản lượng quang điện trong giờ cao điểm mong muốn trong khi ít năng lượng bị giảm bớt và tổn hao.

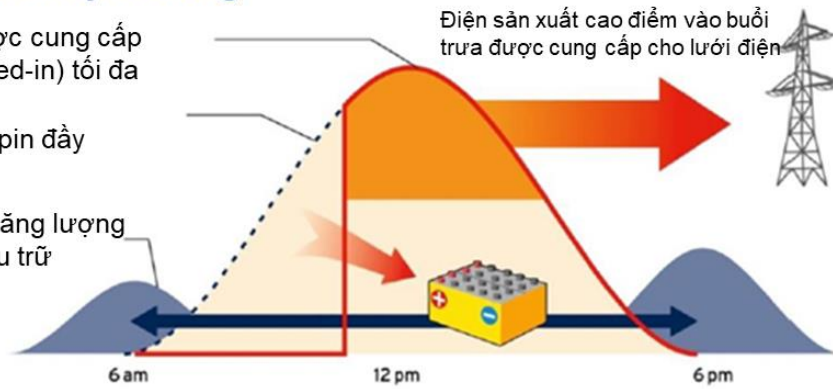
Các dự án sử dụng pin cho các dịch vụ hệ thống hầu hết đang trong giai đoạn thí điểm trên toàn thế giới. Ví dụ, công ty lưu trữ của Đức *sonnen* đã xây dựng một nhà máy điện ảo bao gồm các đơn vị lưu trữ gia đình để cung cấp dịch vụ điều độ lại cho đơn vị vận hành hệ thống truyền tải của Đức *TenneT*. Trong trường hợp tắc nghẽn mạng lưới trong hệ thống truyền tải, pin nằm ở một bên tắc nghẽn đang chiếm năng lượng bằng cách tăng cường sạc, trong khi pin nằm ở bên kia tắc nghẽn hạn chế sạc hoặc thậm chí xả điện. Điều này làm giảm lưu lượng phát điện qua đường dây bị tắc nghẽn trong khi sự cân bằng điện năng trong toàn bộ hệ thống điện được duy trì. Có các dự án tương tự để cung cấp dự trữ vận hành với các hệ thống pin quy mô nhỏ ở Bỉ, Hà Lan và Đức.

Lưu trữ truyền thống

Nguồn NLTT được cung cấp vào lưới điện (feed-in) tối đa

Sạc cho đến khi pin đầy

Tiêu thụ nguồn năng lượng mặt trời được lưu trữ

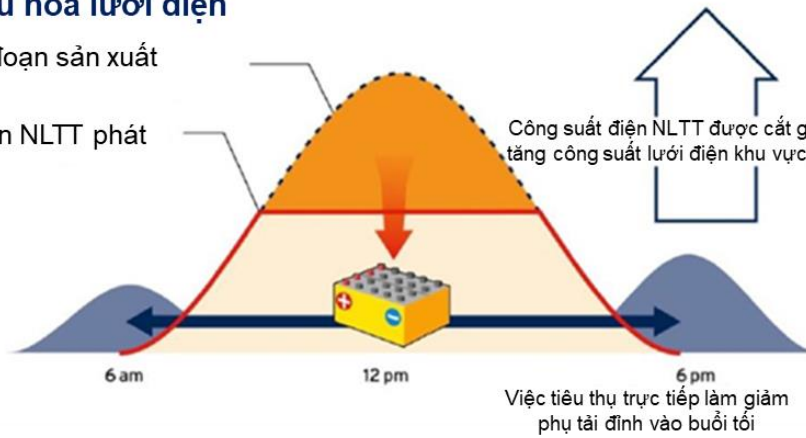


Lưu trữ tối ưu hóa lưới điện

Nạp trong giai đoạn sản xuất lượng điện lớn

Giảm lượng điện NLTT phát lên lưới

Công suất điện NLTT được cắt giảm sẽ làm tăng công suất lưới điện khu vực thêm 66%



Hình 13: Lưu trữ thông thường so với lưu trữ lưới điện được tối ưu hóa với khả năng cắt giảm quang điện giờ cao điểm [20]

2.2.13.5 Đánh giá

Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng



2.2.14 Sạc Xe điện Thông minh

2.2.14.1 Mô tả công nghệ

Xe điện (EV) là một công nghệ đầy hứa hẹn để giảm thiểu cacbon cho ngành vận tải, và các diễn biến gần đây của công nghệ và chi phí đã khiến doanh vụ xe điện gia tăng mạnh mẽ ở các quốc gia như Trung Quốc, Hoa Kỳ, Na Uy hoặc Hà Lan. Sạc xe điện làm tăng nhu cầu trong các lưới điện phân phối trong thời gian nhất định. Việc sạc không kiểm soát được các đoàn xe điện lớn có thể làm quá tải các tài sản phân phối cục bộ hoặc dẫn đến các sự cố về điện áp. Mặt khác, việc sạc phối hợp xe điện phụ thuộc vào tính khả dụng của NLTT biến đổi có thể có khả năng tạo ra sức mạnh tổng hợp đáng kể giữa hai công nghệ. Chiến lược sạc thông minh khai thác tiềm năng này bằng cách gửi tín hiệu giá hoặc tín hiệu điều khiển trực tiếp đến các trạm sạc xe điện.

2.2.14.2 Lợi ích và ảnh hưởng

Cơ sở hạ tầng sạc thông minh sẽ không chỉ làm giảm các vấn đề tắc nghẽn do sạc xe điện trong lưới điện phân phối, mà còn có thể cho phép tăng cường tỷ trọng NLTT biến đổi bằng cách sạc chủ yếu khi có điện mặt trời hoặc điện gió.

Trong thời gian nguồn cấp điện mặt trời và điện gió thấp, thậm chí có thể cấp điện lại từ pin của xe điện vào lưới điện (từ xe đến lưới điện). Giảm bớt đầu tư vào cơ sở hạ tầng lưới điện phân phối cũng như nhu cầu phát điện dự phòng, trong khi có thể tăng phần NLTT biến đổi lên. Khách hàng được hưởng lợi từ giá điện giảm cho việc sạc xe điện nếu họ đồng ý với sự kiểm soát hạn chế xe điện.

2.2.14.3 Thách thức và hạn chế

Sạc xe điện thông minh đòi hỏi sự phối hợp cao

giữa bộ sạc xe điện và các tác nhân bên ngoài. Điều này đòi hỏi một mạng lưới liên lạc mở rộng cũng như các biện pháp đảm bảo bảo mật cũng như quyền riêng tư. Vai trò của các tác nhân thị trường và người vận hành hệ thống cần được làm rõ và chỉ định - theo nghĩa này họ có thể kiểm soát việc sạc xe điện mà không hạn chế người dùng xe điện.

2.2.14.4 Kinh nghiệm quốc tế

Các chiến lược sạc thông minh đã được triển khai ở quy mô nghiên cứu và thử nghiệm trong 10 năm qua. Dự án “Parker” của Đan Mạch là khái niệm sạc thông minh đầu tiên có khả năng truyền từ xe sang lưới điện được thể hiện ở quy mô thương mại nhằm đáp ứng tần số với nhiều đoàn xe, phương tiện và địa điểm.

Trong một dự án với đơn vị vận hành hệ thống truyền tải Energinet của Đan Mạch, người ta đã chứng minh rằng xe điện có thể đóng góp các dịch vụ phụ trợ trong vòng chưa đầy 10 giây với thời lượng lên tới 30 phút.

Gần đây, các khái niệm điều độ lại đã được chứng minh ở Đức để lưu trữ điện dư thừa từ NLTT biến đổi trong pin của xe điện nhằm loại bỏ tắc nghẽn lưới điện. Dự án là nỗ lực hợp tác giữa TenneT, Nissan và The Mobility House. Một xe điện có thể hoạt động như bộ lưu trữ năng lượng di động và hỗ trợ dịch vụ cho đơn vị vận hành hệ thống truyền tải trong các khu vực quá tải hoặc nạp quá ở Đức. The Mobility House đã phát triển phần mềm để kiểm soát cơ chế sạc và xả điện cho xe điện. Dự án đã cho ra kết quả thử nghiệm chứng minh công nghệ này có thể được áp dụng ở quy mô thương mại trên toàn nước Đức trong tương lai.



Hình 14: Xe điện có khả năng sạc hai chiều (V2G). Tổng hợp chúng được sử dụng để cung cấp nguồn dự trữ cho hoạt động [21]

2.2.14.5 Đánh giá



2.2.15 Cách nhìn khác về các công nghệ lưới điện thông minh sắp tới

Các công nghệ sau đây chỉ được mô tả ngắn gọn vì tính ứng dụng của chúng vẫn còn hạn chế.

2.2.15.1 Lưới điện siêu nhỏ

Lưới điện siêu nhỏ là một nhóm các nguồn năng lượng phân tán cục bộ với các máy phát, phụ tải và hệ thống lưu trữ quy mô nhỏ có thể vận hành cả ở chế độ nối lưới và chế độ cô lập. Ý tưởng phía sau khái niệm này là khả năng chống chịu và độ tin cậy của nguồn điện cao hơn trong thời gian mất điện của hệ thống truyền tải, và có khả năng tiêu thụ điện phát cục bộ hiệu quả hơn.

Lưới điện siêu nhỏ thường được sử dụng khu vực hải đảo và nông thôn nơi không thể nối lưới với lưới điện chính, quá đắt hoặc không đáng tin cậy.

2.2.15.2 Power-to-X

Power-to-X mô tả việc chuyển đổi điện thành các dạng năng lượng có thể sử dụng khác. Điều này bao gồm sản xuất hydro thông qua điện phân và ngoài ra có thể xử lý thành metan (từ điện thành khí), chuyển đổi thành nhiệt bằng bơm nhiệt, điện trở hoặc nồi hơi điện cực (từ điện thành nhiệt) và các dạng chuyển đổi khác.

Ứng dụng này đặc biệt hữu ích cho việc chuyển

đổi sản lượng NLTT biến đổi dư thừa và thường chỉ phù hợp cho việc tích hợp hệ thống NLTT biến đổi ở các mức NLTT biến đổi rất cao. Với một số công nghệ, có thể chuyển đổi lại, ví dụ: năng lượng được lưu trữ trong hydro có thể được sử dụng để phát điện với pin nhiên liệu.

2.2.15.3 Nhà thông minh

Nhà thông minh chỉ đến tự động hóa nơi ở thông qua đó các thiết bị thông minh trong nhà như máy nước nóng, điều hòa không khí, máy giặt, máy rửa bát, tủ lạnh và máy sấy quần áo được kiểm soát theo cách tăng khả năng tự tiêu thụ quang điện dân dụng hoặc tham gia các chương trình điều chỉnh phụ tải.

Đặc biệt, hệ thống sưởi ấm và làm mát được coi là phụ tải tiêu thụ năng lượng cao trong tòa nhà có thể được kiểm soát và quản lý để giảm hóa đơn tiền điện của người tiêu dùng, đồng thời giảm công suất trong giờ cao điểm và tăng mức tiêu thụ NLTT biến đổi cho đơn vị vận hành hệ thống phân phối hoặc người vận hành hệ thống.

Đồng hồ thông minh thường là điều kiện tiên quyết để cho phép đạt được những lợi thế này. Những lợi ích này cần được cân nhắc về chi phí bổ sung cho đồng hồ thông minh và các thiết bị thông minh.

2.3 Tiền đánh giá các công nghệ Lưới điện Thông minh quốc tế

Các công nghệ Lưới điện Thông minh từ phần **Error! Reference source not found.** được đánh giá thông qua các số liệu khác nhau bên dưới, trả lời các câu hỏi sau:

- Tầm quan trọng của công nghệ này đối với tích hợp NLTT biến đổi?
- Công nghệ này nên được áp dụng gần nhất khi nào để thúc đẩy tích hợp NLTT biến đổi, tức là trong giai đoạn NLTT biến đổi nào nó trở nên phù hợp (xem phần 2.1)?
- Có sản phẩm thương mại nào tồn tại không và nếu có, mức độ hoàn thiện của những sản phẩm này thế nào?
- Có bao nhiêu hệ thống điện trên toàn thế giới đã áp dụng công nghệ này?
- Công nghệ này có dễ dàng có sẵn ở Việt Nam hay không?

Mức độ hoàn thiện, thâm nhập thị trường và tính khả dụng tại Việt Nam đã được ước tính bằng thang đo bốn cấp (từ 0 đến 3), được giải thích trong

Bảng 2.

Bảng 3 trình bày đánh giá đối với tất cả các công nghệ Lưới điện Thông minh. Ví dụ, một số công nghệ như dự báo NLTT biến đổi và khả năng của bộ biến tầnbiến tần thông minh đã rất quan trọng ở giai đoạn đầu triển khai NLTT

biến đổi và có tác động lớn đến việc triển khai NLTT biến đổi. Do đó, chúng nên được thực hiện sớm.

Tuy nhiên, các công nghệ khác như đánh giá an toàn động trực tuyến chỉ phù hợp ở các giai đoạn triển khai NLTT biến đổi cuối, vì bảo mật hệ thống thường không bị xâm phạm khi mức độ thâm nhập của NLTT biến đổi thấp.

Công nghệ dòng một chiều cao áp có thể phù hợp trong tất cả các giai đoạn NLTT biến đổi nếu các nhà máy điện NLTT biến đổi lớn ở các địa điểm xa được kết nối qua đường dây dòng một chiều cao áp. Tương tự, việc cài đặt Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây có thể được thực hiện bất kể giai đoạn NLTT biến đổi. Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây có thể có tác động vừa phải đến việc triển khai NLTT biến đổi, ví dụ như trong khi sản lượng điện gió cao, công suất truyền tải có sẵn của các đường truyền tăng lên do hiệu ứng làm mát bằng gió.

Cuối cùng, các công nghệ hoàn thiện đã được áp dụng trên quy mô rộng hơn trên toàn thế giới cũng có sẵn tại Việt Nam. Các công nghệ kém hoàn thiện hơn như sạc xe điện thông minh ít khả dụng hơn nhiều; tuy nhiên, sự phát triển nhanh chóng của chúng có thể khiến chúng ngày càng thú vị hơn trong tương lai gần.

Bảng 2: Thông số đánh giá các công nghệ Lưới điện Thông minh

| | Tác động đến việc triển khai VRE | Mức độ hoàn thiện | Thâm nhập thị trường | Thị trường | Có sẵn ở Việt Nam |
|---|----------------------------------|--|--|------------|--|
| 0 | Không ảnh hưởng | Chưa được thử nghiệm, mới chỉ là khái niệm | Chưa được ứng dụng thương mại | | Chưa có trên thị trường |
| 1 | Ảnh hưởng nhỏ | Đã được thử nghiệm trong các dự án thí điểm | Đã được áp dụng trong rất ít hệ thống điện | | Có ở các nước khác nhưng không có ở Việt Nam |
| 2 | Ảnh hưởng vừa phải | Các sản phẩm thể hệ đầu tiên trên thị trường | Đã được áp dụng trong một số hệ thống điện | | Có ở Việt Nam nhưng đắt tiền |

| | | | | |
|---|---------------|--|---|---------------------------|
| 3 | Ảnh hưởng lớn | Thế hệ thứ hai hoặc sau đó trên thị trường | Đã được áp dụng trong nhiều hệ thống điện | Có sẵn với mức giá hợp lý |
|---|---------------|--|---|---------------------------|

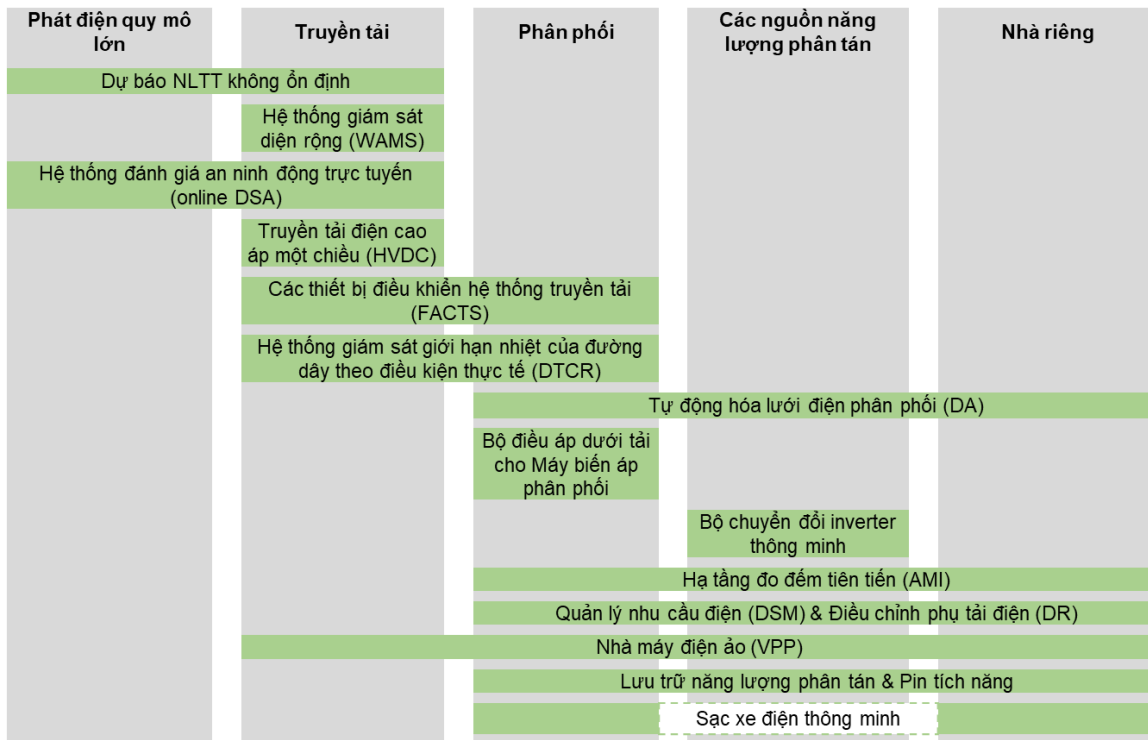
Bảng 3: Đánh giá các công nghệ Lưới điện Thông minh theo các thông số khác nhau

| Công nghệ Lưới điện Thông minh | Phù hợp trong giai đoạn VRE nào? | Tác động đến việc triển khai VRE | Mức độ hoàn thiện | Thâm nhập thị trường | Xu hướng phát triển | Có sẵn ở Việt Nam |
|---|----------------------------------|----------------------------------|-------------------|----------------------|---------------------|-------------------|
| Dự báo VRE | 1 | 3 | 3 | 3 | Vừa phải | 3 |
| Hệ thống đo lường điện rộng (WAMS) | - | 1 | 3 | 2 | Nhanh | 3 |
| Đánh giá an ninh động hệ thống điện trực tuyến (online-DSA) | 4 | 2 | 2 | 1 | Vừa phải | 2 |
| Công nghệ truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | 1 đến 4 | 1 | 3 | 2 | Vừa phải | 2 |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải điện (FACTS) | 1 đến 4 | 2 | 3 | 3 | Vừa phải | 3 |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | - | 2 | 3 | 2 | Vừa phải | 3 |
| Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | 3 | 2 | 2 | 1 | Nhanh | 1 |
| Bộ chỉnh áp có tải (OLTC) cho máy biến áp phân phối | 3 | 2 | 3 | 2 | Vừa phải | 2 |
| Bộ biến tần biến tần thông minh | 1 | 3 | 3 | 3 | Vừa phải | 3 |
| Cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến (AMI) | - | 1 | 3 | 2 | Nhanh | 2 |
| Quản lý nhu cầu điện (DSM) & Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | 4 | 3 | 2 | 1 | Nhanh | 2 |
| Nhà máy điện ảo (VPPs) | 3 | 2 | 2 | 2 | Nhanh | 1 |
| Bộ lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng | 3 | 3 | 3 | 2 | Nhanh | 2 |
| Sạc xe điện thông minh | 4 | 2 | 1 | 0 | Nhanh | 0 |

3 Nhiệm vụ 3: Phương pháp và Tiêu chí Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh

3.1 Phương pháp và Tiêu chí Phân tích các Công nghệ Lưới điện Thông minh

Việc xác định các xu hướng và sản phẩm Lưới điện Thông minh trong Nhiệm vụ 2 đã dẫn đến việc lựa chọn 14 công nghệ để đánh giá thêm.



Hình 15: 14 công nghệ Lưới điện Thông minh được lựa chọn và các lĩnh vực ứng dụng của chúng

Phương pháp và các tiêu chí được xây dựng sẽ được áp dụng cho các công nghệ này.

3.1.1 Tiêu chí

Các tiêu chí được dựa trên danh sách các tiêu chí ban đầu từ Điều khoản Tham chiếu. Các tiêu chí chính sau đây được sử dụng:

Tác động đến các khó khăn của hệ thống điện: Công nghệ này có giải quyết các khó khăn hiện tại hoặc sắp tới – đặc biệt liên quan đến NLTT biến đổi - của hệ thống điện ở Việt Nam không?

Khả năng kinh tế: Công nghệ này có phải là biện pháp hiệu quả về chi phí, có khả năng mang lại lợi ích cao hơn chi phí không?

Khả năng ứng dụng: Công nghệ này hiện có thể được áp dụng cho Việt Nam hay có những trở ngại (về

phát triển công nghệ, khung pháp lý, v.v.) không?

Trình độ hiểu biết hiện có: Có các dự án thí điểm đang diễn ra ở Việt Nam có thể làm cơ sở cho việc giới thiệu công nghệ tương ứng không?

3.1.2 Phương pháp

Phương pháp đánh giá cơ bản là đánh giá từng công nghệ theo từng tiêu chí được chỉ định. Theo như khả thi, các số liệu cho phép đánh giá định lượng nên được đánh giá; nếu không, thực hiện đánh giá định tính. Đánh giá này được hỗ trợ bởi các cuộc khảo sát, ngẫu nhiên gặp các bên liên quan quan trọng trong lĩnh vực năng lượng ở Việt Nam để tính đến tình hình địa phương bất cứ khi nào có thể.

3.1.2.1 Phân tích Mối quan hệ với các Khó khăn của Hệ thống điện

Các bước và nguồn sau được sử dụng:

1. Xác định các khó khăn hiện tại và sắp tới dự kiến tại Việt Nam
 - Tổng quan lý thuyết
 - Khảo sát các bên liên quan vào tháng 6/tháng 7 với sự hỗ trợ của ERAV
 - Phỏng vấn các bên liên quan tại Việt Nam vào tháng 8 năm 2019
 - Hội thảo của các bên liên quan tại Hà Nội vào ngày 15 tháng 8 năm 2019
2. Tập hợp những khó khăn liên quan đến VRE của các nước khác
 - Tổng quan lý thuyết và kinh nghiệm trước đó của các cố vấn
3. Đánh giá tác động
 - Tổng quan lý thuyết
 - Đánh giá tác động của các chuyên gia trong nước và quốc tế
 - Phản hồi của các bên liên quan được thu thập vào tháng 8 năm 2019

Thông qua quy trình của các bên liên quan, bốn khó khăn có mức độ ưu tiên cao và bảy khó khăn có mức độ ưu tiên trung bình đối với hệ thống điện Việt Nam đã được xác định:

| Phân loại | Khó khăn của Hệ thống điện |
|--------------------|--|
| Ưu tiên cao | <ul style="list-style-type: none"> • Hợp nhất VRE vào điều độ • Các vấn đề về tắc nghẽn trên toàn hệ thống trong lưới điện truyền tải • Thiếu công suất phát điện • Độ tin cậy của hệ thống điện và mất điện cục bộ |
| Ưu tiên trung bình | <ul style="list-style-type: none"> • Mức tăng trưởng dự kiến của phát điện phân phối • Kiểm soát điện áp trong truyền tải và phân phối • Các vấn đề về tắc nghẽn cục bộ trong lưới điện phân phối • Tăng tổn hao truyền tải khoảng cách xa • Dễ bị ảnh hưởng bởi các sự kiện thời tiết cực đoan • Nguy cơ mất nguồn điện quy mô lớn • Thiếu giám sát hệ thống phân phối |

Không cần xem xét các khó khăn có mức độ ưu tiên thấp.

3.1.2.2 Phân tích khả năng kinh tế

Các nguồn đánh giá sau đây được sử dụng:

- Phân tích chi phí-lợi ích (CBA)
 - Xác định (các) trường hợp sử dụng
 - Lập sơ đồ chi phí và lợi ích
 - Thu thập và đánh giá số liệu
 - Kết quả: Giá trị hiện tại ròng (NPV) và Tỷ lệ chi phí lợi ích (BCR)
- Nghiên cứu trường hợp quốc tế
 - Tổng quan lý thuyết về các ứng dụng so sánh ở các nước khác
- Đánh giá của chuyên gia
 - Tham khảo ý kiến các chuyên gia trong nước và quốc tế

3.1.2.3 Phân tích Khả năng ứng dụng và Mức độ kinh nghiệm

Đánh giá liên quan đến hai tiêu chí này dựa trên các kết luận được rút ra từ:

- Tổng quan lý thuyết
- Thảo luận với nhóm dự án Việt Nam và cố vấn địa phương
- Khảo sát các bên liên quan vào tháng 6/tháng 7 với sự hỗ trợ của ERAV
- Phỏng vấn các bên liên quan tại Việt Nam vào tháng 8 năm 2019
- Hội thảo của các bên liên quan tại Hà Nội vào ngày 15 tháng 8 năm 2019

4 Nhiệm vụ 4: Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh và Khuyến nghị

4.1 Đánh giá Công nghệ Lưới điện Thông minh

4.1.1 Tác động đến các Khó khăn của Hệ thống điện

Đánh giá tác động đã được thực hiện sử dụng ba mức độ riêng biệt (thấp/trung bình/cao). Các kết quả được trình bày trong bảng dưới đây. Đối với các khó khăn của hệ thống điện riêng lẻ, mức độ tác động “thấp” không được trình bày để nâng cao tính dễ đọc của bảng.

Các tác động công nghệ giải quyết các khó khăn có mức độ ưu tiên cao có trọng số lớn hơn các tác động đến các khó khăn có mức độ ưu tiên trung bình khi tổng hợp số điểm chung của tác động của khó khăn.

| Thách thức đối với hệ thống Công nghệ Lưới điện Thông minh | Thách thức đối với hệ thống | | | | | | | | | | Tổng điểm về thách thức đối với hệ thống điện |
|---|---|---------------------------------|---------------------------|---|--|--|---------------------------------------|------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------|---|
| | Tích hợp NLTT biến đổi tạo hoạt động điều độ trên toàn hệ thống | Tác nghiệp lưới điện truyền tải | Thiếu công suất phát điện | Độ tin cậy hệ thống điện và mất điện cục bộ | Tăng trưởng nguồn phát điện phân tán dự kiến | Điều chỉnh điện áp trong truyền tải và phân phối | Tác nghiệp lưới điện phân phối cục bộ | Tăng tổn thất đường dây truyền tải | Rủi ro mất điện quy mô lớn | Thiếu giám sát hệ thống phân phối | |
| Dự báo năng lượng tái tạo | ● | ● | ● | | ● | | | | | | ● |
| Hệ thống giám sát điện rộng (WAMS) | | ● | ● | | | | | ● | ● | | ● |
| Đánh giá An ninh Động Trục tuyến (DSA trực tuyến) | | | | | | ● | | | ● | | ● |
| Hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | | ● | | | | | | ● | | | ● |
| Các thiết bị điều khiển Hệ thống truyền tải điện (FACTS) | | ● | | | | ● | | | | | ● |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | | ● | | | | | | ● | | | ● |
| Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | | | | ● | ● | | | | | ● | ● |
| Bộ điều áp dưới tải cho máy biến áp phân phối | | | | ● | ● | | | | | | ● |
| Bộ chuyển đổi inverter thông minh | ● | | | | ● | | | | | | ● |
| Hạ tầng Đo đếm Tiên tiến (AMI) | | | | | ● | | | | | | ● |
| Quản lý Nhu cầu Điện (DSM) | | | ● | | ● | | | | | | ● |
| Nhà máy điện ảo (VPP) | ● | ● | | | ● | | | | | | ● |
| Tích trữ năng lượng phân phối / ắc-quy điện | | ● | ● | ● | ● | | | | | | ● |
| Sạc xe điện thông minh | | ● | ● | ● | ● | | | | | | ● |

Chú giải: Tác động của công nghệ tới thách thức



Cao

Trung bình

Thấp

Đánh giá an ninh động hệ thống điện trực tuyến đạt được số điểm chung thấp nhất do tác động mức độ trung bình đến các khó khăn có mức độ ưu tiên trung bình, và không có tác động đáng kể đến các khó khăn có mức độ ưu tiên cao.

4.1.2 Khả năng kinh tế

Đánh giá khả năng kinh tế của các dự án triển khai công nghệ được chọn đã dẫn đến các số điểm tương đối sau:

Số điểm cao:

- **Dự báo NLTT** mang lại lợi ích cao và tương đối rẻ so với chi phí;
- **Bộ biến tần biến tần thông minh** thường có sẵn và tăng chi phí tích hợp NLTT biến đổi ở mức nhỏ, trong khi cho phép tích hợp tốt hơn nhiều vào hệ thống điện, ví dụ: thông qua khả

năng kiểm soát và giám sát;

Số điểm thấp:

- Mức độ **Tự động hóa phân phối** cao được coi là rất đắt do số lượng lớn các thiết bị giám sát và điều khiển cho hệ thống phân phối;
- **Cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng**
- **tiên tiến** đã được EVN Hà Nội và EVN TP.HCM đánh giá và hiện tại vẫn quá đắt để triển khai quy mô lớn tại Việt Nam;
- **Bộ lưu trữ năng lượng phân tán**, trong khi chi phí đã giảm đáng kể trong nhiều năm và nhiều thập kỷ qua, vẫn là một lựa chọn đắt đỏ so với các biện pháp khác.

