

Nghiên cứu xây dựng mô hình cải tạo lưới điện trung áp miền Bắc Việt Nam dựa trên chỉ tiêu chi phí biên dài hạn

Modeling studies improve the medium voltage grid based North Vietnam targets long term marginal cost

GS.TS. Lã Văn Út
Trường Đại học Bách khoa Hà Nội

TS. Nguyễn Đức Hạnh
Viện Năng lượng, Bộ Công Thương

TÓM TẮT

Hiện trạng lưới điện trung áp (LĐTA) Việt Nam tồn tại khá nhiều cấp điện áp. Việc lựa chọn cấp điện áp, lộ trình cải tạo về cấp 22kV, vấn đề nên để tồn tại cấp 35 kV (hay không) ở một số khu vực... còn nhiều nội dung bàn cãi. Các kết luận định hướng cải tạo cần có cơ sở khoa học với các chỉ số định lượng so sánh kinh tế kỹ thuật. Bài báo này giới thiệu phương pháp nghiên cứu định hướng phát triển LĐTA. Phương pháp dựa trên việc đảm bảo tính kinh tế tổng thể trên cơ sở nghiên cứu các khu vực điển hình có diện tích phù hợp để tính toán, từ đó mở rộng thành định hướng cải tạo phát triển chung cho khu vực nghiên cứu. Kết quả nghiên cứu cho thấy có thể sử dụng chỉ tiêu LRMC (Long Run Marginal Cost) như một chỉ tiêu kinh tế tổng hợp để tính toán, so sánh các phương án quy hoạch phát triển lưới điện có cấu trúc điển hình. Dựa trên kết quả tính toán cho các khu vực điển hình, có thể đề xuất định hướng phát triển LĐTA miền Bắc Việt Nam trong giai đoạn tới.

Từ khóa: Lưới điện trung áp, lưới điện phân phối, quy hoạch, LRMC, cấu trúc điển hình

ABSTRACT

Current status of Vietnamese medium voltage network (LDTA) existed too much the voltage levels. There are many aspects in LDTA of Viet Nam such as selection of voltage level, improvement plan of 22 kV level, continued using 35 kV or not in some areas. Rehabilitation plans need to base scientific basis with the quantitative factor of economic and technical comparison. This paper introduces research methods orientation LDTA. The method is based on ensuring the overall economy target based on studying a typical area has an area suitable to calculate, since then expanded for overall study area. Research results has show that can use the LRMC as a general economic indicators to calculate the comparison of the planning grid developed typical structure. Based on the calculated results for the typical areas that can develop recommendations for the North Vietnam LDTA in the coming period.

Keyword: Medium voltage network, distribution network, plan, LRMC, typical structure

I. Đặt vấn đề

Do điều kiện lịch sử để lại, LĐTA Việt Nam hiện tồn tại khá nhiều cấp điện áp. Sự tồn tại nhiều cấp điện áp buộc phải sử dụng nhiều loại thiết bị với xuất xứ khác nhau, điều đó gây trở ngại trong vận hành và khó có thể thiết lập được chế độ làm việc kinh tế; thêm vào đó quá trình cải tạo và quy hoạch cũng gặp nhiều trở ngại do thiếu các chỉ tiêu, định mức hợp lý . . . dẫn đến thiếu chính xác trong dự báo, lựa chọn thiết bị và lãng phí vốn đầu tư, kèm theo đó là quá trình gia tăng tổn thất, giảm chất lượng điện.

Mặc dù đã có Quyết định chuyển đổi các cấp điện áp phân phối khác nhau sang cấp 22kV [2] nhưng quá trình chuyển đổi diễn ra rất chậm và chưa mang lại hiệu quả kinh tế một cách rõ ràng. Hiện có nhiều quan điểm đặt ra như: có nhất thiết phải chuyển đổi lưới điện 35kV khu vực nông thôn miền núi phía Bắc thành lưới 22kV hay không; hay việc cải tạo chuyển đổi lưới điện 6,10,15kV thành lưới 22kV sẽ diễn ra theo lộ trình như thế nào? Những vấn đề nêu trên gây khó khăn rất lớn cho công tác lập quy hoạch, xây dựng, vận hành. Do đó việc nghiên cứu định hướng phát triển LĐTA ở nước ta là một yêu cầu cấp thiết hiện nay.

