

LỜI CAM ĐOAN

Tôi xin cam đoan: Luận văn này là do tôi tự thực hiện và hoàn thiện dưới sự hướng dẫn khoa học của Thầy giáo, Tiến sĩ Phạm Cảnh Huy, không sao chép của người khác. Các thông tin và kết quả nghiên cứu trong luận văn là do tôi tự thu thập, tìm hiểu và phân tích một cách trung thực, phù hợp với thực tế của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội. Các dữ liệu sử dụng trong luận văn có nguồn gốc và được trích dẫn rõ ràng, theo đúng quy định.

Tôi xin hoàn toàn chịu trách nhiệm về tính trung thực của số liệu và các nội dung viết trong luận văn.

Hà Nội, ngày 31 tháng 12 năm 2021

Tác giả

Tô Thanh Tùng

LỜI CẢM ƠN

Với tình cảm chân thành và lòng biết ơn sâu sắc, xin trân trọng gửi lời cảm ơn tới Ban Giám hiệu Trường Đại học Điện lực, các thầy cô trong Khoa Quản lý công nghiệp và năng lượng cũng như các thầy cô trong Phòng Đào tạo Sau Đại học và các thầy cô giáo đã giảng dạy và giúp đỡ tôi trong quá trình học tập và nghiên cứu, đặc biệt là Thầy giáo, Tiến sĩ Phạm Cảnh Huy đã trực tiếp hướng dẫn, giúp đỡ tôi hoàn thành luận văn tốt nghiệp ngày.

Bên cạnh đó, tôi xin chân thành cảm ơn các đồng chí lãnh đạo và các đồng nghiệp tại Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội đã tạo điều kiện cho tôi được tiếp cận những tài liệu về đề tài này, đã trao đổi và đóng góp ý kiến để tôi hoàn thành luận văn.

Mặc dù đã rất cố gắng, song do giới hạn về kiến thức và thời gian, nghiên cứu còn hạn chế, nên luận văn không tránh khỏi những thiếu sót đáng kể và chưa nghiên cứu được sâu xa các vấn đề như mong muốn, rất mong nhận được sự đóng góp ý kiến của các quý thầy, cô và bạn bè để luận văn được hoàn thiện hơn.

Tôi xin chân thành cảm ơn!

Tác giả

Tô Thanh Tùng

MỤC LỤC

LỜI CAM ĐOAN	i
LỜI CẢM ƠN.....	ii
PHẦN MỞ ĐẦU	1
1. Lý do chọn đề tài.....	1
2. Mục đích nghiên cứu	1
3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu	1
4. Nhiệm vụ nghiên cứu.....	2
5. Phương pháp nghiên cứu	2
6. Giả thiết khoa học.....	2
7. Đóng góp mới của đề tài luận văn	2
8. Kết cấu nội dung của luận văn	2
TỔNG QUAN CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ QUY ĐỊNH VỀ CÔNG TÁC QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN TRONG	3
CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI.....	3
1.1. Một số khái niệm cơ bản	3
1.1.1. Hệ thống điện Việt Nam	3
1.1.2. Lưới điện	3
1.1.3. Phụ tải điện	3
1.2. Công tác quản lý vận hành lưới điện	4
1.2.1. Khái niệm về quản lý vận hành Lưới điện	4
1.2.2. Tầm quan trọng của quản lý vận hành Lưới điện	5
1.2.3. Các nội dung của công tác quản lý vận hành Lưới điện.....	7
1.3. Các chỉ tiêu đánh giá công tác quản lý vận hành Lưới điện:	8
1.3.1 Suất sự cố lưới điện 110kV:	8
1.3.2 Độ tin cậy cung cấp điện do mất điện lưới điện 110kV:	8

1.3.3. Chỉ tiêu tổn thất điện năng Lưới điện 110kV:	10
1.4 Các yếu tố ảnh hưởng đến quản lý vận hành:	11
1.4.1 Các yếu tố bên ngoài:	11
1.4.2 Các yếu tố bên trong:	12
THỰC TRẠNG QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CỦA	14
CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI	14
2.1. Khái quát về Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội	14
2.1.1. Giới thiệu chung về Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội	14
2.1.2. Cơ cấu tổ chức hoạt động của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội	15
<i>Cơ cấu, chất lượng nhân lực</i>	18
2.1.3 Kết quả đánh giá công tác quản lý vận hành giai đoạn 2014-2018	19
2.2. Phân tích thực trạng hệ thống cung cấp điện và công tác quản lý vận hành của ông ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội giai đoạn 2014-2018	24
2.2.1. Thực trạng hệ thống cung cấp điện	24
2.2.2. Thực trạng công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội giai đoạn 2014-2018	27
2.2.2.3. Công tác kiểm tra, kiểm soát:	30
2.2.3. Phân tích các chỉ tiêu đánh giá công tác quản lý vận hành lưới điện	33
2.3.1 Các yếu tố bên ngoài	46
2.3.2 Các yếu tố bên trong ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành:	54
GIẢI PHÁP NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CHO CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI	60
3.1 Định hướng phát triển của Công Ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội	60
3.2. Giải pháp cụ thể hoàn thiện công tác quản lý vận hành	61
3.2.1 Các giải pháp giảm suất sự cố:	61
3.2.2 Giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện:	75
3.2.2.1 Nhóm giải pháp quản lý:	75

Nhóm giải pháp kỹ thuật, công nghệ.....	78
Nhóm giải pháp ứng dụng các phương pháp thí nghiệm hiện đại để phát hiện sớm nguy cơ sự cố:.....	86
<i>Bảng 3-3: Loại hình sự cố và các khí phát sinh</i>	91
3.2.3. Giải pháp giảm tổn thất điện năng	92
Nhóm các giải pháp kỹ thuật, công nghệ	92
3.2.4. Nâng cao chất lượng nguồn nhân lực cho công tác quản lý vận hành.....	95
KẾT LUẬN CHƯƠNG 3	101

DANH MỤC BẢNG

Bảng 2-2: Tổng hợp thiết bị quản lý.....	20
Bảng 2-3: Kết quả thực hiện năm 2014.....	21
Bảng 2-4: Kết quả thực hiện năm 2015.....	21
Bảng 2-5: Kết quả thực hiện năm 2016.....	22
Bảng 2-6: Kết quả thực hiện năm 2017.....	22
Bảng 2-7: Kết quả thực hiện năm 2018.....	24
Bảng 2-8: Tổng hợp các chỉ tiêu tổn thất điện năng giai đoạn 2014-2018	24
Bảng 2-9: Thống kê các TBA 220kV cấp điện cho khu vực Hà Nội.....	25
Bảng 2-10: Số liệu số vụ và suất sự cố trong 7 năm (từ năm 2013 -2019).....	34
Bảng 2-11: chỉ tiêu suất sự cố trong 07 năm	35
Bảng 2-12: Bảng kết quả suất sự cố thực tế trong 07 năm.....	36
Bảng 2-13: Kết quả thực hiện chỉ số độ tin cậy cung cấp điện 2014 - 2018.....	38
Bảng 2-14: Kết quả thực hiện tổn thất điện năng 2012 - 2018	39
Bảng 2-15: Phân loại sự cố đường dây 110kV tại Hà Nội 2013-2019.....	49
Bảng 2-16: Phân loại sự cố trạm biến áp 110kV tại Hà Nội 2013-2019.....	51
Bảng 3-1: Tình hình cung ứng điện 1/7 – 5/7/2019	80
Bảng 3-2: Số lượng máy biến áp quá tải 1/7 – 5/7/2019.....	81
Bảng 3-3: Loại hình sự cố và các khí phát sinh.....	91

DANH MỤC CÁC KÝ HIỆU VÀ CHỮ VIẾT TẮT

No	Ký hiệu/chữ viết tắt	Định nghĩa/ý nghĩa
	TP	Thành phố
	MBA	Máy biến áp
	TBA	Trạm biến áp
	TU	Đồng hồ đo điện áp
	TI	Đồng hồ đo dòng điện
	GZTASR	Dây dẫn siêu nhiệt
	AC	Dây dẫn nhôm lõi thép
	CBCNV	Cán bộ công nhân viên
	SXKD	Sản xuất kinh doanh
	HLATLĐCA	Hành lang an toàn lưới điện cao áp
	EVN	Tập đoàn điện lực Việt Nam
	EVN HANOI	Tổng công ty điện lực TP Hà Hà Nội
	EVN HANOI HGC	Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội
	TD	Máy biến áp tự dòng

PHẦN MỞ ĐẦU

1. Lý do chọn đề tài

Tính đến hết tháng 05 năm 2019 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đang quản lý: 47 TBA 110/220kV với tổng công suất 6.682 MVA (gồm 106 MBA 110kV; 02 MBA 220kV); 83 đoạn tuyến đường dây 110kV với tổng chiều dài 889,38 Km (trong đó có 814,41 Km đường dây nổi và 74,97 Km cáp ngầm); 02 đoạn tuyến đường dây 220kV, với tổng chiều dài 8,8 Km (trong đó có 8,3 Km đường dây nổi và 0,5 Km cáp ngầm).

Là đơn vị duy nhất trong Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội quản lý và vận hành lưới điện 110kV và 220kV, là đơn vị được ví như xương sống của Tổng Công ty, cấp điện cho toàn bộ Lưới điện trong TP Hà Nội, hàng năm đều có các sự kiện quan trọng yêu cầu tính cấp điện liên tục tuyệt đối.

Các chỉ tiêu chính để đánh giá công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội gồm: Suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện do mất điện lưới 110kV và chỉ tiêu tổn thất điện năng. Các chỉ tiêu được giao qua các năm càng giảm, yêu cầu công tác quản lý vận hành phải ngày càng nâng cao chất lượng.

Là một cán bộ thuộc phòng Kỹ thuật vận hành, làm công tác quản lý kỹ thuật nên em đã chọn đề tài “**Giải pháp hoàn thiện công tác quản lý vận hành lưới điện cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội**” làm nghiên cứu luận văn thạc sỹ quản lý năng lượng với mong muốn đề tài này sẽ được áp dụng thực tế trong công việc của mình.

2. Mục đích nghiên cứu

Đưa ra được một số giải pháp hoàn thiện công tác quản lý vận hành lưới điện cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

3. Đối tượng và phạm vi nghiên cứu

3.1. Đối tượng nghiên cứu

- Công tác quản lý vận hành lưới điện: Suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện, tổn thất điện năng lưới điện 220kV.

3.2. Phạm vi nghiên cứu

- Về không gian: Lưới điện dưới sự quản lý của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

- Về thời gian: Số liệu được thu thập trong giai đoạn từ 2014-2018.

4. Nhiệm vụ nghiên cứu

- Nghiên cứu cơ sở lý thuyết về quản lý vận hành

- Phân tích, đánh giá thực trạng quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

- Đưa ra được một số giải pháp hoàn thiện công tác quản lý vận hành lưới điện cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

5. Phương pháp nghiên cứu

- Luận văn vận dụng phương pháp cơ bản về tính toán, đánh giá suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện do mất điện lưới 110kV và tổn thất điện năng. Sử dụng phương pháp khảo sát điều tra, thống kê, phân tích để đánh giá thực trạng về công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

6. Giả thiết khoa học

Công tác quản lý vận hành hiện nay như thế nào? Những giải pháp nào có thể thực hiện nhằm nâng cao chất lượng công tác quản lý vận hành cho Công ty.

7. Đóng góp mới của đề tài luận văn

Đề xuất các giải pháp hoàn thiện công tác quản lý vận hành lưới điện cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội, phù hợp với nhu cầu phát triển của ngành điện nói chung, có ý nghĩa to lớn trong việc nâng cao độ tin cậy trong việc cung cấp điện, đáp ứng được nhu cầu của khách hàng sử dụng điện. Nâng cao uy tín, thương hiệu và là cơ sở cho sự tồn tại, phát triển lâu dài, bền vững của doanh nghiệp.

8. Kết cấu nội dung luận văn

- Chương 1: Tổng quan cơ sở lý luận và quy định về công tác quản lý vận hành lưới điện trong Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

- Chương 2: Thực trạng quản lý vận hành lưới điện của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

- Chương 3: Giải pháp nâng cao chất lượng quản lý vận hành lưới điện cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

CHƯƠNG 1

TỔNG QUAN CƠ SỞ LÝ LUẬN VÀ QUY ĐỊNH VỀ CÔNG TÁC QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN TRONG CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI

1.1. Một số khái niệm cơ bản

1.1.1. Hệ thống điện Việt Nam

Hệ thống điện gồm có các nhà máy điện, các lưới điện, các hộ tiêu thụ được liên kết với nhau thành một hệ thống để thực hiện 4 quá trình sản xuất, truyền tải, phân phối và tiêu thụ điện năng trong lãnh thổ Việt Nam. Các cấp điện áp đang vận hành trên hệ thống điện Việt Nam: 500kV, 220kV, 110kV, 35kV, 22kV, 10kV, 6 kV; Tần số vận hành lưới điện: 50 Hz. Kết cấu pha, dây: 3 pha, 2 pha và 1 pha.

1.1.2. Lưới điện

Là hệ thống truyền tải và phân phối điện năng từ nơi sản xuất đến nơi tiêu thụ:

- Lưới hệ thống: nối các nhà máy điện với nhau và với các nút phụ tải khu vực. Ở Việt Nam lưới hệ thống do A0 quản lý, vận hành ở mức điện áp 500 kV.

- Lưới truyền tải: phân lưới từ trạm trung gian khu vực đến thanh cái cao áp cung cấp điện cho trạm trung gian địa phương. Thường từ 110-220 kV do A1, A2, A3 quản lý.

- Lưới phân phối: từ các trạm trung gian địa phương đến các trạm phụ tải (trạm phân phối). Lưới phân phối trung áp (6-35kV) do Công ty điện lực tỉnh quản lý và phân phối hạ áp (220-380V).

1.1.3. Phụ tải điện

a. Khái niệm chung về phụ tải điện:

- Đo bằng tổng công suất tiêu thụ của các thiết bị điện trong một thời điểm.
- Là hàm số của nhiều yếu tố theo thời gian $P(t)$.
- Không tuân thủ theo một qui luật nhất định.