Tất cả các công nghệ được đánh giá khác nhận số được điểm trung bình.

4.1.3 Khả năng ứng dụng trong bối cảnh của Việt Nam

Hầu hết các công nghệ được đánh giá đều có thể áp dụng cho bối cảnh của Việt Nam và do đó nhận được số điểm cao về khả năng ứng dụng, với các ngoại lệ sau:

- **Đánh giá an ninh động hệ thống điện trực tuyến** có một số điều kiện tiên quyết chẳng hạn như nhu cầu xử lý dữ liệu lớn và hệ thống giám sát trên diện rộng, hạ thấp số điểm khả năng ứng dụng của nó xuống mức trung bình;
- **Nhà máy điện ảo** yêu cầu kết cấu thị trường điện phù hợp chưa hoàn toàn có tại Việt Nam, dẫn đến khả năng ứng dụng thấp;
- **Số lượng xe điện** ở Việt Nam hiện vẫn còn rất thấp, khiến **sạc thông minh** tại Việt Nam không cần thiết trong ngắn hạn và trung hạn và do đó dẫn đến khả năng ứng dụng thấp.

4.1.4 Trình độ hiểu biết hiện có

Đánh giá kinh nghiệm hiện tại của địa phương với các công nghệ được chọn đã dẫn đến số điểm tương đối sau:

Số điểm cao:

- Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia hiện có dự án thí điểm để thiết lập hệ thống dự báo NLTT;
- Các nhà máy NLTT biến đổi mới đã được trang bị điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng và các khả năng khác, đáp ứng hầu hết các yêu cầu của Bộ biến tần biến tần thông minh;
- Chương trình Quản lý nhu cầu điện đã được Cục Điều tiết Điện lực thành lập.

Số điểm trung bình:

- Một số đơn vị đo lường phasor đã được cài đặt để xây dựng hệ thống giám sát diện rộng;
- Một số thiết bị của các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải điện chẳng hạn như bộ bù tĩnh hiện đang được cài đặt tại Việt Nam;
- Một số dự án thí điểm Cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến được thực hiện tại một số điều khiển công suất.

Đối với tất cả các công nghệ được đánh giá khác, mức độ kinh nghiệm tại Việt Nam được coi là thấp.

4.1.5 Tổng quan Kết quả Đánh giá

Bảng dưới đây trình bày tổng quan đánh giá và thêm một cột cho số điểm chung, dựa trên mức trung bình của bốn tiêu chí riêng lẻ.

| Tiêu chí | Tác động tới những thách thức đối với hệ thống điện | Khả năng thực hiện về mặt kinh tế | Khả năng áp dụng trong bối cảnh Việt Nam | Trình độ hiểu biết hiện nay | Điểm tổng |
|--|---|-----------------------------------|--|-----------------------------|-----------|
| Công nghệ Lưới điện Thông minh | | | | | |
| Dự báo năng lượng tải tạo | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟢 |
| Hệ thống giám sát điện rộng (WAMS) | 🟡 | 🟡 | 🟢 | 🟡 | 🟡 |
| Đánh giá An ninh Động Trục tuyến (DSA trực tuyến) | 🔴 | 🟡 | 🟡 | 🔴 | 🔴 |
| Hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC) | 🟢 | 🟡 | 🟢 | 🔴 | 🟡 |
| Các thiết bị điều khiển Hệ thống truyền tải điện (FACTS) | 🟡 | 🟡 | 🟢 | 🟡 | 🟡 |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | 🟢 | 🟡 | 🟢 | 🔴 | 🟡 |
| Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | 🟢 | 🔴 | 🟢 | 🔴 | 🟡 |
| Bộ điều áp dưới tải cho máy biến áp phân phối | 🟡 | 🟡 | 🟢 | 🔴 | 🟡 |
| Bộ chuyển đổi inverter thông minh | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟢 | 🟢 |
| Hạ tầng Đo đếm Tiên tiến (AMI) | 🟡 | 🔴 | 🟢 | 🟡 | 🟡 |
| Quản lý Nhu cầu Điện (DSM) | 🟢 | 🟡 | 🟢 | 🟢 | 🟢 |
| Nhà máy điện ảo (VPP) | 🟡 | 🟡 | 🔴 | 🔴 | 🔴 |
| Tích trữ năng lượng phân phối / ắc-quy điện | 🟢 | 🔴 | 🟢 | 🔴 | 🟡 |
| Sạc xe điện thông minh | 🟡 | 🟡 | 🔴 | 🔴 | 🔴 |

Chú giải: Tác động của công nghệ tới thách thức

🟢 Cao 🟡 Trung bình 🔴 Thấp

Các chương trình dự báo NLTT biến đổi, bộ biến tần thông minh và Quản lý nhu cầu điện có số điểm cao và đang trong quá trình ứng dụng hoặc phát triển tại Việt Nam.

Hầu hết các công nghệ khác có số điểm trung bình. Chúng được khuyến nghị đánh giá thêm, các dự án thí điểm, và triển khai cuối cùng tại Việt Nam. Các khuyến nghị chi tiết hơn được đưa ra trong phần tiếp theo. Các công nghệ có số điểm thấp hiện không được khuyến nghị cho Việt Nam, và chỉ nên được xem xét trong trung hạn hoặc dài hạn.

Lý do đánh giá tổng thể từng công nghệ có thể được tóm tắt như sau:

| Các công nghệ Lưới điện Thông minh | Điểm | Lý do chính |
|---|------------|---|
| Dự báo NLTT | Cao | Khả thi về kinh tế |
| Hệ thống giám sát điện rộng (WAMS) | Trung bình | Đang phát triển, tích hợp phức tạp |
| Đánh giá an ninh động hệ thống điện trực tuyến (online-DSA) | Thấp | Công nghệ chưa hoàn thiện |
| Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) | Trung bình | Chưa có kinh nghiệm tại Việt Nam, ứng dụng phụ thuộc vào tính khả thi |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải điện (FACTS) | Trung bình | Đã được sử dụng, nhưng khả năng áp dụng hạn chế |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR) | Trung bình | Có ít kinh nghiệm ở Việt Nam, tính khả năng ứng dụng không chắc chắn cao |
| Tự động hóa lưới điện phân phối (DA) | Trung bình | Có tác động tốt đến các khó khăn, nhưng đắt tiền |
| Bộ chỉnh áp có tải cho máy biến áp phân phối | Trung bình | Chưa có kinh nghiệm tại Việt Nam, khả năng ứng dụng hạn chế |
| Bộ biến tần thông minh | Cao | Khả thi về kinh tế |
| Cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến (AMI) | Trung bình | Khả năng ứng dụng tốt, nhưng nỗ lực điều tiết/tiêu chuẩn hóa lớn và chi phí cao |

| | | |
|--|------------|---|
| Quản lý nhu cầu điện (DSM) | Cao | Có tác động tốt đến một khó khăn lớn của hệ thống |
| Nhà máy điện ảo (VPPs) | Thấp | Môi trường thị trường chưa sẵn sàng |
| Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng | Trung bình | Có tác động tốt, nhưng đắt |
| Sạc xe điện thông minh | Thấp | Chưa có kế hoạch triển khai xe quy mô lớn |

4.2 Khuyến nghị

Các khuyến nghị được đưa ra dưới đây nhằm hỗ trợ các bên liên quan trong ngành điện Việt Nam đánh giá các công nghệ Lưới điện Thông minh. Mục tiêu chính của báo cáo này bao gồm nâng cao nhận thức và kiến thức về các xu hướng và sản phẩm của Lưới điện Thông minh quốc tế và khả năng ứng dụng vào Việt Nam, từ đó tạo điều kiện phát triển hệ thống điện với sự hỗ trợ hiệu quả cho việc tăng tỷ lệ đóng góp của NLTT biến đổi.

4.2.1 Cấp độ truyền tải

Các bên liên quan: EVN NPT, EVN NLDC

- Ngắn hạn (2019-2020)
 - EVN NLDC đã triển khai **hệ thống giám sát diện rộng** và phát triển năng lực **dự báo NLTT biến đổi**.
 - **Bộ biến tần thông minh** đã được triển khai thực tế cho tất cả công suất phát điện NLTT biến đổi mới. Các công ty phân phối và các công ty truyền tải nên phối hợp tiếp cận các chức năng như thiết lập các hạn chế về phụ tải hữu công.
 - Cần xem xét **các thiết bị của Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải** trong các quy trình quy hoạch hệ thống khi trường hợp này chưa xảy ra.
 - Do mức độ áp dụng của **Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây** chưa rõ ràng, các dự án thí điểm cần được tiếp tục triển khai và đánh giá. Sau đó, Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây nên được xem xét trong các quy trình quy hoạch hệ thống khi thích hợp.
- Trung hạn (2021-2023)
 - Với nhu cầu gia tăng đáng kể và liên tục là yếu tố chính, các năng lực **Quản lý nhu cầu điện và Điều chỉnh phụ tải điện** nên được phát triển. Đây không chỉ là vấn đề kỹ thuật, mà còn liên quan đến tiêu chuẩn và quy định.
 - Công nghệ truyền tải **điện cao áp một chiều (HVDC)** có thể là lựa chọn có lợi về kinh tế trong nhiều ứng dụng. Các tầm nhìn về truyền tải dài dẫn đến khuyến nghị trung hạn. Các kết nối HVDC gió ngoài khơi có thể được thực hiện nhanh hơn.
 - Không thể triển khai các **nhà máy điện ảo (VPP)** trong ngắn hạn vì chúng không chỉ là một khái niệm kỹ thuật, mà còn là một cấu trúc thị trường để nâng cao tính linh hoạt xử lý trong hệ thống. Điều này phụ thuộc vào kết cấu thị trường phù hợp.
 - **Đánh giá an ninh động trực tuyến** trở nên phù hợp để vận hành hệ thống hiệu quả khi đạt được mức độ thâm nhập tức thời cao của NLTT biến đổi và biên an toàn tĩnh trở nên quá lớn và không hiệu quả. Điều này dự kiến sẽ không xảy ra trong hệ thống điện của Việt Nam trong ngắn hạn và trung hạn. Tuy nhiên, các xu hướng quốc tế và sản phẩm nên được theo dõi và xem xét phát triển thí điểm.

4.2.2 Cấp độ phân phối

Các bên liên quan: EVN NPC, EVN CPC, EVN SPC, EVN Hà Nội, EVN TP.HCM

- Ngắn hạn (2019-2020)
 - **Bộ biến tần thông minh** đã được triển khai thực tế cho tất cả công suất phát điện NLTT biến đổi mới. Các công ty phân phối và các công ty truyền tải nên phối hợp tiếp cận các chức năng như thiết lập các hạn chế về phụ tải hữu công.
 - Các cơ chế **Quản lý nhu cầu điện** cần được đánh giá và triển khai theo cách được tiêu chuẩn hóa, vì các hệ thống phân phối bị ảnh hưởng như nhau từ sự gia tăng nhu cầu như các hệ thống truyền tải. Các thiết bị điều chỉnh công suất phân phối nên phối hợp để cùng nỗ lực và chia sẻ bài học kinh nghiệm.
- Trung hạn (2021-2023)
 - Nên triển khai **Tự động hóa lưới điện phân phối** để tăng độ tin cậy, nhưng quy trình tốn kém và từng bước. Các thí điểm ban đầu nên phát triển thành các ứng dụng quy mô lớn hơn trong trung hạn.
 - Nên đưa khái niệm **Bộ chính áp có tải cho Máy biến áp phân phối** vào các quy trình quy hoạch phân phối để cho phép triển khai trong các trường hợp hiệu quả hơn các giải pháp thay thế.
 - **Lưu trữ năng lượng phân tán và pin tích năng** có thể góp phần quản lý tắc nghẽn trong hệ thống phân phối. Chi phí vẫn rất cao khiến điều này trở thành lựa chọn trung hạn và dài hạn.
 - **Sạc xe điện thông minh** sẽ không chỉ là lựa chọn, mà còn là điều cần thiết khi xe điện được ứng dụng trên diện rộng. Điều này không được mong đợi trong ngắn hạn, nhưng các khái niệm nên được phát triển.
- Dài hạn (2024 trở đi)
 - **Dự báo năng lượng tái tạo** ngắn hạn sẽ trở nên phù hợp với các hệ thống phân phối có khả năng giám sát và tự động hóa ngày càng tăng.
 - **Cơ sở hạ tầng đo đếm tiên tiến** có thể cung cấp giao diện được tiêu chuẩn hóa cho các công nghệ Lưới điện Thông minh khác như Quản lý nhu cầu điện, Pin phân tán và Sạc xe điện thông minh. Các vấn đề về tính phức tạp cao và an ninh mạng khiến điều này trở thành mục tiêu phát triển dài hạn.

4.3 Lưu ý về Đánh giá Khả năng Kinh tế

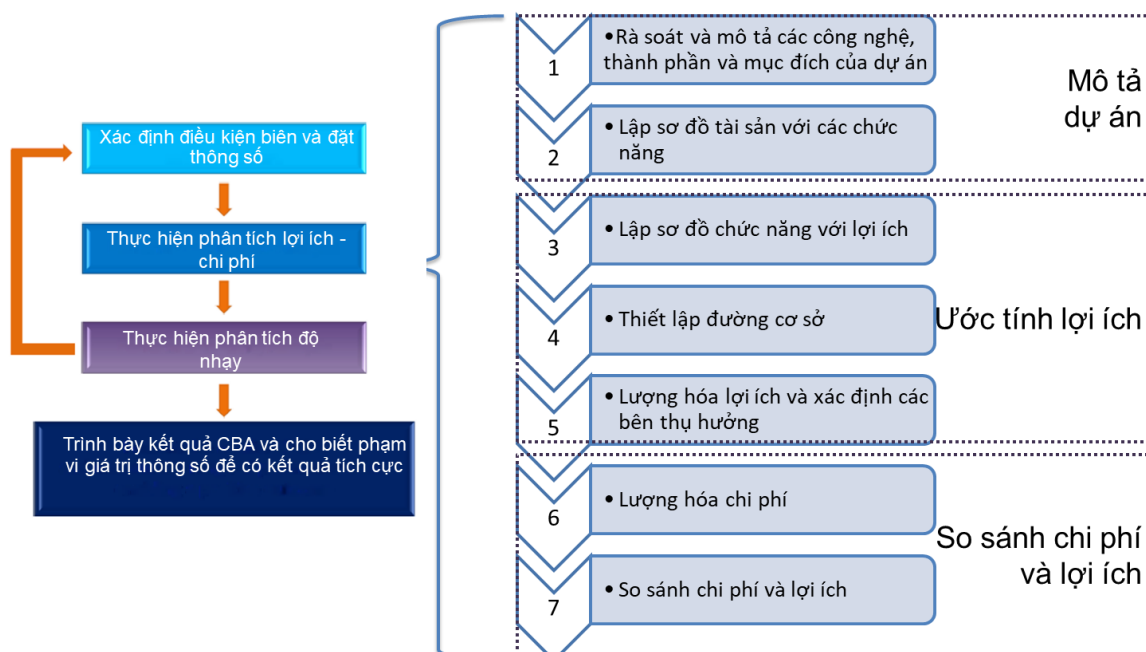
Mặc dù các kết quả đánh giá khả năng kinh tế được trình bày trong báo cáo này dựa trên đánh giá ở mức độ cao các trường hợp ví dụ quốc tế (nghiên cứu trường hợp được trình bày trong chương **Error! Reference source not found.**), các đánh giá kinh tế chính xác hơn theo mong muốn nên được thực hiện dưới dạng phân tích chi phí - lợi ích. Tuy nhiên, việc thực hiện đánh giá chi tiết như vậy đòi hỏi phải thu thập dữ liệu và thỏa thuận về các giả định ngoài những gì có thể được thực hiện trong phạm vi công việc này. Phần này giới thiệu ngắn gọn ở mức cao về cách các phân tích chi phí - lợi ích cho các dự án công nghệ Lưới điện Thông minh có thể được thực hiện.

4.3.1 Phân tích Chi phí – Lợi ích (CBA)

Khả năng kinh tế của các dự án công nghệ thường được đánh giá trong các phân tích chi phí - lợi ích (CBA). Hướng dẫn về cách áp dụng các phân tích này vào các dự án công nghệ Lưới điện Thông minh đã được xuất bản:

- Khung hệ thống đầu tiên cho phân tích chi phí - lợi ích của lưới điện thông minh là “Phương pháp ước tính lợi ích và chi phí của các dự án biểu diễn lưới điện thông minh” của Viện Nghiên cứu Điện năng (EPRI), Hoa Kỳ, 2010 [22]
- EPRI đã phát hành thêm “Hướng dẫn về phân tích chi phí/lợi ích của các dự án biểu diễn lưới điện thông minh, năm 2012 [23], có tại: <https://www.epri.com/#/pages/product/1025734/>
- Dựa trên hướng dẫn này, “Hướng dẫn thực hiện phân tích chi phí - lợi ích cho các dự án Lưới điện Thông minh” đã được Trung tâm Nghiên cứu Chung của Ủy ban châu Âu công bố (JRC), 2012 [24]
https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/sep/files/documents/guidelines_for_conducting_a_cost-benefit_analysis_of_smart_grid_projects.pdf

Hướng dẫn của JRC điều chỉnh và sửa đổi phương pháp EPRI đã được Ngân hàng Thế giới và IRENA sử dụng trong một số nghiên cứu. Cách tiếp cận sử dụng phác thảo sau:



Hình 16: Cách tiếp cận JRC cho Phân tích chi phí – lợi ích (CBA) của các dự án Lưới điện Thông minh

CBA yêu cầu dữ liệu và giả định mở rộng cho ứng dụng và bối cảnh quốc gia cụ thể. Cách tiếp cận CBA theo hướng dẫn của JRC như trong Hình 2 bao gồm các bước sau:

Chuẩn bị: Xác định các điều kiện biên và thiết lập các tham số

Trước khi bắt đầu CBA, các giả định đầu vào phải được xác định: Ví dụ: tỷ lệ chiết khấu, giá trị phụ tải tổn hao, giá trị cung cấp, trnhf tự thời gian thực hiện, chi phí phần cứng và phần mềm, chi phí lắp đặt, tổn hao tại hệ thống truyền tải và phân phối.

Bước 1: Xem xét và mô tả các công nghệ, các thành phần và mục tiêu của dự án

Cần trả lời các câu hỏi sau

- Mục đích của dự án này là gì?
- Các giải pháp công nghệ là gì?
- Các chức năng công nghệ lưới điện thông minh chính là gì?
- Chi phí và lợi ích của ai?
- Đây là quy mô quốc gia/dự án/khu vực cụ thể?

Các câu hỏi trên có thể giúp xác định ranh giới dự án bao gồm mục tiêu, mục đích, quy mô, chức năng công nghệ, các bên liên quan (chi phí và lợi ích của họ có giá trị).

Bước 2: Bình đồ tài sản theo chức năng

Mỗi công nghệ lưới điện thông minh cung cấp các chức năng khác nhau. JRC đã cung cấp 33 chức năng khác nhau (chia thành sáu hạng mục khác nhau) để công nghệ lưới điện thông minh được tính đến cho phân tích chi phí - lợi ích.

Bước 3: Bình đồ chức năng theo lợi ích

Mục đích của bước này là liên kết lợi ích và chức năng. EPRI và JRC liệt kê 22 lợi ích (từ nhiều hạng mục con) cho các công nghệ lưới điện thông minh. Một số ví dụ về lợi ích là:

- Cải thiện việc sử dụng tài sản
- Tăng cường vốn truyền tải & phân phối và tiết kiệm vận hành & bảo dưỡng
- Giảm thiểu trộm cắp điện
- Cải thiện hiệu quả năng lượng
- Cải thiện tiết kiệm chi phí điện
- Giảm thiểu cắt điện
- Cải thiện chất lượng điện năng
- Giảm thiểu khí thải
- Cải thiện an toàn năng lượng

Cuối cùng, cần xác định chức năng lưới điện thông minh nào có liên quan đến các lợi ích trên. Sự bình đồ này có thể chỉ ra lợi ích của công nghệ lưới điện thông minh.

Bước 4: Thiết lập đường cơ sở

Đường cơ sở chỉ đến tình huống hiện tại (hay còn gọi là Hoạt động Bình thường: BAU) được so sánh và đánh giá theo các kịch bản khác. Trong bối cảnh này, kịch bản khác là kịch bản được tích hợp với công nghệ lưới điện thông minh.

Bước 5: Tiền tệ hóa lợi ích và xác định người thụ hưởng

Việc tính toán lợi ích về mặt tiền tệ nên xem xét lợi ích thực tế từ dự án và những người thụ hưởng chính. Nói chung, CBA được tiến hành cho người thực hiện công nghệ lưới điện thông minh hoặc cho người tiêu dùng.

Bước 6: Xác định và định lượng chi phí

Chi phí của công nghệ lưới điện thông minh có thể dễ dàng được ước tính bằng giá thị trường (tức là nhà sản xuất) hoặc bối cảnh dự án tương tự. Chi phí bao gồm vốn, vận hành và bảo trì. Chi phí dự án có thể xác định lợi tức đầu tư.

Bước 7: So sánh chi phí và lợi ích

Chi phí và lợi ích của các dự án được so sánh để đánh giá hiệu quả chi phí bằng cách sử dụng các chỉ số về tính khả thi kinh tế chung như tỷ suất lợi ích - chi phí (BCR), thời gian hoàn vốn, chỉ số nội hoàn (IRR), và/hoặc giá trị hiện tại ròng (NPV).

Đánh giá chất lượng kết quả CBA: Phân tích độ nhạy

JRC chỉ ra rằng phân tích độ nhạy là thành phần cần thiết của CBA. Bất kỳ CBA nào cũng dựa trên các dữ liệu và giả định với độ bất định kết hợp, và sự biến đổi của các biến nhập đối với phép tính cung cấp dấu hiệu cho thấy kết quả chắc chắn như thế nào so với các tham số đã sửa đổi. Điều này cũng có thể được sử dụng để xác định theo điều kiện nào một dự án có thể khả thi về mặt kinh tế hay không.

5 Tài liệu tham khảo

- [1] IEA, “Đưa gió và mặt trời lên lưới điện Hướng dẫn dành cho các nhà hoạch định chính sách,” *Cơ quan Năng lượng Quốc tế*, trang 64, 2017.
- [2] IEA, “Tình trạng chuyển đổi hệ thống điện năm 2017: Tích hợp hệ thống và các lưới điện cục bộ,” *Cơ quan Năng lượng Quốc tế*, trang 7–148, 2017.
- [3] Cơ quan Năng lượng Quốc tế, “Lưới điện thông minh trong Mạng lưới phân phối,” IEA, 2015.
- [4] UNECE, “Phát triển hệ thống điện: Tập trung vào lưới điện thông minh,” *Ủy ban Kinh tế Liên hợp quốc châu Âu*, trang 1–19, 2015.
- [5] Cơ quan Năng lượng Quốc tế, “Lộ trình công nghệ - Lưới điện thông minh,” *Current*, trang 52, 2011.
- [6] Nhóm ngân hàng thế giới, “Lưới điện thông minh tăng cường truyền tải điện tại Việt Nam,” 2016.
- [7] V. Giordano và S. Bossart, *Đánh giá lợi ích và tác động của lưới điện thông minh: Sáng kiến của EU và Hoa Kỳ (Báo cáo chung EC JRC-US DOE)*. 2012.
- [8] IRENA, “Lưới thông minh và Năng lượng tái tạo: Hướng dẫn triển khai hiệu quả,” số Tháng 11, trang 1–44, 2013.
- [9] IEC Sách trắng, “Tích hợp lưới điện các nguồn năng lượng tái tạo công suất lớn và sử dụng kho năng lượng điện công suất lớn,” trang 9–18, 2012.
- [10] M. Wache, D. Willems, và F. Van Caueren, “Sử dụng pha đồng bộ hóa trong mạng lưới phân phối để chuyển đổi đồng bộ hóa,” *CIREN - Open Access Proc. J.*, tập 2017, số 1, trang 1527–1530, 2017.
- [11] L. Wang, “Đánh giá an ninh động hệ thống điện trực tuyến: Vai trò và thách thức đối với Trung tâm điều khiển thông minh,” *Powertech Labs Inc.*, 2015.
- [12] M. V. Chávez-Báez, “Nghiên cứu lan truyền sóng hài trong cụm điện gió ngoài khơi,” Đại học Strathclyde, Glasgow, Anh Quốc, 2018.
- [13] M. Mcvey, “Bộ bù đồng bộ tĩnh di động: Bộ bù đồng bộ tĩnh di động đầy đủ đầu tiên trên thế giới như một công cụ Xây dựng, Vận hành và Phục hồi mới cho Dominion Energy,” 2017.
- [14] Elia, “Công suất đường dây động.” [Trực tuyến]. Có tại: <https://www.elia.be/en/grid-data/DLR>. [Truy cập ngày 24 tháng 6 năm 2019].
- [15] J. Hu, M. Marinelli, M. Coppo, A. Zecchino, và H. W. Bindner, “Điều khiển điện áp phối hợp của máy biến áp Bộ chỉnh áp có tải ba pha tách rời và bộ biến tần quang điện để quản lý các mạng lưới không cân bằng,” *Nghiên cứu hệ thống điện*, tập. 131, trang 264–274, 2016.
- [16] G. Kaestle và T. K. Vrana, “Yêu cầu nâng cao về kết nối với lưới điện hạ áp,” *Hội thảo quốc tế lần 21 về phân phối điện*, số Tháng 6/2011, trang 1–5, 2011.
- [17] R. Q. Hu, J. Zhou, R. Q. Hu, và S. Member, “Cấu trúc truyền thông phân tán mở rộng để hỗ trợ cơ sở hạ tầng đo lường tiên tiến trong lưới thông minh,” *IEEE Hệ thống phân phối song song truyền tải*, tập 23, trang. 1632–1642, 2015.
- [18] T. Crosbie, J. Broderick, M. Short, R. Charlesworth, và M. Dawood, “Mức độ sẵn sàng của công nghệ điều chỉnh phụ tải đối với quản lý năng lượng trong tòa nhà,” *Buildings*, tập 8, số 2, trang 13, 2018.
- [19] U. Focken, “Nhà máy điện ảo (VPP): Ứng dụng cho Quản lý hệ thống điện - Ví dụ Đức,” *ESIG Nhóm tích hợp hệ thống năng lượng*, 2018. [Trực tuyến]. Có tại: <https://www.esig.energy/blog-virtual-power-plants-vpp-applications-for-power-system-management-example-germany/>. [Truy cập ngày 24 tháng 6 năm 2019].
- [20] BSW-Solar, “Thông tin về các biện pháp hỗ trợ cho hệ thống lưu trữ năng lượng mặt trời,” số Tháng 8/2013.
- [21] The Mobility House, “Lưới điện bền vững sử dụng công nghệ Vehicle-to-Grid (V2G): Giải pháp là xe điện,” 2018. [Trực tuyến]. Có tại: https://www.mobilityhouse.com/usa_en/magazin/e-mobility/v2gprojects-tmh.html. [Truy cập ngày 24 tháng 6 năm 2019].

- [22] EPRI, “Phương pháp ước tính lợi ích và chi phí của các dự án biểu diễn lưới điện thông minh,” 2010. [Trực tuyến]. Có tại: https://web.archive.org/web/20190119213252/https://www.smartgrid.gov/files/methodological_approach_for_estimating_the_benefits_and_costs_of_sgdp.pdf.
- [23] EPRI, “Hướng dẫn phân tích chi phí/lợi ích của các dự án biểu diễn lưới điện thông minh: Sửa đổi lần 1, Đo lường tác động và tiền tệ hóa lợi ích,” 2012. [Trực tuyến]. Có tại: <https://www.epri.com/#/pages/product/1025734/>.
- [24] Trung tâm Nghiên cứu Chung của Ủy ban châu Âu (JRC), “Hướng dẫn thực hiện phân tích lợi ích chi phí của các dự án lưới điện thông minh,” 2012. [Trực tuyến]. Có tại: https://ses.jrc.ec.europa.eu/sites/ese/files/documents/guidelines_for_conducting_a_cost-benefit_analysis_of_smart_grid_projects.pdf.