II. Phương pháp nghiên cứu định hướng phát triển lưới điện

Để lựa chọn cấp điện áp cho LĐTĐTA nói chung, đã có những phương pháp nghiên cứu khác nhau và nhiều kết quả được công bố [3]. Mỗi phương pháp đều có những ưu nhược điểm và những khó khăn nhất định. Trong những năm gần đây, phương pháp tính chọn cho một tuyến đường dây tiêu biểu có xét đến khả năng biến động phụ tải, giá thành điện năng, từ đó lựa chọn cấp điện áp hợp lý cho LĐTĐTA tỏ ra phù hợp hơn cả. Do vậy, phương pháp nghiên cứu định hướng phát triển LĐTĐTA dựa trên ý tưởng đảm bảo tính kinh tế tổng thể trên cơ sở nghiên cứu các khu vực điển hình có diện tích phù hợp để tính toán, từ đó mở rộng thành định hướng cái tạo phát triển chung cho khu vực nghiên cứu.

2.1. Các chỉ tiêu kinh tế áp dụng trong bài toán quy hoạch LĐTĐTA

a. Phương pháp cực tiểu hàm chi phí tính toán

Nhờ giải tích hóa biểu thức hàm mục tiêu, vì vậy cho phép so sánh hàng loạt các yếu tố như mật độ phụ tải, chiều dài tuyến dây... Hiện vẫn đang được sử dụng để đánh giá, so sánh lựa chọn các thông số lưới điện trong các phương án.

b. Phương pháp phân tích kinh tế-tài chính dự án

Phương pháp này không những cho phép so sánh lựa chọn phương án mà còn đánh giá được hiệu quả kinh tế của phương án chọn. Phương pháp này khá hiệu quả khi xem xét đánh giá cho những dự án cụ thể.

c. Phương pháp chi phí biên

Phương pháp chi phí biên bao gồm: chi phí biên ngắn hạn và dài hạn. Phương pháp này có ưu điểm nổi bật là: chỉ tiêu tính trên một đơn vị sản phẩm nên có thể so sánh hiệu quả cho các dự án khác nhau (cùng loại), với số lượng phương án cụ thể tương đối nhiều áp dụng vẫn khá thuận tiện. Phương án cải tạo phát triển LĐTĐTA có thể khác hẳn nhau do lộ trình, cấp điện áp chọn khác nhau, cần đưa chi phí biên dài hạn vào các so sánh đánh giá hiệu quả.

Bài báo này, đề xuất lựa chọn thêm chỉ tiêu chi phí biên dài hạn (LRMC - Long Run Marginal Cost) làm chỉ tiêu kinh tế tổng hợp khi so sánh phương án trong bài toán quy hoạch cải tạo lưới điện. Phương án có chi phí biên dài hạn nhỏ nhất sẽ là phương án lựa chọn (có đối chiếu so sánh với chỉ tiêu giá trị lãi ròng quy về hiện tại NPV - Net Present value). Công thức tính chi phí biên dài hạn như sau [4]:

$$LRMC = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta E_t}{(1+i)^t}}$$

Trong đó:

ΔC_t là độ gia tăng chi phí năm t (đ);