- Là một thông số quan trọng để lựa chọn các thiết bị của hệ thống điện.

b. Xác định phụ tải điện (phụ tải tính toán) không chính xác xảy ra hai trường hợp:

- Nhỏ hơn phụ tải thực tế thường dẫn đến các sự cố hoặc làm giảm tuổi thọ các thiết bị, là nguy cơ tiềm ẩn cho các sự cố tai nạn sau này.

- Lớn hơn phụ tải thực tế sẽ gây lãng phí do các thiết bị không được khai thác, sử dụng hết công suất. Xác định đúng phụ tải điện (tính toán) có vai trò rất quan trọng trong thiết kế và vận hành hệ thống cung cấp điện.

c. Các phương pháp xác định phụ tải điện:

- Nhóm phương pháp dựa trên kinh nghiệm vận hành, thiết kế và được tổng kết lại bằng các hệ số tính toán có đặc điểm thuận lợi nhất cho việc tính toán, nhanh chóng đạt kết quả, nhưng thường cho kết quả kém chính xác.

- Nhóm phương pháp dựa trên cơ sở của lý thuyết xác suất và thống kê có đặc điểm cho kết quả khá chính xác, song cách tính lại rất phức tạp

1.2. Công tác quản lý vận hành lưới điện

1.2.1. Khái niệm về quản lý vận hành Lưới điện

Chủ thể quản lý là Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội (sau đây gọi tắt là Công ty). Công ty quản lý toàn bộ hệ thống lưới điện phân phối bao gồm đường dây 110kV, trạm biến áp 110kV (quản lý thêm 01 TBA và 02 đường dây 220kV) trên địa bàn TP Hà Nội

Công ty vận hành dựa trên việc truyền tải điện từ các TBA 220kV tới các TBA 110kV. Tại các TBA thuộc quản lý của Công ty sẽ cấp điện qua các máy cắt cho các đường dây hoặc cáp ngầm 35, 22 kV do các Công ty Điện lực thuộc Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội quản lý. Sau đó các Công ty Điện lực sẽ phân phối điện đến khách hàng sử dụng điện với mục tiêu là vận hành lưới điện một cách tối ưu để cung cấp điện cho khách hàng mà vẫn đảm bảo các chỉ tiêu về chất lượng điện năng.

Công ty là nơi quản lý các hồ sơ kỹ thuật và thông tin về tình hình cấp điện các đường dây và cáp ngầm 22, 35kV của các Công ty Điện lực thuộc Tổng

Công ty Điện lực TP Hà Nội quản lý. Có trách nhiệm cung cấp các thông số vận hành các TBA, đường dây gian khi có yêu cầu và chịu sự chỉ huy điều hành thao tác trên các thiết bị thuộc quyền điều khiển của Điều độ cấp trên.

Công ty có trách nhiệm báo cáo định kỳ tháng, quý về khối lượng và tình trạng thiết bị đang quản lý vận hành, suất sự cố Lưới điện 110kV, chỉ số độ tin cậy cung cấp điện và tổn thất điện năng lưới điện 110kV.

1.2.2. Tầm quan trọng của quản lý vận hành Lưới điện

Việc nâng cao chất lượng quản lý vận hành là yêu cầu thực tại, khách quan, phù hợp với nhu cầu phát triển của ngành điện nói chung; Có ý nghĩa to lớn trong việc nâng cao độ tin cậy trong việc cung cấp điện, đáp ứng được nhu cầu của khách hàng sử dụng điện và là yếu tố sống còn của doanh nghiệp trong giai đoạn thực hiện thị trường điện cạnh tranh, bao gồm:

- Nhằm thỏa mãn ngày càng cao nhu cầu của khách hàng sử dụng điện, phát huy tối đa năng lực, công suất và hiệu quả các thiết bị sử dụng điện; Phù hợp với đòi hỏi và yêu cầu của người tiêu dùng thể hiện trên 3 phương diện: Hiệu năng sử dụng, khả năng hoàn thiện về mặt giá trị sử dụng; Thỏa mãn nhu cầu người tiêu dùng; Cung cấp đầy đủ, kịp thời và an toàn cho khách hàng sử dụng.

- Chất lượng công tác quản lý vận hành là nhân tố quan trọng, quyết định khả năng đáp ứng chất lượng điện năng, góp phần vào sự phát triển của xã hội.

- Tạo ra được mối liên hệ chặt chẽ giữa đội ngũ làm công tác quản lý vận hành - Tổ chức của đơn vị - nghiệp vụ chuyên môn để nâng cao chuỗi chất lượng sản phẩm.

- Nâng cao uy tín, thương hiệu và là cơ sở cho sự tồn tại, phát triển lâu dài, bền vững của doanh nghiệp.

- Tăng năng suất lao động xã hội.

- Đây là biện pháp hữu hiệu, kết hợp tổng hòa các lợi ích giữa các doanh nghiệp, người tiêu dùng, xã hội và người lao động.

- Góp phần tiết kiệm chi phí quản lý vận hành, chi phí sửa chữa thường xuyên.

- Nâng cao trình độ quản lý, năng suất lao động.

- Việc áp dụng các tiến bộ khoa học công nghệ, công nghệ tin học vào quản lý vận hành, xây dựng tác phong làm việc khoa học có tính hệ thống.

- Nâng cao hiệu quả kinh doanh, nâng cao năng lực để phát triển, sẵn cho việc tham gia vào thị trường cạnh tranh.

- Nâng cao thu nhập cho người lao động và hiệu quả hoạt động kinh doanh của đơn vị.

- Các nhà đầu tư, doanh nghiệp và khách hàng sử dụng điện có độ tin tưởng và tin cậy cao hơn về chất lượng điện và đơn vị cung cấp điện. Tạo mối quan hệ đồng thuận, hiểu biết và gắn kết giữa khách hàng sử dụng điện với ngành Điện.

Là đơn vị duy nhất trong Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội quản lý và vận hành lưới điện 110kV và 220kV, là đơn vị được ví như xương sống của Tổng Công ty, cấp điện cho toàn bộ Lưới điện trong TP Hà Nội, hàng năm đều có các sự kiện quan trọng yêu cầu tính cấp điện liên tục tuyệt đối.

Các chỉ tiêu chính để đánh giá công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội gồm: Suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện do mất điện lưới 110kV và chỉ tiêu tổn thất điện năng. Các chỉ tiêu được giao qua các năm càng giảm, yêu cầu công tác quản lý vận hành phải ngày càng nâng cao chất lượng.

Đối với sơ đồ kết lưới của HTĐ Miền Bắc nói chung, các tỉnh lân cận với TP Hà Nội và riêng của nói riêng Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội, khi có sự cố trên đường dây hoặc MBA 110kV thì đều có khả năng cấp hỗ trợ, tuy nhiên nếu sự lâu được khôi phục thì nguy cơ mất an toàn HTĐ càng cao, gây ảnh

hưởng đến sản xuất kinh doanh và đời sống xã hội. Vậy giải pháp duy nhất để khắc phục tình trạng này là nâng cao chất lượng quản lý vận hành lưới điện.

1.2.3. Các nội dung của công tác quản lý vận hành Lưới điện

1.2.3.1 Công tác lập kế hoạch:

Nhằm phục vụ cho công tác quản lý vận hành lưới điện để đảm bảo việc ngăn ngừa và phát hiện sớm các sự cố lưới điện, trạm điện có thể xảy ra nhằm cung cấp điện kịp thời, an toàn, liên tục cho khách hàng, nâng cao chất lượng điện áp, giảm số lần sự cố lưới điện, trạm điện, cụ thể gồm các công tác sau:

- Kế hoạch đầu tư xây dựng cơ bản, sửa chữa lớn;
- Kế hoạch chi phí sửa chữa thường xuyên;
- Kế hoạch giảm tỷ lệ tổn thất điện năng;
- Kế hoạch mua sắm vật tư, thiết bị;
- Kế hoạch kiểm tra, phát quang hành lang tuyến đường dây;
- Kế hoạch kiểm tra, thí nghiệm định kỳ đường dây, TBA;
- Kế hoạch nâng cao chỉ số độ tin cậy cung cấp lưới điện;
- Kế hoạch các chi phí, phục vụ cho công tác QLVH lưới điện.

1.2.3.2 Công tác tổ chức vận hành:

Thực hiện việc quản lý vận hành, điều độ hệ thống từ trên xuống dưới, nhằm thống nhất sự lãnh đạo, chỉ đạo trong công tác thực hiện điều độ hệ thống lưới điện, sửa chữa lưới điện phân phối nhanh chóng, kịp thời khi có sự cố xảy ra.

1.2.3.3 Công tác kiểm tra, kiểm soát lưới điện:

- Nhằm phát hiện và ngăn ngừa kịp thời, có các biện pháp khắc phục các nguyên nhân dẫn đến làm giảm khả năng cung cấp điện an toàn, liên tục của hệ thống điện.
- Kiểm tra, giám sát việc quản lý vận hành của cán bộ công nhân viên tham gia vận hành.

1.3. Các chỉ tiêu đánh giá công tác quản lý vận hành Lưới điện:

1.3.1 Suất sự cố lưới điện 110kV:

Chỉ tiêu này phản ánh số lần sự cố thoáng qua, số lần sự cố kéo dài của các thiết bị thuộc quyền quản lý vận hành của Công ty, thường thống kê theo tháng, năm và theo các tuyến đường dây phân phối điện hoặc các TBA.

1.3.2 Độ tin cậy cung cấp điện do mất điện lưới điện 110kV:

* Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Duration Index- SAIDI):

SAIDI được tính bằng tổng số thời gian mất điện kéo dài trên 05 phút của Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện, xác định theo công thức sau:

$$SAIDI_t = \frac{\sum_{i=1}^n T_i \times K_i}{K_t}$$
$$SAIDI_y = \sum_{t=1}^{12} SAIDI_t$$

Trong đó:

- T_i : Thời gian mất điện lần thứ i trong tháng t (chỉ xét các lần mất điện có thời gian kéo dài trên 05 phút);
- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thứ i trong tháng t ;
- n : Tổng số lần mất điện kéo dài trên 05 phút trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;
- K_t : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong tháng t ;

- SAIDIt (phút): Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t;
- SAIDIy (phút): Chỉ số về thời gian mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong năm y.

* Chỉ số tần suất mất điện trung bình của lưới điện phân phối (System Average Interruption Frequency Index – SAIFI):

SAIFI được tính bằng tổng số lượt Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị mất điện kéo dài trên 05 phút chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện, xác định theo công thức sau:

$$SAIFI_t = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{K_t}$$

$$SAIFI_y = \sum_{t=1}^{12} SAIFI_t$$

Trong đó:

- n: Tổng số lần mất điện kéo dài trên 05 phút trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;
- Ki: Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thứ i trong tháng t;
- Kt: Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong tháng t;
- SAIFIt: Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t;
- SAIFIy: Chỉ số về số lần mất điện trung bình của lưới điện phân phối trong năm y.

* Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình, của lưới điện phân phối (Momentary Average Interruption Frequency Index – MAIFI):

MAIFI được tính bằng tổng số lượt Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị mất điện thoáng qua (thời gian mất điện kéo dài từ 05 phút trở xuống) chia cho tổng số Khách hàng sử dụng điện và Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện, xác định theo công thức sau:

$$MAIFI_t = \frac{\sum_{i=1}^n K_i}{K_t}$$
$$MAIFI_y = \sum_{t=1}^{12} MAIFI_t$$

Trong đó:

- n: Tổng số lần mất điện thoáng qua trong tháng t thuộc phạm vi cung cấp điện của Đơn vị phân phối điện;
- K_i : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện bị ảnh hưởng bởi lần mất điện thoáng qua thứ i trong tháng t;
- K_t : Tổng số Khách hàng sử dụng điện và các Đơn vị phân phối và bán lẻ điện mua điện của Đơn vị phân phối điện trong tháng t;
- $MAIFI_t$: Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối trong tháng t;
- $MAIFI_y$: Chỉ số về số lần mất điện thoáng qua trung bình của lưới điện phân phối trong năm y

1.3.3. Chỉ tiêu tổn thất điện năng Lưới điện 110kV:

Là hiệu số tổng lượng điện năng nhận đầu nguồn (tại các TBA 220kV trên địa bàn TP Hà Nội, nơi cấp điện cho các đường dây 110kV do Công ty quản lý) với

tổng điện năng giao cho các Công ty Điện lực trong cùng một khoảng thời gian, được xem là mất mát (tổn thất) trong hệ thống phân phối điện.

Lượng tổn thất điện năng điện tính bằng công thức:

$$\Delta P = Q_{đn} - Q_g$$

Trong đó:

ΔP : Lượng điện bị tổn thất trong quá trình phân phối tính từ nơi nhận điện đầu nguồn đến các hộ tiêu dùng điện (đơn vị: kWh).

$Q_{đn}$: Sản lượng điện nhận đầu nguồn (đơn vị: kWh).

Q_g : Sản lượng điện giao cho các Công ty Điện lực (đơn vị: kWh).

Chỉ tiêu này phản ánh sản lượng điện tổn thất trong quá trình truyền tải và phân phối điện bị mất mát, tiêu hao và phản ánh hiệu quả trong công tác quản lý vận hành.

1.4 Các yếu tố ảnh hưởng đến quản lý vận hành:

1.4.1 Các yếu tố bên ngoài:

- Do tác động của thời tiết: Đây những yếu tố bất khả kháng như mưa bão, lũ lụt...ảnh hưởng trực tiếp đến quá trình hoạt động sản xuất kinh doanh của đơn vị. Gây nguy cơ mất an toàn, liên tục trong việc cung cấp điện cho khách hàng sử dụng điện.

- Hành lang an toàn lưới điện chưa được đảm bảo: Đây là khoảng cách an toàn theo quy định giữa vật mang điện và vật không mang điện nhằm đảm bảo an toàn cho lưới điện trong quá trình quản lý vận hành, cung cấp điện.

Do ý thức chấp hành của người dân chưa tuân thủ các quy định về phạm vi an toàn hành lang lưới điện gây nguy cơ mất an toàn cho lưới điện.

- Các phụ tải phát triển nhanh chóng và mục tiêu phục vụ phải đảm bảo công tác an ninh, chính trị trên địa bàn: Nhu cầu phụ tải tăng nhanh làm cho cơ sở hạ tầng lưới điện không đáp ứng kịp tốc độ tăng của phụ tải tiêu thụ điện, gây nguy cơ

thiếu nguồn và tỷ lệ mất cân đối ngày càng trầm trọng do hạn hẹp trong nguồn kinh phí đầu tư.