6 Phụ lục

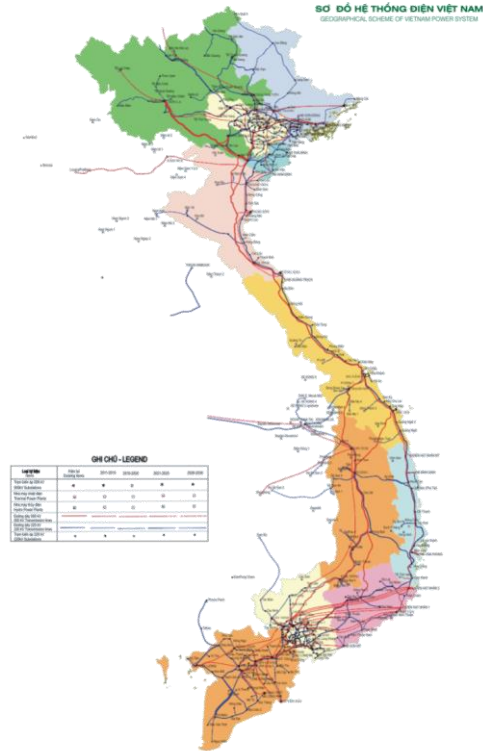
6.1 Hệ thống điện của Việt Nam

6.1.1 Đặc trưng của ngành điện Việt Nam

6.1.1.1 Hệ thống điện Việt Nam

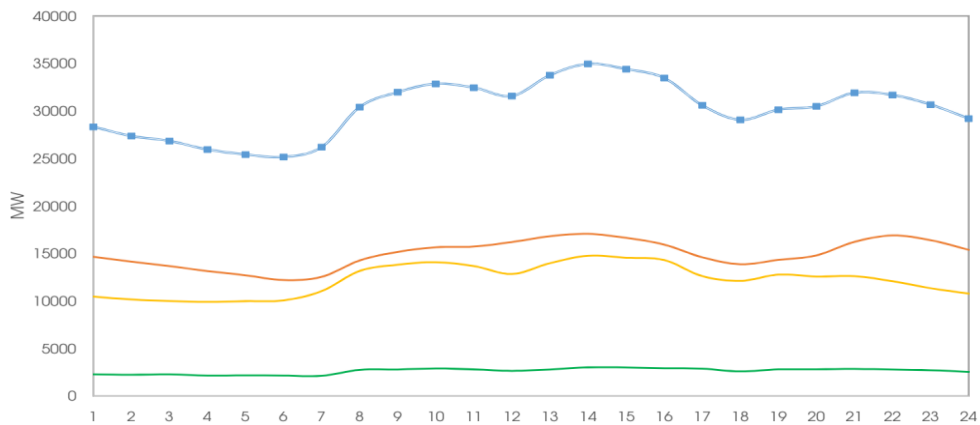
Hệ thống điện Việt Nam là một hệ thống độc đáo gồm ba hệ thống con (hệ thống miền Bắc, miền Trung và miền Nam) được kết nối bằng hệ thống trục chính 500kV.

- Mạng lưới truyền tải: 500kV, 220 kV thuộc sở hữu của NPT
- Mạng lưới phân phối thuộc sở hữu của Năm Tập đoàn điện lực(PCs):
 - Cao áp: 110kV
 - Trung áp: 35kV, 22kV
 - Hạ áp: 0.4kV, 220V



6.1.1.2 Phụ tải

- Mẫu đường cong phụ tải ngày:



(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

- Sản lượng (MWh):
Trong năm 2018, tổng sản lượng phát điện là 220,31 tỷ Kwh, tăng 11,09% so với năm 2017.

Đơn vị: MWh

| Tháng | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Sản lượng | 17298 | 13483 | 18242 | 18102 | 19611 | 19367 | 19683 | 19562 | 18484 | 19114 | 18483 | 18878 |

(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

- Phụ tải cao điểm (MW):

Trong năm 2018, phụ tải cao điểm là 35126 MW, tăng 13,6% so với năm 2017.

| Tháng | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Pmax_Vietnam | 29812 | 28747 | 29364 | 30720 | 32999 | 34152 | 35126 | 31955 | 32196 | 31969 | 32778 | 32444 |
| Pmax_North | 14574 | 13975 | 13494 | 13955 | 14807 | 16002 | 17272 | 14374 | 14356 | 15342 | 15474 | 15495 |
| Pmax_Centre | 2764 | 2693 | 3029 | 3015 | 3005 | 3128 | 3228 | 3115 | 3172 | 3062 | 3007 | 3010 |
| Pmax_South | 13706 | 13402 | 14877 | 15295 | 15274 | 14824 | 14758 | 14789 | 14621 | 14904 | 15040 | 15161 |

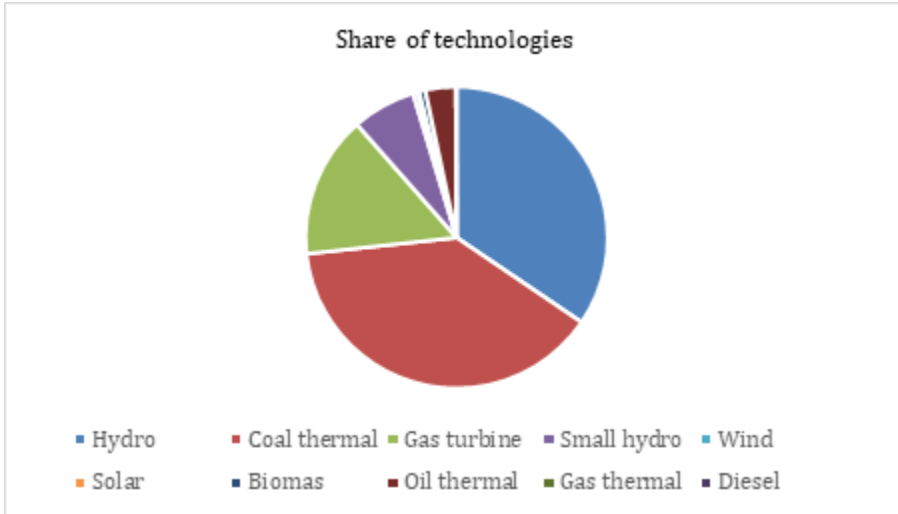
(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

6.1.1.3 Phát điện

- Công suất lắp đặt (MW):

Vào cuối năm 2018, tổng công suất lắp đặt là 48838 MW, tăng 7,55% so với năm 2017.

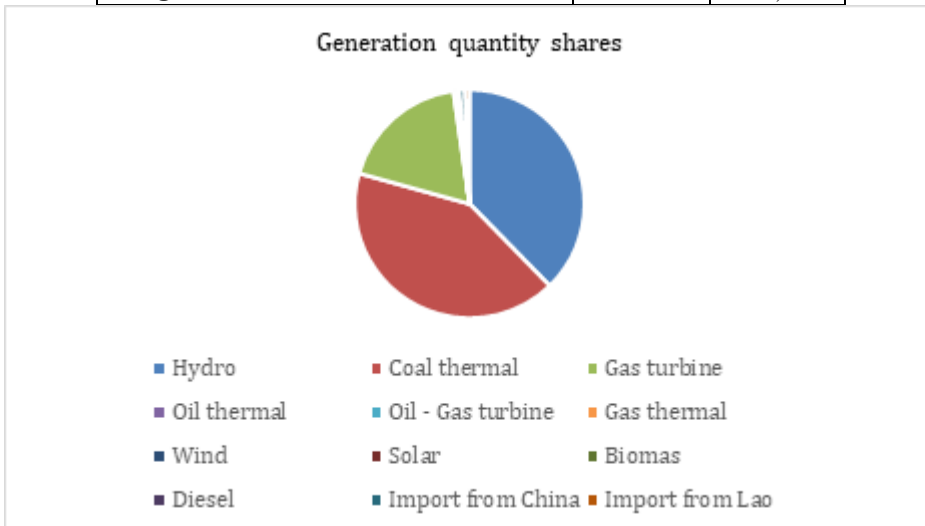
| Loại | Công suất lắp đặt (MW) | Phần góp (%) |
|---------------|------------------------|--------------|
| Thủy điện | 16.848 | 34,50% |
| Nhiệt than | 18.945 | 38,79% |
| Tuabin khí | 7.446 | 15,25% |
| Thủy điện nhỏ | 3.322 | 6,80% |
| Gió | 243 | 0,50% |
| Mặt trời | 86 | 0,18% |
| Sinh khối | 325 | 0,67% |
| Nhiệt dầu | 1.579 | 3,23% |
| Nhiệt khí | 21 | 0,04% |
| Điêzen | 24 | 0,05% |
| Tổng | 48.838 | 100% |



(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

- Sản lượng phát điện (MWh):

| Loại | Công suất lắp đặt (MW) | Phần góp (%) |
|--------------------------------|------------------------|----------------|
| Thủy điện | 83081 | 37,71% |
| Nhiệt than | 91654 | 41,60% |
| Tuabin khí | 40562 | 18,41% |
| Nhiệt dầu | 595 | 0,27% |
| Tuabin dầu - khí | 145 | 0,07% |
| Nhiệt khí | 139 | 0,06% |
| Gió | 487 | 0,22% |
| Mặt trời | 22 | 0,01% |
| Sinh khối | 488 | 0,22% |
| Điêzen | 11 | 0,00% |
| Nhập khẩu từ Trung Quốc | 1697 | 0,77% |
| Nhập khẩu từ Lào | 1427 | 0,65% |
| Tổng | 220309 | 100,00% |



(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

6.1.1.4 Hệ thống truyền tải và phân phối

Tại Việt Nam, có bốn công ty điện lực truyền tải (PTC) thuộc Tổng công ty Truyền tải Quốc gia (NPT) sở hữu và vận hành hệ thống truyền tải (500kV và 220kV). Năm tập đoàn phân phối điện (PC) sở hữu và vận hành hệ thống phân phối (110kV, mạng trung thế và hạ thế). Các chi tiết của hệ thống truyền tải và phân phối như sau:

| Điện áp | Chiều dài đường dây (km) | | | | | Tổng |
|---------------|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | PTC 1 | PTC 2 | PTC 3 | PTC 4 | PC | |
| 500 kV | 3160 | 1242 | 1939 | 1652 | 0 | 7993 |
| 220 kV | 6974 | 1527 | 3570 | 4934 | 54 | 17059 |
| 110 kV | 0 | 0 | 0 | 0 | 20041 | 20041 |

(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

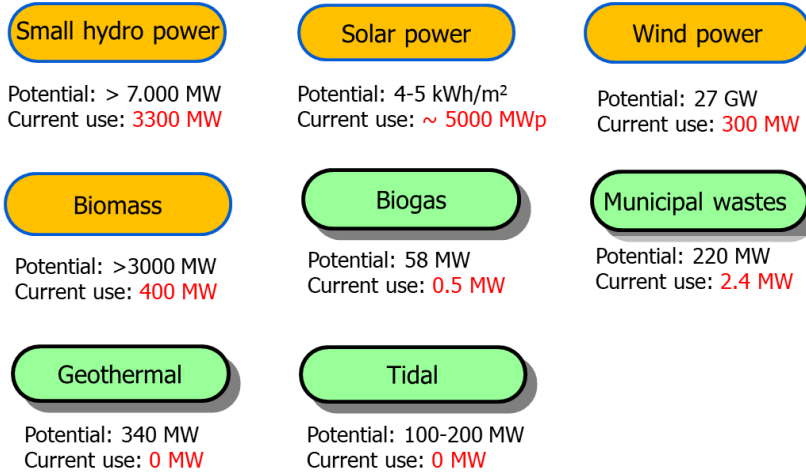
| Điện áp | | Bắc | Trung | Nam | Tổng |
|---------|-----------------------|-------|-------|---------|----------------|
| 500 kV | Số lượng máy biến áp | 22 | 12 | 19 | 53 |
| | Số lượng trạm biến áp | 13 | 6 | 11 | 30 |
| | Tổng công suất (MVA) | 15000 | 5400 | 12900 | 33300 |
| 220 kV | Số lượng máy biến áp | 115 | 38 | 123 | 276 |
| | Số lượng trạm biến áp | 56 | 21 | 51 | 128 |
| | Tổng công suất (MVA) | 25661 | 5915 | 25865 | 57441 |
| 110 kV | Số lượng máy biến áp | 658 | 201 | 606 | 1465 |
| | Số lượng trạm biến áp | 331 | 121 | 320 | 772 |
| | Tổng công suất (MVA) | 28672 | 6690 | 30363.1 | 65725.1 |

(Nguồn: Vận hành hệ thống điện Việt Nam trong năm 2018 - NLDC)

6.1.2 Phát triển NLTT và các thách thức tại Việt Nam

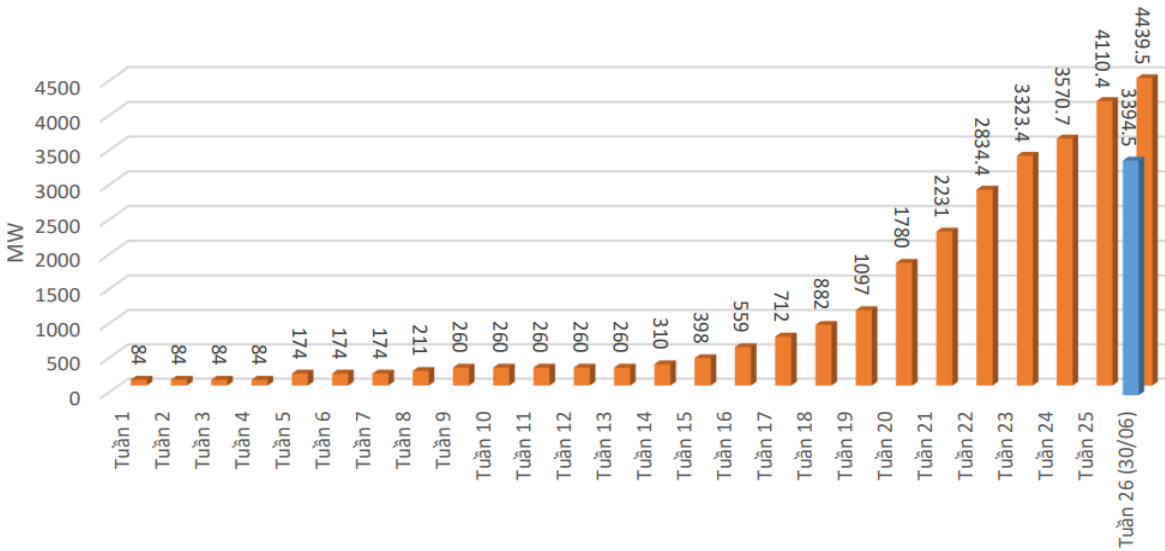
6.1.2.1 Phát triển NLTT

Việc sử dụng tiềm năng và hiện tại của NLTT tại Việt Nam như sau:



(Nguồn: NLDC)

Vào năm 2019, điện mặt trời phát triển bùng nổ, vào cuối tháng 6, có hơn 100 nhà máy điện mặt trời mới có công suất khoảng 4430 MW. Công suất này lớn hơn nhiều so với quy hoạch tổng thể là 800 MW vào năm 2020. Vì vậy, Việt Nam phải đối mặt với nhiều thách thức như được trình bày trong phần tiếp theo.



(Nguồn: NLDC)

6.1.2.2 Thách thức

- **Tắc nghẽn:** Có nhiều điểm tắc nghẽn tại hai tỉnh nóng là Ninh Thuận và Bình Thuận. Tắc nghẽn trong cả mạng luwosi phân phối (110kV) và mạng truyền tải (220kV). EVN đang yêu cầu các công ty con của họ là NPT và Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC) sớm xây dựng mạng lưới mới nhưng sẽ mất 3-5 năm.
- **Dao động công suất nguồn NLTT:** Hiện tại, công suất NLTT xấp xỉ 10% trên toàn hệ thống, dao động công suất NLTT tác động quá nhiều đến sự ổn định của hệ thống điện.
- **Kiểm soát tần số**
 - Hiện nay, tính linh hoạt vận hành tốt nhờ tỷ lệ cao các nhà máy thủy điện
 - Trong tương lai, sẽ có vấn đề lớn với kiểm soát tần số vì:
 - Tỷ lệ thủy điện sẽ giảm dần
 - Nhiệt than sẽ thống trị hỗn hợp phát điện
 - Tỷ lệ năng lượng tái tạo sẽ tăng lên
- **Nhu cầu đối với công suất dự trữ:** Trước đây, tỷ lệ NLTT rất nhỏ, phần lớn phát điện là nhà máy điện thông thường, công suất dự trữ bằng với máy phát lớn nhất nhưng hiện nay, công suất dự trữ cần nhiều hơn thế do dao động điện NLTT biến đổi.
- **Độ tin cậy của hệ thống:** Với hệ số công suất nhỏ hơn hoặc bằng 20%, các nhà máy điện mặt trời được coi là đóng góp công suất cho hệ thống, không chi năng lượng.
- **Chất lượng điện năng (Điện áp, Sóng hài):** Với độ thâm nhập cao của NLTT, Việt Nam sẽ cần giải pháp lưới điện thông minh để đảm bảo chất lượng điện cho vận hành hệ thống.

6.2 Phụ lục 1: Danh sách Dự án Lưới điện Thông minh Ban đầu tại Việt Nam

6.2.1 Dự án năm 2016

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Quy trình | Lưu ý |
|---|---|------------------------------------|-------|
| I. Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) | | | |
| 1. | Nghiên cứu, xây dựng, đệ trình dự án Quản lý nhu cầu điện (DSM) cho cấp ban hành có thẩm quyền. | Hoàn thành năm 2016 | |
| 2. | Nghiên cứu, xây dựng, đệ trình cơ chế tài chính cho chương trình Điều chỉnh phụ tải (DR) cho cấp ban hành có thẩm quyền | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 3. | Nghiên cứu cấu trúc phù hợp của bảng giá bán lẻ điện theo hướng áp dụng bảng giá bán điện trong thời gian sử dụng dành cho khách hàng sử dụng điện dân dụng được trang bị đồng hồ điện tử. | Xây dựng năm 2016-2017 | |
| 4. | Nghiên cứu, xây dựng cơ chế thưởng/phạt nhằm nâng cao chất lượng dịch vụ cung cấp điện từ các tổng công ty Điện lực, bao gồm: Độ tin cậy cấp điện, chất lượng cấp điện; dịch vụ chăm sóc khách hàng. | Xây dựng năm 2016-2017 | |
| 5. | Sửa đổi Quy định về hệ thống truyền tải điện; Quy định về yêu cầu kỹ thuật của SCADA/EMS/DMS và quản lý vận hành. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 6. | Hợp tác với các tiện ích nghiên cứu, xây dựng các quy định kỹ thuật chung cho lưới điện thông minh. | Xây dựng năm 2016 | |
| 7. | Chủ trì việc tóm tắt, đánh giá kết quả thực hiện trong Giai đoạn 1 (2012 - 2016) trong lộ trình phát triển Lưới điện thông minh tại Việt Nam và xây dựng kế hoạch thực hiện trong các giai đoạn tiếp theo. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| II. Bộ Tài chính | | | |
| 8. | Hợp tác với Bộ Công Thương trong việc đề xuất: Cơ chế tài chính cho các chương trình Quản lý nhu cầu điện, Điều chỉnh phụ tải, các cơ chế thưởng/phạt và thuế điện được đề cập trong mục II.2 - Kế hoạch công tác năm 2016 của Ban chỉ đạo. | Xây dựng năm 2016-2017 | |
| III. Tập đoàn Điện lực Việt Nam | | | |
| 9. | Hoàn thành kế hoạch tổng thể phát triển lưới điện thông minh. | Trình Ban chỉ đạo vào Quý II, 2016 | |
| 10. | Hoàn thành quy hoạch mạng viễn thông tư nhân của EVN. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 11. | Hoàn thành đường trục truyền tải (thay vì Liên kết sợi quang OPGW) trong mạch 1 đường dây 500kV Bắc-Nam. | Hoàn thành năm 2017 | |
| IV. Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia | | | |
| 12. | Thiết lập các đặc tính và tiêu chuẩn kỹ thuật cho cấu hình hệ thống role bảo vệ, thiết bị tự động cho nhà máy điện và trạm biến áp của hệ thống truyền tải điện Việt Nam. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 13. | Đánh giá, phân tích và đưa ra các giải pháp nhằm tăng cường tính ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 14. | Dự án cải tiến thiết bị đầu cuối trong Hệ thống điện Quốc gia: nhà máy điện và trạm biến áp từ cấp điện áp 110kV trở lên | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 15. | Dự án Cơ sở Hạ tầng Công nghệ Thông tin để vận hành và giám sát và cải thiện sự cạnh tranh của thị trường điện. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Quy trình | Lưu ý |
|---|--|---|-------|
| 16. | Trang bị hệ thống ghi sự cố trong Hệ thống điện Quốc gia. | Hoàn thành Quý IV, 2017 | |
| V. Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia | | | |
| 17. | Xây dựng trung tâm điều khiển từ xa: - Tóm tắt, báo cáo kết quả thực hiện thí điểm của trung tâm điều khiển từ xa trong Công ty Truyền tải điện Số 4 cho Ban chỉ đạo - Quy hoạch xây dựng trung tâm điều khiển từ xa | Báo cáo cho ERAV trong Quý II, 2016 về sự phát triển. | |
| 18. | Xây dựng Quy chế Kỹ thuật cho các trung tâm điều khiển từ xa, trạm biến áp. | Đệ trình Ban chỉ đạo trong Quý II, 2016 | |
| 19. | Cải thiện hệ thống điều khiển bảo vệ cho các trạm biến áp được áp dụng cho công nghệ điều khiển truyền thống (05 trạm biến áp 500kV và 11 trạm biến áp 220kV). | Xây dựng năm 2016-2018 | |
| 20. | Trang bị thiết bị giám sát dầu trực tuyến cho máy biến áp và cuộn trở kháng 500kV (Trang bị 101 thiết bị giám sát khí hòa tan dầu trực tuyến cho máy biến áp và cuộn trở kháng 500kV). | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 21. | Trang bị các thiết bị định vị sự cố cho đường dây 500/220kV (69 đường dây). | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 22. | Xây dựng hệ thống thông tin địa lý GIS | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| VI. Tổng công ty Điện lực Hà Nội | | | |
| 23. | Cải thiện và nâng cao hệ thống SCADA. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 24. | Xây dựng trung tâm điều khiển trạm biến áp trong Trung tâm Điều độ Phụ tải Hà Nội. | Xây dựng năm 2016-2017 | |
| 25. | Xây dựng hệ thống viễn thông tư nhân của Tổng công ty Điện lực Hà Nội. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 26. | Xây dựng trạm biến áp điều khiển từ xa 110kV và trạm biến áp không người điều khiển. | Báo cáo cho ERAV trong Quý IV, 2016 | |
| 27. | Trang bị hệ thống thu thập và kiểm soát dữ liệu đo đạc từ xa. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 28. | Đưa giám sát từ xa đến các trạm phân phối | Thực hiện từ năm 2016 | |
| VII. Tổng công ty Điện lực TP. HCM | | | |
| 29. | Cải thiện và nâng cao hệ thống SCADA/DMS trong Trung tâm Điều độ Phụ tải của Tổng công ty Điện lực TP. HCM. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Quy trình | Lưu ý |
|---|--|---|-------|
| 30. | - Tiến hành thử nghiệm hệ thống cơ sở hạ tầng đo đếm điện năng tiên tiến AMI. - Xây dựng dự thảo Quy định Kỹ thuật về cơ sở hạ tầng và đồng hồ đo đếm AMI. | - Báo cáo cho ERAV về nội dung chi tiết và kết quả thử nghiệm trong Quý II, 2016. - Đề trình BAN CHỈ ĐẠO của “Quy định về cơ sở hạ tầng và đồng hồ đo đếm AMI trong quý III, 2016. | |
| 31. | Tóm tắt, đánh giá thử nghiệm; xây dựng và vận hành trung tâm điều khiển trạm biến áp đặt tại Trung tâm Điều độ Phụ tải của Tổng công ty Điện lực TP. HCM. | Báo cáo cho Ban chỉ đạo trong Quý II, 2016 | |
| 32. | Dự thảo Quy trình Kỹ thuật của trạm biến áp không người điều khiển 110kV. | Báo cáo, đề trình Ban chỉ đạo trong Quý II, 2016 | |
| 33. | Hoàn thiện hệ thống miniSCADA/DAS cho lưới điện trong phạm vi kiểm soát các Công ty điện Tân Thuận và Thủ Thiêm. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 34. | Dự án thí điểm giải pháp lưới điện thông minh cho Điều chỉnh phụ tải tự động - ADR được tài trợ bởi USTDA và Honeywell Group. | Hợp tác với ERAV trong thực hiện năm 2016 | |
| VIII. Tổng công ty Điện lực miền Bắc | | | |
| 35. | Hoàn thiện hệ thống đo đếm từ xa của các trạm biến áp 110kV trong phạm vi điều khiển. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 36. | Xây dựng trung tâm điều khiển từ xa của các trạm biến áp 110kV tại 11 Công ty Điện lực tỉnh: Hải Phòng, Hải Dương, Ninh Bình, Bắc Ninh, Vĩnh Phúc, Hà Nam, Hòa Bình, Hà Tĩnh, Sơn La, Thái Nguyên, Hưng Yên. | Hoàn thành năm 2016 | |
| 37. | Phần mềm quản lý vận hành lưới điện trong bản đồ GIS | Xây dựng năm 2016 | |
| 38. | Các dự án hoàn thành cấp tỉnh, liên tỉnh và kết nối các trạm biến áp 110kV. | Hoàn thành năm 2016 | |
| IX. Tổng công ty Điện lực miền Trung | | | |
| 39. | Mở rộng và nâng cấp các hệ thống SCADA ở Kon Tum và Đăk Lăk thành các trung tâm điều khiển. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 40. | Dự án đầu tư xây dựng trung tâm điều khiển tại Bình Định và Đà Nẵng. | Hoàn thành Quý I, 2016 | |
| 41. | Dự án đầu tư xây dựng trung tâm điều khiển tại Quảng Bình, Phú Yên, Đăk Nông. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 42. | Các dự án SCADA/DMS tại Quảng Nam, Gia Lai, Quảng Trị, Quảng Ngãi. | Xây dựng năm 2016–2017 | |
| 43. | Dự án GIS tại Công ty Điện lực Thừa Thiên Huế. | Hoàn thành Quý III, 2016 | |
| 44. | Hệ thống mạng truyền tải cho sản xuất và kinh doanh - giai đoạn 1. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 45. | Xây dựng kho dữ liệu và công cụ phân tích thông minh để báo cáo. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Quy trình | Lưu ý |
|--|--|---|-------|
| 46. | Phát triển mô hình đường truyền 3G sử dụng APN riêng để thiết lập các đường truyền cắt điện trong lưới điện, các đường truyền dự phòng cho các trạm biến áp 110kV. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| X. Tổng công ty Điện lực miền Nam | | | |
| 47. | Hoàn thành hệ thống SCADA. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 48. | Tóm tắt, đánh giá kết quả thí điểm; xây dựng kế hoạch vận hành chính thức hai trung tâm điều khiển từ xa ở Đồng Nai và Tây Ninh. | Báo cáo cho ERAV trong Quý I, 2016 | |
| 49. | Đưa vào vận hành 18 trung tâm điều khiển tại các Công ty Điện lực và các Chi nhánh Điện Cao thế: Đồng Tháp, Kiên Giang, Tiền Giang, Bến Tre, Hậu Giang, Lâm Đồng, Bình Phước, Trà Vinh và Vĩnh Long. | Hoàn thành Quý II, 2016 | |
| 50. | Đưa vào vận hành 20 trung tâm điều khiển tại các Công ty Điện lực và các Chi nhánh điện Cao thế: An Giang, Bạc Liêu, Bà Rịa Vũng Tàu, Bình Dương, Bình Thuận, Ninh Thuận, Cà Mau, Cần Thơ, Long An và Sóc Trăng. | Hoàn thành Quý IV, 2016 | |
| 51. | Xây dựng kế hoạch thành lập các trung tâm điều khiển và các trạm biến áp không người điều khiển. | Báo cáo cho ERAV trong Quý II, 2016 | |
| 52. | Hoàn thành kế hoạch xây dựng tiêu chuẩn và tuyến đường tự động, điều khiển thiết bị từ xa trong lưới điện trung thế. | Hoàn thành và báo cáo cho ERAV trong Quý II, 2016 | |
| 53. | Phát triển các dự án kết nối Năng lượng Mặt trời với lưới điện Côn Đảo và lưới phân phối tự động tại các huyện đảo: Phú Quý, Phú Quốc, Côn Đảo. | Xây dựng năm 2016 | |