ΔE_t là độ gia tăng nhu cầu phụ tải năm t (kWh),

i là hệ số chiết khấu; %

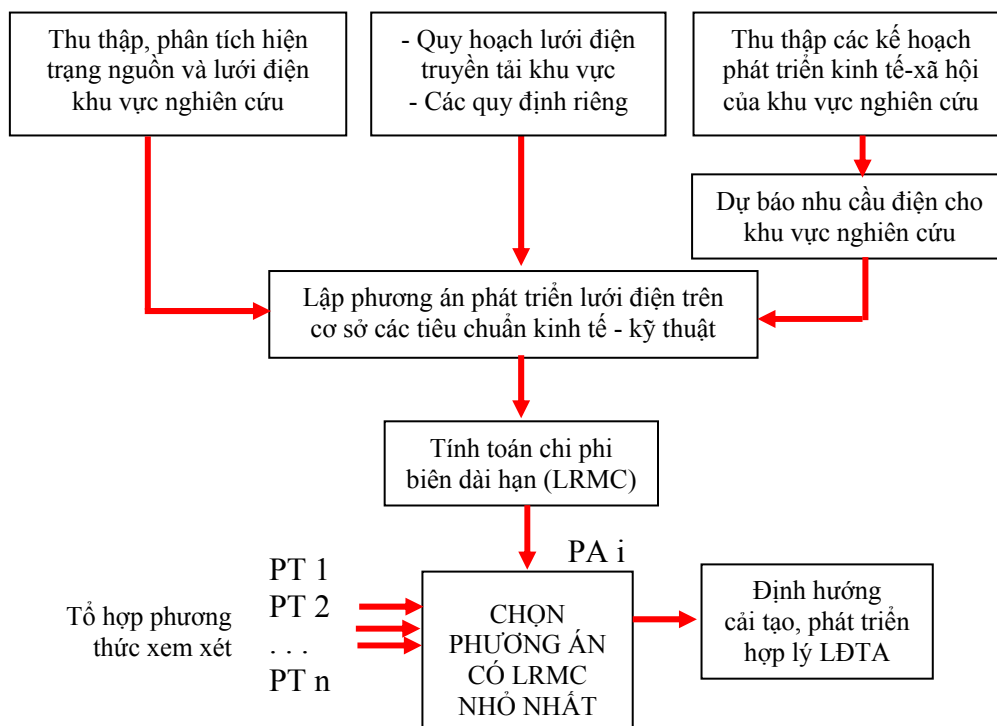
n là thời gian tính toán, năm.

2.2. Mô hình nghiên cứu [5]

Bài toán được đặt ra với những yêu cầu giải quyết rất chung như "có nên để tồn tại cấp điện áp 35kV", "cần áp dụng lộ trình cải tạo nhanh hay chậm về cấp điện áp lựa chọn"... cho các khu vực, vì thế việc đề xuất một mô hình toán chặt chẽ là không khả thi. Công việc này cần nghiên cứu dựa trên phương pháp tính toán trực tiếp và so sánh các phương án điển hình (hình 1). Bản chất của vấn đề là tìm cực tiểu chi phí biên dài hạn trong tập hữu hạn các phương án quan tâm, mang tính điển hình, bao gồm điển hình theo khu vực, điển hình theo cấp điện áp lựa chọn và điển hình theo lộ trình cải tạo.

Khu vực xem xét: Đô thị ven đô; nông thôn đồng bằng, miền núi theo các kịch bản sau:

- Chuyển đổi về cấp điện áp: 22kV hoặc 35kV; hỗn hợp 22kV và 35kV.
- Lộ trình chuyển đổi: cải tạo nhanh; cải tạo trung bình; cải tạo chậm.
- Mỗi khu vực, chọn một lưới điện thực tế làm điển hình tính toán. Tổ hợp các cấp điện áp và lộ trình cải tạo sẽ tạo ra một tập các phương thức tính toán so sánh.



Hình 1. Mô hình nghiên cứu định hướng lưới điện trung áp

2.3. Lựa chọn khu vực nghiên cứu

Mật độ phụ tải và cách phân bố của chúng trên diện tích là các yếu tố chính tạo nên đặc trưng lưới điện các khu vực cũng như lựa chọn cấp điện áp.

a. Khu vực đô thị ven đô

Mật độ phụ tải của các khu đô thị, ven đô cũng nằm trong khoảng từ (20-30) VA/m². Do vậy, việc lựa chọn cấp điện áp 22kV cho LĐTĐ khu vực này chắc chắn sẽ có chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật tốt nhất [3]. Vấn đề được đặt ra cho khu vực này là ***lựa chọn lộ trình cải tạo hợp lý*** lưới điện hiện hữu với nhiều cấp điện áp khác nhau về cấp điện áp 22kV: tốc độ cải tạo nhanh, trung bình hay kéo dài theo tuổi thọ thiết bị.

b. Khu vực nông thôn đồng bằng

Đối với khu vực này, mật độ phụ tải có những khu vực >10 VA/m², có những khu vực < 10 VA/m², ngoài cấp điện áp từ (6, 10)kV có một tỉ lệ lớn các trạm và đường dây 35kV vẫn còn hiệu quả trong thời gian dài. Vì thế lộ trình hợp lý cho cải tạo có thể khác so với khu vực đô thị, ven đô. Phương pháp tính toán vẫn tương tự với khu vực đô thị ven đô nhưng cần quan tâm nhiều hơn đến các yếu tố đặc trưng như: Tính cấp thiết về kinh tế-kỹ thuật của khu vực; Khả năng tài chính; Hiện trạng lưới điện; Khả năng đáp ứng các yêu cầu về vật tư, thiết bị...