1.4.2 Các yếu tố bên trong:

- Chất lượng nguồn nhân lực: Là yếu tố then chốt trong mọi hoạt động của doanh nghiệp.
- Mô hình tổ chức quản lý: Là môi trường tạo ra các mối quan hệ trong công việc, giúp cho người lãnh đạo quản lý các hoạt động và phát triển nguồn nhân lực thông qua tổ chức. Góp phần nâng cao năng suất lao động, tạo động lực thúc đẩy CBCNV tích cực tham gia hoạt động sản xuất kinh doanh;
- Công tác tổ chức thanh tra, kiểm tra: Nhằm ngăn ngừa và phát hiện kịp thời các nguy cơ sự cố có thể xảy ra, tạo động lực thúc đẩy CBCNV tích cực và tham gia có hiệu quả nhiệm vụ trách nhiệm được giao.
- Công tác truyền truyền, giáo dục:
 - + Nhằm nâng cao nhận thức cho đội ngũ CBCNV, trong việc thực hiện tốt nhiệm vụ được giao và ngày càng đáp ứng, thỏa mãn nhu cầu và sự hài lòng của khách hàng sử dụng điện.
 - + Đối với khách hàng sử dụng điện hiểu biết và nâng cao ý thức chấp hành pháp luật trong việc sử dụng điện, giảm thiểu vi phạm an toàn hành lang lưới điện.
- Công tác thi đua khen thưởng: Tạo động lực cho phong trào thi đua lao động sản xuất, mà qua đó, những nhân tố tích cực được phát hiện và khen thưởng kịp thời sẽ động viên, cổ vũ lòng nhiệt tình, sự say mê sáng tạo trong lao động, sản xuất kinh doanh của các tập thể và cá nhân góp phần hoàn thành nhiệm vụ, các chỉ tiêu kế hoạch được giao.

KẾT LUẬN CHƯƠNG I

Nội dung trong chương 1 đã hệ thống hóa các cơ sở lý luận liên quan đến đề tài nghiên cứu như: Các khái niệm về hệ thống điện, lưới điện và phụ tải điện; các nội dung của công tác quản lý vận hành lưới điện; các chỉ tiêu phản ánh chất lượng quản lý vận hành lưới điện; các yếu tố ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành lưới điện; ý nghĩa của việc nâng cao chất lượng quản lý vận hành lưới điện; một số phương hướng hoàn thiện công tác quản lý vận hành lưới điện phân phối làm cơ sở và căn cứ khoa học cần thiết cho việc thực hiện nghiên cứu và phân tích thực trạng công tác quản lý vận hành lưới điện của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội trong chương 2 luận văn này.

CHƯƠNG 2

THỰC TRẠNG QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CỦA CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI

2.1. Khái quát về Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

2.1.1. Giới thiệu chung về Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

Công ty Lưới điện Cao thế TP Hà Nội tiền thân là Xưởng quản lý 110kV. Cuối năm 1988 sau khi tách từ Sở truyền tải điện I sang Sở điện lực Hà Nội, Xưởng quản lý 110kV được thành lập. Số lượng cán bộ công nhân viên ban đầu khoảng trên 100 CBCNV quản lý vận hành 09 trạm 110kV với tổng công suất 441 MVA cấp điện cho Thủ đô và các khu vực ngoại thành Hà Nội. Cùng với sự phát triển lớn mạnh không ngừng của ngành điện ngày 3 tháng 5 năm 2001 Tổng công ty điện lực Việt nam đã ký Quyết định thành lập Xí nghiệp QLLĐ 110kV. Đánh dấu một bước phát triển mới của Xí nghiệp từ Xưởng quản lý 110kV được nâng cấp lên thành Xí nghiệp QLLĐ 110kV quản lý toàn bộ các Trạm biến áp 110kV và tất cả các tuyến đường dây 110kV thuộc nội, ngoại thành Hà Nội.

Ngày 14/4/2010, Xí nghiệp Quản lý Lưới điện 110kV được đổi tên thành Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội theo Quyết định số 238/QĐ-EVN, với nhiệm vụ chính là Quản lý vận hành đường dây và TBA 110kV, sửa chữa thiết bị điện, lắp đặt hệ thống điện.

Đến nay tổng số CBCNV đã lên đến 486 người, hiện đang quản lý vận hành 47 TBA 110/220kV với tổng công suất 6.682 MVA (gồm 104 MBA 110kV; 02 MBA 220kV); 83 đoạn tuyến đường dây 110kV với tổng chiều dài 889,38 Km (trong đó có 814,41 Km đường dây nổi và 74,97 Km cáp ngầm); 02 đoạn tuyến đường dây 220kV, với tổng chiều dài 8,1 Km (trong đó có 7,6 Km đường dây nổi và 0,5 Km cáp ngầm)..

Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội có ngành nghề chính là: Quản lý vận hành đường dây và TBA 110kV/220kV, sửa chữa thiết bị điện đến 110kV, tư

vấn giám sát thi công các công trình điện đến 110kV, tư vấn thiết kế, lập dự toán và thẩm định các công trình lưới điện đến 110kV.

Công ty có sở chính tại: Tổ 50 Yên Hòa – Cầu Giấy, TP Hà Nội

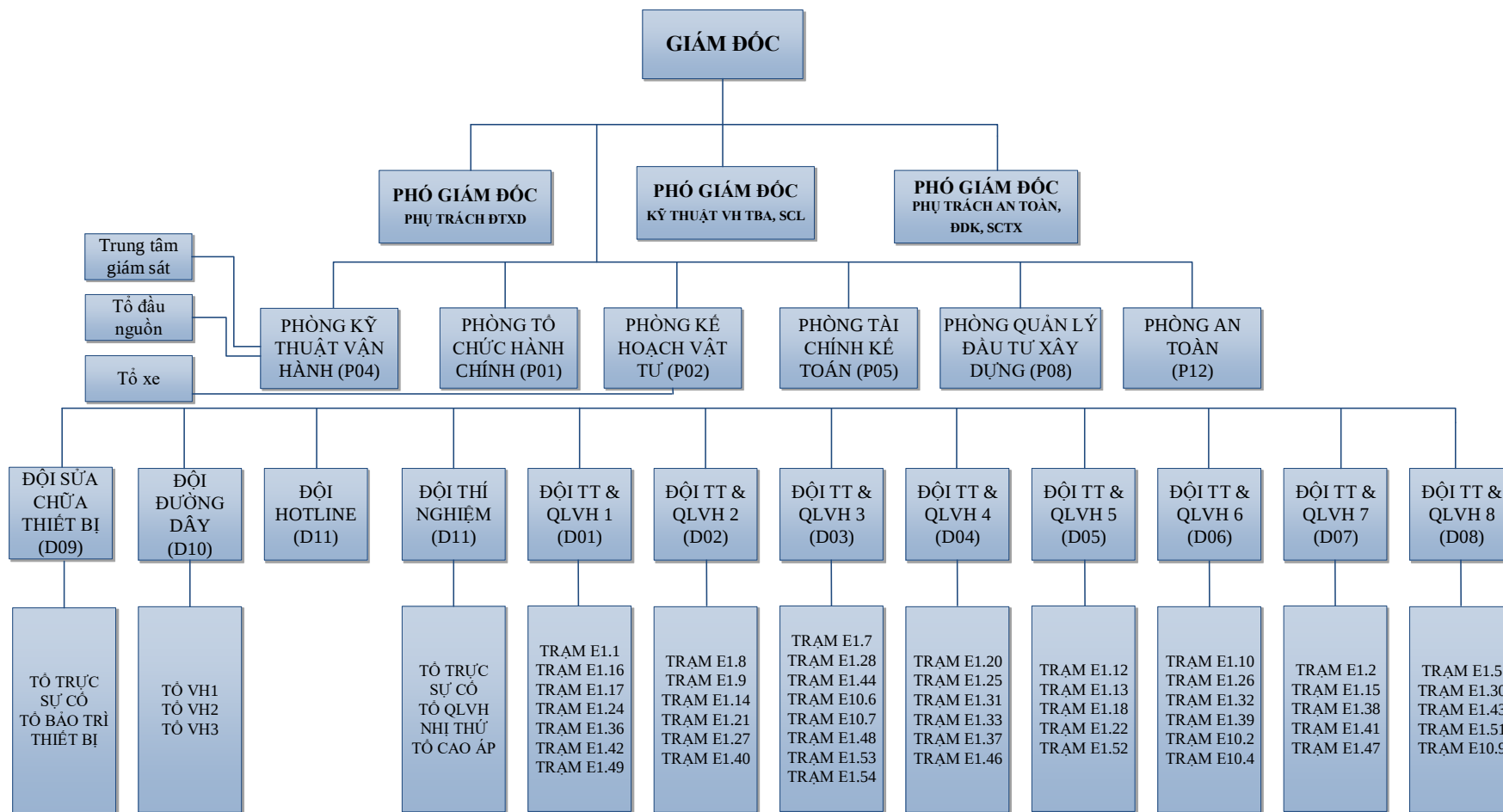
Điện thoại: (+02432242520)

Fax: (+02432242521)

Website: <http://10.9.184.79:8075/>

2.1.2. Cơ cấu tổ chức hoạt động của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

Mô hình tổ chức quản lý của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội như sau:



Hình 2-1: Sơ đồ mô hình tổ chức Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

Mô hình tổ chức của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội gồm:

- 06 phòng chức năng: Tổ chức Hành chính (P01), Kế hoạch-Vật tư (P02), Kỹ thuật-Vận Hành (P04), Tài chính Kế toán (P05), Quản lý Đầu tư xây dựng (P08), An toàn (P12);

- 12 Đội;

- 47 Trạm biến áp 110kV và 01 Trạm biến áp 220kV.

Cơ cấu, chất lượng nhân lực

Tính đến 31/5/2019 Công ty có 486 CBCNV. Trong đó:

- Đảng viên: 70 người (13,68%)

- Về giới tính:

+ Nam: 367 người (75,46%);

+ Nữ: 119 người (24,54%).

- Về trình độ:

+ Thạc sĩ: 09 người (1,8%);

+ Đại học: 137 người (28,04%);

+ Cao đẳng: 78 người (16,08%);

+ Trung cấp: 89 người (18,35%);

+ Công nhân Kỹ thuật: 172 người (35,46%).

- Tình hình cơ cấu nhân lực theo đơn vị:

+ Lao động gián tiếp: 65 người (13,4%)

+ Lao động trực tiếp: 421 người (86,6%)

+ Số trực chính chiếm tỉ lệ 42,11% tổng nhân lực các TBA 110kV, 220kV.

Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội luôn thực hiện tốt các nhiệm vụ quản lý vận hành lưới điện, với mục tiêu chính là vận hành an toàn, ổn định, liên tục, đảm bảo chất lượng điện năng, giảm tổn thất điện năng, giảm suất sự cố và

đáp ứng nhu cầu về phục vụ các sự kiện Chính trị - Văn hóa - Kinh tế - Xã hội diễn ra trên toàn địa bàn Thành phố Hà Nội đồng thời thực hiện tốt nhiệm vụ đảm bảo điện theo lệnh điều động, lệnh sản xuất của Tập đoàn điện lực Việt Nam và Tổng Công ty điện lực TP Hà Nội, đặc biệt là đảm bảo điện các ngày Lễ, Tết, các kỳ họp Quốc Hội v.v.

Tuy nhiên, với nền khí hậu khắc nghiệt, thời tiết diễn biến ngày càng cực đoan, giông lốc và sét nhiều; mùa đông hiện tượng mưa phùn, nồm ẩm kéo dài ảnh hưởng rất nhiều đến an toàn vận hành thiết bị. Lưới điện 110kV trên địa bàn TP Hà Nội được đưa vào vận hành từ lâu, trải qua nhiều giai đoạn cải tạo nên có nhiều chủng loại vật tư thiết bị, nhiều hãng sản xuất. Một số tuyến đường dây 110kV vận hành xen kẽ đường dây không và cáp ngầm dẫn đến khó khăn trong quá trình theo dõi, quản lý vận hành và khi xử lý sự cố. Mặt khác với tốc độ đô thị hóa tăng nhanh, nhiều điểm vi phạm hành lang lưới điện không mong muốn. Các đường dây và Trạm biến áp 110kV vận hành gần đầy tải, có một số máy biến áp vào những ngày nắng nóng trên 35oC đã xảy ra hiện tượng đầy tải và quá tải 5% đến 15%, với tình hình thực tế thì thiếu dự phòng không có khả năng cấp hỗ trợ từ các Trạm biến áp lân cận, khi cần cắt điện duy tu, bảo dưỡng, thí nghiệm định kỳ hoặc xử lý sự cố. Đây là nhược điểm lớn cần khắc phục nhanh chóng để vượt qua những khó khăn, thách thức mới, hoàn thành nhiệm vụ đảm bảo vận hành cung ứng điện liên tục, ổn định, an toàn phục vụ nhu cầu sản xuất, phát triển kinh tế và sinh hoạt của nhân dân Thủ đô, đặc biệt đảm bảo cung cấp điện an toàn phục vụ các sự kiện, hoạt động chính trị, an ninh, văn hoá, ngoại giao của Đảng, Chính phủ và Thành phố diễn ra trên địa bàn Thủ đô, tôn thất điện năng và suất sự cố đạt chỉ tiêu Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) đề ra.