6.2.2 Dự án năm 2017

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Kế hoạch | |
|---|---|-------------------------------|--|
| I. Cục Điều tiết Điện lực Việt Nam | | | |
| | Xây dựng và đệ trình Chương trình Quản lý nhu cầu điện Quốc gia năm 2017 - 2020, tầm nhìn năm 2030 lên cấp phê duyệt có thẩm quyền | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Xây dựng và đệ trình Bộ Công Thương phê duyệt: Quy định nội dung thực hiện, trình tự các chương trình Điều chỉnh phụ tải điện; Quy định nội dung nghiên cứu, phương pháp, trình tự Điều chỉnh phụ tải điện. | Hoàn thành Quý IV, 2017 | |
| | Hoàn thiện và ban hành Quy định về yêu cầu kỹ thuật và quản lý vận hành SCADA/EMS/DMS. | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Quy chuẩn kỹ thuật về role bảo vệ, thiết bị tự động cho các nhà máy điện và trạm biến áp; Quy định thu thập, xử lý và kiểm soát dữ liệu đo đếm. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Nghiên cứu cấu trúc phù hợp của bảng giá bán lẻ điện theo hướng áp dụng bảng giá bán điện trong thời gian sử dụng cho khách hàng sử dụng điện dân dụng với đồng hồ điện tử được trang bị. | Tiến hành phát triển năm 2017 | |
| | Nghiên cứu, xây dựng cơ chế thưởng/phạt nhằm nâng cao chất lượng dịch vụ cấp điện từ các tập đoàn Điện lực, bao gồm: Độ tin cậy cấp điện, chất lượng cấp điện; dịch vụ chăm sóc khách hàng. | Tiến hành phát triển năm 2017 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Kế hoạch | |
|--|--|----------------------------|--|
| | Hợp tác với các đơn vị nghiên cứu, xây dựng các quy trình/quy định kỹ thuật chung cho lưới điện thông minh. | Phát triển năm 2017 | |
| II. Bộ Khoa học & Công nghệ | | | |
| | - Kiểm tra, hợp tác trong việc cung cấp thông tin cho Bộ Công Thương và Ban chỉ đạo về kết quả của các chủ đề khoa học tương ứng để phát triển lưới điện thông minh. - Hợp tác, đề xuất các chủ đề nghiên cứu khoa học thích hợp, hỗ trợ phát triển lưới điện thông minh. | Phát triển năm 2017 | |
| III. Bộ Tài chính | | | |
| | Hợp tác với Bộ Công Thương trong việc đề xuất: cơ chế tài chính cho các chương trình Quản lý nhu cầu điện, Điều chỉnh phụ tải, cơ chế thưởng/phạt và giá điện được đề cập trong mục III.3 - Kế hoạch công tác năm 2017 của Ban chỉ đạo. | Phát triển năm 2017 | |
| IV. Tập đoàn Điện lực Việt Nam | | | |
| | Hoàn thành đường trục truyền tải (thay vì Liên kết sợi quang OPGW) trong mạch 1 đường dây 500kV Bắc-Nam. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Đề trình ERAV dự thảo Quy định về yêu cầu đối với role bảo vệ, thiết bị tự động cho các nhà máy điện/trạm biến áp | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| V. Trung tâm điều độ hệ thống điện quốc gia | | | |
| | Khai thác các chức năng của hệ thống SCADA/EMS mới. | Phát triển năm 2017 | |
| | Hoàn thành dự thảo Quy định về yêu cầu đối với role bảo vệ, thiết bị tự động cho các nhà máy điện và trạm biến áp. | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Dự án Cơ sở Hạ tầng Công nghệ Thông tin cho vận hành và giám sát và cải thiện sự cạnh tranh của thị trường điện. | Hoàn thành năm 2018 | |
| | Thực hiện công việc trang bị cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin cho thị trường bán buôn điện thí điểm | Phát triển năm 2017 | |
| | Trang bị hệ thống ghi sự cố trong Hệ thống Điện lực Quốc gia. | Hoàn thành năm 2018 | |
| VI. Tổng công ty Truyền tải Điện Quốc gia | | | |
| | Hoàn thành kết nối tín hiệu SCADA, hệ thống đo lường và thu thập dữ liệu từ xa của các trạm biến áp 500kV, 220kV trong phạm vi điều khiển, phần đầu tỷ lệ đáp ứng tín hiệu SCADA là 90%; Hoàn thành đo lường từ xa tất cả các nguồn cấp 110kV và cấp nguồn chính trung thế (đồng hồ đo do EVNNPT kiểm soát). | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Lập kế hoạch xây dựng, dần dần đưa vào vận hành cho các trạm biến áp không người điều khiển 220kV để đạt được mục tiêu 60% trạm biến áp không người điều khiển cho đến năm 2020 | Phát triển năm 2017 | |
| | Xây dựng Quy chế Kỹ thuật cho các trạm biến áp không người điều khiển. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Cải thiện hệ thống điều khiển bảo vệ cho các trạm biến áp (05 trạm biến áp 500KV VÀ 11 trạm biến áp 220kV). | Phát triển năm 2017 – 2018 | |
| | Trang bị các thiết bị định vị sự cố cho đường dây 500/220kV. | Hoàn thành năm 2017 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Kế hoạch | |
|--|---|--|--|
| | Xây dựng hệ thống thông tin địa lý GIS. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Xây dựng hệ thống thu thập thông tin, giám sát, báo động sét. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Thử nghiệm hệ thống giám sát giới hạn truyền tải động 220kV. | Phát triển năm 2017 – 2018 | |
| VII. Tổng công ty Điện lực Hà Nội | | | |
| | Cải thiện và nâng cao hệ thống SCADA. | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Xây dựng trung tâm điều khiển tại Trung tâm Điều độ Phụ tải Hà Nội. | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Đưa vào vận hành 26 điều khiển từ xa máy cắt tự động đóng trong lưới điện trung thế (dưới sự quản lý của Công ty Điện lực Long Biên). | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Xây dựng hệ thống viễn thông tư nhân của EVNHANOI. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Tiến hành xây dựng và đưa vào vận hành các trạm biến áp 110kV không có người giám sát (Vận hành 27 trạm biến áp 110kV trên cơ sở không có người giám sát trong năm 2017). | Phát triển năm 2017 | |
| VIII. Tổng công ty Điện lực TP. HCM | | | |
| | Từng bước nghiên cứu, xem xét việc khai thác các chức năng mới trong hệ thống SCADA / DMS được cải tiến, nâng cấp. | Phát triển năm 2017 | |
| | Tiến hành thử nghiệm hệ thống cơ sở hạ tầng đo đếm điện tiên tiến AMI. | Báo cáo với ERAV về nội dung chi tiết và kết quả thử nghiệm năm 2017 | |
| | Phê duyệt đề án thành lập trung tâm điều khiển tại Trung tâm Điều độ Phụ tải EVNHCMC để đưa vào vận hành chính thức. | Báo cáo Ban chỉ đạo trong Quý II, 2017 | |
| | Tiến hành đưa vào vận hành chính thức cho 10 trạm biến áp 110kV bổ sung mà không có người giám sát (Tổng số 41 trạm biến áp 110kV không có người giám sát). | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Phát triển hệ thống miniSCADA trong toàn bộ lưới điện trung thế treo (bao gồm cả 1077 điều khiển từ xa máy cắt tự động đóng). | Phát triển năm 2017 | |
| | Nghiên cứu, phát triển việc xây dựng mô hình Lưới điện thông minh điển hình (trạm biến áp không người điều khiển, tự động hóa các nguồn cấp ra trung thế, điều khiển từ xa tất cả các phụ tải, cơ sở hạ tầng công nghệ thông tin đáng tin cậy). | Phát triển năm 2017 | |
| | Nghiên cứu, phát triển xây dựng mô hình Lưới điện Siêu nhỏ tại công viên phần mềm Quang Trung. | Phát triển năm 2017 | |
| IX. Tổng công ty Điện lực miền Nam | | | |
| | Hoàn thành hệ thống SCADA và hệ thống đo lường từ xa các trạm biến áp 110kV trong phạm vi điều khiển. | Hoàn thành năm 2017 | |

| STT | Tên chương trình, dự án, đề án năm 2016 | Kế hoạch | |
|--|--|---|--|
| | Xây dựng 11 trung tâm điều khiển và 88 trạm biến áp 110kV không người điều khiển tại 11 công ty điện lực tỉnh: Hải Phòng, Hải Dương, Ninh Bình, Bắc Ninh, Vĩnh Phúc, Hà Nam, Hòa Bình, Hà Tĩnh, Sơn La, Thái Nguyên, Hưng Yên. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Các dự án hoàn thành cấp liên tỉnh, nội tỉnh và kết nối các trạm biến áp 110kV. | Tiến hành phát triển năm 2017 | |
| X. Tổng công ty Điện lực miền Trung | | | |
| | Các dự án xây dựng hệ thống SCADA/DMS tại Quảng Nam, Gia Lai, Quảng Trị, Quảng Ngãi và các trung tâm điều khiển tại Quảng Trị và Quảng Ngãi. | Hoàn thành Quý IV, 2017 | |
| | Đưa vào vận hành 25 trạm biến áp 110kV không người điều khiển. | Hoàn thành Quý IV, 2017 | |
| | Đưa vào vận hành điều khiển từ xa cho 563 thiết bị cắt điện trong lưới điện trung thế (Máy cắt tự động đóng và LBS). | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Dự án GIS tại Công ty Điện lực Thừa Thiên Huế. | Phát triển năm 2017-2018 | |
| | Xây dựng kho dữ liệu và công cụ phân tích thông minh để báo cáo. | Phát triển năm 2017-2018 | |
| | Phát triển mô hình đường truyền 3G sử dụng APN riêng để thiết lập các đường truyền cắt điện trong lưới điện, các đường truyền dự phòng cho trạm biến áp 110kV. | Hoàn thành Quý IV, 2017 | |
| XI. Tổng công ty Điện lực miền Nam | | | |
| | Hoàn thành vận hành thí điểm và đưa vào vận hành chính thức hệ thống SCADA | Hoàn thành Quý II, 2017 | |
| | Đưa vào vận hành điều khiển từ xa cho 1300 thiết bị cắt điện trong lưới điện trung thế (970 Máy cắt tự động đóng và 330 LBS) | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Đưa vào vận hành 91 trạm biến áp bổ sung không có người giám sát. | Hoàn thành năm 2017 | |
| | Phát triển dự án cấp điện bằng năng lượng mặt trời tại các huyện đảo Côn Đảo và Phú Quý trong giai đoạn 2016-2020: - Côn Đảo: Lắp đặt 1,5MW - Phú Quý: Lắp đặt 1 MW | Phát triển năm 2017 (Sau khi dự án được phê duyệt) | |
| | Hệ thống tích hợp cấp điện không nối lưới tại các huyện đảo Côn Đảo và Phú Quý. | Phát triển năm 2017 (Sau khi dự án được phê duyệt) | |

6.3 Phụ lục 2: Trả lời Khảo sát về Hoạt động Lưới điện Thông minh

6.3.1 Dự án Lưới điện Thông minh

6.3.1.1 Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện Quốc gia (EVNNLDC)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|---|---------------|--|-----------------------------|---|----------|---|-------------------|-------|
| 1 | Dự án cho Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện Quốc gia (hệ thống SCADA/EMS mới) | 2012 | 2016 | EVNNLDC, RLDC | | Ngân hàng Thế giới | OSI (Hoa Kỳ) | Mua, cài đặt và bảo hành hệ thống SCADA / EMS có sự phân cấp tại EVNNLDC, RLDC | | Đã hoàn thành | | |
| 2 | Dự án cơ sở hạ tầng CNTT để vận hành và giám sát thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam | 2016 | 2019 | Hệ thống điện Việt Nam | | WB - EVN | | Xây dựng cơ sở hạ tầng để vận hành và giám sát thị trường phát điện cạnh tranh Việt Nam | | Đang tiến hành quy trình giải quyết cuối cùng | | |
| 3 | Dự án "Trang bị hệ thống ghi sự cố trong hệ thống điện quốc gia" | 2016 | 2019 | EVNNLDC, RLDC, Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia, Một số Nhà máy điện lớn thuộc EVN | | EVN | Siemens | Trang bị hệ thống ghi sự cố trong hệ thống điện quốc gia | | Đang tiến hành | | |
| 4 | Dự án "Thiết lập các thông số kỹ thuật và tiêu chuẩn kỹ thuật cho cấu hình hệ thống role bảo vệ, thiết bị tự động cho các nhà máy điện và trạm biến áp của hệ thống truyền tải điện Việt Nam" | 2015 | 2016 | EVNNLDC | | EVN | EDF | Thiết lập các thông số kỹ thuật và tiêu chuẩn kỹ thuật cho cấu hình hệ thống role bảo vệ, thiết bị tự động cho các nhà máy điện và trạm biến áp của hệ thống truyền tải điện Việt Nam | | Đã hoàn thành | | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|-------------------|---------------|--|-----------------------------|---|----------|----------------|-------------------|-------|
| 5 | Dự án "Đánh giá, phân tích và đề xuất các giải pháp tăng cường độ ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam" | 2014 | 2016 | EVNNLDC | | EVN | Siemens | Đánh giá, phân tích và đề xuất các giải pháp tăng cường độ ổn định và độ tin cậy của hệ thống điện Việt Nam | | Đã hoàn thành | | |
| 6 | Dự án "Tính toán độ ổn định của hệ thống điện Việt Nam" | 2018 | 2018 | EVNNLDC | | EVN | EGI | Tính toán độ ổn định của hệ thống điện Việt Nam cho giai đoạn 2018 – 2030 | | Đã hoàn thành | | |
| 7 | Dự án "Tính toán hiệu quả của các dự án điện gió, điện mặt trời đối với hoạt động của hệ thống điện quốc gia" | 2018 | 2018 | EVNNLDC | | EVN | EGI | Tính toán hiệu quả của các dự án điện gió, điện mặt trời đối với hoạt động của hệ thống điện quốc gia | | Đã hoàn thành | | |
| 8 | Xây dựng cơ sở hạ tầng CNTT để điều hành thị trường bán buôn điện Việt Nam | 2018 | 2019 | EVNNLDC | | EVN | Liên doanh Infonet-ES | Xây dựng cơ sở hạ tầng CNTT để điều hành thị trường bán buôn điện Việt Nam | | Đang tiến hành | | |

6.3.1.2 Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|-----------|--------------|---------------|-------------------|---------------|--|-----------------------------|----------|----------|---------|-------------------|-------|
|-----|-----------|--------------|---------------|-------------------|---------------|--|-----------------------------|----------|----------|---------|-------------------|-------|

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|-----------------------------|--------------------|--|-----------------------------|---|---|--|------------------------|-------|
| 1 | Hoàn thiện tín hiệu SCADA tại các trạm 500 / 220KV | 2013 | | Các trạm biến áp 500/220KV | Công ty Truyền tải | Dự án đầu tư và sửa chữa quan trọng | | Bổ sung và hoàn thiện các tín hiệu SCADA bị thiếu và di chuyển đến Ax | Hoàn thiện các tín hiệu SCADA bị thiếu | Hiện tại có 07 trạm biến áp có tín hiệu SCADA | | |
| 2 | Hệ thống đo lường từ xa tại các trạm biến áp 500/220kV. | 2013 | 2015 | Các trạm biến áp 500, 220kV | Công ty Truyền tải | Dự án đầu tư | ICT | Phát triển phần mềm, cung cấp máy tính để thu thập dữ liệu đồng hồ đo từ các trạm biến áp | Thu thập dữ liệu đồng hồ đo cho hoạt động thị trường điện | EVNNPT đã hoàn thành kết kết nối tất cả đồng hồ đo | | |
| 3 | Trạm biến áp không người trực | 2017 | 2020 | Trạm biến áp 220kV | Công ty Truyền tải | Chi phí sản xuất | | | Chuyển các trạm biến áp 220kV sang vận hành từ Axe và thực hiện các trạm biến áp không người trực | Đã chuyển 55 trạm biến áp 220kV sang vận hành không có người quản lý | | |
| 4 | Nâng cấp hệ thống điều khiển bảo vệ cho 16 trạm biến áp 500, 220kV | 2015 | 2021 | 16 trạm biến áp 500, 220kV | Ban Quản lý Dự án | TEP | | Nâng cấp hệ thống điều khiển thông thường tại TBA lên hệ thống DKMT | Nâng cấp hệ thống điều khiển thông thường tại TBA lên hệ thống DKMT | Đang thực hiện | | |
| 5 | Cung cấp thiết bị định vị sự cố cho đường truyền 500/220kV | 2016 | 2018 | Đường dây 500, 220kV | Công ty Truyền tải | Dự án đầu tư | | Cung cấp hệ thống định vị sự cố cho sáu mươi chín đường dây 500, 220kV | Xác định chính xác vị trí sự cố | Lắp đặt 69 đường dây 500, 220kV | Vị trí sự cố sống chạy | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|-------------------------------|-------------------------|--|-----------------------------|--|---|--|-------------------|-------|
| 6 | Cung cấp thiết bị giám sát dầu trực tuyến cho máy biến áp và điện trở 500kV | 2015 | 2016 | Máy biến áp và điện trở 500kV | Công ty Truyền tải | Dự án đầu tư | | Cung cấp thiết bị giám sát dầu trực tuyến cho máy biến áp và điện trở 500kV | Giám sát khí hóa than trong dầu của máy biến áp và điện trở 500kV, kịp thời phát hiện các thiết bị bị lỗi để ngăn ngừa sự cố | Lắp đặt 101 thiết bị cho máy biến áp và điện trở 500kV | PAS | |
| 7 | Phát triển hệ thống thông tin địa lý | 2017 | 2020 | Lưới điện truyền tải | Công ty Truyền tải Số 4 | Dự án đầu tư | | Phát triển hệ thống phần mềm quản lý lưới điện truyền tải dựa trên bản đồ thông tin địa lý của GIS | Áp dụng để quản lý kỹ thuật lưới điện truyền tải trên công nghệ GIS. Kết nối với Hệ thống quản lý tài sản AMS, Hệ thống quản lý mất điện OMS và các thiết bị giám sát thời gian thực. | Thuê cố vấn để chuẩn bị báo cáo nghiên cứu kỹ thuật | | |

| | | | | | | | | | | | | |
|---|--|------|------|----------------------------|----------------------------|--------------|---------|--|---|---|---------|--|
| 8 | Phát triển hệ thống thu thập dữ liệu giám sát và sét cảnh báo | 2017 | 2019 | Miền Bắc và Bắc miền Trung | Công ty Truyền tải Số 1 | Dự án đầu tư | Vaisala | Cung cấp các trạm đo sét, hệ thống máy tính và phần mềm để thu thập thông tin, quan sát và cảnh báo sét | - Thu thập thông tin, quan sát và cảnh báo sét. - Định vị và xác định các thông số sét đánh. Thống kê về mật độ sét đánh trên mặt đất ở những khu vực có đường truyền và trạm biến áp | Đang lắp đặt | TOA/MDF | |
| 9 | Thử nghiệm hệ thống giới hạn đường truyền giám sát | 2018 | 2020 | Thử nghiệm 01 đường truyền | Ban Quản lý Dự án phía Bắc | Dự án đầu tư | | - Trang bị bộ cảm biến để thu thập thông tin về trạng thái vận hành đường dây: nhiệt độ dây dẫn, dòng tải, tốc độ gió, độ võng ... - Tính toán, dự báo công suất tải động của đường dây và tính toán công suất quá tải ngắn hạn và độ võng. | - Xác định công suất tải động của đường dây (thường cao hơn công suất tải định mức), theo đó làm tăng hiệu quả vận hành của đường dây. - Cảnh báo về nguy cơ sự cố đường dây do độ võng tăng | Thuê cố vấn để chuẩn bị báo cáo nghiên cứu kỹ thuật | | |

6.3.1.3 Tổng công ty Điện lực Hà Nội (EVNHanoi)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|-------------------|--|--|-----------------------------|--|---|---|-------------------|-------|
| 1 | Chương trình hỗ trợ xây dựng và phát triển lưới điện thông minh cho EVN HANOI | 2018 | 2026 | | Ông Mai Thanh Đức mai-thanh.duc@sie-mens.com Di động: 0903461633 | Ngân hàng Phát triển Đức (KfW) | Cố vấn của Siemens | <ul style="list-style-type: none"> - Đánh giá chi tiết về sự phù hợp và các hoạt động/trạng thái của Lưới điện Thông minh hiện tại và tiềm năng của Lưới điện Thông minh trên lưới điện của HANOI. - Xây dựng lộ trình triển khai lưới điện thông minh cho giai đoạn 2018-2026, chẳng hạn như (i) tuân thủ lộ trình lưới điện thông minh của Việt Nam (ma trận đánh giá hiệu quả) và (ii) tương quan với lộ trình kinh doanh đã xây dựng và (iii) xem xét chi phí, nỗ lực, chi phí và lợi ích. | <ul style="list-style-type: none"> - Ý tưởng phát triển lưới điện thông minh tại EVN HANOI. - Xác định các tiêu dự án của lưới điện thông minh cho dự án năng lượng hiệu quả ở khu vực đô thị trong giai đoạn 2 | <ul style="list-style-type: none"> - Báo cáo khởi động - Lộ trình lưới điện thông minh - Báo cáo về việc xác định quy mô của các tiêu dự án năng lượng hiệu quả ở khu vực đô thị trong giai đoạn 2 | | |

6.3.1.4 Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|---------------------|--|--|---|---|--|---|---|-------|
| 1 | Xây dựng trung tâm điều khiển tại tỉnh Bình Định | Tháng 2/2016 | Tháng 7/2016 | Tỉnh Bình Định | Trung tâm điều khiển tại tỉnh Bình Định (0256 382 2713) | Vốn xây dựng cơ bản của EVNCPC | CÔNG TY TNHH ATS | Xây dựng trung tâm điều khiển và chuyển các trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại tỉnh Bình Định - Chuyển 05 trạm biến áp sang vận hành không có người quản lý | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |
| 2 | Xây dựng trung tâm điều khiển tại tỉnh Thừa Thiên Huế | Tháng 9/2015 | Tháng 12/2015 | Tỉnh Thừa Thiên Huế | Trung tâm điều khiển tại tỉnh Thừa Thiên Huế (0234 399 8666) | Vốn xây dựng cơ bản của EVNCPC | Tự mở rộng dựa trên phần mềm SCADA hiện tại | Xây dựng trung tâm điều khiển và chuyển các trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại tỉnh Thừa Thiên Huế - Chuyển 05 trạm biến áp sang vận hành bán quản lý | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|------------------------------------|--|--|---|---|--|---|---|-------|
| 3 | Đầu tư vào hệ thống SCADA và trung tâm điều khiển tại các Tỉnh Quảng Bình, Phú Yên, Đắk Nông | Tháng 6/2016 | Tháng 12/2016 | Tỉnh Quảng Bình, Phú Yên, Đắk Nông | - Trung tâm điều khiển tại Tỉnh Quảng Bình (0232 383 5668) - Trung tâm điều khiển tại Tỉnh Phú Yên (0257 383 5188) - Trung tâm điều khiển tại Tỉnh Đắk Nông (0261 2246567) | Vốn xây dựng cơ bản của EVNCPC | - Tự thực hiện bởi EVNCPC - Phần mềm SCADA do Mỹ Phương cung cấp | Đầu tư vào hệ thống SCADA để giám sát và điều khiển các trạm trên mạng trung thế, TTG, trạm biến áp 110kV. Chuyển các trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại các Tỉnh Quảng Bình, Phú Yên, Đắk Nông - Chuyển 13 trạm biến áp sang vận hành không có người quản lý (Quảng Bình: 5; Phú Yên: 4; Đắk Nông: 4) | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |
| 4 | Xây dựng trung tâm điều khiển tại các Tỉnh Kon Tum, Đắk Lắk | Tháng 6/2016 | Tháng 12/2016 | Tỉnh Kon Tum, Đắk Lắk | - Trung tâm điều khiển tại Tỉnh Kon Tum (0260 2220242) - Trung tâm điều khiển tại Tỉnh Đắk Lắk (0262 3947799) | Vốn xây dựng cơ bản của EVNCPC | Tự mở rộng dựa trên phần mềm SCADA hiện tại | Chuyển các trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại các Tỉnh Kon Tum, Đắk Lắk - Chuyển 11 trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý (Đắk Lắk: 7, Kon Tum: 4) | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|----------------------------|---|--|---|---|--|---|---|-------|
| 5 | Xây dựng trung tâm điều khiển tại các tỉnh Quảng Trị, Quảng Ngãi | Tháng 9/2016 | Tháng 12/2016 | Tỉnh Quảng Trị, Quảng Ngãi | - Trung tâm điều khiển tại tỉnh Quảng Trị (0233 222 0214) - Trung tâm điều khiển tại tỉnh Quảng Ngãi (0255 371 0635) | Nguồn vốn công nghệ cao | ATS CO., LTD | Chuyển 11 trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại các tỉnh Quảng Trị, Quảng Ngãi - Chuyển 15 trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý (Quảng Trị: 7, Quảng Ngãi: 8) - Kết nối 7 TTG, phân vùng 22kV tại 01 trạm biến áp 220kV đến trung tâm điều khiển (Quảng Trị: 6, Quảng Ngãi: 1) - Kết nối 125 máy cắt tự động với trung tâm điều khiển (Quảng Trị: 88, Quảng Ngãi: 37) | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |
| 6 | Xây dựng trung tâm điều khiển tại các tỉnh Quảng Nam, Gia Lai | Tháng 3/2018 | Tháng 6/2018 | Tỉnh Quảng Nam, Gia Lai | - Trung tâm điều khiển tại tỉnh Quảng Nam (0235 222 0307) - Trung tâm điều khiển tại tỉnh Gia Lai (0269 3868688) | Vốn xây dựng cơ bản của EVNCPC | Công ty Cổ phần Giải pháp Kỹ thuật Điện | Chuyển 11 trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý | Tự động hóa lưới điện, giảm thời gian xử lý sự cố, cải thiện độ tin cậy cấp điện, giảm tiêu thụ điện năng, nâng cao năng suất lao động | - Xây dựng trung tâm điều khiển tại các tỉnh Quảng Nam, Gia Lai - Chuyển 13 trạm biến áp 110kV sang vận hành không có người quản lý (Quảng Nam: 6, Gia Lai: 7) | Ứng dụng công nghệ SCADA cho điều khiển từ xa | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|--|--|---|-----------------------------|--|--|--|-------------------|-------|
| 7 | Nghiên cứu, sản xuất và thiết kế SRFI | Tháng 6/17 | Tháng 8/18 | PC Khánh Hòa, EMEC | Trung tâm sản xuất thiết bị đo điện tử điện lực miền trung (EMEC) Số: (0236)2 246 555 Email: emec@cpc.vn | Vốn sản xuất và kinh doanh của EMEC | Tự thực hiện | Nghiên cứu và sản xuất thiết bị chỉ thị sự cố trên lưới trung thế | Nhanh chóng xác định các khu vực sự cố | Áp dụng thành công tại 5 công ty điện lực: Huế, Đắk Lắk, Kon Tum, Gia Lai, Đắk Nông và đang được triển khai tại các công ty điện lực còn lại | | |
| 8 | Tự động hóa hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối (DAS) tại lưới điện thành phố Đà Nẵng | Tháng 1/17 | Tháng 1/18 | Thành phố Đà Nẵng | Trung tâm điều khiển Thành phố Đà Nẵng (0236 322 1111) | Vốn đầu tư và xây dựng của Công ty Điện lực Đà Nẵng | CÔNG TY TNHH MỸ PHUONG | Nghiên cứu, cấu hình cơ sở dữ liệu và phần mềm tại trung tâm điều khiển, ứng dụng DAS cho 02 đường truyền và 05 máy cắt. | Cải thiện độ tin cậy cấp điện | Áp dụng DAS cho tuyến xuất khẩu 471 / Ngũ Hành Sơn 220 và 472 / Ngũ Hành Sơn 220, | DAS | |
| 9 | DMS 4 tỉnh: Quảng Bình, Phú Yên, Kon Tum, Đắk Nông | Tháng 6/18 | Tháng 12/20 | 4 tỉnh: Quảng Bình, Phú Yên, Kon Tum, Đắk Nông | | Khoản vay KfW 3.2 | Không xác định | Cung cấp các chức năng DMS cơ bản để phục vụ cho vận hành của hệ thống điện | Giám sát và vận hành lưới điện | Đang chờ các cơ quan có thẩm quyền (EVN, Bộ Tài chính) phê duyệt dự án | DMS | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|-----------------------------|--------------|---|---|---|--|-----------------------------|---|--|---|---|-------|
| 10 | DMS tại tỉnh Bình Định | Tháng 3/19 | Tháng 12/19 | Bình Định | Trung tâm điều khiển tại tỉnh Bình Định(0256 382 2713) | Vốn đầu tư và xây dựng của EVNCPC vào năm 2019 | Không xác định | Cung cấp các chức năng DMS cơ bản để phục vụ cho vận hành của hệ thống điện | Giám sát và vận hành lưới điện | Chuẩn bị dự án đầu tư | DMS | |
| 11 | Sản xuất đồng hồ đo điện tử | 2003 | Năm 2018 (tổng cộng 27 đồng hồ đo điện tử đã được nghiên cứu và sản xuất thành công từ năm 2003 đến 2018) | - 13 tỉnh, thành phố ở miền trung - Tây Nguyên (do EVNCPC quản lý). - EVNNPC: Lạng Sơn, Phú Thọ, Hưng Yên, Thái Nguyên, Hà Giang và Bắc Cạn- EVNSPC: Duyên Hải | Trung tâm sản xuất thiết bị đo điện tử miền trung (EMEC) Số: (0236)2 246 555 Email: emec@cpc.vn | Vốn sản xuất và kinh doanh của EMEC | Tự thực hiện | Nghiên cứu và sản xuất đồng hồ đo điện tử | Giám sát điện lực từ xa, cải thiện độ chính xác của đồng hồ đo, ngăn ngừa gian lận và ăn trộm điện | Sản xuất thành công đồng hồ đo điện tử 1 pha, 3 pha, đa chức năng và đồng hồ đo với cùng một biểu giá | Tích hợp chức năng chỉ thị đồng hồ đo từ xa với tần số vô tuyến | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất / Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---------------------------|--------------|---------------|-------------------|--|--|-----------------------------|--|--|--|--------------------------------------|-------|
| 12 | Sản xuất trạm sạc xe điện | Tháng 6/18 | Tháng 12/18 | Thành phố Đà Nẵng | Trung tâm sản xuất thiết bị đo điện tử điện lực miền trung (EMEC) Số: (0236)2 246 555 Email: emec@cpc.vn | KHCB của EVNCPC | Tự thực hiện | Nghiên cứu, ứng dụng, thử nghiệm và phát triển các trạm sạc điện cho xe điện | Tăng cường thúc đẩy ứng dụng năng lượng sạch | Lắp đặt trạm sạc cho ô tô điện tại Tổng công ty Điện lực miền Trung (trạm sạc do EMEC nghiên cứu và sản xuất). | Phát triển trạm sạc dựa trên CHAdeMO | |