Về tổ hợp các phương thức cải tạo cho khu vực này, xét các khả năng cải tạo lưới điện hiện hữu (6, 10, 35kV) về cấp điện áp 22kV theo 3 lộ trình: chuyển nhanh về lưới 22kV, từng bước chuyển đổi hay kéo dài thời gian chuyển đổi thành lưới 22kV.

c. Khu vực miền núi

Khu vực này, mật độ phụ tải rất thấp, lộ trình chuyển đổi cấp điện áp từ (6, 10, 35)kV về cấp điện áp 22kV được đặt vấn đề xem xét thêm khả năng áp dụng cấp điện áp 35 kV. Do vậy, xem xét các phương thức: xây dựng mới, cải tạo lưới hiện hữu thành lưới 22kV; xây dựng mới, cải tạo lưới hiện hữu thành lưới 35kV; tồn tại đồng thời cả lưới 35, 22kV.

IV. Kết quả tính toán các phương án cải tạo cho một số khu vực điển hình

Dựa vào việc phân tích đặc điểm lưới điện, lựa chọn 3 khu vực điển hình ở khu vực miền Bắc để nghiên cứu.

- Khu vực I: quận Hoàn Kiếm – TP.Hà Nội.
- Khu vực II: huyện Đông Hưng – tỉnh Thái Bình.
- Khu vực III: huyện Vị Xuyên – tỉnh Hà Giang.

Đối với khu vực I và II, nghiên cứu tốc độ cải tạo, so sánh và rút ra kết luận giữa mật độ phụ tải cao và trung bình, tốc độ cải tạo nhanh, trung bình và kéo dài tốc độ nào phù hợp với từng mật độ phụ tải.

Đối với khu vực III, nghiên cứu các phương án chuyển đổi lưới điện thành lưới 22kV; phương án chuyển đổi thành lưới 35kV; phương án tồn tại cả lưới 35,22kV, xem xét từng khu vực nhỏ chỉ phát triển một cấp điện áp để rút ra kết luận phương án nào phù hợp với khu vực miền núi.

4.1 Tính toán đối với quận Hoàn Kiếm [6]

Quận Hoàn Kiếm hiện có 207km đường dây trung áp (100% là cáp ngầm), trong đó lưới 6kV chiếm 30%, lưới 10kV chiếm 8%, lưới 22kV chiếm 62%. Quận được cấp điện từ trạm Trần Hưng Đạo (4 lộ 10kV); Yên Phụ (2 lộ 6kV, 3 lộ 22kV); Giám (5 lộ 6kV); Bờ Hồ (31 lộ 6kV, 5 lộ 22kV). Hiện có 2lộ 6kV không đảm bảo tiêu chuẩn kỹ thuật. Các phương án phát triển lưới điện quận Hoàn Kiếm như sau:

- Phương án 1: Cải tạo nhanh lưới 6kV, 10kV thành lưới 22kV;
- Phương án 2: Cải tạo có xét tới chuyển đổi trang thiết bị;
- Phương án 3: Cải tạo chậm theo tuổi thọ thiết bị.

Bảng 1. Tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật các phương án phát triển lưới điện

TT	Hạng mục	Đơn vị	P.án I	P.án II	P.án III
1	Vốn đầu tư	Tỷ đồng	549,2	590,86	574,34
a	Giai đoạn đến năm 2015	Tỷ đồng	286,2	277,5	271
b	Giai đoạn 2016-2020	Tỷ đồng	263	313,36	303,34
2	Tổn thất điện năng		-	-	-
a	Giai đoạn đến năm 2015	Triệu kWh	18,5	22,3	23,5
b	Giai đoạn 2016-2020	Triệu kWh	23,1	23,1	26,8
3	LRMC	đồng/kWh	248,8	260	262
4	NPV	Tỷ đồng	1138	1112	1106

Như vậy sau khi tính toán các phương án phát triển lưới điện quận Hoàn Kiếm thấy rằng việc sớm đồng nhất lưới điện (phương án I) sẽ đem lại hiệu quả kinh tế lớn nhất.