2.1.3 Kết quả đánh giá công tác quản lý vận hành giai đoạn 2014-2018

2.1.3.1 Tổng hợp thiết bị quản lý:

Bảng 2-2: Tổng hợp thiết bị quản lý

Năm	Số km đường dây 110kV, 220kV				Số TBA 110kV, 220kV					
	110kV		220kV		TBA 110kV			TBA 220kV		
	ĐDK	Cáp ngầm	ĐDK	Cáp ngầm	Số TBA	Số MBA	Công suất	Số TBA	Số MBA	Công suất
2104	699	7,5	0	0	35	70	3642	0	0	0
2015	711	39,2	7,6	0,5	37	72	4039	1	1	250
2016	682	42	7,6	0,5	39	74	4182	1	1	250
2017	759	46	7,6	0,5	44	83	5005	1	1	250
2018	811.8	67,43	7,6	0,5	46	99	5.71	1	2	500

Thực hiện chỉ đạo của EVN và Tổng Công ty, giai đoạn 2014-2018 lưới điện 110kV được đầu tư, cải tạo mạnh mẽ nhằm chuẩn hóa lưới điện 110kV đáp ứng tiêu chí N-1. Tính đến hết 31/12/2018 Công ty lưới điện cao thế Thành phố Hà Nội đã hoàn thành 100% khối lượng công việc được giao, cụ thể: Hoàn thiện sơ đồ tại 05 TBA 110kV (E1.14 - Giám; E1.21 - Nhật Tân; E1.22 - Thanh Nhàn; E1.24 - Hải Bối; E1.31 - Trôi); Xóa đầu nối T tại 07 điểm trên các tuyến đường dây (NR trạm 110kV E1.9 - Nghĩa Đô; NR trạm 110kV E1.25 - Mỹ Đình; NR trạm 110kV E1.8 - Yên Phụ; NR trạm 110kV E1.24 - Hải Bối; NR trạm 110kV E1.2 - Gia Lâm; NR trạm 110kV E1.10 - Văn Điển; NR trạm 110kV E1.5 - Thượng Đình), góp phần đảm bảo cung cấp điện an toàn, đáp ứng yêu cầu truyền tải công suất và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện của lưới điện 110kV.

Khối lượng thiết bị quản lý tăng thêm trong giai đoạn 2014-2018 so với thời điểm 31/12/2013 là:

- Trạm biến áp 110kV: Tăng 10 trạm;

- Số MBA 110kV: Tăng 32 máy;
- Công suất: Tăng 2.099 MVA;
- Số Km đường dây 110kV: Tăng 143,88 Km.

Cùng với việc đầu tư cải tạo chuẩn hóa lưới điện 110kV, giai đoạn 2014-2018 Công ty cũng quyết liệt triển khai thực hiện tái cơ cấu, sắp xếp lại mô hình tổ chức, thực hiện chuyển đổi mô hình vận hành các trạm biến áp từ mô hình trạm biến áp truyền thống (có người trực) sang mô hình trạm biến áp không người trực. Tính đến hết 31/05/2019 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã vận hành theo mô hình TBA KNT tại 33 trạm biến áp, qua đó góp phần đảm bảo vận hành an toàn tin cậy, nâng cao năng suất lao động.

2.1.3.2 Kết quả thực hiện các chỉ tiêu chính

Bảng 2-3: Kết quả thực hiện năm 2014

TT	CÁC CHỈ TIÊU	ĐVT	THỰC HIỆN NĂM 2013	THỰC HIỆN		SO SÁNH TH/KH (%)
				KẾ HOẠCH	THỰC HIỆN	
1	Sự cố đường dây					
	- Thoáng qua	vụ	21	≤ 10	09	0,9
	- Kéo dài	vụ	12	≤ 09	09	1
2	Sự cố trạm	vụ	55	≤ 10	08	0,8
3	Tổn thất	%	1,2	≤ 1,23	1,20	0,975
4	Sửa chữa lớn	tr. đồng	38.960	33.294 (28 CT)	33.740 (30 CT)	1
5	Giảm số vụ vi phạm hành lang	vụ	40	25	34	1,36
6	Điểm QLKT	điểm	86	100	96	0,96
7	Điểm AT-BHLĐ	điểm	93	100	98	0,98

Bảng 2-4: Kết quả thực hiện năm 2015

TT	CÁC CHỈ TIÊU	ĐVT	THỰC HIỆN NĂM 2014	THỰC HIỆN 2015		SO SÁNH TH/KH (%)
				KẾ HOẠCH	THỰC HIỆN	

1	Sự cố đường dây					
	- Thoáng qua	vụ	09	≤ 09	5	55
	- Kéo dài	vụ	09	≤ 09	9	100
2	Sự cố trạm	vụ	08	≤ 5	4	80
3	Tổn thất	%	1,20	≤ 1.13	1,13	100
4	Sửa chữa lớn	tr. đồng	33.740 (30 CT)	30,675 (18 CT)	32,427 (26 CT)	105
5	Giảm số vụ vi phạm hành lang	vụ	34	17	22	129
6	Điểm QLKT	điểm	96	100	98,5	98,5
7	Điểm AT-BHLĐ	điểm	98	100	98,5	98,5

Bảng 2-5: Kết quả thực hiện năm 2016

TT	CÁC CHỈ TIÊU	ĐVT	THỰC HIỆN NĂM 2015	THỰC HIỆN 2016		SO SÁNH TH/KH (%)
				KẾ HOẠCH	THỰC HIỆN	
1	Sự cố đường dây					
	- Thoáng qua	vụ	5	6,243	8	118
	- Kéo dài	vụ	9	6,477	8	118
2	Sự cố trạm	vụ	8	8,268	9	109
3	Tổn thất	%	1,13	≤ 1.13	1,13	100
4	Sửa chữa lớn	tr. đồng	32.427 (26 CT)	30.675 (18 CT)	27.501 (21 CT)	90
5	Giảm số vụ vi phạm hành lang	vụ	22	11	11	100
6	Điểm QLKT	điểm	98,5	100	79	79
7	Điểm AT-BHLĐ	điểm	98,5	100	89	89

Bảng 2-6: Kết quả thực hiện năm 2017

TT	CÁC CHỈ TIÊU	ĐVT	THỰC HIỆN NĂM 2016	THỰC HIỆN 2017		SO SÁNH TH/KH (%)
				KẾ HOẠCH	THỰC HIỆN	
1	Giảm suất sự cố					
1.1	Chưa giảm trừ					
	- Sự cố đường dây					
	+ Kéo dài	vụ	8	5,2	8	153,8%
	+ Thoáng qua	vụ	17	5,4	13	240%

	- Sự cố trạm	vụ	29	7	22	314%
1.2	Sau giảm trừ					
1	- Sự cố đường dây					
	+ Kéo dài	vụ	8	5,2	4	76,9%
	+ Thoáng qua	vụ	8	5,4	4	74%
	- Sự cố trạm	vụ	9	7	3	42,8%
2	Sửa chữa lớn	tr. đồng	27.501 (21 CT)	48.477 (22 CT)	43.717 (22 CT)	90% 100%
3	Giảm số vụ vi phạm hành lang	vụ	11	11	11	100%
4	Điểm QLKT	điểm	79	100	98	98%
5	Điểm AT-BHLĐ	điểm	89	100	99,5	99,5%

Bảng 2-7: Kết quả thực hiện năm 2018

TT	CÁC CHỈ TIÊU	ĐVT	THỰC HIỆN NĂM 2017	THỰC HIỆN 2018		SO SÁNH TH/KH (%)
				KẾ HOẠCH	THỰC HIỆN	
1	Giảm suất sự cố					
1.1	Chưa giảm trừ					
	- Sự cố đường dây					
	+ Kéo dài	vụ	8	4,8	13	
	+ Thoáng qua	vụ	13	5	22	
	- Sự cố trạm	vụ	22	7,2	22	
1.2	Sau giảm trừ					
1	- Sự cố đường dây					
	+ Kéo dài	vụ	4	4,8	3	62,5%
	+ Thoáng qua	vụ	4	5	4	80%
	- Sự cố trạm	vụ	3	7,2	3	41,6%
2	Tồn thất	%	0,69	0,8	0,67	119%
3	Chi phí SXKD		43.423	38.710	42.418	110%
	- Chi phí vật liệu	tr. đồng	16.381	14.404	14.289	99%
	- Chi phí DVMN	tr. đồng	20.178	17.167	23.836	135%
	- Chi phí bằng tiền #	tr. đồng	6.864	7.139	4.293	57%
4	Sửa chữa lớn	tr. đồng	43.717	48.168	38.344	88%
5	ĐTXD	tr. đồng	126.009	237.148	96.023	40%
6	Giảm số vụ VPHL	vụ	11	4	4	100%

Kết quả thực hiện tổn thất điện năng 2014 – 2018

Bảng 2-8: Tổng hợp các chỉ tiêu tổn thất điện năng giai đoạn 2014-2018

Năm	Tỷ lệ tổn thất %	
	Kế hoạch	Thực hiện
2014	1.23	1.20
2015	1.19	1.13
2016	1.09	1.09
2017	0.9	0.69
2018	0.8	0.67

2.2. Phân tích thực trạng hệ thống cung cấp điện và công tác quản lý vận hành của ông ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội giai đoạn 2014-2018

2.2.1. Thực trạng hệ thống cung cấp điện

Tính đến hết 31/5/2019, EVNHANOI đang quản lý vận hành 47 trạm biến áp trong đó có 01 TBA 220kV và 46 TBA 110kV.

- **Lưới điện 500kV:** Có 4 TBA 500kV (T500 Thường Tín, T500 Phố Nối, T500 Hiệp Hòa, T500 Đông Anh) cấp điện cho lưới điện EVNHANOI quản lý với 8MBA có tổng dung lượng là 7200 MVA.
- **Lưới điện 220kV:** Có 13 TBA 220kV cấp điện cho thành phố Hà Nội với 19MBA có tổng dung lượng là 6875 MVA. Số lượng thống kê như **bảng 2-8 (tính đến 31/05/2019)**

Bảng 2-9: Thống kê các TBA 220kV cấp điện cho khu vực Hà Nội

ST T	Trạm biến áp	MBA	Tổng công suất (MVA)	Ghi chú
1	220kV Chèm	3	3x250	
2	220kV Mai Động	3	3x250	
3	220kV Tây Hồ	2	2x250	EVNHN
4	220kV Thành Công	3	3x250	
5	220kV Hà Đông	2	2x250	
6	220kV Sóc Sơn	2	2x250	
7	220kV Vân Trì	2	2x250	
8	220kV NC Đông ANh	2	2x250	
9	220kV Long Biên	2	2x250	
10	220kV Sơn Tây	1	1x250	
11	220kV NC Tây Hà Nội	2	2x250	
12	220kV NC Thường Tín	2	2x250	
13	220kV Xuân Mai	2	1x125+1x250	
	Tổng số	28	6875 MVA	

- **Lưới điện 110kV:** Hiện tại EVNHANOI đang quản lý vận hành 83 đoạn tuyến đường dây 110kV với tổng chiều dài 889,38 Km (trong đó có 814,41 Km đường dây nổi và 74,97 Km cáp ngầm); Số lượng thống kê như **bảng 2-10** (tính đến 31/05/2019)

46 TBA 110kV cấp điện cho TP Hà Nội với tổng dung lượng là 6182MVA bao gồm 105 MBA 110KV. Số lượng thống kê như **bảng 2-11** (tính đến 31/05/2019) (theo phụ lục 1)

Thống kê các TBA và MBA 110kV do EVNHANOI quản lý (theo phụ lục 2)

Nhận xét về lưới 110kV:

Khá nhiều tuyến đường dây nổi 110kV đi trong nội thành, vi phạm hành lang an toàn, việc nâng cấp cải tạo rất khó khăn. Số lượng đường dây nổi 110kV

chiếm tỷ trọng lớn. Nguyên nhân số lượng cáp ngầm ít là do một phần thiếu vốn đầu tư, phần quan trọng là đường phố Hà Nội vừa hẹp vừa đông không có chỗ để thi công xây dựng, nhất là các tuyến phố thường xuyên bị ách tắc giao thông.

Cấu trúc lưới điện 110kV của thành phố đã có nhiều mạch vòng, mỗi trạm 110kV hầu hết được cấp điện từ ít nhất 2 đường dây tới. Các mạch vòng 110kV đa số là đường dây mạch kép, tuy nhiên để chống quá tải hầu hết là vận hành hở, điểm cắt hở theo yêu cầu chống quá tải nên không tạo được phân bố công suất có tổn thất bé, Nếu có đủ công suất của các trạm nguồn 220kV và các đường dây 110kV không bị quá tải thì với cấu trúc lưới 110kV như trên, độ tin cậy cung cấp điện là khá cao. Tuy vậy lưới điện 110kV có nhiều tuyến đường dây tiết diện nhỏ, vận hành ở chế độ bình thường phụ tải cực đại đã bị đầy và quá tải, khi sự cố không đủ khả năng cấp điện, phải cắt bớt tải do đó độ tin cậy cấp điện chưa cao.

Tóm lại lưới điện 110kV của TP.Hà Nội có những ưu, nhược điểm sau:

Ưu điểm:

- Đã tạo được nhiều mạch vòng, các trạm 110kV đa số được cấp điện từ 2 đường dây 110kV tới và có từ 2 máy biến áp trở lên do đó vận hành linh hoạt và tăng độ an toàn cung cấp điện.
- Lưới điện 110kV đã được đầu tư, cải tạo nâng cấp hiện đại hơn, sử dụng nhiều thiết bị mới, xây dựng được 2 trạm GIS 110kV, 1 tuyến cáp ngầm và một vài đoạn ngắn cáp ngầm 110kV.
- Lưới điện 110kV vận hành tốt, điện áp giữ ổn định ở mức hợp lý

Nhược điểm:

- Các tuyến đường dây 110kV hiện đang vận hành có tiết diện dây còn nhỏ không đủ khả năng tải công suất cho phụ tải phát triển trong tương lai, đa số là đường dây nổi, việc cải tạo nâng tiết diện dây dẫn là rất khó thực hiện.

- Tuy lưới điện trung, hạ áp được bù tụ điện khá nhiều, lưới điện thuộc các huyện ngoài vành đai 4 trải dài trên địa bàn rộng, gây tổn thất công suất phản kháng lớn nên $\cos(\phi)$ trên các đường dây 110kV trung bình không cao, chỉ đạt khoảng 0,85. Các trạm 110kV có khoảng 44% số máy biến áp với $\cos(\phi)$ khá cao, cực đại vào 19h và giá trị $> 0,95$.

- Tiến độ cải tạo và xây dựng mới các công trình chậm, kéo dài nhiều năm do không thoả thuận được vị trí và khó khăn trong đền bù giải phóng mặt bằng. Ngoài ra còn do thiếu vốn, giá cả nguyên vật liệu tăng cao cũng ảnh hưởng nhiều đến tiến độ công trình.

2.2.2. Thực trạng công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội giai đoạn 2014-2018

2.2.2.1. Công tác lập kế hoạch:

+ Công tác lập kế hoạch của Công ty được thực hiện theo Quy trình lập và duyệt kế hoạch sản xuất kinh doanh điện được ban hành kèm theo quyết định số: 826/QĐ- EVN HANOI ngày 01/08/2012 của Tổng công ty điện lực TP Hà Nội.

a. Kế hoạch sửa chữa thường xuyên.