6.3.1.5 Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Người thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|--------------------------|---------------|---|--|--|---|--|-------------------|-------|
| 1 | Tích hợp cấp điện ngoài lưới ở huyện đảo Phú Quý | Tháng 4/18 | 2020 | Tỉnh Phú Quý, Bình Thuận | | Khoản vay thương mại | Liên doanh CÔNG TY TNHH DỊCH VỤ KỸ THUẬT VÀ CÔNG TY CỔ PHẦN KỸ THUẬT CMP | <ul style="list-style-type: none"> - Bổ sung lắp đặt điện mặt trời - Tích hợp và kiểm soát các nguồn lai ghép điêzen và tua bin gió. Điện mặt trời sẽ được kết nối với hệ thống điều khiển lưu trữ năng lượng trong tương lai. | Tăng độ tin cậy cấp điện và chất lượng điện trên đảo, tự động điều khiển đồng bộ các nguồn năng lượng tái tạo, tối đa hóa tiềm năng của các nguồn năng lượng tái tạo hoặc tăng tốc độ vận hành của các nguồn năng lượng tái tạo, góp phần đảm bảo an ninh quốc gia và phát triển kinh tế xã hội cho các huyện đảo | <ul style="list-style-type: none"> - Hoàn thành hệ thống điều khiển tự động kết hợp 02 nhà máy điện gió và điêzen. - Quý III / 2019 và 2020: EVNSPC sẽ tiếp tục phát triển điện mặt trời, hoàn thiện hệ thống tích hợp cấp điện ngoài lưới trên huyện đảo Phú Quý sau khi xem xét và đánh giá hoạt động thực | Visual + Phoenix. | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Người thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|-----------|--------------|---------------|-------------------|---------------|---|---------------------------|----------|----------|---------|-------------------|-------|
| | | | | | | | | | | tế. | | |

6.3.1.6 Tổng công ty Điện lực TP. HCM (EVNHCMC)

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|---|-------------------------------|---|--|--|--|------------|---|-------|
| 1 | Cải thiện, cập nhật Hệ thống SCADA tại Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện của EVNHCMC | 2014 | 2016 | Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện của EVNHCMC | Bùi Quang Minh (0963.699.094) | Dự án DEP, Vốn vay của Ngân hàng Thế giới | Alstom (GE) | <ul style="list-style-type: none"> - Cải thiện kiến trúc xây dựng; - Cài đặt hệ thống phần cứng, phần mềm; - Đào tạo chuyển giao công nghệ. | Xây dựng Hệ thống SCADA mới để thay thế Hệ thống SCADA hiện tại đang hoạt động cho giám sát và kiểm soát toàn bộ lưới điện phân phối (110, 22kV) tại EVNHCMC | Hoàn thành | Giám sát, kiểm soát và vận hành lưới điện | |
| 2 | Xây dựng Trung tâm Điều khiển Từ xa | 2016 | 2017 | Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện của EVNHCMC | Bùi Quang Minh (0963.699.094) | Vốn đầu tư của EVNHCMC | Dựa trên nền tảng của hệ thống SCADA/DMS | Thiết lập mô hình trung tâm dựa trên nền tảng của hệ thống SCADA/DMS để giám sát, kiểm soát lưới điện 110, 22kV tại EVNHCMC | Nâng cao năng lực quản lý và vận hành lưới điện. | Hoàn thành | Giám sát, kiểm soát và vận hành lưới điện | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|-------------------------------------|------------------------------------|--|---------------------------|--|--|--|---|-------|
| 3 | Triển khai hệ thống tự động hóa trạm biến áp 110kV | 2014 | 2018 | Các trạm biến áp 110 kV tại EVNHCMC | Nguyễn Vinh Phan (0966.630.366) | Vốn đầu tư của EVNHCMC | Nhà cung cấp | - Thiết lập quy định của Trạm biến áp 110 kV; - Đầu tư, hoàn thiện Hệ thống SCADA, hệ thống phòng cháy chữa cháy, camera giám sát an ninh, v.v ... đáp ứng các tiêu chí xây dựng để vận hành Hệ thống Tự động hóa Trạm biến áp 110 kV. | Cải thiện độ tin cậy cấp điện; nâng suất lao động. | Hoàn thiện 54/54 Hệ thống Tự động hóa Trạm biến áp 110 kV | Giám sát, kiểm soát và vận hành lưới điện | |
| 4 | Tự động hóa Lưới điện phân phối 22kV | 2014 | 2019 | Tất cả đường dây 22 kV tại EVNHCMC | Nguyễn Việt Dũng (0961.816.718) | Vốn đầu tư của EVNHCMC | Nhà cung cấp | - Trang bị thiết bị đóng cắt trung thế (RMU, Máy cắt tự động đóng, LBS) với các chức năng SCADA để cài đặt trong lưới điện; - Xây dựng cơ sở dữ liệu trên phần mềm DMS để giám sát, điều khiển và vận hành tự động từ xa. | Cải thiện độ tin cậy cấp điện. | Điều khiển từ xa 80% lưới điện 22 kV (trong đó vận hành tự động là 20%). Dự kiến rằng vào cuối năm 2019, nó sẽ điều khiển từ xa 100% lưới điện 22 kV (trong đó vận hành tự động là 30%). | Giám sát, kiểm soát và vận hành lưới điện | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|--|--------------|---------------|--|------------------------------------|--|---------------------------|---|---|------------|------------------------|-------|
| 5 | Thiết lập các quy định kỹ thuật cho Hệ thống AMI | 2013 | 2014 | | Nguyễn Văn Khoa (0968.020.809) | Dự án DEP, Vốn vay của Ngân hàng Thế giới | Mercados | HCM EVN phối hợp với Tổng công ty Phân phối của EVN để thuê cố vấn thiết lập các quy định kỹ thuật cho Hệ thống AMI | Phục vụ đầu tư, thiết bị cho Hệ thống AMI tại EVN. | Hoàn thành | Thu thập dữ liệu từ xa | |
| 6 | Dự án thí điểm công nghệ AMI sử dụng giải pháp Trilliant | 2014 | 2016 | Khách hàng ở Khu công nghệ cao Quận 9 | Nguyễn Nhật Minh (0966.768.779) | Vốn đầu tư của EVNHCMC và một phần của nhà tài trợ | Trilliant | Lắp đặt 44 đồng hồ đo AMI của GE cho 32 khách hàng tại Khu công nghệ cao TP HCM; Sử dụng công nghệ truyền thông RF-Mesh 2,4/5,8 GHz | Thí điểm công nghệ AMI RF-Mesh để đánh giá và mở rộng triển khai với các đối tượng phù hợp. | Hoàn thành | AMI RF-Mesh | |
| 7 | Thử nghiệm AMI sử dụng công nghệ PLC | Tháng 7/15 | Tháng 4/16 | 2 trạm biến áp phân phối tại Công ty Điện lực Gia Định | Nguyễn Nhật Minh (0966.768.779) | Vốn Khoa học và Công nghệ của EVNHCMC | VES - Tatung | Lắp đặt 180 đồng hồ đo AMI và Hệ thống HES; sử dụng công nghệ truyền tải PLC để thử nghiệm Hệ thống AMI (chuyển mạch từ xa, thay đổi công suất từ xa) | Thí điểm công nghệ AMI PLC để đánh giá và mở rộng triển khai với các đối tượng phù hợp. | Hoàn thành | AMI PLC-G3 | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|--|---------------------------------------|---|---------------------------|---|--|---|-------------------------|-------|
| 8 | Hệ thống quản lý và thu thập dữ liệu đồng hồ đo từ xa | 2014 | 2019 | EVNHC MC | Nguyễn Văn Khoa (0968.020.809) | Dự án DEP, Vốn vay của Ngân hàng Thế giới | Posco-Nuri | - Trang bị hệ thống quản lý dữ liệu đồng hồ đo từ xa (MDMS); - Trang bị 95.300 đồng hồ đo điện tử từ xa để lắp đặt tại máy biến áp phân phối và các khách hàng quan trọng. | Nâng cao năng suất lao động | Hoàn thành | AMR | |
| 9 | Chương trình thí điểm điều khiển phụ tải | 2015 | 2015 | 14 khách hàng của Công ty Điện lực Thủ Thiêm và Công ty Điện lực Sài Gòn | Phan Quang Vinh (0903.386.497) | Vốn Khoa học và Công nghệ của EVNHCMC | Diamond Energy | - Huy động khách hàng tham gia dự án; - Vận hành thí điểm phần mềm DRMS để tiến hành các sự kiện điều chỉnh phụ tải | Góp phần giảm công suất trong giờ cao điểm; đánh giá hiệu quả của cơ chế khuyến khích nhằm mở rộng các giai đoạn sau | Hoàn thành 4 sự kiện điều chỉnh phụ tải: 2 sự kiện giảm phụ tải (thông báo trong 24h) và 2 sự kiện điều chỉnh phụ tải khẩn cấp tự nguyện (thông báo trong 2h) | Điều chỉnh phụ tải điện | |

| STT | Tên dự án | Ngày bắt đầu | Ngày kết thúc | Địa điểm (nếu có) | Người liên hệ | Đơn vị thực hiện và nhà tài trợ (nếu có) | Nhà sản xuất/Nhà cung cấp | Nội dung | Mục tiêu | Kết quả | Công nghệ áp dụng | Lưu ý |
|-----|---|--------------|---------------|--|-----------------------------|--|---------------------------|---|--|---|---------------------------------|-------|
| 10 | Lắp đặt hệ thống điện mặt trời nổi lưới | 2017 | Đang diễn ra | Trụ sở của các đơn vị thuộc EVNHC MC; Trạm biến áp 110 kV thuộc phạm vi quản lý và khách hàng tại EVNHC MC | Võ Bích Ngọc (0975.403.650) | Vốn kinh doanh của EVNHCMC | Nhà cung cấp | - Lắp đặt hệ thống điện mặt trời nổi lưới tại trụ sở của các đơn vị thuộc EVNHCMC và các trạm biến áp 110 kV trong phạm vi quản lý; - Vận động khách hàng tại EVNHCMC lắp đặt hệ thống điện mặt trời nổi lưới. | Góp phần sử dụng điện tiết kiệm và hiệu quả. | Đã và đang tiếp tục được thực hiện. Tính đến thời điểm hiện tại, đã có 2.647 khách hàng lắp đặt điện MTAM với tổng công suất 32,19 MWp. | Hệ thống điện mặt trời nổi lưới | |

6.3.1 Câu hỏi cụ thể về công nghệ

6.3.1.1 Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (EVNNLDC)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|---|---|
| Hệ thống điều khiển giám sát và thu thập dữ liệu SCADA/EMS | SCADA/EMS hiện đang có chức năng gì? (chẳng hạn như hệ thống nhận biết tình huống, hệ thống quản lý báo động tiên tiến, hệ thống sa thải phụ tải và phục hồi phụ tải, chức năng tự động điều khiển phát điện AGC, dự báo tải ngắn hạn, phân tích an ninh lưới điện, đánh giá an ninh động, phân tích ổn định quá trình chuyển tiếp và điện áp, mô phỏng đào tạo vận hành) | Toàn bộ các chức năng của hệ thống SCADA mà hệ thống quản lý năng lượng của Trung tâm điều độ hệ thống điện đang áp dụng như Thiết bị tự động điều khiển phát điện AGC, tính toán lưới điện. |
| | Hiện đang có những dự án nào cần nâng cấp thêm chức năng cho hệ thống SCADA/EMS? Những chức năng nào sẽ được thêm/nâng cấp? | Dự án cần nâng cấp dịch vụ dịch vụ hỗ trợ sau khi bảo hành phần mềm |
| | Toàn bộ lưới truyền tải điện hiện có trong phạm vi hệ thống SCADA/EMS không? Nếu không thì hệ thống không bao gồm phần nào của lưới truyền tải điện? | Toàn bộ lưới truyền tải điện (500-220kV) hiện đều có trong phạm vi hệ thống SCADA/EMS |
| | Có bao nhiêu nhà máy điện mặt trời và điện gió và những nhà máy điện mặt trời và điện gió nào đã đấu nối với hệ thống SCADA? | 85 nhà máy năng lượng tái tạo, trong đó có 83 nhà máy điện mặt trời và 2 nhà máy điện gió |
| | Khả năng điều khiển của các nhà máy điện mặt trời và điện gió là gì (ví dụ: điều khiển giảm công suất hoạt động, điều khiển công suất phản kháng) | Công nghệ biến tần của các nhà máy năng lượng tái tạo có tốc độ tăng/giảm công suất, Công suất phản kháng tương đối nhanh, lên tới 20MW/phút. |
| | Có hệ thống dự báo nào có sẵn để phục vụ hoạt động sản xuất điện mặt trời và điện gió không? Nếu không, trong tương lai có kế hoạch gì để thực hiện điều này? | Hệ thống SCADA/EMS không có chức năng chuyên biệt về dự báo năng lượng tái tạo Các nhà máy năng lượng tái tạo có tín hiệu SCADA để dự báo năng lượng hoạt động ngắn hạn trong 3 giờ tới và độ phân giải trong 15 phút. Tuy nhiên, hầu hết các nhà máy chưa hoàn thiện mục này. |
| Hiện có sẵn Thiết bị điều chỉnh tự động công suất phát điện AGC không? Có bao nhiêu/những nhà máy nào đang có Thiết bị điều chỉnh tự động công suất phát điện GC? Những kế hoạch mở rộng Thiết bị điều chỉnh tự động công suất phát điện AGC cho nhiều nhà máy hơn nữa, gồm nhà máy điện mặt trời và nhà máy điện gió? | Kiểm soát phát điện tự động AGC có trong hệ thống SCADA/EMS. Toàn bộ 152 nhà máy điện hiện tại trong hệ thống điện quốc gia đảm bảo khả năng kết nối thiết bị Kiểm soát phát điện tự động AGC bao gồm 85 nhà máy điện tái tạo. Các quy định hiện hành đã yêu cầu các nhà máy điện đấu nối với hệ thống điện quốc gia để đảm bảo kết nối “Kiểm soát phát điện tự động”. | |
| Hệ thống giám sát diện rộng (WAMS) / Kiểm soát và bảo vệ | Đã có bất kỳ dự án WAMS và/hoặc WAPC nào được triển khai chưa? | Hiện tại, hệ thống WAM trong phạm vi dự án đã được kiểm thử và trang bị hệ thống để ghi lại các lỗi trên hệ thống điện quốc gia. |
| | Có bao nhiêu trạm biến áp và đường dây 500 kV, 220 kV và 110 kV đã được đấu nối với WAM/WAPC (cả về tổng số và tỷ lệ trên trạm biến áp)? | 10 trạm biến áp 500 kV đã được đấu nối với hệ thống WAM |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|--|
| diện rộng (WAPC) | Có bao nhiêu trạm biến áp có kế hoạch được đấu nối trong những năm tới? | 10 trạm biến áp 500 kV |
| | Những nhà cung cấp công nghệ nào được sử dụng cho hệ thống WAM/WAPC và các bộ phận thuộc phần cứng khác? | Siemens |
| | Những công nghệ truyền thông nào được sử dụng để kết nối các đơn vị đo lường đồng bộ pha/thiết bị đo lường pha PMU với hệ thống WAM/WAPC? | IEEE C37.118 |
| | Hệ thống WAM có những sự cố gì? | Sự cố gây ra dao động điện trên hệ thống điện, những hỏng hóc liên quan đến đường dây hoặc máy móc dẫn đến mạch mỗi bị đứt đoạn |
| | Những loại tín hiệu điều khiển và hành động khắc phục nào được gửi qua WAPC? | Chưa |
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với dự án là gì? | Chưa có KPI cụ thể |
| | Những tính năng nào đã được triển khai trong WAMS/ WAPC? (phát hiện và khắc phục sự bất ổn của hệ thống: ví dụ: giám sát góc pha, giám sát nhiệt đường dây, giám sát sự ổn định của điện áp, giám sát độ dao động điện, giám sát giảm chấn điện, lưu trữ dữ liệu theo hướng khi xảy ra sự cố) | Giám sát góc pha, ổn định điện áp, dao động điện, phát hiện đảo, |
| | Các tiêu chí để xác định vị trí của các thiết bị đo góc pha PMU là gì? | Các vị trí hiện tại của các thiết bị đo lường pha PMU hiện tại là các vị trí quan trọng trên hệ thống, các trạm để đấu nối các đường dây, phục vụ nhu cầu giám sát các đường dây truyền tải điện 500 kV. Ngoài ra, cũng cần đặt PMU để giám sát các nhà máy điện quy mô lớn, khách hàng quan trọng v..v... và các vị trí để đảm bảo tầm nhìn của hệ thống. |
| Đánh giá an ninh động hệ thống điện (trực tuyến) (DSA) | Đánh giá độ ổn định động (DSA) của hệ thống truyền tải điện hoạt động truyền tải điện hoạt động như thế nào? | Trung tâm Điều độ Hệ thống Điện quốc gia (EVNNLDC) vẫn chưa có Đánh giá an ninh động hệ thống điện (DSA) . |
| | Hiện đang sử dụng những phần cứng và phần mềm nào để đánh giá sự ổn định là gì? | |
| | Có triển khai thực hiện Đánh giá an ninh Động hệ thống điện (DSA) trực tuyến nào ở Việt Nam không? Nếu có, vui lòng nêu tên của dự án và thông tin chi tiết về các dự án đó (ví dụ: năm xây thực hiện, chi phí, nhà cung cấp công nghệ, các loại vấn đề về sự ổn định được phân tích). | |
| | DSA trực tuyến hoặc ngoại tuyến thường được thực hiện như thế nào? | |
| Hệ thống định vị Sự cố (FLS)/các chỉ báo xảy ra sự cố | Có bao nhiêu đường dây 500 kV/trạm biến áp đã được trang bị Hệ thống Định vị Sự cố FLS (cung cấp thông tin cả về tổng số và tỷ lệ trên tổng số đường dây/trạm biến áp)? Có bao nhiêu đường dây/trạm biến áp ở các cấp điện áp khác (220 kV, 110 kV, <110 kV) đã được trang bị? Các kế hoạch sẽ lắp đặt Hệ thống Định vị Sự cố FLS trong tương lai là gì? | EVNNLDC không chịu trách nhiệm quản lý và khai thác Hệ thống định vị Sự cố FLS |
| | Nhóm xác định hư hỏng trên thực địa như thế nào | |
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống Định vị Sự | |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|-----------|---|---------|
| | có FLS là gì? | |
| | Có bất kỳ kế hoạch gì cho tính năng tự phục hồi của SCADA/DMS? | |
| | Các số liệu SAIDI (Chỉ số thời gian mất điện trung bình của hệ thống) và SAIFI (Chỉ số tần suất mất điện trung bình của hệ thống) hiện tại là gì? Mục tiêu cho những năm tiếp theo là gì? | |
| | Những công nghệ và phương pháp nào được áp dụng đối với Hệ thống Định vị Sự cố FLS? | |
| | Có tiến hành đánh giá hiệu quả của Hệ thống Định vị Sự cố FLS đã được lắp đặt không? Kết quả như thế nào? | |
| | Hệ thống Định vị Sự cố FLS có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | |

6.3.1.2 Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|---|--|
| Hệ thống tự động hóa trạm biến áp (SAS) | Có bao nhiêu trạm biến áp 500kV, 220kV và 110kV đã được nâng cấp Hệ thống tự động hóa trạm biến áp SAS (tỷ lệ trên tổng số các trạm biến áp) | Không triển khai (Hiện tại EVNNPT đang trình Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo v/v phê duyệt thiết kế kỹ thuật. |
| | Có bao nhiêu trung tâm điều khiển từ xa được thiết lập? | |
| | Kế hoạch nâng cấp Hệ thống tự động hóa trạm biến áp SAS cho trạm biến áp <110kV là gì? | |
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống tự động hóa trạm biến áp SAS là gì? | |
| | Phần cứng điển hình của Hệ thống tự động hóa trạm biến áp SAS tại Việt Nam là gì? Những loại Thiết bị đầu cuối từ xa (RTU), Bộ điều khiển Logic khả trình và Thiết bị điện thông minh (IED) nào được lắp đặt? Thường lựa chọn những nhà cung cấp công nghệ nào? | Những nhà cung cấp chính gồm ATS, SIEMENS, ABB, AREVA, NARI, TOSHIBA, |
| Hệ thống định vị sét (LLS) | Có bao nhiêu cảm biến được lắp đặt? Có bao nhiêu cảm biến dự kiến sẽ được lắp đặt? Vị trí của chúng ở đâu? | 09 cảm biến được lắp đặt tại truyền tải điện vùng |
| | Có bao nhiêu bộ chống sét đường dây truyền tải điện được cài đặt các mức điện áp tương ứng? Các kế hoạch cho việc cài đặt sắp tới là gì? | Lưới điện 500kV: tất cả các đường dây Lưới điện 220kV: 60 đường dây Kế hoạch: Lắp đặt ở những vị trí có nhiều sự cố do sét đánh. |
| | Công nghệ nào đang được sử dụng cho Hệ thống định vị sét LLS | TOA/MDF |
| | Độ chính xác của Hệ thống định vị sét LLS là gì? | 150 – 200 m |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|--|
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống định vị sét LLS là gì? | Không áp dụng |
| | Hệ thống định vị sét LLS hiện được ghép nối với SCADA/EMS và/hoặc Trung tâm Vận hành như thế nào? Có những tính năng nào? | Hệ thống định vị sét LLS đang được lắp đặt mà không cần kết nối với hệ thống SCADA. Dữ liệu được chia sẻ với các trung tâm vận hành bao gồm thông tin về vị trí của sét, cường độ của sét, hướng di chuyển của đám mây chứa sét, số liệu thống kê về mật độ đánh sét xuống mặt đất (số lần/km ² .year) trong các khu vực có đường dây truyền tải và trạm biến áp; |
| | Có thực hiện các hoạt động phân tích/nghiên cứu về mối quan hệ giữa các sự cố sét và cơ chế hoạt động của rơ le chưa? Kết quả phân tích là gì? | Hệ thống chưa đi vào vận hành do đó chưa có phân tích. |
| | Công nghệ LLS có được sử dụng để theo dõi phạm vi hoạt động giống bão và cung cấp thông tin dự báo về các vấn đề tiềm ẩn không? | Cảnh báo sớm về việc hình thành và xuất hiện các cơn bão có thể có sét là mối nguy hại đối với lưới điện truyền tải. |
| Phân tích lượng khí hòa tan trong dầu cách điện Trực tuyến | Có bao nhiêu máy biến áp và ở các cấp trạm biến áp nào đã được trang bị thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan DGA trực tuyến (cả về tổng số và là tỷ lệ trên tổng số máy biến áp)? Các kế hoạch lắp đặt thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan DGA trực tuyến trong tương lai là gì? | Tất cả các máy biến áp, điện trở 500kV (101 bộ cho máy biến áp và điện trở) sẽ được nghiên cứu và trang bị cho các máy biến áp 220kV quan trọng. |
| | Các máy biến áp mới có tự động được trang bị thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan DGA trực tuyến không? Nếu có thì máy biến áp nào/đối với trạm biến áp thì cấp điện áp nào? Hiện tại có hướng dẫn gì? | Máy biến áp mới, điện trở 500kV được trang bị thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan (DGA) |
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với DGA trực tuyến là gì? | Không áp dụng |
| | Những công nghệ nào được áp dụng đối với thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan (DGA) trực tuyến? | PAS, GC |
| | Có tiến hành đánh giá hiệu quả của thiết bị phân tích hàm lượng khí hòa tan (DGA) trực tuyến đã được lắp đặt không? Kết quả như thế nào? | Giám sát trực tuyến hàm lượng khí hòa tan trong dầu biến áp và điện trở, đưa ra cảnh báo khi hàm lượng khí tăng lên giúp sớm phát hiện sự hư hỏng của thiết bị và sau đó ngăn ngừa nguy cơ bị hư hỏng. |
| Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải (FACTS) | Có bao nhiêu Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải FACTS đã được lắp đặt (bao gồm công nghệ (ví dụ: Tụ bù tĩnh (SVC), bộ bù đồng bộ tĩnh (STATCOM), Bộ bù nối tiếp đồng bộ tĩnh (SSSC), v.v.), quy mô và mức điện áp được cài đặt)? Các mục tiêu/kế hoạch cho việc cài đặt Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải FACTS là gì? | Đã lắp đặt 02 Tụ bù tĩnh (SVC) tại trạm 220kV Việt Trì (năm 2007 và Thái Nguyên (2009) |
| | Việc cài đặt Các thiết bị điều khiển hệ thống truyền tải FACTS quan trọng như thế nào đối với bảo mật hệ thống và hiệu quả hệ thống? Công dụng và mục đích chính của hệ thống này ở Việt Nam là gì? | Linh động điều chỉnh điện áp vùng của lưới điện nhập điện từ Trung Quốc. |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|---|--|
| | Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với những công nghệ này không? Nếu có thì có những chỉ số nào? | Không áp dụng |
| Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây DLR/DTCR | Có bao nhiêu đường dây ở mức điện áp nào đã được cài đặt DLR? Kế hoạch cài đặt DLR trong tương lai là gì? | Thuê tư vấn soạn lập báo cáo. Dự kiến sẽ lắp đặt 01 đường dây 220kV. |
| | Công suất của các đường dây tương ứng tăng bao nhiêu so với công suất tĩnh (trung bình)? | |
| | Đã thực hiện nghiên cứu xem những lợi ích của công nghệ này là gì không? | |
| | Các Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) mục tiêu đối với Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây DLR là gì? | |
| | Công nghệ nào đang được sử dụng cho Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây DLR? | |
| | Công nghệ này có dựa trên các phép đo trực tiếp, trên các thuật toán hoặc kết hợp cả hai? | |
| | Có tính đến Dự báo thời tiết không? Những lần dự báo nào được áp dụng? | |
| | Những ảnh hưởng nào được tính đến đối với Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây DLR (ví dụ: nhiệt độ môi trường, bức xạ mặt trời, tốc độ và hướng gió) | |
| | Có bất kỳ Hệ thống giám sát điện rộng WAMS nào hiện được kết nối với Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây DLR không? | |
| Hệ thống Quản lý Mất điện (OMS) | Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện OMS là gì (ví dụ: xử lý cuộc gọi khi có sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý tổ công tác, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng này. | Vẫn chưa triển khai |
| | Hệ thống quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì? | |
| | Hệ thống Quản lý Sự cố mất điện có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | |

6.3.1.3 Tổng Công ty Điện lực Thành Phố Hà Nội (EVN Hà Nội)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|-----------|---------|---------|
|-----------|---------|---------|