4.2 Tính toán đối với huyện Đông Hưng tỉnh Thái Bình [7]

Huyện Đông Hưng có 226km đường dây trung áp. Trong đó lưới 10kV chiếm tỷ trọng 84%, lưới 35kV chiếm tỷ trọng 16%. Huyện được cấp điện từ trạm 110kV Long Bồi (4 lộ 35kV, 4 lộ 10kV), trạm trung gian Thăng Long (3 lộ 10kV). Hiện tại có 4 lộ 10kV không đảm bảo các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật. Các phương án phát triển lưới điện huyện Đông Hưng như sau:

- Phương án 1: dựa trên ý tưởng sớm hoàn thành việc chuyển lưới 10kV thành 22kV.

- Phương án 2: dựa trên ý tưởng tận dụng tối đa lưới điện hiện có, trên cơ sở xác định những khu vực không đảm bảo chỉ tiêu kỹ thuật chuyển thành lưới 22kV, từng bước chuyển đổi lưới 10kV thành 22kV.
- Phương án 3: không thực hiện việc cải tạo lưới 10,35kV thành 22kV. Do lưới điện huyện Đông Hưng đã cũ nát, do vậy cần thiết phải cải tạo nâng tiết diện dây dẫn, đưa sâu nguồn trạm 110kV để giảm bán kính cấp điện.

Bảng 2. Tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật các phương án phát triển lưới điện

TT	Hạng mục	Đơn vị	P.án I	P.án II	P.án III
1	Vốn đầu tư	Tỷ đồng	277,7	252,65	265,31
a	Giai đoạn đến năm 2015	Tỷ đồng	162,91	114,86	104,98
b	Giai đoạn 2016-2020	Tỷ đồng	11,479	137,79	160,33
2	Tổn thất điện năng	-	-	-	-
a	Giai đoạn đến năm 2015	Triệu kWh	4,8	5,1	6,69
b	Giai đoạn 2016-2020	Triệu kWh	8,01	9,04	11,01
3	LRMC	đồng/kWh	271	243	251
4	NPV	Tỷ đồng	317,6	344	337

Như vậy đối với huyện Đông Hưng, việc từng bước cải tạo lưới 10kV thành lưới 22kV (phương án II) sẽ mang lại hiệu quả kinh tế lớn nhất.

4.3 Tính toán đối với huyện Vị Xuyên tỉnh Hà Giang [8]

Huyện Vị Xuyên có 243km đường dây trung áp. Trong đó lưới 10kV chiếm tỷ trọng 33,2%, lưới 35kV chiếm tỷ trọng 66,8%. Huyện được cấp điện từ trạm 110kV Vị Xuyên (3 lộ 35kV, 3 lộ 10kV), trạm trung gian Vị Xuyên (1 lộ 10kV). Hiện tại có 3 lộ 10kV không đảm bảo các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật. Các phương án phát triển lưới điện theo tuổi thọ của thiết bị như sau:

- Phương án 1: chuyển lưới 10, 35kV thành lưới 22kV.
- Phương án 2: chuyển lưới 10kV thành lưới 35kV.
- Phương án 3: xem xét lưới trung áp tồn tại cả 35,22kV, trong đó khu công nghiệp, đô thị phát triển lưới 22kV, khu vực vùng sâu vùng xa phát triển lưới 35kV.

Như vậy đối với huyện Vị Xuyên, nên tồn tại đồng thời cả 2 cấp điện áp 35kV, 22kV. Tuy nhiên mỗi một khu vực nhỏ chỉ nên phát triển một cấp điện áp lưới trung áp, trong đó khu vực phụ tải tập trung như khu công nghiệp, khu đô thị phát triển lưới 22kV, khu vực mật độ phụ tải thấp như làng xóm, thôn bản phát triển lưới 35kV sẽ đem lại hiệu quả kinh tế lớn nhất (phương án III).