+ Các đơn vị thuộc Công ty lập kế hoạch sửa chữa thường xuyên trình Công ty duyệt các hạng mục theo quy định của Tổng Công ty và Công ty .

+ Sau khi các đội lập danh mục và giao cho Phòng kỹ thuật vận hành, phòng an toàn Tổng hợp toàn bộ Công trình và triển khai họp Ban Giám Đốc để duyệt các danh mục trên và phê duyệt, căn cứ vào danh mục sửa chữa thường xuyên được Công ty phê duyệt và giao kế hoạch giao triển khai cho các đội và các phòng liên quan.

+ Chi phí sửa chữa thường xuyên tăng qua các năm, tính từ năm 2014 đến năm 2018 chi phí sửa chữa thường xuyên sửa chữa lưới điện nhằm tăng cường độ tin cậy hệ thống điện.

b. Kế hoạch sửa chữa lớn.

+ Căn cứ vào tình hình vận hành thiết bị như mức độ tải, thời gian vận hành thiết bị, thông kê các khiếm khuyết của thiết bị trên lưới, căn cứ vào tài liệu khuyến cáo của nhà sản xuất thiết bị... Các đội sản xuất đề xuất và Công ty lập và duyệt danh mục sửa chữa lớn trình Tổng Công ty xem xét.

+ Công ty lập đoàn đi thực tế kiểm tra tình trạng thiết bị gồm các phòng Kỹ thuật và an toàn, kế hoạch và vật tư, Điều độ vận hành đoàn sẽ lập biên bản đánh giá, xác nhận hiện trạng thiết bị, căn cứ vào biên bản kết luận đưa thiết bị vào danh mục sửa chữa lớn, đơn vị sẽ thực hiện:

- Lập phương án xử lý, sửa chữa, bảo dưỡng.
- Lập dự toán xử lý, sửa chữa bảo dưỡng.

+ Công ty tập hợp các công trình sửa chữa lớn, lập phương án kỹ thuật và kiểm tra phê duyệt dự toán (các công trình có dự toán ≤ 3000 triệu) hoặc lập phương án kỹ thuật và dự toán trình EVNHANOI duyệt dự toán (các công trình có dự toán > 3000 triệu).

+ Căn cứ vào bảng duyệt kế hoạch sửa chữa lớn được EVNHANOI, Công ty lập kế hoạch giao triển khai thực hiện theo quy chế phân cấp sửa chữa lớn của Tổng Công ty.

+ Chi phí sửa chữa lớn tăng qua các năm, tính từ năm 2014 đến năm 2018 chi phí sửa chữa lớn đều tăng điều này cho thấy chi phí bảo trì, bảo dưỡng nâng cấp lưới điện ngày càng cao, dẫn đến tăng cường độ ổn định cung cấp điện cho lưới điện.

c. Kế hoạch đầu tư xây dựng

+ Hàng năm Tổng Công ty giao cho đơn vị rà soát toàn bộ nhu cầu về xây dựng hệ thống đường dây trung thế phân phối và các trạm biến áp phân phối, lưới điện 0,4KV đảm bảo công tác quản lý vận hành và phân phối trên các địa bàn huyện Mỹ Đức theo quy hoạch phát triển điện huyện, tổng hợp báo cáo về Tổng Công ty về tình hình nhu cầu phát triển phụ tải của huyện từ đó lập kế hoạch đầu tư xây dựng lưới điện trình EVNHANOI duyệt. Quá trình thực hiện lập Kế hoạch đầu tư xây dựng lưới điện:

- Lập khái toán trình EVNHANOI duyệt danh mục và chủ trương đầu tư.
- Lập tiến độ thực hiện dự án trình EVNHANOI duyệt.

+ Căn cứ vào Kế hoạch Đầu tư xây dựng năm được EVNHANOI duyệt, Công ty lập kế hoạch giao triển khai, thực hiện theo quy trình quản lý Đầu tư xây dựng của Công ty.

Chi phí đầu tư xây dựng tăng qua các năm, tính từ năm 2014 đến năm 2018 chi phí đầu tư xây dựng tăng, phản ánh nhu cầu xây dựng, nâng cấp, cải tạo lưới điện ngày một tăng, để đáp ứng nhu cầu phụ tải ngày một tăng.

d. Kế hoạch mua sắm vật tư thiết bị dự phòng.

+ Các đơn vị căn cứ vào khối lượng lưới điện quản lý vận hành và tình hình vận quản lý vận hành lưới điện, căn cứ vào vật tư dự phòng trong kho hiện có, đơn vị lập kế hoạch nhu cầu vật tư thiết bị dự phòng cho lưới điện do đơn vị quản lý vận hành trình Công ty phê duyệt. Công ty tập hợp kiểm tra, rà soát chi tiết nhu cầu vật tư thiết bị dự phòng cho lưới điện phân phối theo quy định định mức của EVN HANOI, so sánh với thực tế đang có tại kho vật tư thiết bị dự phòng phục vụ sản xuất Công ty để đưa ra kế hoạch nhu cầu mua sắm vật tư thiết bị dự phòng cho lưới điện phân phối của Công ty trình Giám Đốc phê duyệt.

2.2.2.2. Công tác tổ chức thực hiện:

a. Công tác kiểm tra sát hạch nhân viên quản lý vận hành:

+ Hàng năm Công ty giao phòng Tổ chức hành chính phối hợp với phòng Kỹ thuật và An toàn thực hiện kiểm tra, sát hạch nhân viên quản lý vận hành trực tiếp lưới điện theo chức danh vào quý 1 bao gồm:

- Kiểm tra công tác an toàn điện và phòng chống cháy nổ.
- Kiểm tra công tác chuyên môn, nghiệp vụ.
- Kiểm tra thi giữ bậc vận hành.

b. Công tác đào tạo, bồi huấn:

+ Hàng năm phòng Tổ chức hành chính tổ chức các khóa đào tạo, bồi huấn công tác quản lý vận hành lưới điện phân phối cho CBCNV Công ty.

+ Sử dụng công nghệ thông tin lập chương trình bồi huấn nghiệp vụ quản lý vận hành cho CBCNV bằng ngân hàng câu hỏi ngẫu nhiên trên hệ thống máy tính, và tổ chức thi tự luận hàng năm.

+ Bồi huấn thường xuyên về: quy trình an toàn điện, quy trình điều độ, quy trình thao tác lưới điện, quy trình vận hành, bảo dưỡng thiết bị, quy trình phòng cháy và chữa cháy tại các đơn vị quản lý vận hành lưới điện...

+ Bồi huấn chuyên sâu về cấu tạo, nguyên lý làm việc của thiết bị, các nguyên nhân hư hỏng và biện pháp khắc phục, phòng chống, bồi huấn tay nghề về sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị, công tác thí nghiệm định kỳ thiết bị....,

+ Tổ chức các đợt tập huấn tập chung về công tác an toàn, có kiểm tra cấp giấy chứng nhận về công tác an toàn điện và phòng chống cháy nổ.

c. Công tác diễn tập xử lý sự cố:

+ Tại Công ty xây dựng các tình huống giả định sự cố xảy ra trên lưới điện, tổ chức diễn tập một 1 năm/ 1 lần, có tính thời gian xử lý sự cố của nhóm quản

lý vận hành tham ra diễn tập xem có hoàn thành theo thời gian quy định xử lý sự cố của EVN HANOI, sau đó tổ chức họp rút kinh nghiệm lấy ý kiến góp ý của các thành viên theo dõi, giám sát cho nhóm quản lý vận hành tham ra diễn tập từ đó rút kinh nghiệm cho nhóm quản lý vận hành tham ra diễn tập để hoàn thiện hơn khi xử lý sự cố lưới điện.

+ Công ty xây dựng tổ công tác điều hành xử lý sự cố lưới điện phân phối Trung thế của Công ty, tổ điều hành xử lý sự cố có trách nhiệm chỉ đạo trực tiếp xử lý sự cố lưới điện phân phối trung áp nhanh nhất, đảm bảo đúng quy trình, quy phạm điện, quy trình điều độ lưới điện, quy trình vận hành, bảo dưỡng thiết bị...

+ Hàng tháng, quý Công ty tổ chức họp xét, đánh giá công tác ngăn ngừa, xử lý sự cố lưới điện của các đơn vị.

d. Công tác phòng chống lụt bão:

+ Công ty xây dựng ban chỉ đạo công tác tìm kiếm cứu nạn và khắc phục sự cố cấp Công ty. Ban chỉ đạo PCLB có trách nhiệm xây dựng chương trình tìm kiếm cứu nạn và khắc phục sự cố trong toàn Công ty gồm:

- Tổ chức diễn tập cấp Công ty vào quý đầu quý II.
- Công ty kiểm tra công tác sẵn sàng PCLB của đơn vị:
- Công tác phòng chống thiệt hại do thiên tai bão lụt gây ra: Kiểm tra các đường dây và trạm biến áp trước mùa mưa bão của toàn Công ty đang quản lý vận hành lưới điện.
- Công tác chuẩn bị vật tư thiết bị dự phòng cho lưới điện, bố trí phương tiện, nhân lực khi xảy ra thiên tai bão lụt...

2.2.2.3. Công tác kiểm tra, kiểm soát:

a. Công tác quản lý vận hành đường dây:

+ Phân tích công tác kiểm tra đường dây:

- Phòng kỹ thuật vận hành của Công ty phân công từng nhóm công tác, chịu trách nhiệm quản lý từng lộ đường dây, gắn kết quả thực hiện với chế độ thưởng phạt.

- Các tổ vận hành thuộc Đội đường dây phân công từng nhóm công tác chịu trách nhiệm quản lý từng ĐDK, gắn kết quả thực hiện với chế độ thưởng phạt

+ Về tần suất kiểm tra:

- Việc kiểm tra định kỳ được thực hiện đầy đủ về tần suất, đảm bảo kiểm tra định kỳ ngày 1 tháng/lần và kiểm tra định kỳ đêm 3 tháng/ lần.

- Công tác kiểm tra kỹ thuật 6 tháng/lần do nhân viên phòng kỹ thuật thực hiện lại chưa tốt. Nhiều điểm trên tuyến đường dây vẫn chưa đi hết vẫn còn để tồn tại.

- Công tác kiểm tra đột xuất đường dây được thực hiện tốt khi có yêu cầu kiểm tra trước mùa mưa bão, trước các dịp đảm bảo điện phục vụ Tết, các sự kiện chính trị xã hội tại địa phương, kiểm tra khi sự cố bất thường.

+ Về nội dung và chất lượng kiểm tra:

- Nội dung kiểm tra ngày và đêm được các nhóm công tác thực hiện đầy đủ, có sổ sách theo dõi, ghi đầy đủ biên bản.

- Tuy nhiên công tác kiểm tra đường dây vẫn còn nhiều hạn chế như, một số lộ đường dây có chiều dài lớn kéo dài trên địa bàn của 03 Huyện, bán kính rộng, nhiều đoạn đi qua các khu đồi núi gây khó khăn trong công tác đi lại để kiểm tra.

+ Công tác kiểm tra cũng chỉ thực hiện bằng việc quan sát là chủ yếu nên không phản ánh rõ được chất lượng thực tế của đường dây.

+ Việc kiểm tra bằng mắt là chủ yếu nên không kiểm tra được những khiếm khuyết, không kiểm tra được khoảng cách giữa các dây dẫn có đảm bảo yêu cầu hay không.

+ Phân tích công tác điều tra xử lý sự cố.

- Các nguyên nhân gây sự cố trên đường dây 110kV, 220kV của Công ty rất nhiều bao gồm cả nguyên nhân chủ quan, lẫn khách quan

- Do chất lượng thiết bị đưa vào lưới kém chất lượng.

- Do ý thức của người dân chưa tốt (xây nhà lấn chiếm vi phạm hành lang an toàn lưới điện, thả diều....) gây ra sự cố.

+ Tại phòng kỹ thuật vận hành và Phòng An toàn của Công ty đã thực hiện và lập các đầu sổ thông kê sự cố thoát qua và kéo dài trên lưới điện. Các sổ này phải thường xuyên được cập nhật đảm bảo đầy đủ, kịp thời và chính xác. Việc cập nhật, ghi chép thông tin sự cố theo quy định phải ghi vào sổ theo

đổi sự cố trong vòng 24h kể từ lúc xảy ra sự cố nhưng trong thực tế việc ghi chép có nhiều lần không thực hiện đúng theo quy định. Việc ghi lại thực hiện trên sổ sách, giấy tờ do trưởng ca điều độ ghi theo thời gian để đúng quy định.

b. Công tác quản lý vận hành TBA:

+ Phân tích công tác kiểm tra TBA

- Các đội TT&QLVH là đơn vị trực tiếp quản lý vận hành các TBA. Đội đã tổ chức phân công công việc theo từng ca rục, nêu rõ trách nhiệm từng cá nhân, ca trực gắn với chế độ thưởng phạt.

- Các đội TT&QLVH đã chủ động kết hợp kế hoạch kiểm tra trạm, lịch cắt điện theo kế hoạch để vệ sinh công nghiệp TBA nên tiết kiệm được thời gian và công sức, tăng hiệu quả lao động.

- Với các quy định chặt chẽ về tần suất kiểm tra định kỳ ngày, định kỳ đêm các đội TT&QLVH đã cơ bản thực hiện đúng theo yêu cầu với hầu hết các TBA, tuy nhiên vẫn có một số ca trực không được kiểm tra mà chỉ viết biên bản và báo cáo trên giấy tờ.

- Công tác kiểm tra bất thường các TBA được thực hiện nghiêm chỉnh tại Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội. Cụ thể với việc đảm bảo điện an toàn liên tục cho toàn tỉnh trong các dịp lễ tết, các sự kiện chính trị - xã hội, trước và sau mỗi đợt mưa bão, các TBA đều được kiểm tra đầy đủ.

- Đối với các TBA đang có hiện tượng quá tải, Công ty cũng tổ chức kiểm tra bất thường nghiêm túc và sát sao. Ngoài yêu cầu kiểm tra theo quy định, Công ty còn tăng cường kiểm tra thêm vào những thời gian khác nhau. Đặc biệt trong dịp nắng nóng mùa hè khi nhu cầu sử dụng điện của nhân dân tăng cao, các nhân viên phòng Kỹ thuật vận hành phối hợp với các đội đi kiểm tra tình trạng mang tải của hầu hết các MBA để có kế hoạch san tải.