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|--|--|
| SCADA/DMS (bao gồm các dự án về hệ thống mini SCADA) | Hệ thống quản lý phân phối DMS có những chức năng gì? (chẳng hạn như chuyển mạch và phục hồi từ xa, hệ thống định vị sự cố, ước tính trạng thái, điều khiển điện áp (diện rộng), điều khiển công suất phản kháng (VAR), ước tính trạng thái, dự báo tải ngắn hạn, dự báo sản lượng điện mặt trời và điện gió ngắn hạn, v.v.) | Chức năng tính toán dòng điện: dòng phụ tải. Chức năng tính toán ngắn mạch: Ngắn mạch. Chức năng điều khiển công suất phản kháng lưới điện: Điều khiển Volt/Var. Nguyên lý FLISR - định vị sự cố (Fault Location), cách ly (Isolation) và khôi phục cung cấp điện: Không được đào tạo để sử dụng |
| | Phép đo hệ thống điện nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS không? | Dữ liệu tĩnh: thông số đường dây và trạm biến áp, ... Trung tâm điều độ (LDC) thuộc EVN HÀ NỘI hiện đang thu thập dữ liệu trực tiếp từ các công trình (được gửi bằng tệp Excel, *.doc), sau đó các kỹ sư của Trung tâm điều độ EVN HÀ NỘI sẽ nhập tay dữ liệu vào hệ thống. Dữ liệu động: U, I, P, Q, f ...: Đối với các vị trí giao điểm (trạm biến áp phân phối, trạm biến áp trung gian, trạm cắt ...) có kết nối với SCADA, dữ liệu sẽ tự động được thu thập để chạy DMS; đối với các vị trí nút không có kết nối SCADA: các kỹ sư của Trung tâm hiện đang sử dụng nhập dữ liệu thủ công. |
| | Bao nhiêu lưới phân phối đã được đưa vào bản đồ trong Hệ thống thông tin địa lý GIS? | Hệ thống quản lý phân phối DMS tại Trung tâm Điều độ hiện đang được sử dụng cho lưới điện khu vực Bắc Sông Hồng gồm 5 công trình. |
| | Có bất kỳ Hệ thống Thông tin Khách hàng CIS, Hệ Thống Quản Lý Nhân lực Di Động (MWM), Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI, Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS) hoặc các hệ thống khác không? Chức năng hiện tại và kế hoạch của các hệ thống này là gì? | Đối với các chức năng CIS, MWM: Các chức năng này đang được áp dụng ở một số đơn vị thuộc EVN Hà Nội. Đối với chức năng AMI: Hiện tại, Tổng công ty đã phát triển dữ liệu đo khoảng cách. Trung tâm Điều độ EVN Hà Nội cũng đang khai thác để điều tiết. Đối với hệ thống FLS (FLISR): Chức năng này khả dụng trên phần mềm hệ thống SCADA/DMS. Đào tạo và chuyển giao công nghệ đang được đề xuất để thực hiện. |
| | Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) để phân tích hiệu quả của riêng từng hệ thống không? | Cải thiện độ tin cậy cung cấp điện (Độ lệch điện áp, ...); Chỉ số thời gian mất điện trung bình của hệ thống (SAIDI); Chỉ số tần suất mất điện trung bình của hệ thống (SAIFI); |
| Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện OMS (ví dụ: xử lý cuộc gọi sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý đội nhóm, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng đó. | Quản lý lịch cắt điện, thống kê sự cố; tính toán độ tin cậy cung cấp điện, tính toán phạm vi, số lượng khách hàng bị mất điện (chuyển đổi điện trên sơ đồ); báo cáo dữ liệu về khách hàng mất điện; thông tin về khách hàng bị mất điện thông qua hệ thống Quản lý quan hệ khách hàng CRM. |
| | Hệ thống Quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì? | Ứng dụng dựa trên bản đồ số Hệ thống thông tin địa lý GIS, tính toán độ tin cậy cung cấp điện thông qua hệ thống đo từ xa |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|---|---|
| | Hệ thống OMS có được tích hợp vào trong hệ thống SCADA không? | Đang trong quá trình nâng cấp và tích hợp |
| Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI) / Đồng hồ đo thông minh | Hệ thống Quản lý mất điện có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | Không áp dụng |
| | Các kế hoạch trong tương lai đối với việc triển khai Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI là gì? Có bao nhiêu/những khách hàng nào chuẩn bị trang bị AMI và cho đến khi nào sẽ trang bị? | EVN Hà Nội vẫn chưa có kế hoạch triển khai Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI nhưng thay vào đó EVN Hà Nội đã triển khai 100% Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR |
| | Có Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) không? Chức năng của hệ thống này là gì? | Đã có sẵn Hệ thống MDMS. Chức năng: quản lý dữ liệu đo từ các loại đồng hồ khác nhau, hệ thống thu thập khác nhau trên cơ sở dữ liệu đồng nhất trong chu kỳ 1 ngày/lần hoặc 30 phút/lần, có thể quản lý nhiều dữ liệu đo đếm (điểm đo, chỉ báo, sản lượng, cảnh báo, sơ đồ tải, thông số vận hành v.v.), có thể hiển thị dữ liệu dưới dạng biểu đồ, tự động kiểm tra ước lượng f - chức năng chỉnh sửa dữ liệu, cung cấp dữ liệu được kiểm soát cho các ứng dụng liên quan khác như Hệ thống Thông tin Quản lý Khách hàng, ứng dụng dịch vụ khách hàng, nghiên cứu tải, Quản lý quan hệ khách hàng (CRM), Hệ thống quản lý mất điện (OMS) v.v. |
| | Các khách hàng đã nhận hoặc lắp đặt bất kỳ màn hình hiển thị năng lượng nào để theo dõi mức tiêu thụ điện của họ chưa? | Khách hàng có thể theo dõi mức tiêu thụ điện của mình thông qua các ứng dụng dịch vụ khách hàng của EVN Hà Nội như DỊCH VỤ KHÁCH HÀNG EVNHANOI, trang web cskh.evnhanoi.com.vn. Ngoài ra, khách hàng cũng có thể tra cứu thông tin qua Chatbot, Zalo, MT- MO SMS (dịch vụ tin nhắn tương tác 2 chiều). |
| | Khách hàng có nhận được bất kỳ biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU hoặc giá theo thời gian thực không? Thông tin chi tiết cụ thể của các biểu giá này là gì? | EVN Hà Nội công bố biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU trên các kênh thông tin dịch vụ khách hàng, theo đó khách hàng có thể dễ dàng tra cứu. Hiện tại không có khách hàng nào được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến mà chỉ có một số khách hàng được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM. |
| | Có Khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI, nhưng vẫn tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM không? | Chưa được trang bị |
| Có bất kỳ khách hàng nhỏ nào (ví dụ: hộ gia đình) đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh chưa? | Dự án thí điểm Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI do Tatung cung cấp cài đặt 180 đồng hồ AMI thông minh cho khách hàng hộ gia đình. | |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|--|
| | <p>Các chức năng của Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh (ví dụ: đọc từ xa, hiển thị năng lượng cho khách hàng, biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU và/hoặc giá thời gian thực, phát hiện trộm cắp điện, phát hiện mất điện, giám sát điện áp, kiểm soát tải)? Tần suất có thể có số ghi đối với công ty điện lực, Tần suất có thể có số ghi đối với khách hàng (ví dụ: cứ mỗi 15 phút sẽ có số ghi)?</p> | EVN Hà Nội chưa áp dụng |
| | <p>Có bất kỳ hoạt động phân tích lợi ích chi phí để triển khai đồng hồ thông minh theo nhóm khách hàng nào không? Nếu có, kết quả của phân tích lợi ích chi phí này là gì?</p> | EVN Hà Nội chưa áp dụng |
| Quản lý nhu cầu điện DSM | <p>Có chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM nào tại Việt Nam không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết của dự án và kết quả thực hiện.</p> | <p>Quyết định số 2447/QĐ-BCN ngày 17/7/2007 cho chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM quốc gia giai đoạn 2007-2015. Quyết định số 249/2018/QĐ-TOT ngày 8/3/2018 quy định chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM toàn quốc 2018-2020 tầm nhìn đến năm 2030.</p> |
| | <p>Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM?</p> | |
| | <p>Công ty điện lực được phép kiểm soát những thiết bị/tải nào và các thể thức là gì (ví dụ: tần suất và thời gian hoạt động, tải có thể dịch chuyển tối đa, v.v.)?</p> | |
| | <p>Những loại thiết bị liên lạc và giám sát nào được cài đặt, ví dụ: đồng hồ đo thông minh? Các thiết bị đó có khả năng và chức năng gì?</p> | |
| Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | <p>Ở Việt Nam, có bất kỳ chương trình Điều chỉnh phụ tải (DR) nào dù là chương trình tự nguyện không? Nếu có, xin vui lòng cung cấp chi tiết về dự án và kết quả thực hiện.</p> | Không áp dụng |
| | <p>Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Điều chỉnh phụ tải -DR?</p> | Không áp dụng |
| | <p>Làm thế nào để khách hàng tương tác với tín hiệu giá theo chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR? Họ có được trang bị đồng hồ thông minh hoặc bất kỳ thiết bị giám sát nào khác không?</p> | Không áp dụng |
| | <p>Có bất kỳ cơ chế giá nào theo chương trình Điều chỉnh Phụ tải điện DR không (chẳng hạn như Chương trình biểu giá công suất cực đại tới hạn (CPP), Chương trình khuyến khích hỗ trợ tải chính do giảm phụ tải dân dụng vào giờ cao điểm (CPR))?</p> | Không áp dụng |
| | <p>Trong tương lai có kế hoạch sẽ triển khai tính giá theo thời gian thực không?</p> | Không áp dụng |
| Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa (AMR) | <p>Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đã được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xaAMR?</p> | <p>Hiện tại có 900.000 khách hàng được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xaAMR cùng với các thành phần tải của 1,4 triệu khách hàng cho các hoạt động hàng ngày sẽ được trang bị 100% Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xaAMR trong tương lai gần (dự kiến trước năm 2021).</p> |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|---|
| | Nhà cung cấp công nghệ và công nghệ nào được sử dụng để thu thập dữ liệu từ Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR? | Dữ liệu Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR được thu thập bởi các công nghệ RS-485, PLC, RF, 3G/GPRS do các nhà sản xuất Gelex, Hữu Hồng, Vinasino, OMNI cung cấp. |
| | Các kế hoạch trong tương lai để triển khai Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR, đặc biệt là đối với khách hàng hộ gia đình là gì? | EVN Hà Nội sẽ lắp đặt 100% công tơ điện tử và tự động thu thập dữ liệu từ Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR từ xa vào năm 2020. |
| Máy biến áp phân phối điện được điều chỉnh điện áp | Có bất kỳ máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp được cài đặt cho máy biến áp trung áp/hạ áp không? Nếu có thì có bao nhiêu máy biến áp đã được cài đặt và ở đâu? | Trong lưới điện trung thế và hạ thế, máy biến áp không được trang bị Bộ chỉnh áp có tải |
| Sạc xe điện (EV) thông minh | <p>Có trạm sạc/cơ sở hạ tầng sạc nào cho xe điện có thể điều chỉnh phù hợp với công suất sạc của xe điện để đáp ứng với tín hiệu bên ngoài (ví dụ: do nhu cầu giảm công suất đỉnh hoặc theo tín hiệu giá) không?</p> <p>Có bao nhiêu xe điện đang sạc tại trạm sạc này?</p> <p>Những loại xe điện nào đang sạc (ví dụ: xe hơi điện, xe buýt điện, v.v.)?</p> <p>Các hạn chế/chiến lược của thuật toán sạc (nếu có) là gì?</p> <p>Có bất kỳ đội xe giao thông công cộng nào trong các thành phố đã được điện khí hóa không (ví dụ: đội xe buýt điện)? Đội xe đó có bao nhiêu xe? Những chiếc xe điện này được sạc như thế nào (ví dụ: sạc qua đêm, sạc trạm cuối, sạc khi có cơ hội)?</p> | Chưa được triển khai |
| Hệ thống lưu trữ năng lượng | <p>Trong lưới điện Việt Nam có hệ thống lưu trữ năng lượng nào (bao gồm các dự án mẫu) không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết, ví dụ: dạng lưu trữ năng lượng, vị trí, công suất, chi phí, mức điện áp đầu nối, độc lập hoặc kết hợp với nhà máy năng lượng tái tạo)?</p> <p>Mục đích và chức năng của hệ thống lưu trữ năng lượng là gì, chẳng hạn như điều hòa nhu cầu trong thời gian cao điểm, sử dụng NLTT liên tục, dự phòng v.v.</p> | Chưa được triển khai |
| Lưới điện siêu nhỏ | <p>Lưới điện siêu nhỏ sử dụng những loại máy phát điện và công suất nào?</p> <p>Lưới điện siêu nhỏ có được đầu nối hoặc vận hành như một lưới đảo không?</p> <p>Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong sản xuất năng lượng trong Lưới điện siêu nhỏ là gì?</p> <p>Có bất kỳ hệ thống lưu trữ năng lượng nào trong Lưới điện siêu nhỏ không?</p> <p>Lưới điện siêu nhỏ cung cấp điện cho bao nhiêu khách hàng?</p> <p>Khả năng điều khiển của các máy phát điện và tài sản lưới điện trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? Những loại hệ thống tự động hóa nào được áp dụng?</p> | Chưa được triển khai |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|---------------|
| | Độ tin cậy của Lưới điện siêu nhỏ xét đến việc mất điện (ví dụ: SAIDI/SAIFI) là gì? Có bao nhiêu lần mất điện trung bình mỗi tháng/năm? Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) nào khác đối với Lưới điện siêu nhỏ không? | |
| Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) | Có bất kỳ kế hoạch nào đối với các đường dây Công nghệ điện cao áp một chiều HVDC trong lãnh thổ Việt Nam hoặc đối với việc kết nối với các nước láng giềng không? Nếu có, vui lòng cung cấp chi tiết cụ thể về các kế hoạch này. | Không áp dụng |

6.3.1.4 Tổng Công ty Điện lực Miền Trung (EVNCPC)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|--|---|
| SCADA/DMS (bao gồm các dự án về hệ thống mini SCADA | Hệ thống quản lý phân phối DMS có những chức năng gì? (chẳng hạn như chuyển mạch và phục hồi từ xa, hệ thống định vị sự cố, ước tính trạng thái, điều khiển điện áp (diện rộng), điều khiển công suất phản kháng (VAR), ước tính trạng thái, dự báo tải ngắn hạn, dự báo sản lượng điện mặt trời và điện gió ngắn hạn, v.v.) | Phần mềm Hệ thống quản lý phân phối DMS có rất nhiều chức năng, nhưng có thể được phân thành 5 nhóm chức năng chính như sau: 1. Các chức năng liên quan đến xây dựng và hiển thị lưới điện bao gồm: Mô hình mạng, Cấu trúc liên kết mạng, Quản lý dữ liệu mở rộng; 2. Các chức năng liên quan đến phân tích lưới điện bao gồm: Ước tính trạng thái, Lưu lượng tải, Đoàn mạch, Optimal Power Flow; 3. Các chức năng liên quan đến vận hành lưới điện bao gồm: Phân tích dự phòng, Tụ bù tối ưu, Tối ưu hóa TOPO, điều khiển phản ứng volt-ampe (VAR), Định vị sự cố, cách điện và phục hồi nguồn cấp điện tự động (DAS) 4. Các chức năng liên quan đến Tải bao gồm: Mô hình hóa tải, Dự báo tải; 5. Các chức năng liên quan đến báo cáo: Báo cáo và thống kê mất điện hoạt động, Báo cáo về công suất và tổn thất điện năng |
| | Phép đo hệ thống điện nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS? | Hiện có 2 nguồn cung cấp dữ liệu cho hệ thống quản lý phân phối DMS gồm: 1. Hệ thống SCADA: cung cấp P, Q, U, I tại thiết bị được kết nối với SCADA đối với Hệ thống quản lý phân phối DMS theo thời gian thực, bao gồm: máy cắt đầu vào (từ 2kV, từ 35kV) tại các trạm biến áp 10kV, 220kV, MC hoặc máy cắt tự đóng lại Recloser tại TTG, nhà máy điện, thiết bị phân đoạn trên lưới (Recloser, LBS, RMU) (được kết nối thành công); 2. Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS): cung cấp P, E, cosphi tại các trạm biến áp chuyên dụng (100% được đo lường từ xa) và các trạm biến áp công cộng (80% trạm được đo từ xa tại ATM chung) các trạm biến áp sạc bổ sung trong hệ thống quản lý phân phối DMS (đang được nghiên cứu để đầu nối). |
| | Bao nhiêu lưới điện phân phối đã được đưa vào bản đồ trong Hệ thống thông tin địa lý (GIS)? | Hiện tại, EVNEVNPC về cơ bản đã hoàn thành bản đồ lưới điện trong Hệ thống quản lý phân phối DMS dựa trên bản đồ lưới thực, đang nghiên cứu các chức năng của Hệ thống quản lý phân phối DMS nhằm xác định chính xác dữ liệu đầu vào để tiếp tục bổ sung các thông số lưới điện vào các yếu tố của Hệ thống quản lý phân phối DMS để vận hành Hệ thống quản lý phân phối DMS. |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|---|
| | <p>Có bất kỳ Hệ thống Thông tin Khách hàng (CIS), Hệ Thống Quản Lý Nhân lực Di Động (MWM), Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI), Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS) hoặc các hệ thống khác không? Chức năng hiện tại và kế hoạch của các hệ thống này là gì?</p> | <p>Hiện tại, EVNCPC chỉ triển khai kết nối hệ thống SCADA/DMS với chương trình CRM (Quản lý quan hệ khách hàng) để cung cấp thông tin về sự cố mất điện cho khách hàng, nhân viên của Trung tâm dịch vụ khách hàng điện lực miền Trung và tự động tính toán độ tin cậy cung cấp điện. Trong thời gian tới, EVNCPC sẽ triển khai kết nối hệ thống SCADA/DMS với Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) để cung cấp dữ liệu công tơ cho các trạm biến áp sạc bổ sung trong Hệ thống quản lý phân phối DMS.</p> |
| | <p>Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) để phân tích hiệu quả của riêng từng hệ thống không?</p> | <p>Hiện tại, Hệ thống quản lý phân phối DMS chỉ đang trong quá trình nghiên cứu và ứng dụng thử nghiệm một số tuyến đường, vì vậy KPI chưa được áp dụng cho Hệ thống quản lý phân phối DMS. Đối với hệ thống SCADA, EVNCPC đang tập trung lực lượng để hoàn thành Trung tâm giám sát lưới điện cho EVNCPC và thay đổi các trạm biến áp thành các trạm không được quản lý, do đó đã không áp dụng KPI để phân tích hiệu quả của hệ thống SCADA tại EVNCPC.</p> |
| <p>Hệ thống quản lý mất điện (OMS)</p> | <p>Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện OMS (ví dụ: xử lý cuộc gọi sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý đội nhóm, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng đó.</p> | <p>Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện OMS:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Xử lý cuộc gọi thông báo mất điện từ khách hàng: Ghi nhận thông tin mất điện từ khách hàng (mã khách hàng liên quan đến mã trạm biến áp để xác định sơ bộ phạm vi và nguyên nhân mất điện); - Phân tích sự cố: Chương trình này bao gồm danh sách các nguyên nhân gây ra sự cố, các yếu tố bị ảnh hưởng bởi sự cố, thiệt hại do sự cố và báo cáo chung để hỗ trợ người dùng thu thập dữ liệu và phân tích nguyên nhân sự cố; - Quản lý nhóm nhiệm vụ: Chương trình không có chức năng này (giám sát quá trình xử lý sự cố của nhóm công tác); - Quản lý các kế hoạch cắt điện: Chương trình bao gồm chức năng cho phép người dùng lập kế hoạch làm việc để ước tính thời gian và phạm vi ảnh hưởng của việc cắt điện; <p>Báo cáo về độ tin cậy cung cấp điện: Chương trình bao gồm chức năng tính toán chỉ số độ tin cậy cung cấp điện dựa trên công thức IEEE 1366</p> |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|---|
| | Hệ thống Quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì? | Các chức năng dự kiến sẽ được nâng cấp đối với hệ thống quản lý mất điện OMS: - Quản lý nhóm công tác (nâng cấp các chức năng hiện có); - Tự động cập nhật thời gian mất điện từ SCADA và Đồng hồ đo thông minh; - Hoàn thành liên kết đến dữ liệu mất điện từ SCADA đến hệ thống quản lý mất điện OMS. |
| | Hệ thống Quản lý mất điện có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | Hệ thống Quản lý Mất điện OMS hiện là một hệ thống riêng biệt với hệ thống SCADA. Dự kiến sẽ tích hợp OMS với hệ thống SCADA/DMS khi triển khai Hệ thống Quản lý Phân phối DMS. |
| Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI) /Đồng hồ đo thông minh | Có bao nhiêu khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI? | EVNCPC chưa triển khai hệ thống AMI và Đồng hồ đo thông minh |
| | Các kế hoạch triển khai Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI trong tương lai là gì? Có bao nhiêu khách hàng/có những khách hàng nào sắp được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI và cho khi nào sẽ trang bị? | EVNCPC không có kế hoạch triển khai AMI vì hệ thống này quá đắt và vượt quá nhu cầu. |
| | Có Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) không? Chức năng của Hệ thống này là gì? | EVNCPC đã trang bị Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm MDMS do liên doanh FIS & Landis + Gyr xây dựng, hoàn thành và đưa vào sử dụng từ năm 2018 với các chức năng sau: Tập trung, quản lý và lưu trữ dữ liệu đo đếm do hệ thống thu thập dữ liệu đầu cuối (HES); VEE (xác nhận và hiệu chỉnh dữ liệu) cung cấp; cung cấp giao diện quản lý, khai thác dữ liệu đo đếm; nguồn dữ liệu cho phần mềm/ứng dụng để đo dữ liệu. |
| | Các khách hàng đã nhận hoặc lắp đặt bất kỳ màn hình hiển thị năng lượng nào để theo dõi mức tiêu thụ điện của họ chưa? | Khách hàng có thể xem mức tiêu thụ điện trong quá khứ và hiện tại trên trang web EVNCPC hoặc ứng dụng Dịch vụ khách hàng. |
| | Khách hàng có nhận được bất kỳ biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU hoặc giá theo thời gian thực không? Thông tin chi tiết cụ thể của các biểu giá này là gì? | Giá điện khác nhau giữa giờ cao điểm, giờ bình thường và giờ tải thấp đối với mỗi khách hàng và được công khai trên các phương tiện thông tin đại chúng. |
| | Có Khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI, nhưng vẫn tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | EVNCPC chưa triển khai Hệ thống đo đếm tiên tiến và Đồng hồ đo thông minh. |
| | Có bất kỳ khách hàng nhỏ nào (ví dụ: hộ gia đình) đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh chưa? | |
| Các chức năng của Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh (ví dụ: đọc từ xa, hiển thị năng lượng cho khách hàng, biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU và/hoặc giá thời gian thực, phát hiện trộm cắp điện, phát hiện mất điện, giám sát điện áp, kiểm soát tải)? Tần suất có thể có số ghi đối với công ty điện lực, Tần suất có thể có số ghi đối với khách hàng (ví dụ: cứ mỗi 15 phút sẽ có số ghi)? | | |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|---|
| | Có bất kỳ hoạt động phân tích lợi ích chi phí để triển khai đồng hồ thông minh theo nhóm khách hàng nào không? Nếu có, kết quả của phân tích lợi ích chi phí này là gì? | |
| Quản lý nhu cầu điện DSM | Có chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM nào tại Việt Nam không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết của dự án và kết quả thực hiện. | Quyết định số 2447/QĐ-BCN ngày 17/7/2007 cho chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM quốc gia giai đoạn 2007-2015. Quyết định số 249/2018/QĐ-TTg ngày 8/3/2018 quy định chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM toàn quốc 2018-2020 tầm nhìn đến năm 2030. |
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | |
| | Công ty điện lực được phép kiểm soát những thiết bị/tài nào và các thể thức là gì (ví dụ: tần suất và thời gian hoạt động, tài có thể dịch chuyển tối đa, v.v.)? | |
| | Những loại thiết bị liên lạc và giám sát nào được cài đặt, ví dụ: đồng hồ đo thông minh? Các thiết bị đó có khả năng và chức năng gì? | |
| Điều chỉnh phụ tải (DR) | Ở Việt Nam, có bất kỳ chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR nào dù là chương trình tự nguyện không? Nếu có, xin vui lòng cung cấp chi tiết về dự án và kết quả thực hiện. | Không áp dụng |
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Điều chỉnh phụ tải DR? | |
| | Làm thế nào để khách hàng tương tác với tín hiệu giá theo chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR? Họ có được trang bị đồng hồ thông minh hoặc bất kỳ thiết bị giám sát nào khác không? | |
| | Có bất kỳ cơ chế giá nào theo chương trình Điều chỉnh Phụ tải điện DR không (chẳng hạn như Chương trình biểu giá công suất cực đại tới hạn (CPP), Chương trình khuyến khích hỗ trợ tải chính do giảm phụ tải dân dụng vào giờ cao điểm (CPR))? | |
| | Trong tương lai có kế hoạch sẽ triển khai tính giá theo thời gian thực không? | |
| Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa (AMR) | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đã được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR? | Khoảng 2.700.000 khách hàng. |
| | Nhà cung cấp công nghệ và công nghệ nào được sử dụng để thu thập dữ liệu AMR? | - Tần số vô tuyến (RF) do EVNCPC EMEC cung cấp; - GPRS/3G do Công ty IFC cung cấp. |
| | Các kế hoạch trong tương lai để triển khai Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR, đặc biệt là đối với khách hàng hộ gia đình là gì? | 100% khách hàng ở các thành phố, thị trấn và hải đảo và 50% khách hàng nông thôn sẽ được hoàn thành đo lường từ xa; |
| Máy biến áp phân phối điện được điều chỉnh điện áp | Có bất kỳ máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp được cài đặt cho máy biến áp trung áp/hạ áp không? Nếu có thì có bao nhiêu máy biến áp đã được cài đặt và ở đâu? | Không áp dụng |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|--|
| Sạc pin xe điện (EV) | Có trạm sạc/cơ sở hạ tầng sạc nào cho xe điện có thể điều chỉnh phù hợp với công suất sạc của xe điện để đáp ứng với tín hiệu bên ngoài (ví dụ: do nhu cầu giảm công suất đỉnh hoặc theo tín hiệu giá) không? | Cơ sở hạ tầng của trạm sạc nhanh một chiều cho xe hơi điện do Tập đoàn Điện lực Trung ương xây dựng có thể đáp ứng. Trong trường hợp điều chỉnh, trạm sạc sẽ giảm thiểu dòng điện sạc trong quá trình trao đổi giữa trạm sạc và xe điện. |
| | Có bao nhiêu xe điện đang sạc tại trạm sạc này? | 01 vị trí xe điện |
| | Những loại xe điện nào đang sạc (ví dụ: xe hơi điện, xe buýt điện, v.v.)? | Hiện tại, khu vực miền Trung có 3 loại xe điện: xe hơi điện, xe hybrid và xe hơi điện dành cho khách du lịch. |
| | Các hạn chế/chiến lược của thuật toán sạc (nếu có) là gì? | Thuật toán sạc nhanh một chiều cho xe hơi điện có các yêu cầu an toàn và yêu cầu về việc sạc nghiêm ngặt |
| | Có bất kỳ đội xe giao thông công cộng nào trong các thành phố đã được điện khí hóa không (ví dụ: đội xe buýt điện)? Đội xe đó có bao nhiêu xe? Những chiếc xe điện này được sạc như thế nào (ví dụ: sạc qua đêm, sạc trạm cuối, sạc khi có cơ hội)? | Hiện tại, khu vực miền Trung chỉ có một số xe hơi điện thí điểm để phục vụ du khách nội bộ tại một số địa điểm du lịch như Đà Nẵng, Hội An, Huế, ... Phương tiện này sử dụng pin và sạc chậm qua đêm tại các khu vực đỗ xe. |
| Hệ thống lưu trữ năng lượng | Trong lưới điện Việt Nam có hệ thống lưu trữ năng lượng nào (bao gồm các dự án mẫu) không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết, ví dụ: dạng lưu trữ năng lượng, vị trí, công suất, chi phí, mức điện áp đầu nối, độc lập hoặc kết hợp với nhà máy năng lượng tái tạo)? | Không áp dụng |
| | Mục đích và chức năng của hệ thống lưu trữ năng lượng là gì, chẳng hạn như điều hòa nhu cầu trong thời gian cao điểm, sử dụng NLTT liên tục, dự phòng v.v. | |
| Lưới điện siêu nhỏ | Lưới điện siêu nhỏ sử dụng những loại máy phát điện và công suất nào? | Năng lượng mặt trời và dầu Diesel |
| | Lưới điện siêu nhỏ có được đầu nối hoặc vận hành như một lưới đảo không? | Lưới điện hoạt động độc lập tại đảo An Bình, huyện đảo Lý Sơn, tỉnh Quảng Ngãi. |
| | Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong sản xuất năng lượng trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? | Nguồn NLTT: 96kWp. Diesel: 402kW. |
| | Có bất kỳ hệ thống lưu trữ năng lượng nào trong Lưới điện siêu nhỏ không? | Có pin lưu trữ năng lượng cho lưới điện mini với dung lượng 9600Ah. |
| | Lưới điện siêu nhỏ cung cấp điện cho bao nhiêu khách hàng? | Khoảng trên 80 hộ gia đình |
| | Khả năng điều khiển của các máy phát điện và tài sản lưới điện trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? Những loại hệ thống tự động hóa nào được áp dụng? | Hệ thống kết hợp vận hành tự động giữa năng lượng mặt trời, pin và diesel. |
| | Độ tin cậy của Lưới điện siêu nhỏ xét đến việc mất điện (ví dụ: SAIDI/SAIFI) là gì? Có bao nhiêu lần mất điện trung bình mỗi tháng/năm? Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) nào khác tồn tại đối với Lưới điện siêu nhỏ không? | Cung cấp điện liên tục cho khách hàng trên đảo |
| Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) | Có bất kỳ kế hoạch nào đối với các đường dây Công nghệ điện cao áp một chiều HVDC trong lãnh thổ Việt Nam hoặc đối với việc kết nối với các nước láng giềng không? Nếu có, vui lòng cung cấp chi tiết cụ thể về các kế hoạch này. | Không áp dụng |