Bảng 3. Tổng hợp các chỉ tiêu kinh tế-kỹ thuật các phương án phát triển lưới điện

TT	Hạng mục	Đơn vị	Phương án I	P.án II	P.án III
1	Vốn đầu tư	-	262,22	234,56	212,62
a	Giai đoạn đến năm 2015	Tỷ đồng	95,91	106,49	94,02
b	Giai đoạn 2016-2020	Tỷ đồng	166,3	128,07	118,6
2	Tổn thất điện năng	-	-	-	-
a	Giai đoạn đến năm 215	Triệu kWh	3,48	2,8	3,1
b	Giai đoạn 2016-2020	Triệu kWh	5,02	3,4	4,08
3	LRMC	đồng/kWh	294	227,5	212
4	NPV	Tỷ đồng	214	256	265

V. Kết luận

1. Chỉ tiêu chi phí biên dài hạn LRMC có ý nghĩa so sánh cao, bởi nó được xác định theo đơn vị sản phẩm. Việc áp dụng thêm chỉ tiêu LRMC trong bài toán cải tạo quy hoạch LĐTĐ là hợp lí. Đặc biệt có thể sử dụng LRMC như một chỉ tiêu kinh tế tổng hợp để so sánh các phương án QHPT lưới điện có cấu trúc điển hình trong nghiên cứu định hướng cải tạo và phát triển LĐTĐ.

2. Dựa trên kết quả tính toán cho các khu vực điển hình, có thể đề xuất định hướng phát triển LĐTĐ miền Bắc Việt Nam trong giai đoạn tới như sau:

- Đối với khu vực đô thị ven đô, cần nhanh chóng cải tạo, chuyển đổi lưới hiện hữu thành lưới 22kV. Việc sớm đồng nhất LĐTĐ khu vực này thành lưới 22kV không những đem lại lợi ích lớn nhất về kinh tế (chỉ số LRMC luôn nhỏ) mà còn tạo điều kiện thuận lợi cho công tác xây dựng, quản lý vận hành, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện;

- Đối với khu vực nông thôn đồng bằng, cần cải tạo theo lộ trình thích hợp (tốc độ trung bình) thành lưới 22kV, tận dụng tối đa năng lực thiết bị (thay thế, chuyển đổi) để tránh lãng phí vốn đầu tư;

- Khu vực miền núi, cần so sánh lựa chọn cấp điện áp 35kV hoặc 22kV, mỗi khu vực nhỏ chỉ nên phát triển một cấp điện áp. Trong đó lưới 22kV phát triển tại khu công nghiệp, khu đô thị, lưới 35kV phát triển tại các làng xóm, thôn bản.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. The Tokyo Electric Power Co., Power Development Planning, Inc, Tokyo, 2003.
- [2]. Bộ Năng Lượng, Quyết định số 149 NL/KHKT ngày 24 tháng 3 năm 1993 về việc chọn cấp điện áp chuẩn lưới trung áp cho toàn quốc là 22kV, Hà Nội, 1993.
- [3]. В.А.Козлов, городские распределительные электрические сети, ленинград, энергоиздат, 1982.
- [4]. Nghiêm Sỹ Thương, Cơ sở của quản lý tài chính doanh nghiệp, tóm tắt nội dung bài giảng, Hà Nội, 1997.
- [5]. Ut La Van, Hanh Nguyen Duc, Chương Trình Trong: Principal Guidance for Development of MV Power Network in Northern VietNam Based on Comparing Economical and Technical Network. The International Conference on Electrical Engineering 2008 (ICEE 2008) Okinawa, Japan.
- [6]. Viện Năng lượng, Quy hoạch phát triển điện lực TP.Hà Nội giai đoạn 2010-2015-2020, Hà Nội, 2010.
- [7]. Viện Năng lượng, Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Thái Bình giai đoạn 2010-2015-2020, Hà Nội, 2010.
- [8]. Viện Năng lượng, Quy hoạch phát triển điện lực tỉnh Hà Giang giai đoạn 2011-2015-2020, Hà Nội, 2010.