+ Phân tích công tác vệ sinh công nghiệp, củng cố lưới điện, hồ sơ.

- Công tác vệ sinh công nghiệp các thiết bị trong TBA chưa đạt chất lượng cũng như tiến độ đề ra. Tồn tại tại các TBA còn nhiều.

- Công tác củng cố hồ sơ kỹ thuật TBA phân phối chưa được chú ý ngay từ các công trình mới đóng điện, nhiều lý lịch vận hành các thiết bị trong TBA còn thiếu hồ sơ, thiếu bản vẽ hoàn công phân nhĩ thứ, SCADA...

2.2.3. Phân tích các chỉ tiêu đánh giá công tác quản lý vận hành lưới điện

2.2.3.1. Chỉ tiêu suất sự cố

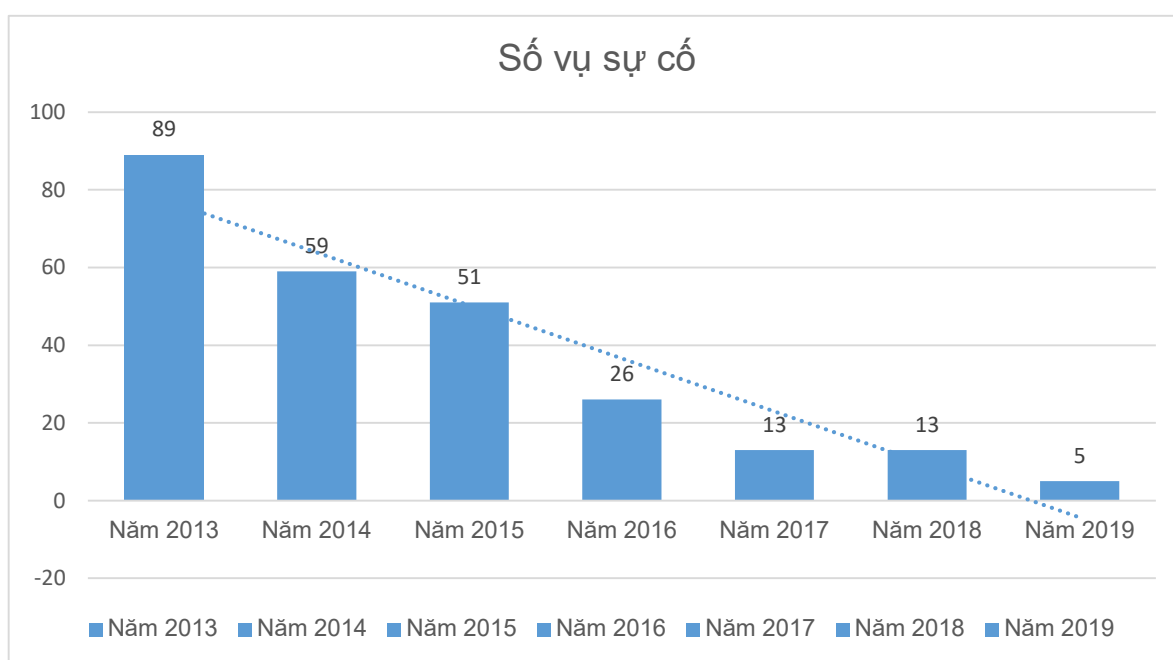
Số vụ và suất sự cố thực tế đã xảy ra

Bảng 2-10: Số liệu số vụ và suất sự cố trong 7 năm (từ năm 2013 -2019)

ST T	Năm		Năm 2013	Năm 2014	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Năm 2019
1	Số vụ sự cố đường dây 110kV	Kéo dài	12	24	21	8	6	5	3
		Thoáng qua	20	10	13	8	4	5	0
		Tổng số sự cố ĐZ 110kV	32	34	34	16	10	10	03
	Số vụ sự cố TBA 110kV		57	25	17	10	03	03	02
	Tổng số vụ sự cố lưới điện 110kV		89	59	51	26	13	13	05
2	Suất sự cố đường dây 110kV	SSC Kéo dài	1,718	3,434	2,95	1,075	0,745	0,585	0,336
		SSC Thoáng qua	2,757	1,431	1,826	1,075	0,497	0,585	0
		Suất sự cố ĐZ 110kV	4,475	4,865	3,090	2,150	1,242	1,170	0,336
	Suất sự cố TBA 110kV		1,676	0,758	0,486	0,263	0,070	0,067	0,043
3	Khối lượng QLVH	Số km ĐZ 110kV	698,58 3	698,95 4	711,82 4	744,2 4	805,5 0	854,8 1	889,3 8
		Số TBA 110kV	34	33	35	38	43	45	46

Nhận xét: Qua bảng số liệu tổng hợp trên nhận thấy tổng số vụ sự cố trên lưới điện 110kV của EVNHANOI trong 04 năm qua có chiều hướng giảm, đặc biệt giai đoạn 2015-2019, cụ thể:

Số vụ sự cố năm 2014 giảm 33,7% so với năm 2013, năm 2015 giảm 13,56% so với năm 2014, năm 2016 giảm 49,02% so với năm 2015, năm 2017 giảm 50% so với năm 2016, năm 2018 bằng so với năm 2017, tính đến 31/5/2019 giảm 77% so với năm 2018.



Biểu đồ thể hiện số vụ sự cố trong 07 năm

Thực hiện Suất sự cố

Bảng 2-11: chỉ tiêu suất sự cố trong 07 năm

- Suất sự cố do EVN giao:

Chỉ tiêu suất sự cố		Năm 2013	Năm 2014	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Năm 2019
Đường dây 110-220kV	SSC kéo dài	1,400	1,330	1,264	0,884	0,707	0,587	0,424
	SSC thoát qua	1,454	1,381	1,312	0,825	0,734	0,610	0,440
Suất sự cố trạm biến áp 110-220kV		0,330	0,314	0,298	0,211	0,184	0,160	0,121

Suất sự cố thực tế

Bảng 2-12: Bảng kết quả suất sự cố thực tế trong 07 năm

Suất sự cố thực tế		Năm 2013	Năm 2014	Năm 2015	Năm 2016	Năm 2017	Năm 2018	Năm 2019
Đường dây 110-220kV	SSC kéo dài	1,718	3,434	2,95	1,075	0,745	0,585	0,336
	SSC thoáng qua	2,757	1,431	1,826	1,075	0,497	0,585	0
Suất sự cố trạm biến áp 110- 220kV		1,676	0,758	0,486	0,263	0,070	0,067	0,043

Nhận xét:

- Từ bảng số liệu trên nhận thấy:

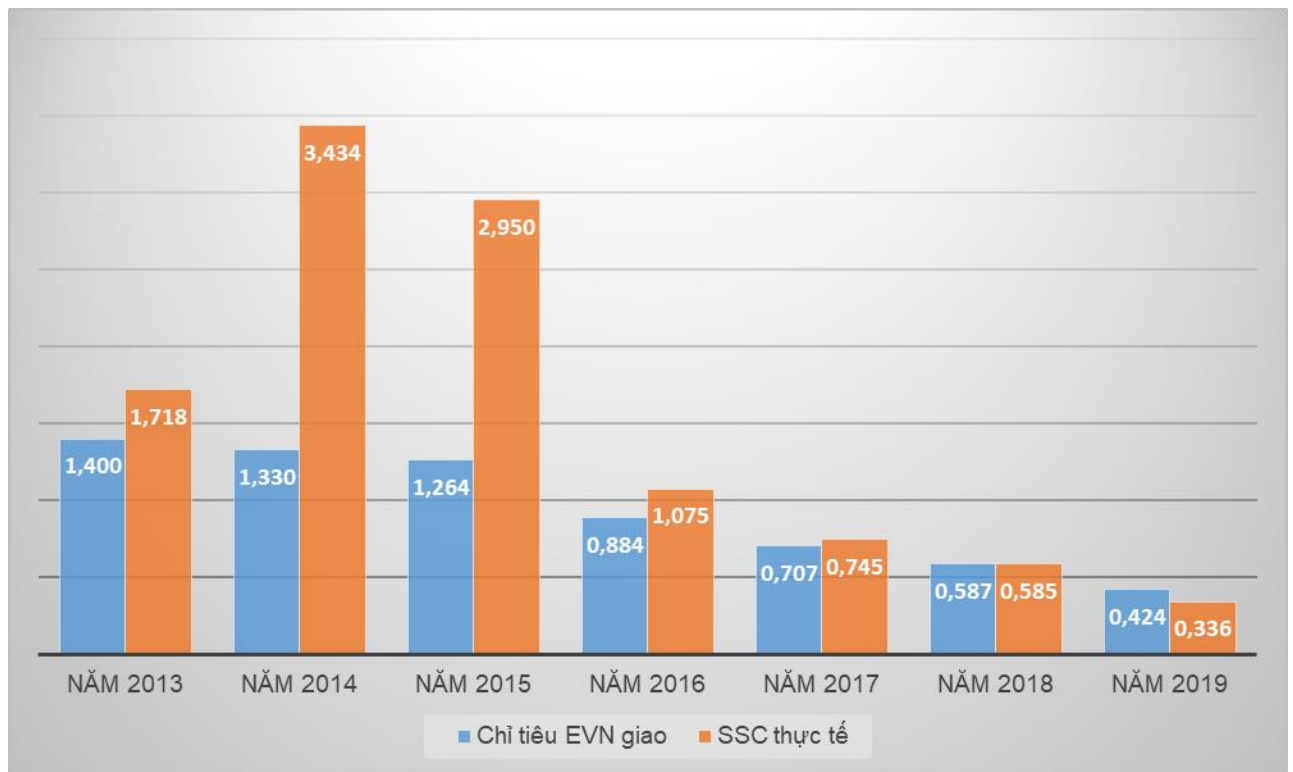
+ Suất sự cố kéo dài thực tế của đường dây 110kV tăng đột biến năm 2014, 2015, sau đó giảm dần về mức xấp xỉ chỉ tiêu suất sự cố tập đoàn giao vào năm 2017, 2018 và 2019;

+ Suất sự cố thoáng qua thực tế của đường dây 110kV vượt chỉ tiêu tập đoàn giao 136% năm 2013, giảm về mức xấp xỉ chỉ tiêu tập đoàn giao năm 2014, năm 2015 có chiều hướng tăng, sau đó giảm dần và thấp hơn chỉ tiêu suất sự cố tập đoàn giao năm 2017, 2018 và 2019;

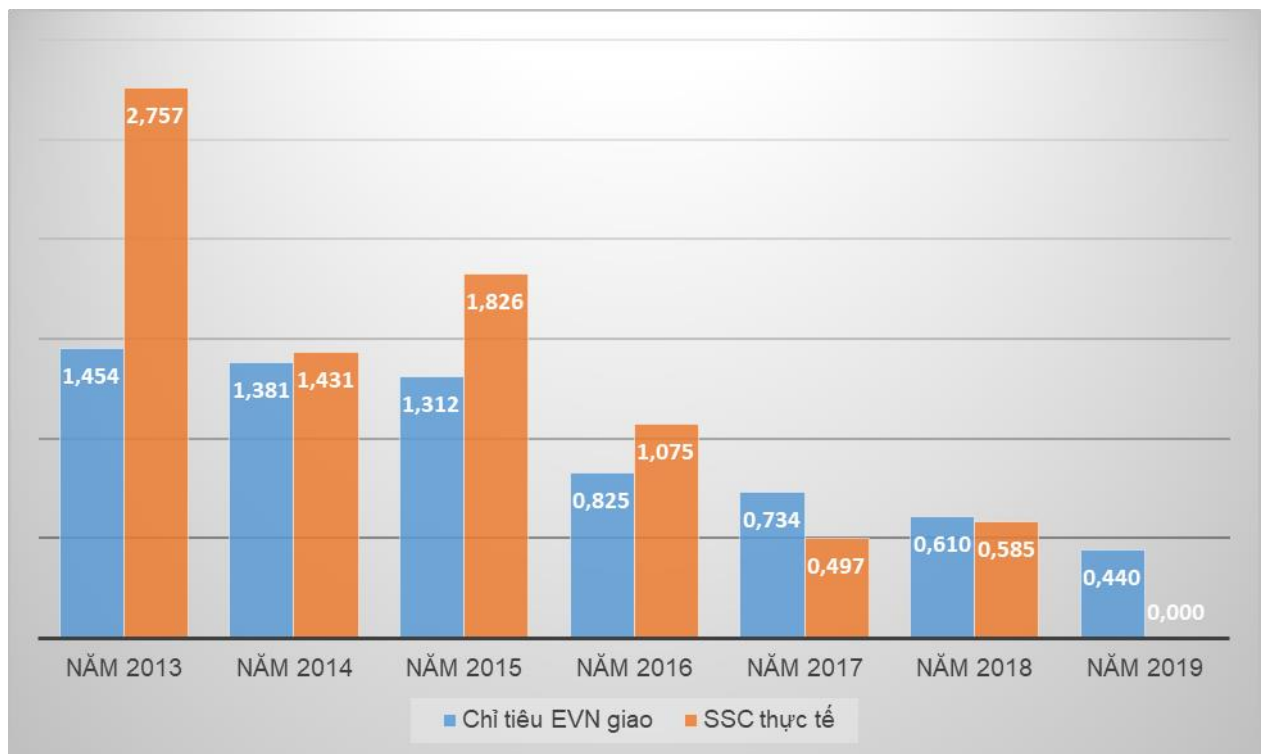
+ Suất sự cố trạm biến áp năm 2013 vượt nhiều so với chỉ tiêu Tập đoàn giao, sau đó giảm dần và xuống dưới mức chỉ tiêu suất sự cố tập đoàn giao năm 2017, 2018 và 2019.