6.3.1.5 Tổng công ty Điện lực miền Nam (EVNSPC)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|--|--|
| SCADA/DMS (bao gồm các dự án về hệ thống mini SCADA | Hệ thống quản lý phân phối DMS có những chức năng gì? (chẳng hạn như chuyển mạch và phục hồi từ xa, hệ thống định vị sự cố, ước tính trạng thái, điều khiển điện áp (điện rộng), điều khiển công suất phản kháng (VAR), ước tính trạng thái, dự báo tải ngắn hạn, dự báo sản lượng điện mặt trời và điện gió ngắn hạn, v.v.) | EVNSPC có kế hoạch mở rộng và nâng cấp SCADA / DMS vào năm 2019. |
| | Phép đo hệ thống điện nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS không? | Hiện tại không có dữ liệu định lượng nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS |
| | Bao nhiêu lưới phân phối đã được đưa vào bản đồ trong Hệ thống thông tin địa lý (GIS)? | Toàn bộ lưới 22kV đã đưa vào bản đồ trong Hệ thống DMS |
| | Có bất kỳ Hệ thống Thông tin Khách hàng (CIS), Hệ Thống Quản Lý Nhân lực Di Động (MWM), Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI), Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS) hoặc các hệ thống khác không? Chức năng hiện tại và kế hoạch của các hệ thống này là gì? | Các hệ thống CIS, MWM và AMI hiện chưa được trang bị. Tuy nhiên, EVNSPC đã triển khai và đang sử dụng một số hệ thống như Hệ thống quản lý thông tin khách hàng (CMIS), Hệ thống quản lý nguồn nhân lực (HRM), Hệ thống thu thập dữ liệu đồng hồ (MDAS). - Thí điểm Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS). |
| | Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) để phân tích hiệu quả của riêng từng hệ thống không? | Chưa áp dụng KPI |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|---|
| Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | <p>Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện OMS (ví dụ: xử lý cuộc gọi sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý đội nhóm, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng đó.</p> | <ul style="list-style-type: none"> a. Hoạt động <ul style="list-style-type: none"> - Cập nhật mất điện - Nhật ký vận hành b. Lịch cắt điện <ul style="list-style-type: none"> - Lập lịch cắt điện - Danh sách lịch cắt điện c. Kiểm soát lưới điện <ul style="list-style-type: none"> - Đánh giá thiết kế lưới điện - Đánh giá hoạt động lưới điện - Cập nhật lưới điện dây đơn - Nhật ký cập nhật lưới điện - Danh sách các cấu kiện của lưới điện - Danh sách điện áp thấp - Cập nhật thông tin trạm - So sánh trạm OMS - CMIS - Các sự cố về lưới điện d. Báo cáo <ul style="list-style-type: none"> - Nhật ký mất điện - Nhật ký gia hạn - Độ tin cậy theo nguyên nhân - Đặt nhóm nguyên nhân - Độ tin cậy của PMIS - Hệ thống quản lý kỹ thuật lưới điện - Đề xuất đánh giá về mất điện - Mất điện hàng ngày e. Hệ thống <ul style="list-style-type: none"> - Quản lý người dùng - Thiết lập thông báo - Hỗ trợ cài đặt |
| | <p>Hệ thống Quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì?</p> | <p>KAD</p> |
| | <p>Hệ thống Quản lý mất điện có được tích hợp vào hệ thống SCADA không?</p> | <p>Hệ thống OMS hiện chưa được tích hợp với hệ thống SCADA</p> |
| | Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI) / Đồng hồ đo thông minh | <p>Có bao nhiêu khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI?</p> |
| <p>Các kế hoạch triển khai Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI trong tương lai là gì? Có bao nhiêu khách hàng/có những khách hàng nào sắp được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI và cho khi nào sẽ trang bị?</p> | | <p>Kế hoạch triển khai Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR và Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI được soạn lập và thực hiện theo định hướng của EVN. EVN hiện có chính sách triển khai AMR, được thực hiện từ năm 2011 và chưa có chính sách nào để thực hiện AMI.</p> |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---------------------------------|---|--|
| | Có Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm MDMS không? Chức năng của Hệ thống này là gì? | EVNSPC đã triển khai hệ thống Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm MDMS theo mô hình chung của EVN. Hệ thống MDMS bao gồm các chức năng cơ bản sau: 1. Quản lý dữ liệu hệ thống đo đếm; 2. Quản lý dữ liệu được thu thập từ các hệ thống HES của EVNSPC, từ hệ thống đo đếm, hệ thống bán điện của khách hàng; 3. Thực hiện chức năng VEE (xác nhận và hiệu chỉnh dữ liệu) trong quá trình quản lý ngày; 4. Kết nối dữ liệu với Ứng dụng back-end của EVNSPC. |
| | Các khách hàng đã nhận hoặc lắp đặt bất kỳ màn hình hiển thị năng lượng nào để theo dõi mức tiêu thụ điện của họ chưa? | Khách hàng có thể theo dõi mức tiêu thụ điện trực tiếp từ đồng hồ điện, thông qua trang web dịch vụ khách hàng của công ty điện lực và trung tâm dịch vụ khách hàng. Khách hàng không được trang bị các thiết bị riêng để theo dõi mức tiêu thụ điện. |
| | Khách hàng có nhận được biểu giá theo thời gian (ToU) hoặc biểu giá theo thời gian thực không? Thông tin cụ thể về các biểu giá này là gì? | Khách hàng biết biểu giá ToU hoặc giá điện thông qua các phương tiện truyền thông đại chúng, tại các phòng giao dịch, trung tâm dịch vụ khách hàng. Khi có sự thay đổi về giá điện, nhà cung cấp điện có thể thông báo và liên lạc qua SMS, email, v.v. Giá điện do chính phủ ban hành không thay đổi theo ngày, theo giờ, do đó không cần thông tin theo thời gian thực. |
| | Có Khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI, nhưng vẫn tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | Không có khách hàng nào có AMI |
| | Có bất kỳ khách hàng nhỏ nào (ví dụ: hộ gia đình) đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh chưa? | Không có khách hàng nào có AMI |
| | Các chức năng của Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh (ví dụ: đọc từ xa, hiển thị năng lượng cho khách hàng, biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU và/hoặc giá thời gian thực, phát hiện trộm cắp điện, phát hiện mất điện, giám sát điện áp, kiểm soát tải)? Tần suất có thể có số ghi đối với công ty điện lực, Tần suất có thể có số ghi đối với khách hàng (ví dụ: cứ mỗi 15 phút sẽ có số ghi)? | Không có khách hàng nào có AMI |
| | Có bất kỳ hoạt động phân tích lợi ích chi phí để triển khai đồng hồ thông minh theo nhóm khách hàng nào không? Nếu có, kết quả của phân tích lợi ích chi phí này là gì? | Không có khách hàng nào có AMI |
| Quản lý nhu cầu điện DSM | Có chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM nào tại Việt Nam không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết của dự án và kết quả thực hiện. | Quyết định số 2447/QĐ-BCN ngày 17/7/2007 cho chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM quốc gia giai đoạn 2007-2015. |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|--|
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | Quyết định số 249/2018/QĐ-TTg ngày 8/3/2018 quy định chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM toàn quốc 2018-2020 tầm nhìn đến năm 2030. |
| | Công ty điện lực được phép kiểm soát những thiết bị/tải nào và các thể thức là gì (ví dụ: tần suất và thời gian hoạt động, tải có thể dịch chuyển tối đa, v.v.)? | |
| | Những loại thiết bị liên lạc và giám sát nào được cài đặt, ví dụ: đồng hồ đo thông minh? Các thiết bị đó có khả năng và chức năng gì? | |
| Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | Ở Việt Nam, có bất kỳ chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR nào dù là chương trình tự nguyện không? Nếu có, xin vui lòng cung cấp chi tiết về dự án và kết quả thực hiện. | Không áp dụng |
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Điều chỉnh phụ tải điện -DR? | Không áp dụng |
| | Làm thế nào để khách hàng tương tác với tín hiệu giá theo chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR? Họ có được trang bị đồng hồ thông minh hoặc bất kỳ thiết bị giám sát nào khác không? | Không áp dụng |
| | Có bất kỳ cơ chế giá nào theo chương trình Điều chỉnh Phụ tải điện DR không (chẳng hạn như Chương trình biểu giá công suất cực đại tới hạn (CPP), Chương trình khuyến khích hỗ trợ tài chính do giảm phụ tải dân dụng vào giờ cao điểm (CPR))? | Không áp dụng |
| | Trong tương lai có kế hoạch sẽ triển khai tính giá theo thời gian thực không? | Không áp dụng |
| Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa (AMR) | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đã được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR? | Nhóm khách hàng được trang bị AMR gồm: 1. Khách hàng mua điện qua trạm biến áp của riêng mình: 20.653 khách hàng, các đối tượng này thuộc các ngành công nghiệp, xây dựng, thương mại và dịch vụ 2. Khách hàng mua điện qua các trạm chung: 2.676.000 khách hàng, chủ yếu là khách hàng mua điện phục vụ nhu cầu sinh hoạt. |
| | Nhà cung cấp công nghệ và công nghệ nào được sử dụng để thu thập dữ liệu AMR? | Công nghệ thu thập dữ liệu gồm: 1. Khách hàng mua điện qua các trạm biến áp riêng: Công nghệ GPRS/3G. Nhà cung cấp thiết bị: CTCP tư vấn đầu tư phát triển hạ tầng viễn thông. Nhà cung cấp phần mềm: CÔNG TY VIỄN THÔNG ĐIỆN LỰC VÀ CÔNG NGHỆ THÔNG TIN - EVNICT thuộc EVN. 2. Khách hàng mua điện qua các trạm chung: Công nghệ PLC và RF. Nhà cung cấp bao gồm Công ty TNHH Thiết bị điện Gelex, CTCP Quản lý Năng lượng Thông minh, CTCP Thiết bị Điện Vinasino, CTCP Thiết bị Công nghiệp Hữu Hồng. |
| | Các kế hoạch trong tương lai để triển khai Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR, đặc biệt là đối với khách hàng hộ gia đình là gì? | Kế hoạch triển khai AMR theo định hướng của EVN trong giai đoạn 2016-2020 đạt 2,8 triệu máy đo điện từ có thiết bị đo từ xa |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|--|
| Máy biến áp phân phối điện được điều chỉnh điện áp | Có bất kỳ máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp được cài đặt cho máy biến áp trung áp/hạ áp không? Nếu có thì có bao nhiêu máy biến áp đã được cài đặt và ở đâu? | Trong lưới trung thế và hạ thế, máy biến áp không được trang bị Bộ chỉnh áp có tải |
| Sạc pin xe điện (EV) | Có trạm sạc/cơ sở hạ tầng sạc nào cho xe điện có thể điều chỉnh phù hợp với công suất sạc của xe điện để đáp ứng với tín hiệu bên ngoài (ví dụ: do nhu cầu giảm công suất đỉnh hoặc theo tín hiệu giá) không? | Không áp dụng |
| | Có bao nhiêu xe điện đang sạc tại trạm sạc này? | Không áp dụng |
| | Những loại xe điện nào đang sạc (ví dụ: xe hơi điện, xe buýt điện, v.v.)? | Không áp dụng |
| | Các hạn chế/chiến lược của thuật toán sạc (nếu có) là gì? | Không áp dụng |
| | Có bất kỳ đội xe giao thông công cộng nào trong các thành phố đã được điện khí hóa không (ví dụ: đội xe buýt điện)? Đội xe đó có bao nhiêu xe? Những chiếc xe điện này được sạc như thế nào (ví dụ: sạc qua đêm, sạc trạm cuối, sạc khi có cơ hội)? | Không áp dụng |
| Hệ thống lưu trữ năng lượng | Trong lưới điện Việt Nam có hệ thống lưu trữ năng lượng nào (bao gồm các dự án mẫu) không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết, ví dụ: dạng lưu trữ năng lượng, vị trí, công suất, chi phí, mức điện áp đầu nối, độc lập hoặc kết hợp với nhà máy năng lượng tái tạo)? | Không áp dụng |
| | Mục đích và chức năng của hệ thống lưu trữ năng lượng là gì, chẳng hạn như điều hòa nhu cầu trong thời gian cao điểm, sử dụng NLTT liên tục, dự phòng v.v. | Không áp dụng |
| Lưới điện siêu nhỏ | Lưới điện siêu nhỏ sử dụng những loại máy phát điện và công suất nào? | Phú Quý hiện có kết nối điện gió và diesel. Năm 2019 dự kiến sẽ lắp đặt nhà máy điện mặt trời công suất 1MW. |
| | Lưới điện siêu nhỏ có được đấu nối hoặc vận hành như một lưới đảo không? | Lưới điện Phú Quý là một lưới độc lập trên đảo. |
| | Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong sản xuất năng lượng trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? | Tỷ lệ các nguồn năng lượng tái tạo được đấu nối với lưới điện là cực kỳ nhỏ: 6/10 (điện gió 6MW, nguồn điện từ diesel 10MW) |
| | Có bất kỳ hệ thống lưu trữ năng lượng nào trong Lưới điện siêu nhỏ không? | Hiện tại, Phú Quý không có hệ thống lưu trữ điện. |
| | Lưới điện siêu nhỏ cung cấp điện cho bao nhiêu khách hàng? | Hiện tại, Phú Quý đang có 7251 khách hàng. |
| | Khả năng điều khiển của các máy phát điện và tài sản lưới điện trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? Những loại hệ thống tự động hóa nào được áp dụng? | Hệ thống điều khiển phân tán DCS điều khiển hỗn hợp điện gió-diesel và có thể tự động điều chỉnh công suất của động cơ diesel và tua-bin gió, các động cơ diesel tự động tăng giảm và cân bằng công suất giữa động cơ diesel và tua-bin gió theo tỷ lệ định sẵn. |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|--|---|
| | <p>Độ tin cậy của Lưới điện siêu nhỏ xét đến việc mất điện (ví dụ: SAIDI/SAIFI) là gì? Có bao nhiêu lần mất điện trung bình mỗi tháng/năm? Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) nào khác tồn tại đối với Lưới điện siêu nhỏ không?</p> | <p>Lưới điện Phú Quý áp dụng chỉ số độ tin cậy cung cấp điện như lưới điện quốc gia (SAIDI/SAIFI/MAIFI). Số lần mất điện trung bình trong năm 2018 (SAIDI) là 413,27 phút; số lần mất điện trung bình trong năm 2018 (SAIFI) là 2.124 lần/năm; Không xảy ra sự cố mất điện tạm thời. Không có Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) được áp dụng cho lưới điện siêu nhỏ.</p> |
| <p>Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC)</p> | <p>Có bất kỳ kế hoạch nào đối với các đường dây Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) trong lãnh thổ Việt Nam hoặc đối với việc kết nối với các nước láng giềng không? Nếu có, vui lòng cung cấp chi tiết cụ thể về các kế hoạch này.</p> | <p>Không áp dụng</p> |

6.3.1.6 Tổng công ty Điện lực thành phố Hồ Chí Minh (HCMPC)

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|--|--|
| SCADA/DMS (bao gồm các dự án về hệ thống mini SCADA) | Hệ thống quản lý phân phối DMS có những chức năng gì? (chẳng hạn như chuyển mạch và phục hồi từ xa, hệ thống định vị sự cố, ước tính trạng thái, điều khiển điện áp (điện rộng), điều khiển công suất phản kháng (VAR), ước tính trạng thái, dự báo tải ngắn hạn, dự báo sản lượng điện mặt trời và điện gió ngắn hạn, v.v.) | <ul style="list-style-type: none"> - Tạo màu động và theo dõi mạch: hiển thị đường dây hoặc vùng mất điện theo màu sắc - Nút tải được phân bố: đánh giá phân phối tải phục vụ DPE (phân phối điện) - Lưu lượng điện phân phối: tính toán công suất Lưu lượng - FLISR - Vị trí lỗi, cách ly và phục hồi dịch vụ: xác định vị trí lỗi, cách điện và khôi phục lưới điện. - Cấu hình lại bộ nạp tự động: phân tích Cấu trúc lưới điện và giải quyết các vấn đề tối ưu hóa lưới điện - Nghiên cứu mất điện có kế hoạch: lập kế hoạch mất điện - Phân tích dự phòng phân phối điện: phân tích khả năng dự phòng lưới điện - tối ưu hóa điện áp và Var: kiểm soát chất lượng điện áp - Phân tích ngắn mạch: tính toán ngắn mạch - Xác nhận bảo vệ: tính toán Phối hợp bảo vệ |
| | Phép đo hệ thống điện nào được thu thập và xử lý trong Hệ thống quản lý phân phối DMS không? | <ul style="list-style-type: none"> - Từ hệ thống SCADA: truyền tải điện trung thế, Recloser, LBS, RMU - Tải của trạm biến áp: Từ hệ thống đo từ xa (nếu có) của hoạt động đo định kỳ. - Thông số lưới điện (đường dây, trạm biến áp) Từ hệ thống GIS (Hệ Thống Thông Tin Địa Lý) |
| | Bao nhiêu lưới phân phối đã được đưa vào bản đồ trong Hệ thống thông tin địa lý (GIS)? | 31,25% (5/16 công trình) đã triển khai DAS/DMS |
| | Có bất kỳ Hệ thống Thông tin Khách hàng (CIS), Hệ Thống Quản Lý Nhân lực Di Động (MWM), Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI), Hệ Thống Định Vị Sự Cố (FLS) hoặc các hệ thống khác không? Chức năng hiện tại và kế hoạch của các hệ thống này là gì? | EVNHCMC hiện đang sử dụng các hệ thống sau: <ul style="list-style-type: none"> - CMIS 3.0 (CIS): hệ thống quản lý toàn bộ thông tin của khách hàng sử dụng điện trong thành phố, được sử dụng để theo dõi hợp đồng, hóa đơn, v.v. - MWM: hiện tại, EVNHCMC sử dụng ứng dụng quản lý sửa chữa đòi GIS, cho phép khách hàng và ngành điện theo dõi quá trình sửa chữa điện theo yêu cầu của khách hàng. - AMI: đã thực hiện 2 dự án thí điểm (chi tiết trong Phần I) - FDIR (FLS): hiện là chức năng của phần mềm DMS đang được EVNHCMC sử dụng như đã đề cập ở trên. |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--|--|---|
| | Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) để phân tích hiệu quả của riêng từng hệ thống không? | EVNHCMC đã áp dụng KPI để đánh giá hiệu quả của việc sử dụng các hệ thống trên: - CMIS: chưa có tiêu chí đánh giá. - MWM: được đánh giá bằng tỷ lệ phần trăm yêu cầu sửa chữa điện được hoàn thành và trong thời gian cụ thể (không quá 2 giờ). - AMI: Được kiểm soát theo tỷ lệ thu thập dữ liệu từ xa thành công đạt $\geq 99\%$. - FDIR: Điều chỉnh thời gian truyền tải để cách ly sự cố và đấu điện lại cho khu vực không có lỗi là ≤ 5 phút đối với đường dây trung thế 22 kV có sử dụng SCADA/DAS/DMS (thời gian khắc phục sự cố phụ thuộc vào bản chất của lỗi và việc đấu điện lại). |
| Hệ thống quản lý mất điện (OMS) | Các chức năng hiện tại của Hệ thống quản lý mất điện (OMS) (ví dụ: xử lý cuộc gọi sự cố, phân tích và dự đoán mất điện, quản lý đội nhóm, báo cáo độ tin cậy) là gì? Vui lòng cung cấp thông tin chi tiết về các chức năng đó. | - Quản lý vận hành lưới điện trên sơ đồ một đường dây; - Cập nhật thông tin mất điện cho khách hàng; - Tính toán các yếu tố độ tin cậy lưới điện (MAIFI, SAIFI, SAIDI). |
| | Hệ thống Quản lý mất điện OMS dự kiến có những chức năng gì? | Bổ sung kết nối tự động giữa OMS và SCADA và MDMS |
| | Hệ thống Quản lý mất điện có được tích hợp vào hệ thống SCADA không? | Thực hiện kết nối SCADA và OMS |
| Hệ thống đo đếm tiên tiến (AMI) / Đồng hồ đo thông minh | Có bao nhiêu khách hàng có AMI? | - 180 khách hàng trong dự án thí điểm có AMI sử dụng công nghệ PLC của Tatum; - 32 khách hàng trong dự án thí điểm có AMI sử dụng công nghệ RF Lưới của Trilliant. Đồng hồ đo AMI trong hai dự án này được kết nối với đồng hồ đo chính thức để kiểm soát và kiểm tra, không sử dụng ngày đo của đồng hồ đo AMI để phát hành hóa đơn cho khách hàng. |
| | Các kế hoạch triển khai AMI trong tương lai là gì? Có bao nhiêu khách hàng/những khách hàng nào được lên kế hoạch trang bị AMI và khi nào sẽ thực hiện? | EVN HCM thực hiện khi có chỉ đạo từ EVNEVN HCM thực hiện khi có chỉ đạo từ EVN |
| | Có Hệ thống quản lý dữ liệu đo đếm (MDMS) không? Chức năng của hệ thống này là gì? | Do số lượng khách hàng ít, việc thử nghiệm chỉ được thực hiện trên hệ thống thu thập dữ liệu (HES), không được triển khai trên MDMS. |
| | Các khách hàng đã nhận hoặc lắp đặt bất kỳ màn hình hiển thị năng lượng nào để theo dõi mức tiêu thụ điện của họ chưa? | Chưa có |
| | Khách hàng có nhận được bất kỳ biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU hoặc giá theo thời gian thực không? Thông tin chi tiết cụ thể của các biểu giá này là gì? | Chưa có |
| | Có Khách hàng đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI, nhưng vẫn tham gia vào các chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | Chưa có |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|--------------------------------------|---|--|
| | Có bất kỳ khách hàng nhỏ nào (ví dụ: hộ gia đình) đã được trang bị Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh chưa? | Dự án thí điểm Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI do Tatung cung cấp cài đặt 180 đồng hồ AMI thông minh cho khách hàng hộ gia đình. |
| | Các chức năng của Hệ thống đo đếm tiên tiến AMI/Đồng hồ đo thông minh (ví dụ: đọc từ xa, hiển thị năng lượng cho khách hàng, biểu giá điện theo thời gian sử dụng ToU và/hoặc giá thời gian thực, phát hiện trộm cắp điện, phát hiện mất điện, giám sát điện áp, kiểm soát tải)? Tần suất có thể có số ghi đối với công ty điện lực, Tần suất có thể có số ghi đối với khách hàng (ví dụ: cứ mỗi 15 phút sẽ có số ghi)? | <ul style="list-style-type: none"> - Cảnh báo mất điện ngay lập tức; - Thiết lập cấu hình biểu giá từ xa; - Điều khiển công tắc từ xa; - Cho phép linh hoạt để kiểm soát chu kỳ thu thập trong khoảng thời gian 15 phút trở lên |
| | Có bất kỳ hoạt động phân tích lợi ích chi phí để triển khai đồng hồ thông minh theo nhóm khách hàng nào không? Nếu có, kết quả của phân tích lợi ích chi phí này là gì? | Chưa có |
| Quản lý nhu cầu điện DSM | Có chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM nào tại Việt Nam không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết của dự án và kết quả thực hiện. | <p>Quyết định số 2447/QĐ-BCN ngày 17/7/2007 cho chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM quốc gia giai đoạn 2007-2015.</p> <p>Quyết định số 249/2018/QĐ-TTg ngày 8/3/2018 quy định chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM toàn quốc 2018-2020 tầm nhìn đến năm 2030.</p> |
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Quản lý nhu cầu điện DSM? | |
| | Công ty điện lực được phép kiểm soát những thiết bị/tải nào và các thể thức là gì (ví dụ: tần suất và thời gian hoạt động, tải có thể dịch chuyển tối đa, v.v.)? | |
| | Những loại thiết bị liên lạc và giám sát nào được cài đặt, ví dụ: đồng hồ đo thông minh? Các thiết bị đó có khả năng và chức năng gì? | |
| Điều chỉnh phụ tải điện (DR) | Ở Việt Nam, có bất kỳ chương trình Điều chỉnh phụ tải (DR) nào dù là chương trình tự nguyện không? Nếu có, xin vui lòng cung cấp chi tiết về dự án và kết quả thực hiện. | <p>Triển khai chương trình Tiết giảm Phụ tải thí điểm (DSR) tại HCMPC.</p> <p>Đề xuất thí điểm DR cho EVNHCMC:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Chương trình Tiết giảm Phụ tải điện (CLP) - Chương trình Tiết Giảm Phụ Tải Điện Khẩn Cấp Tự nguyện (VEDRP) |
| | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đang tham gia chương trình Điều chỉnh phụ tải -DR? | 9 Khách hàng thương mại & 5 khách hàng công nghiệp tham gia chương trình thí điểm. |
| | Làm thế nào để khách hàng tương tác với tín hiệu giá theo chương trình Điều chỉnh phụ tải điện DR? Họ có được trang bị đồng hồ thông minh hoặc bất kỳ thiết bị giám sát nào khác không? | Công tác truyền thông thông tin bị hạn chế, đôi khi không nhận được thông báo về các sự kiện DR. Các khách hàng được trang bị máy đo từ xa |
| | Có bất kỳ cơ chế giá nào theo chương trình Điều chỉnh Phụ tải điện DR không (chẳng hạn như Chương trình biểu giá công suất cực đại tối hạn (CPP), Chương trình khuyến khích hỗ trợ tài chính do giảm phụ tải dân dụng vào giờ cao điểm (CPR))? | Không. Đã sử dụng Quỹ Khoa học và Công nghệ của EVNHCMC. Tỷ lệ ưu đãi: Biểu giá hiện hành cho giai đoạn tương ứng khi lên lịch sự kiện với hệ số nhân là 3 cho thời gian trong Giờ cao điểm, 2 cho giai đoạn giữa thời gian cao điểm và thấp điểm và 1 cho thời gian thấp điểm |
| | Trong tương lai có kế hoạch sẽ triển khai tính giá theo thời gian thực không? | Phát triển và ban hành Cơ chế khuyến khích Điều chỉnh Phụ tải DR |
| Automatic Meter Reading (AMR) | Có bao nhiêu khách hàng trong từng nhóm khách hàng đã được trang bị Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR? | 439.507 khách hàng. |


| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|---|
| | Nhà cung cấp công nghệ và công nghệ nào được sử dụng để thu thập dữ liệu AMR? | Công nghệ RF do GELEX, EMEC – EVNCPC, Posco – Nuri cung cấp |
| | Các kế hoạch trong tương lai để triển khai Hệ thống Công tơ đọc và thu thập số liệu từ xa AMR, đặc biệt là đối với khách hàng hộ gia đình là gì? | Đến tháng 6 năm 2020, sẽ hoàn thành đo từ xa cho tất cả khách hàng |
| Máy biến áp phân phối điện được điều chỉnh điện áp | Có bất kỳ máy biến áp phân phối điều chỉnh điện áp được cài đặt cho máy biến áp trung áp/hạ áp không? Nếu có thì có bao nhiêu máy biến áp đã được cài đặt và ở đâu? | Trong lưới điện trung thế và hạ thế, máy biến áp không được trang bị Bộ chỉnh áp có tải |
| Sạc pin xe điện (EV) | Có trạm sạc/cơ sở hạ tầng sạc nào cho xe điện có thể điều chỉnh phù hợp với công suất sạc của xe điện để đáp ứng với tín hiệu bên ngoài (ví dụ: do nhu cầu giảm công suất đỉnh hoặc theo tín hiệu giá) không? | Chưa triển khai |
| | Có bao nhiêu xe điện đang sạc tại trạm sạc này? | |
| | Những loại xe điện nào đang sạc (ví dụ: xe hơi điện, xe buýt điện, v.v.)? | |
| | Các hạn chế/chiến lược của thuật toán sạc (nếu có) là gì? | |
| | Có bất kỳ đội xe giao thông công cộng nào trong các thành phố đã được điện khí hóa không (ví dụ: đội xe buýt điện)? Đội xe đó có bao nhiêu xe? Những chiếc xe điện này được sạc như thế nào (ví dụ: sạc qua đêm, sạc trạm cuối, sạc khi có cơ hội)? | |
| Hệ thống lưu trữ năng lượng | Trong lưới điện Việt Nam có hệ thống lưu trữ năng lượng nào (bao gồm các dự án mẫu) không? Nếu có, vui lòng cung cấp thông tin chi tiết, ví dụ: dạng lưu trữ năng lượng, vị trí, công suất, chi phí, mức điện áp đầu nối, độc lập hoặc kết hợp với nhà máy năng lượng tái tạo)? | Chưa triển khai |
| | Mục đích và chức năng của hệ thống lưu trữ năng lượng là gì, chẳng hạn như điều hòa nhu cầu trong thời gian cao điểm, sử dụng NLTT liên tục, dự phòng v.v. | |
| Lưới điện siêu nhỏ | Lưới điện siêu nhỏ sử dụng những loại máy phát điện và công suất nào? | Chưa triển khai |
| | Lưới điện siêu nhỏ có được đầu nối hoặc vận hành như một lưới đảo không? | |
| | Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong sản xuất năng lượng trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? | |
| | Có bất kỳ hệ thống lưu trữ năng lượng nào trong Lưới điện siêu nhỏ không? | |
| | Lưới điện siêu nhỏ cung cấp điện cho bao nhiêu khách hàng? | |
| | Khả năng điều khiển của các máy phát điện và tài sản lưới điện trong Lưới điện siêu nhỏ là gì? Những loại hệ thống tự động hóa nào được áp dụng? | |
| | Độ tin cậy của Lưới điện siêu nhỏ xét đến việc mất điện (ví dụ: SAIDI/SAIFI) là gì? Có bao nhiêu lần mất điện trung bình mỗi tháng/năm? Có bất kỳ Chỉ số đo lường và đánh giá hiệu quả (KPI) nào khác tồn tại đối với Lưới điện siêu nhỏ không? | |

| Công nghệ | Câu hỏi | Trả lời |
|---|---|---------------|
| Công nghệ điện cao áp một chiều (HVDC) | Có bất kỳ kế hoạch nào đối với các đường dây Công nghệ điện cao áp một chiều HVDC trong lãnh thổ Việt Nam hoặc đối với việc kết nối với các nước láng giềng không? Nếu có, vui lòng cung cấp chi tiết cụ thể về các kế hoạch này. | Không áp dụng |