- Trong các năm qua, đặc biệt giai đoạn 2015-2019 EVN HANOI đã triển khai thực hiện đồng bộ nhiều giải pháp: Tăng cường cả về số lượng và chất lượng công tác kiểm tra nhằm phát hiện sớm, ngăn ngừa kịp thời các vụ sự cố; Chỉ đạo kiểm tra, rà soát và hoàn thiện lưới điện 110kV nên tình hình sự cố đường dây và

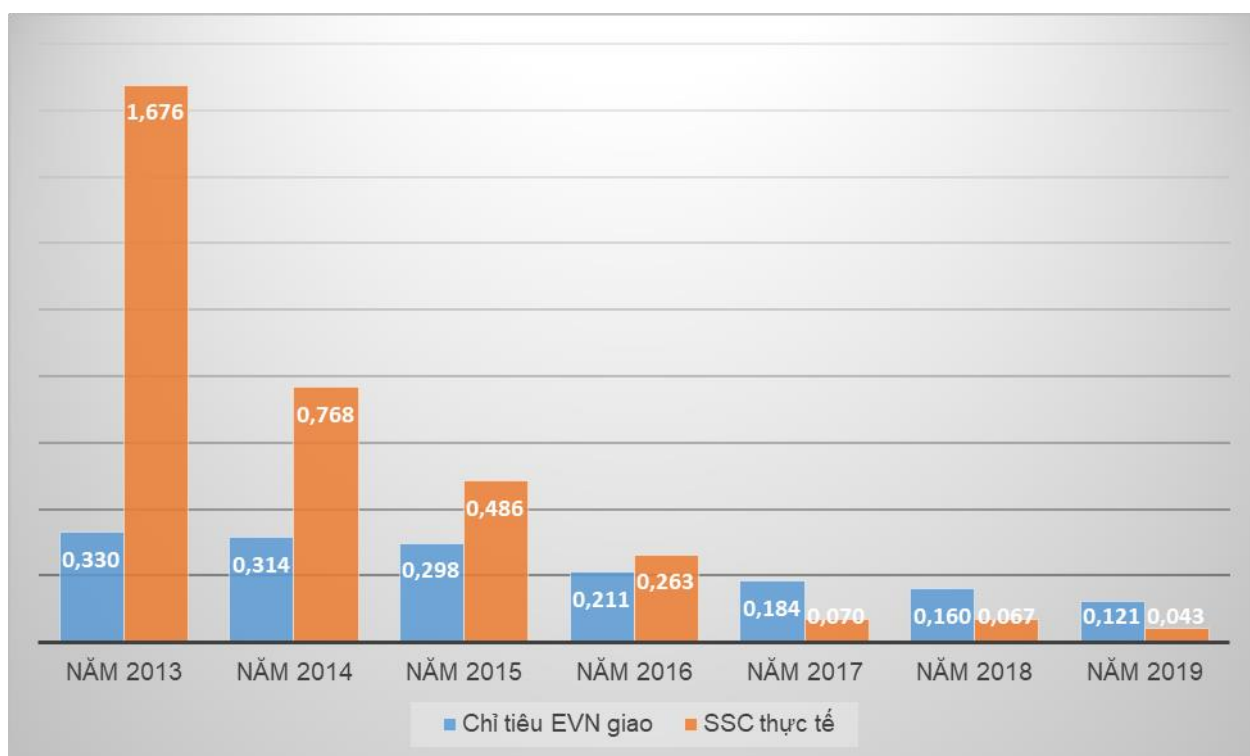
trạm biến áp 110kV-220kV giảm dần qua từng năm về mức xấp xỉ chỉ tiêu suất sự cố Tập đoàn giao vào năm 2017, 2018 và giảm nhiều trong năm 2019.



Biểu đồ thể hiện suất sự cố kéo dài thực tế và chỉ tiêu EVN giao



Biểu đồ thể hiện suất sự cố thoáng qua thực tế và chỉ tiêu EVN giao



Biểu đồ thể hiện suất sự cố trạm thực tế và chỉ tiêu EVN giao

2.2.3.2. Chỉ tiêu độ tin cậy cung cấp điện:

Bảng 2-13: Kết quả thực hiện chỉ số độ tin cậy cung cấp điện 2014 - 2018

TT	SAID		SAIF		MAIFI	
	Thực hiệnc	Chỉ tiêu	Thực hiệnc	Chỉ tiêu năm	Thự c	Chỉ tiêu
Năm 2014						
Tổng hợp	1450	1725	6.52	8.15	1.69	1.85
Tỷ lệ thực hiệnc	84.05%		80%		91.35%	
Năm 2015						
Tổng hợp	1360	1621	6.35	7.88	1.63	1.79
Tỷ lệ thực hiệnc	83.90%		80.58%		91.06%	
Năm 2016						
Tổng hợp	964.8	1.058,00	7.28	7,51	2.22	2,34

Tỷ lệ thực	91.19%		96.94%		94.87%	
Năm 2017						
Tổng hợp	556.09	741	2.73	6.39	1.04	2.22
Tỷ lệ thực	75.05%		42.77%		46.85%	
Năm 2018						
Tổng hợp	483.42	519	2.47	6.78	1.35	2.11
Tỷ lệ thực	93.14		36.43		63.9	

Có thể nhận thấy trong giai đoạn 2014-2018 thì năm 2016 tỷ lệ thực hiện chỉ số độ tin cậy so với kế hoạch là cao nhất, nguyên nhân nằm ở chỗ năm 2016 EVN HANOI đẩy mạnh công tác ĐTXD, đồng thời Hà Nội phải chịu nhiều đợt thời tiết cực đoan hơn năm 2015 và 2017 (giông sét và mưa lớn diện rộng phải thực hiện nhiều lần cắt điện để đảm bảo an toàn cho người và tài sản).

Đến năm 2018 được các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện do tỷ lệ sự cố lưới điện giảm. Đặc biệt, do tăng cường công tác quản lý, đẩy nhanh tiến độ xây dựng các mạch vòng trung áp liên thông, giảm mạch cột hình tia, cải tạo đầu tư lưới điện và kết hợp hợp lý lịch cắt điện đã giúp cho các đơn vị giảm thấp thời gian mất điện và số lần mất điện của khách hàng.

2.2.3.3 Chỉ tiêu độ tổn thất điện năng:

Bảng 2-14: Kết quả thực hiện tổn thất điện năng 2014 - 2018

Năm	Tỷ lệ tổn thất %	
	Kế hoạch	Thực hiện
2013	1.25	1.21
2014	1.23	1.20
2015	1.19	1.13
2016	1.09	1.09
2017	0.9	0.69
2018	0.8	0.67

Trong giai đoạn năm 2013-2018 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã

nỗ lực không ngừng cải tiến công tác quản lý kỹ thuật, quản lý vận hành và triển khai các công trình đầu tư xây dựng để đạt được chỉ tiêu tổn thất điện năng, cụ thể như sau:

Năm 2013: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 1.21%, việc đạt được tỷ lệ tổn thất điện năng năm 2013 là do một số yếu tố tác động như sau:

- Do ảnh hưởng kinh tế làm nhu cầu sử dụng điện của các doanh nghiệp tăng chậm, cụ thể thương phẩm phụ tải công nghiệp năm 2013 tăng trưởng 8,88% so với năm 2012, mức tăng trưởng dưới mức tăng trưởng trung bình dự báo theo Quy hoạch.

- Do thời tiết năm 2013 thuận lợi trong các tháng hè, không có tình trạng nắng nóng gay gắt kéo dài, nên nhu cầu sử dụng điện của các phụ tải không tăng đột biến, sản lượng khả dụng của nguồn do Trung tâm Điều độ Quốc gia phân bổ đáp ứng được nhu cầu sử dụng điện cho các phụ tải Hà Nội.

- Do một số yếu tố khách quan, năm 2013 hầu hết các đường dây 110 kV đều không bị quá tải, vận hành mang tải ở mức 60-70% (đây là mức mang tải để tỷ lệ tổn thất điện năng thấp nhất) dẫn đến giảm được một lượng lớn điện năng tổn thất do quá tải trên đường dây. Trong một số dịp đặc biệt, nhu cầu sử dụng lớn, nhưng các đường dây vận hành cũng chỉ đầy tải trên một số đường dây đạt khoảng 90-95% diễn ra trong thời gian ngắn như đường dây 181 E1.1- E1.2- E1.15 (Trạm 110kV Đông Anh đi Trạm 110kV Gia Lâm đi Trạm 110kV Sài Đồng). Đường dây 173 E1.1- E1.23 (Trạm 110kV Đông Anh đi Vân Trì), trong quá trình vận hành trong năm 2013 các đường dây mang tải cực đại cao nhất khoảng 95%, không ảnh hưởng lớn đến tổn thất trên đường dây dài và vận hành an toàn của tuyến đường dây.

Năm 2014: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 1,20 %, trong năm 2014 thời tiết nắng nóng bất thường, và kéo dài (thường từ 7 đến 10 ngày liên tục, cá biệt có những đợt kéo dài tới trên 2 tuần vào cuối tháng 5 và đầu tháng 6) với nhiệt độ cao phổ biến từ 39-41°C làm điện năng tiêu thụ tăng

cao, để giảm nguy cơ sự cố và tổn thất điện năng, Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội tăng cường công tác kiểm tra kỹ thuật, vệ sinh công nghiệp, thí nghiệm định kỳ các thiết bị.

Năm 2015: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 1.13%. Trong quá trình thực hiện giảm tổn thất trên lưới điện năm 2015 có các khó khăn với một số yếu tố như:

- Diễn biến thời tiết nắng nóng kéo dài bất thường trong mùa hè (đặc biệt trong tháng 5) làm các MBA liên tục vận hành đầy tải (trên 80% định mức) và quá tải trên 100% định mức công suất máy biến áp.

- Theo chủ trương của Tập đoàn điện lực Việt Nam để đảm bảo cung cấp điện tin cậy việc thực hiện transit đường dây cấp nguồn cho các Trạm biến áp 110kV, 220kV đã gây ra tình trạng vận hành quá tải một số tuyến đường dây 110kV.

Trong năm 2015 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã triển khai thực hiện đồng bộ nhiều giải pháp kỹ thuật cũng như quản lý để giảm tỉ lệ tổn thất điện năng, tiêu biểu như:

- Thực hiện tốt công tác quản lý tổn thất điện năng trên các thanh cái trung thế tại các Trạm biến áp 110kV, 220kV kịp thời phát hiện các bất thường gây tổn thất trên thanh cái để tiến hành kiểm tra, xử lý.

- Duy trì hoạt động hiệu quả của Ban chỉ đạo tổn thất điện năng Công ty, tính toán giao chỉ tiêu tổn thất điện năng hàng năm cho từng TBA (Công ty thành lập BCD giảm tổn thất điện năng).

- Định kỳ kiểm tra và xử lý các điểm tiếp xúc của thiết bị trong Trạm biến áp cũng như đường dây 110kV.

- Vệ sinh công nghiệp cách điện bằng công nghệ rửa hotline (phun nước áp lực cao) không cắt điện tránh vận hành quá tải cho các đường dây, Máy biến áp.

- Định kỳ kiểm tra, đo để phát hiện kịp thời các điểm phóng điện cục

bộ bằng các thiết bị đo PD trong Máy biến áp, máy cắt, sứ cách điện, cáp.

- Triển khai các phần mềm quản tổn thất điện năng (CMIS), phần mềm tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện 110kV (Smart Smulator).

Định kỳ kiểm định các thiết bị đo lường TU, TI tại các Trạm biến áp...

Năm 2016: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 1,09%. Để giảm được tổn thất điện năng trong năm 2016 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã triển khai thực hiện:

- Thực hiện tốt kế hoạch vệ sinh công nghiệp định kỳ cách điện trên đường dây, để loại trừ dòng rò trên bề mặt cách điện.

- Tăng cường công tác kiểm tra, triển khai tốt công tác sửa chữa thường xuyên, sửa chữa lớn các đường dây, giảm thiểu sự cố đường dây, cung cấp ổn định phương thức kết dây cơ bản.

- Tiếp tục triển khai vệ sinh sứ bằng nước áp lực cao không cắt điện, góp phần giảm tổn thất điện năng do dòng rò trên cách điện. Tại mỗi Đội Trạm, đường dây thành lập 01 nhóm vệ sinh hotline để đào tạo, cấp chứng chỉ đảm bảo công tác vệ sinh thiết bị một quý/1 lần.

- Triển khai thực hiện phương án lắp đặt thiết bị cảnh báo sự cố trên đường dây 110kV là giải pháp phát hiện điểm sự cố nhanh nhất để đơn vị quản lý vận hành khắc phục sự cố nhanh, hạn chế thời gian mất điện đường dây.

- Thành lập lại đội sửa chữa điện nóng (hotline) thực hiện sửa chữa thiết bị không cắt điện.

- Thực hiện lịch cắt điện hợp lý, kết hợp các công việc liên quan cùng thời gian để hạn chế cắt điện đột xuất nâng cao các chỉ tiêu độ tin cậy, phối hợp với trung tâm Điều độ hệ thống điện Hà Nội xây dựng kịch bản cắt điện hè.

Chống tổn thất điện năng do phóng điện, phát nhiệt cục bộ của thiết bị:

- Ứng dụng thiết bị đo phóng điện cục bộ Máy biến áp và cách điện các

thiết bị trên đường dây và Trạm biến áp 110kV, thực hiện kế hoạch đo kiểm tra định kỳ phóng điện cục bộ Máy biến áp, cũng như các thiết bị trung thế để kịp thời phát hiện nguy cơ gây sự cố thiết bị.

- Một số cách điện tại các khoảng cột có địa hình đặc thù không thực hiện được công nghệ vệ sinh sứ hotline thì có kế hoạch thực hiện tốt công tác định kỳ vệ sinh công nghiệp sứ cách điện của đường dây, để loại trừ dòng rò trên bề mặt cách điện, đồng thời kết hợp kiểm tra sứ cách điện tại vị trí công tác để phát hiện kịp thời những sứ bị hỏng do phóng điện tại các ty sứ.

- Lắp đặt các bộ giám sát thành phần khí trong dầu Máy biến áp để kịp thời phát hiện bất thường trong nội bộ.

- Tăng cường kiểm tra nhiệt độ tiếp xúc các điểm nối dây, các lều đầu dây trên các đường dây để phát hiện kịp thời những điểm phát nhiệt, các điểm nghi ngờ phát nhiệt do chênh lệch nhiệt độ với môi trường vận hành và xử lý kịp thời. Hiện các điểm tiếp xúc đường dây qua đo nhiệt độ thường xuyên chưa xuất hiện các điểm bất thường, tuy nhiên các đường dây cũ chưa được cải tạo hiện đã xuống cấp có nguy cơ xảy ra bất thường cao.