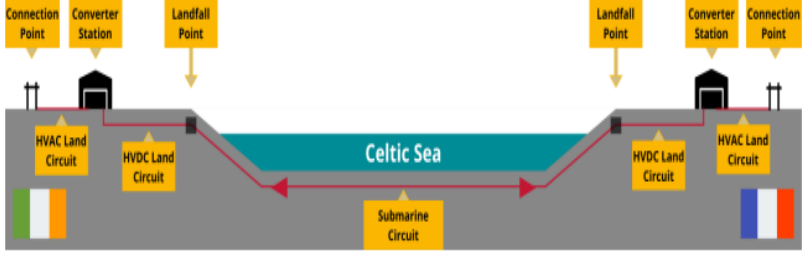
6.4 Nghiên cứu Tình huống

6.4.1 Công nghệ hệ thống truyền tải điện cao áp một chiều (HVDC)

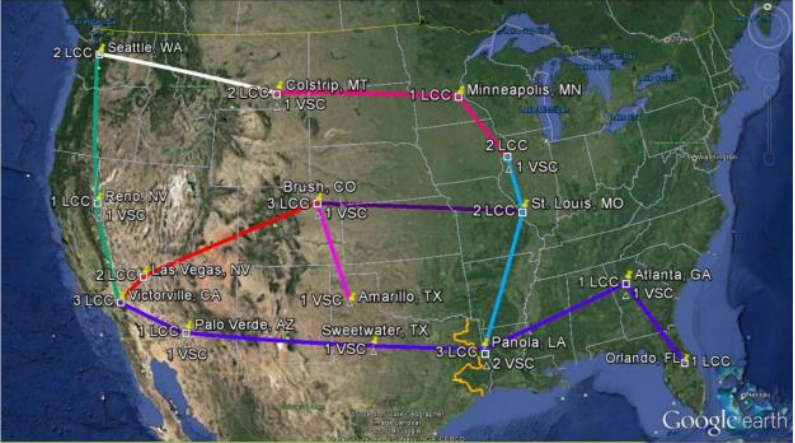
6.4.1.1 HVDC với Dự án điện gió ngoài khơi công suất 2,5 GW ở Hàn Quốc

| Yếu tố | Chi tiết | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|---|-----------------|-----------------|----------|------|----------------------|--------|----------|----------|----------|--------|--------|--------|-------------|-------|--------|--------|--|--------|----------|----------|---------------------|---|---|---|---------|---|---|-------|---------------|---|---|-------|------------------|---------------|-----------------|-----------------|
| Tóm tắt dự án | Dự án này đánh giá kết quả phân tích kinh tế của HVDC và hệ thống điều hòa không khí HVAC đối với Dự án điện gió ngoài khơi 2 GW | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Địa điểm | Hàn Quốc  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quy mô dự án | Trang trại gió ngoài khơi công suất, cách bờ biển 80 km | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Công nghệ lưới điện thông minh | HVDC và HVAC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Các thông số chi phí | <p>Chi phí đầu tư (đơn vị: Tỷ KRW) 1000 KRW = 0,76 EUR</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Thành phần</th> <th>CSC HVDC</th> <th>VSC HVDC</th> <th>HVAC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trạm biến áp</td> <td>420,00</td> <td>630,00</td> <td>50,00</td> </tr> <tr> <td>Cáp</td> <td>180,00</td> <td>240,00</td> <td>720,00</td> </tr> <tr> <td>Lắp đặt cáp</td> <td>96,00</td> <td>192,00</td> <td>288,99</td> </tr> <tr> <td>Trang thiết bị trạm biến áp ngoài khơi</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>Sử dụng đất trên bờ</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>STATCOM</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>32,87</td> </tr> <tr> <td>Bộ bù cảm ứng</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>42,08</td> </tr> <tr> <td>Tổng cộng</td> <td>696,00</td> <td>1.062,00</td> <td>1.132,95</td> </tr> </tbody> </table> | Thành phần | CSC HVDC | VSC HVDC | HVAC | Trạm biến áp | 420,00 | 630,00 | 50,00 | Cáp | 180,00 | 240,00 | 720,00 | Lắp đặt cáp | 96,00 | 192,00 | 288,99 | Trang thiết bị trạm biến áp ngoài khơi | - | - | - | Sử dụng đất trên bờ | - | - | - | STATCOM | - | - | 32,87 | Bộ bù cảm ứng | - | - | 42,08 | Tổng cộng | 696,00 | 1.062,00 | 1.132,95 |
| Thành phần | CSC HVDC | VSC HVDC | HVAC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trạm biến áp | 420,00 | 630,00 | 50,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cáp | 180,00 | 240,00 | 720,00 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lắp đặt cáp | 96,00 | 192,00 | 288,99 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trang thiết bị trạm biến áp ngoài khơi | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sử dụng đất trên bờ | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| STATCOM | - | - | 32,87 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Bộ bù cảm ứng | - | - | 42,08 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tổng cộng | 696,00 | 1.062,00 | 1.132,95 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số về lợi ích | Không thể hiện trong nghiên cứu do chi đánh giá cho thông số về chi phí | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kết quả chính | <p>CSC HVDC là phương án ít tốn kém nhất đối với trang trại gió 2 GW với chiều dài cáp 80 km. Mặc dù chi phí trạm biến áp VSC giảm, CSC HVDC vẫn là lựa chọn thuận lợi nhất.</p> <p>Giá trị hiện tại thuần (đơn vị: tỷ KRW)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Thành phần</th> <th>CSC HVDC</th> <th>VSC HVDC</th> <th>HVAC</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Giá trị đầu tư thuần</td> <td>696,00</td> <td>1.062,00</td> <td>1.132,95</td> </tr> <tr> <td>Tồn thất</td> <td>14,13</td> <td>38,70</td> <td>46,43</td> </tr> <tr> <td>Phí bảo trì</td> <td>2,58</td> <td>4,11</td> <td>2,06</td> </tr> <tr> <td>Giá trị hiện tại thuần</td> <td>794,39</td> <td>1.739,73</td> <td>1.499,28</td> </tr> </tbody> </table> | Thành phần | CSC HVDC | VSC HVDC | HVAC | Giá trị đầu tư thuần | 696,00 | 1.062,00 | 1.132,95 | Tồn thất | 14,13 | 38,70 | 46,43 | Phí bảo trì | 2,58 | 4,11 | 2,06 | Giá trị hiện tại thuần | 794,39 | 1.739,73 | 1.499,28 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thành phần | CSC HVDC | VSC HVDC | HVAC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Giá trị đầu tư thuần | 696,00 | 1.062,00 | 1.132,95 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tồn thất | 14,13 | 38,70 | 46,43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Phí bảo trì | 2,58 | 4,11 | 2,06 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Giá trị hiện tại thuần | 794,39 | 1.739,73 | 1.499,28 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Giảm chi phí trạm biến áp VSC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tham khảo | https://pdfs.semanticscholar.org/1d50/b4379a7cdc0441a03d56203eff131c0802d3.pdf | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

6.4.1.2 Dự án kéo điện Celtic

| Yếu tố | Chi tiết | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|---|--------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|------|----|----|------|------|-----|---------|-----|-----|-----|-----|-----|
| Tóm tắt dự án | Dự án này đánh giá kết quả phân tích lợi ích-chi phí đối với HVDC 700 MW | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Vị trí/bối cảnh | Nằm giữa Ireland và Pháp  | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quy mô dự án | Định mức công suất 700 MW, độ dài đường dây 75 km | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Công nghệ lưới điện thông minh | VSC HVDC so với HVAC | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số chi phí | <ul style="list-style-type: none"> - Ước tính chi phí dự án (phân tích tính toán ban đầu về các yếu tố môi trường, kỹ thuật, bên thứ ba và kinh tế, các nghiên cứu chuyên sâu tiếp theo) là 930 triệu € với sai số trong khoảng -110 + 140 triệu € - Chi phí vận hành và quản lý (O&M) là 8,4 triệu € mỗi năm - Chi phí mạng lưới và hệ thống vận hành 15,7 triệu € | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số lợi ích | <p>Không thể hiện giá trị trong nghiên cứu. Các thông số lợi ích bao gồm</p> <ul style="list-style-type: none"> - Lợi ích kinh tế xã hội (tiết kiệm nhiên liệu nhờ năng lượng tái tạo, giảm chi phí phát thải) - Tích hợp NLTT - Biến đổi CO2 - Ích lợi xã hội - Tồn thất lưới điện - Sự đầy đủ của hệ thống - Độ an toàn của hệ thống | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kết quả chủ yếu | <p>Bốn kịch bản được xem xét. Có thể xem nội dung mô tả của từng kịch bản trong trang 81 của ấn phẩm. Nếu chi phí được chia đều giữa Ireland và Pháp, kết quả tính NPV cho giá trị dương đối với cả hai quốc gia.</p> <p>Giá trị hiện tại thuần (đơn vị: tỷ KRW)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>NPV (triệu €)</th> <th>Chuyển tiếp ổn định</th> <th>Phát điện phân tán</th> <th>EUCO</th> <th>Tiến độ chậm nhất</th> <th>Giá trị trung bình</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Pháp</td> <td>70</td> <td>15</td> <td>-235</td> <td>-180</td> <td>-83</td> </tr> <tr> <td>Ireland</td> <td>420</td> <td>260</td> <td>215</td> <td>145</td> <td>260</td> </tr> </tbody> </table> | NPV (triệu €) | Chuyển tiếp ổn định | Phát điện phân tán | EUCO | Tiến độ chậm nhất | Giá trị trung bình | Pháp | 70 | 15 | -235 | -180 | -83 | Ireland | 420 | 260 | 215 | 145 | 260 |
| NPV (triệu €) | Chuyển tiếp ổn định | Phát điện phân tán | EUCO | Tiến độ chậm nhất | Giá trị trung bình | | | | | | | | | | | | | | |
| Pháp | 70 | 15 | -235 | -180 | -83 | | | | | | | | | | | | | | |
| Ireland | 420 | 260 | 215 | 145 | 260 | | | | | | | | | | | | | | |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Sự chậm trễ ở Celtic, chạy thử, giá định chi phí vốn CAPEX, giá định chi phí vận hành và quản lý O&M, Bảo đảm lợi ích nhờ đủ nguồn cung phát điện | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tham khảo | https://www.cru.ie/wp-content/uploads/2018/12/CRU18265a-Celtic-Investment-Request.pdf | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

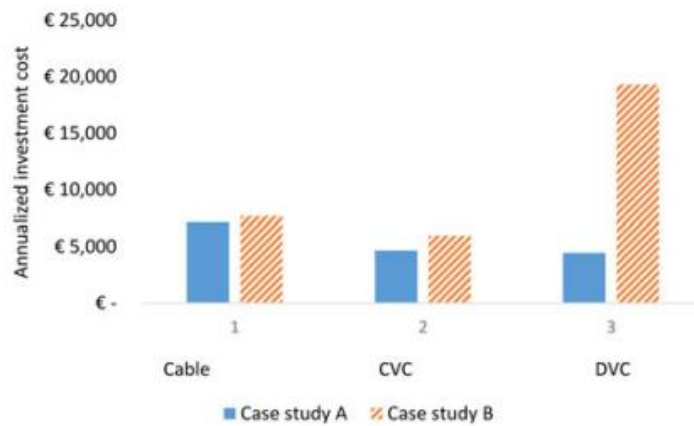
6.4.1.3 Truyền tải điện xuyên lục địa trên nước Mỹ

| Yếu tố | Chi tiết |
|--------------------------------|--|
| Tóm tắt dự án | Dự án này đánh giá phân tích lợi ích-chi phí đối với hệ thống HVDC trên toàn nước Mỹ |
| Vị trí/bối cảnh | Vùng MISO, Mỹ  |
| Quy mô dự án | LCC (5400 MW) và VSC (2200 MW), công suất truyền tải 15 GW, dài 12.318 km 22 thiết bị đầu cuối LCC, 10 thiết bị đầu cuối VSC |
| Công nghệ lưới điện thông minh | LCC và VSC HVDC |
| Thông số chi phí | <ul style="list-style-type: none"> - HVDC 1.74 triệu € mỗi km - Thiết bị đầu cuối LCC: 431 triệu € mỗi Thiết bị đầu cuối - Thiết bị đầu cuối VSC: 260 triệu € mỗi Thiết bị đầu cuối |
| Thông số lợi ích | <ul style="list-style-type: none"> - Đa dạng tải: 19.8 triệu € - Đáp ứng tần suất: 9 triệu € - Đa dạng gió 2.01 triệu € - Lợi ích khác 11.14 triệu € |
| Kết quả chủ yếu | Tỷ lệ Lợi ích/chi phí 1,25 lần. HVDC giúp vận hành trơn tru và điều độ sản lượng vRE trong vùng máy chủ đề cập tài trong vùng của khách hàng. |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin |
| Tham khảo | https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/hvdctransmission/pdf/transmission.pdf |

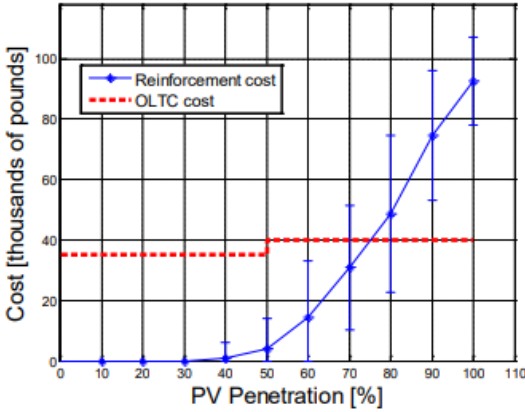
6.4.2 Bộ chỉnh áp có tải dành cho Máy biến áp Phân phối điện

6.4.2.1 Quy hoạch lưới phân phối xem xét sử dụng các công nghệ lưới điện thông minh

| Yếu tố | Chi tiết | | | | | | | | | | | | |
|---|---|-----------|---------|-------------------------------------|---------|------------|--------|---|------------|-----------------------------|---------------|----------------------------|-------------|
| Tóm tắt dự án | Tài liệu này đánh giá phân tích hiệu quả kinh tế giữa điều khiển điện áp tập trung (CVC) và điều khiển điện áp phi tập trung (DVC) | | | | | | | | | | | | |
| Vị trí/bối cảnh | Đức | | | | | | | | | | | | |
| Quy mô dự án | Lưới điện phân phối dân cư hạ thế | | | | | | | | | | | | |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Bộ chỉnh áp có tải dành cho Máy biến áp Phân phối điện OLTC | | | | | | | | | | | | |
| Thông số chi phí | <table border="1"> <thead> <tr> <th>Phương án</th> <th>Chi phí</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Trung áp/Hạ áp - OLTC (Máy biến áp)</td> <td>30,000€</td> </tr> <tr> <td>Cáp Hạ thế</td> <td>100€/m</td> </tr> <tr> <td>Tổn thất mạng lưới (C_{losses}) [1]</td> <td>0,079€/kWh</td> </tr> <tr> <td>Bù công suất phản kháng [1]</td> <td>0,0087€/kVarh</td> </tr> <tr> <td>chi phí cắt giảm (C_c)</td> <td>0,2874€/kWh</td> </tr> </tbody> </table> <p>Thông tin và kiểm soát 10.000€/xuất tuyến đối với Đơn vị vận hành hệ thống phân phối DSO</p> | Phương án | Chi phí | Trung áp/Hạ áp - OLTC (Máy biến áp) | 30,000€ | Cáp Hạ thế | 100€/m | Tổn thất mạng lưới (C_{losses}) [1] | 0,079€/kWh | Bù công suất phản kháng [1] | 0,0087€/kVarh | chi phí cắt giảm (C_c) | 0,2874€/kWh |
| Phương án | Chi phí | | | | | | | | | | | | |
| Trung áp/Hạ áp - OLTC (Máy biến áp) | 30,000€ | | | | | | | | | | | | |
| Cáp Hạ thế | 100€/m | | | | | | | | | | | | |
| Tổn thất mạng lưới (C_{losses}) [1] | 0,079€/kWh | | | | | | | | | | | | |
| Bù công suất phản kháng [1] | 0,0087€/kVarh | | | | | | | | | | | | |
| chi phí cắt giảm (C_c) | 0,2874€/kWh | | | | | | | | | | | | |
| Thông số lợi ích | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | |
| Kết quả chủ yếu | Cả hai phương án CVC và DVC đều có thể giải quyết vấn đề điện áp ở lưới hạ áp. DVC là lựa chọn kinh tế nhất nếu cơ quan quản lý không áp dụng chi tiêu cắt giảm hàng năm. Ngược lại, phương án CVC rẻ hơn nếu bị áp dụng chi tiêu cắt giảm hàng năm. Nghiên cứu tình huống A cho thấy độ xuyên qua của năng lượng mặt trời thấp trong khi nghiên cứu trường hợp B cho tỷ lệ xuyên qua của năng lượng mặt trời cao hơn 50%. | | | | | | | | | | | | |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | |
| Tham khảo | https://shop.tarjomeplus.com/UploadFileEn/TPLUS_EN_2258.pdf | | | | | | | | | | | | |



6.4.2.2 Tăng dung lượng lưu trữ pin mặt trời của mạng lưới hạ áp

| Yếu tố | Chi tiết | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|---|---------------------------------|--|---------------------------------|---|---|----|----|---|----|----|---|----|----|---|----|----|---|----|----|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|-----|----|----|
| Tóm tắt dự án | Dự án này nghiên cứu lợi ích kinh tế kỹ thuật từ việc sử dụng Bộ chỉnh áp có tải OLTC để đối phó với tỷ lệ xuyên quacoa của pin năng lượng mặt trời | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Vị trí/bối cảnh | Vương Quốc Anh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quy mô dự án | Lưới điện hạ áp (6 xuất tuyến, tổng chiều dài đường dây 9,2 km) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Bộ chỉnh áp có tải dành cho Máy biến áp Phân phối điện OLTC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số chi phí | <ul style="list-style-type: none"> - Cáp chính 158 €/m - Cáp dịch vụ 90 €/m - Máy biến áp OLTC 40,587 EUR (cao gấp 3-4 lần so với MBA truyền thống) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số lợi ích | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kết quả chủ yếu | <p>Gia cố mạng là giải pháp ít tốn kém nhất để đạt được độ xuyên qua pin năng lượng mặt trời lên tới 60%. Phương án OLTC rẻ hơn so với phương án gia cố mạng khi độ xuyên qua pin năng lượng mặt trời đạt 70% do OLTC có thể cải thiện khả năng lưu trữ pin năng lượng mặt trời.</p>  <table border="1"> <caption>Data points estimated from the graph</caption> <thead> <tr> <th>PV Penetration [%]</th> <th>Reinforcement cost [thousands of pounds]</th> <th>OLTC cost [thousands of pounds]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>0</td><td>0</td><td>35</td></tr> <tr><td>10</td><td>0</td><td>35</td></tr> <tr><td>20</td><td>0</td><td>35</td></tr> <tr><td>30</td><td>0</td><td>35</td></tr> <tr><td>40</td><td>0</td><td>35</td></tr> <tr><td>50</td><td>5</td><td>35</td></tr> <tr><td>60</td><td>15</td><td>40</td></tr> <tr><td>70</td><td>30</td><td>40</td></tr> <tr><td>80</td><td>50</td><td>40</td></tr> <tr><td>90</td><td>75</td><td>40</td></tr> <tr><td>100</td><td>95</td><td>40</td></tr> </tbody> </table> | PV Penetration [%] | Reinforcement cost [thousands of pounds] | OLTC cost [thousands of pounds] | 0 | 0 | 35 | 10 | 0 | 35 | 20 | 0 | 35 | 30 | 0 | 35 | 40 | 0 | 35 | 50 | 5 | 35 | 60 | 15 | 40 | 70 | 30 | 40 | 80 | 50 | 40 | 90 | 75 | 40 | 100 | 95 | 40 |
| PV Penetration [%] | Reinforcement cost [thousands of pounds] | OLTC cost [thousands of pounds] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 0 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 10 | 0 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 20 | 0 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 30 | 0 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 40 | 0 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 50 | 5 | 35 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 60 | 15 | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 70 | 30 | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 80 | 50 | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 90 | 75 | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 100 | 95 | 40 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tham khảo | https://www.researchgate.net/publication/282949395_Increasing_the_PV_hosting_capacity_of_LV_networks_OLTC-fitted_transformers_vs_reinforcements | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

6.4.3 Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây (DTCR)

6.4.3.1 Giám sát nhiệt động đối với công suất mạng lưới tăng và trì hoãn việc gia cố mạng lưới

| Yếu tố | Chi tiết | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|---|------------|------------|--|-----------|--|------------|------------|--|---------------|-----|-----|---|--------------|-----|------|------|-----|----------|------|-----|----------|-----|------|---|
| Tóm tắt dự án | Tài liệu này nghiên cứu những thách thức về mặt kỹ thuật và lợi ích tiềm năng đối với DTCR | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Vị trí/bối cảnh | Scotland | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Quy mô dự án | 132 kV, khoảng cách giữa hai thành phố là 7 km | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Bộ chỉnh áp có tải dành cho Máy biến áp Phân phối điện OLTC | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số chi phí | Định mức, công suất truyền tải tối đa và chi phí <table border="1" style="margin-left: 40px;"> <thead> <tr> <th></th> <th colspan="2">Capability</th> <th>Cost [M€]</th> </tr> <tr> <th></th> <th>Rating [A]</th> <th>[GWh/year]</th> <th></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Static rating</td> <td>390</td> <td>762</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>Re-tensioned</td> <td>520</td> <td>1034</td> <td>0.16</td> </tr> <tr> <td>DTR</td> <td>Variable</td> <td>1696</td> <td>0.1</td> </tr> <tr> <td>New line</td> <td>770</td> <td>1542</td> <td>2</td> </tr> </tbody> </table> | | Capability | | Cost [M€] | | Rating [A] | [GWh/year] | | Static rating | 390 | 762 | 0 | Re-tensioned | 520 | 1034 | 0.16 | DTR | Variable | 1696 | 0.1 | New line | 770 | 1542 | 2 |
| | Capability | | Cost [M€] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Rating [A] | [GWh/year] | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Static rating | 390 | 762 | 0 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Re-tensioned | 520 | 1034 | 0.16 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| DTR | Variable | 1696 | 0.1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| New line | 770 | 1542 | 2 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Thông số lợi ích | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Kết quả chủ yếu | DTCR mang lại lợi ích tiềm năng lớn nhất với chi phí thấp nhất. DTCR cho phép khả năng truyền tải gấp đôi so với định mức tính. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Tham khảo | https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01848959/document | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

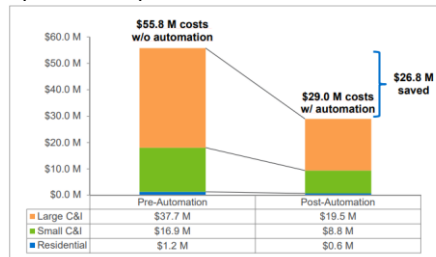
6.4.3.2 Thực hiện đánh giá Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây trong hệ thống truyền dẫn phụ để tích hợp điện gió

| Yếu tố | Chi tiết |
|--------------------------------|--|
| Tóm tắt dự án | Tài liệu này nghiên cứu các khía cạnh kỹ thuật và kinh tế của DTCR thông qua một hệ thống dẫn trên không trong 130 kV sau khi tích hợp trang trại gió công suất 60 MW. |
| Vị trí/bối cảnh | Thụy Điển |
| Quy mô dự án | 130 kV, 60 MW tích hợp trang trại gió |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Bộ chỉnh áp có tải dành cho Máy biến áp Phân phối điện OLTC |
| Thông số chi phí | Định mức, công suất truyền tải tối đa và chi phí <ul style="list-style-type: none"> - Công cụ máy tính và thông tin theo thời gian thực 182.570 € - Chi phí vốn để nâng cấp dòng 3 triệu € (30 km, 593 mm, 593 mm²) - Chi phí vốn để xây dựng tuyến đường dây mới 3,68 triệu € (30 km, 593 mm, 593 mm²) |
| Thông số lợi ích | Lợi ích hàng năm từ các giải pháp nâng cấp khả năng mang dòng <ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống giám sát giới hạn nhiệt của đường dây 0.027 triệu € - Nâng cấp dây dẫn 0,013 triệu € - Xây dựng tuyến đường dây mới 0,0084 triệu € |
| Kết quả chủ yếu | Thiết bị DTCR có thể cải thiện công suất của dây dẫn trên cao và tạo điều kiện cho sản lượng điện gió tăng. DTCR tốn ít chi phí hơn so với nâng cấp dây dẫn và xây dựng tuyến đường dây mới. |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin |
| Tham khảo | https://www.scrip.org/pdf/SGRE_2015081413582695.pdf |

6.4.4 Tự động hóa lưới điện phân phối (DA)

6.4.4.1 Tự động hóa lưới điện phân phối EPB Chattanooga

| Yếu tố | Chi tiết |
|--------------------------------|---|
| Tóm tắt dự án | Tài liệu này ước tính chi phí gián đoạn bằng cách sử dụng Tự động hóa lưới điện phân phối DA |
| Vị trí/bối cảnh | Mỹ |
| Quy mô dự án | 174.000 khách hàng |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Công tắc tự động, mạch hệ thống, lắp đặt và phần mềm (không bao gồm cơ sở hạ tầng viễn thông cáp quang) |
| Thông số chi phí | - Chi phí đầu tư 5.1 triệu € mỗi năm (tổng cộng 144,1 triệu €) |
| Thông số lợi ích | - Lợi ích 24.5 triệu € mỗi năm |



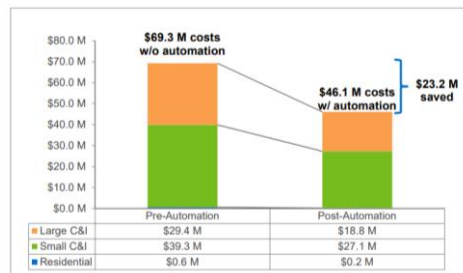
Kết quả chủ yếu

Hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối có thể giảm SAIDI 45% và SAIFI 51%. Chi phí tránh được của chi phí gián đoạn là khoảng 21 triệu € trong cơn bão khủng khiếp xảy ra vào tháng 7 năm 2012.

Các chỉ số về độ tin cậy EPB trước và sau khi đầu tư hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối

| Chỉ số | | Giá trị trước khi áp dụng tự động | Giá trị sau khi áp dụng tự động | % thay đổi |
|--------|---------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|------------|
| SAIDI | Số phút mỗi năm | 112 | 61,8 | ↓45% |
| SAIFI | Độ gián đoạn mỗi năm | 1,42 | 0,69 | ↓51% |
| CAIDI | Số phút mỗi lần gián đoạn | 78,9 | 89,6 | ↑14%4 |

Chi phí khách hàng phải chịu do mất điện khi có hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối và khi không có hệ thống Tự động hóa lưới điện phân phối tháng 7/2012



Tiêu chí phân tích độ nhạy

Không có thông tin

Tham khảo

<https://emp.lbl.gov/sites/all/files/nexant-ice-calculator-epb-dis-automation-dec-2015.pdf>

6.4.4.2 Consolidated Edison

| Yếu tố | Chi tiết |
|--------------------------------|--|
| Tóm tắt dự án | Báo cáo này đánh giá các công nghệ Tự động hóa lưới điện phân phối đối với hiệu suất, chi phí và lợi ích trong các ứng dụng trong thế giới thực |
| Vị trí/bối cảnh | Mỹ |
| Quy mô dự án | 810 mạch phân phối, 3 triệu khách hàng |
| Công nghệ lưới điện thông minh | Công tắc xuất tuyến tự động, tụ điện tự động, bộ điều chỉnh tự động, màn hình xuất tuyến, giám sát pin từ xa, chỉ báo sự cố từ xa, màn hình máy biến áp, role thông minh, điều khiển recloser |
| Thông số chi phí | Không có thông tin |
| Thông số lợi ích | <ul style="list-style-type: none"> - Giảm chi phí gián đoạn đối với 14 xuất tuyến 1,1 triệu € - Khách hàng tiết kiệm trung bình 593 €/khách hàng lớn và 210 €/khách hàng nhỏ - Giảm đỉnh 2,8%, giúp tiết kiệm ròng 14,3 triệu € - Giảm tổn thất hệ thống 310.000 € |
| Kết quả chủ yếu | Công nghệ Tự động hóa lưới điện phân phối DA có thể giảm chi phí khách hàng từ việc ít bị mất điện và thời gian mất điện ngắn hơn, cải thiện hiệu quả quản lý điện áp và công suất trạm biến áp trong thời kỳ cao điểm và kiểm soát nguồn tải |
| Tiêu chí phân tích độ nhạy | Không có thông tin |
| Tham khảo | https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/11/f34/Distribution%20Automation%20Summary%20Report_09-29-16.pdf |

Chương trình hỗ trợ năng lượng BCT/GIZ

—
Phòng 042A, Tầng 4, Tòa nhà Coco,
14 Thụy Khuê, Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam

T +84 (0)24 3941 2605
F +84 (0)24 3941 2606

E office.energy@giz.de
W www.giz.de

<http://gizenergy.org.vn>