- Duy trì giữ điện áp thanh cái tại các Trạm biến áp, thường xuyên theo dõi, đưa mạch tự động điều chỉnh điện áp vào làm việc, nhằm duy trì điện áp trên các thanh cái trung, hạ áp; không để xảy ra sụt áp, quá áp để giảm tổn thất và giảm các sai số đo đếm.

- Tăng cường kiểm tra, xử lý nhiệt độ tiếp xúc các điểm mối nối, các điểm có nguy cơ phát nhiệt cao trong quá trình vận hành Trạm biến áp.

- Thường xuyên kiểm tra, theo dõi chế độ vận hành các thiết bị, không để xảy ra quá tải kéo dài làm phát nhiệt trên thiết bị, gây tổn thất và làm tăng các sai số đo đếm.

- Các Máy biến áp mới đưa vào vận hành được áp tiêu chuẩn về P_o , P_k theo đúng quy định.

- Không để các máy biến áp lực vận hành non tải hoặc quá tải. Kiểm soát P_O , P_N các MBA vận hành trên lưới theo đúng tiêu chuẩn kỹ thuật.

Năm 2017: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 0,69%. Để giảm được tổn thất điện năng trong năm 2017 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã triển khai thực hiện:

- Triển khai các công trình thay thế, NCS MBA 110kV, nâng tiết diện dây dẫn các tuyến đường dây 110kV chống quá tải (Nâng công suất MBA T3 E1.26 Linh Đàm, T1 E10.7 Thạch Thất; Cải tạo ĐZ 176 E1.4 đi E1.5)

- Đã hoàn thành xóa các điểm đầu T, hoàn thiện sơ đồ cầu đủ theo nhiệm vụ được giao, tạo phương thức vận hành linh hoạt, tin cậy.

- Thực hiện công trình gom công tơ các TBA: Trạm E1.27 Ciputra

- Các công trình xóa đầu chập cáp trung thế tại các TBA, chống quá tải và nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

- Thực hiện tốt kế hoạch vệ sinh công nghiệp định kỳ cách điện trên đường dây, để loại trừ dòng rò trên bề mặt cách điện. Sử dụng các thiết bị chuyên dụng kiểm tra phóng điện bề mặt cách điện và đo nhiệt độ tiếp xúc trên đường dây và thiết bị TBA bằng camera nhiệt.

- Chống quá tải ĐDK và MBA 110kV:

+ Triển khai thực hiện phương án lắp đặt thiết bị cảnh báo sự cố trên đường dây 110kV là giải pháp phát hiện điểm sự cố nhanh nhất để khắc phục sự cố, hạn chế thời gian mất điện ĐDK 110, 220kV.

+ Kết hợp các công việc liên quan cùng thời gian để hạn chế cắt điện đột xuất nâng cao các chỉ tiêu độ tin cậy, phối hợp với trung tâm Điều độ X02, xây dựng kịch bản cấp điện hè.

- Chống TTĐN do phóng điện, phát nhiệt cục bộ của thiết bị:

+ Ứng dụng thiết bị đo phóng điện cục bộ MBA và cách điện các thiết bị trên ĐDK và TBA 110kV, thực hiện kế hoạch đo kiểm tra định kỳ phóng điện cục bộ MBA, các thiết bị trung thế.

+ Kiểm tra nhiệt độ tiếp xúc các điểm nối dây, các lều đầu dây trên các đường dây để phát hiện kịp thời những điểm phát nhiệt, các điểm nghi ngờ phát nhiệt do chênh lệch nhiệt độ với môi trường vận hành và xử lý kịp thời.

+ Tăng cường kiểm tra, xử lý nhiệt độ tiếp xúc các điểm mối nối, các điểm có nguy cơ phát nhiệt cao trong quá trình vận hành TBA.

+ Theo dõi chế độ vận hành các thiết bị, không để xảy ra quá tải kéo dài làm phát nhiệt trên thiết bị, gây tổn thất và làm tăng các sai số đo đếm.

- Thường xuyên theo dõi, kịp thời xử lý các hiện tượng mất dòng, mất áp, lệch pha, ngược chiều cực tính... đảm bảo tiêu chuẩn vận hành, khả năng đo lường chính xác cho các phụ tải.

- Quản lý vận hành tự bù hiệu quả.

- Thực hiện các giải pháp Giảm điện năng TD tại các TBA 110, 220kV.

- Ứng dụng các phần mềm MDMS, CMIS, SmartSimulator, PMIS vào quản lý tổn thất điện năng.

- Thay đổi tỷ số TI kịp thời các lộ khi phụ tải tăng gây quá tải TI. Thực hiện tốt công tác kiểm định các thiết bị đo lường.

Năm 2018: Tỷ lệ tổn thất trên lưới điện 110kV là 0,67 %. Để giảm được tổn thất điện năng trong năm 2018 Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội đã triển khai thực hiện:

+ Duy trì hoạt động Ban chỉ đạo giảm TTĐN của Công ty, kịp thời đánh giá, chỉ đạo xử lý công tác thực hiện TTĐN tại các đơn vị;

+ Kiểm tra các bất thường về mạch đo đếm tại các TBA trực thuộc;

+ Phối hợp B09 và các đơn vị truyền tải liên quan; Trung tâm thí nghiệm điện Miền Bắc tham gia chứng kiến kiểm định và nghiệm thu kỹ thuật các điểm đo ranh giới tại các trạm biến áp 220kV-500kV.

+ Thực hiện kế hoạch kiểm định định kỳ TU, TI theo kế hoạch năm

Lắp đặt hệ thống relay thời gian để điều khiển hệ thống chiếu sáng tự động, tránh lãng phí điện năng, phù hợp với mô hình vận hành TBA không người trực đối với các TBA đóng mới năm 2017 như: E1.46, E1.47, E1.48, E1.49, E1.51 (Tổng số 05 bộ relay).

- Công ty đã áp dụng nhiều giải pháp kỹ thuật đồng bộ nhằm tiết giảm điện năng tiêu thụ trên hệ thống điện tự dùng tại các TBA như: 100% các giàn đèn pha chiếu sáng ngoài trời được bật/tắt bằng role thời gian; hệ thống điều khiển điện trở sấy cho tủ thiết bị tại TBA theo độ ẩm tối ưu thời gian vận hành; Thay thế, sử dụng các thiết bị chiếu sáng bằng đèn công nghệ Led, tiết kiệm điện; Cải tạo, thay thế hệ thống đo lường cửa làm kín các phòng, dán phim cách nhiệt giúp giảm điện năng tiêu thụ hệ thống điều hòa; ... Kết quả đến hết 6 tháng đầu năm 2018, tổng sản lượng tự dùng + tự bù tại các TBA đang giảm 7,81% so với cùng kỳ năm 2017.

- Theo dõi và tính toán khấu trừ điện năng từ hệ thống điện tự dùng cho trụ sở làm việc các đơn vị trong Tổng Công ty (Kho Vật tư Đông Anh, Tổ bảo vệ KVT Đông Anh, Điện lực Bắc Từ Liêm, Công ty TDTC, ...).

2.3. Phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành lưới điện:

2.3.1 Các yếu tố bên ngoài

2.3.1.1. Các yếu tố bên ngoài ảnh hưởng đến tổn thất điện năng

- Với tốc độ phát triển đô thị hóa tăng cao, nhu cầu sử dụng điện ngày càng lớn, việc cải tạo, nâng công suất các thiết bị phù hợp với nhu cầu, vậy cắt điện để thi công các công trình ngày càng nhiều nên phương thức vận hành cơ bản các đường dây 110kV, các thanh cái trung áp trong các Trạm biến áp, dẫn đến vận hành quá tải, hoặc non tải Máy biến áp, ảnh hưởng đến tổn thất điện năng trong thời gian sửa chữa và khôi phục phụ tải.

- Do dự báo, quy hoạch phụ tải chưa sát với thực tế hoặc có thay đổi về nhu cầu sử dụng tải dẫn đến một số trạm mới xây dựng không khai thác hết tải của Máy biến áp dẫn đến các Máy biến áp vận hành non tải gây nên tổn thất trên thiết bị, đồng thời cũng phải sử dụng cung cấp điện tự dùng cho thiết bị gây tổn thất.

- Thời tiết ngày càng cực đoan, nhiệt độ mùa hè tăng cao, nhiều MBA bị quá nhiệt hoặc vận hành ở chế độ quá tải cục bộ; trong các thời kỳ phụ tải tăng cao, điện áp đầu nguồn bị sụt giảm, hệ số $\cos\phi$ của lưới bị giảm thấp làm xấu chất lượng điện năng tiêu thụ. Cụ thể như trong giai đoạn nắng nóng 2015 nhiều MBA vận hành quá tải trong thời gian kéo dài như MBA T1, T2 Trạm E1.20-Thanh Xuân, T2 E1.25-Mỹ Đình, T1 E1.30, T2 E1.9 (>100%)...

- Sự chênh lệch lớn giữa ngày và đêm, theo ước tính, chênh lệch khoảng 1,5-2 lần, do đó trong quá trình vận hành, lưới điện phải thường xuyên thay đổi phương thức dẫn đến tình trạng các Máy biến áp có nhiều thời điểm vận hành quá tải, non tải, không ổn định.

- Về mặt chất lượng thiết bị có nhiều phần tử đã vận hành từ lâu, ngày càng suy giảm; đối với các Máy biến áp và các thiết bị điện từ, tổn hao không tải ngày càng tăng; đối với hệ dẫn điện, tổng trở dần tăng cao do già hóa vật liệu; tại các điểm tiếp xúc hao mòn lớp mạ dẫn điện dẫn đến tăng điện trở tiếp xúc

gây khả năng tăng tổn thất điện năng.

- Đáp ứng khả năng truyền tải lớn của đường dây, một số tuyến đường dây đã được thay thế bằng dây siêu nhiệt GZTACSR 200mm² với $I_{cp} = 832A$, về cơ bản đáp ứng được nhu cầu phụ tải. Tuy nhiên, đặc tính của loại dây này, khi dòng phụ tải thay đổi làm thay đổi đáng kể tổng trở và tổn thất điện năng trên đường dây mà trong vận hành không kiểm soát được; cùng các đặc tính thay đổi tổng trở của dây dẫn nói chung, đối với các đường dây truyền tải điện 110kV dài, khi phụ tải tăng cao, tổng trở của dây dẫn tăng mạnh, gây ra tổn thất lớn. Cụ thể khối lượng dây siêu nhiệt chiếm: 495,98/699,2km, tổn thất điện năng ngày càng tăng theo mức độ mang tải nên chỉ tính năm 2014 các tuyến đường dây sử dụng dây siêu nhiệt như: 173, 174, 175, 176 E1.6 (Chèm) 171, 172, 173, 174 E1.3(Mai Động), 172, 176 E1.4 (Hà Đông) mang tải cao tiêu thụ khoảng 19.407MWh.

- Do các công tác kế hoạch làm thay đổi phương thức kết dây cơ bản của hệ thống, gây tổn thất trên các đường dây truyền tải; việc thay đổi phương thức gây cho thiết bị phải vận hành quá tải, non tải, lệch pha làm tăng các sai số đo đếm (không loại trừ do việc điều độ phương thức không hợp lý).

- Hiện trạng các tuyến đường dây 110kV đi trong Thành phố cấp điện cho khu vực rộng, với sự tăng trưởng kinh tế càng nhanh, các công trình của các hộ dân, doanh nghiệp xây dựng trong và gần hành lang lưới điện ngày càng nhiều dẫn và sự hiểu biết của người dân về an toàn hành lang lưới điện còn hạn chế dẫn đến vi phạm an toàn hành lang lưới điện gây sự cố mất điện trên diện rộng của thủ đô đây cũng là tác nhân làm tổn thất điện năng trên lưới.

- Một số Trạm biến áp 110 kV (hoặc các Máy biến áp 110 kV) không thuộc quản lý của Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội, nhận điện từ lưới điện 110 kV Hà Nội (như các trạm thuộc Tổng Công ty Truyền tải điện, Tổng Công ty Điện lực Miền Bắc, Trạm khách hàng quản lý) nên việc kiểm tra, theo dõi tổn thất không thực hiện được mặc dù điện năng tổn thất trên lưới vẫn được tính vào lượng tổn thất điện năng của Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội.

- Một số bộ tụ bù trung thế trong các Trạm 110 kV chưa được lắp công tơ đo đếm sản lượng riêng, một số lộ tụ đã được treo công tơ mới, tuy nhiên đến thời điểm hiện tại vẫn còn một số lộ tụ đang được đấu chập 401A Trạm E1.15, 401, 402 Trạm E1.17...gây khó khăn cho công tác theo dõi vận hành.

- Tại một số Trạm biến áp hiện nay vẫn cấp điện tự dùng cho các Công ty điện lực trực thuộc Tổng Công ty như E10.6 Phúc Thọ (cấp cho Điện lực Phúc Thọ); E1.30 Văn Quán (cấp cho Điện lực Hà Đông); E1.25 Mỹ Đình (cấp cho trụ sở làm việc của Công ty điện lực Bắc Từ Liêm), đồng thời một số Trạm sử dụng điện tự dùng cấp cho điều hòa, hút ẩm, điện trở sấy, chiếu sáng chưa hiệu quả và chưa đúng quy định dẫn đến làm tăng sản lượng điện tự dùng tiêu tốn của các Trạm biến áp.

- Việc kiểm định độ chính xác của các thiết bị đo TU, TI chưa có quy định cụ thể, nhiều thiết bị vận hành đã lâu chưa được kiểm định lại cấp chính xác nên có khả năng đo đếm không chính xác, cũng như sai số của các TU, TI, công tơ trong hệ thống đo đếm của các Trạm biến áp ảnh hưởng đến độ chính xác trong kết quả đo đếm.

- Việc thay thế định kỳ công tơ không cắt điện nhất thứ làm mạch dòng, mạch áp cấp vào công tơ bị gián đoạn trong thời gian thay công tơ, cũng như sai sót trong quá trình đấu mạch công tơ khiến dòng, áp bị ngược gây mất sản lượng, không đo đếm được sản lượng thực tế cũng góp phần làm tăng tỷ lệ tổn thất.

- Khi xảy ra sự cố đứt chì của TU, thời gian để lắp đặt thay thế chì dẫn đến công tơ không đo đếm được cũng là một phần gây tăng tổn thất điện năng.

2.3.1.2. Các yếu tố bên ngoài ảnh hưởng suất sự cố và độ tin cậy cung cấp điện:

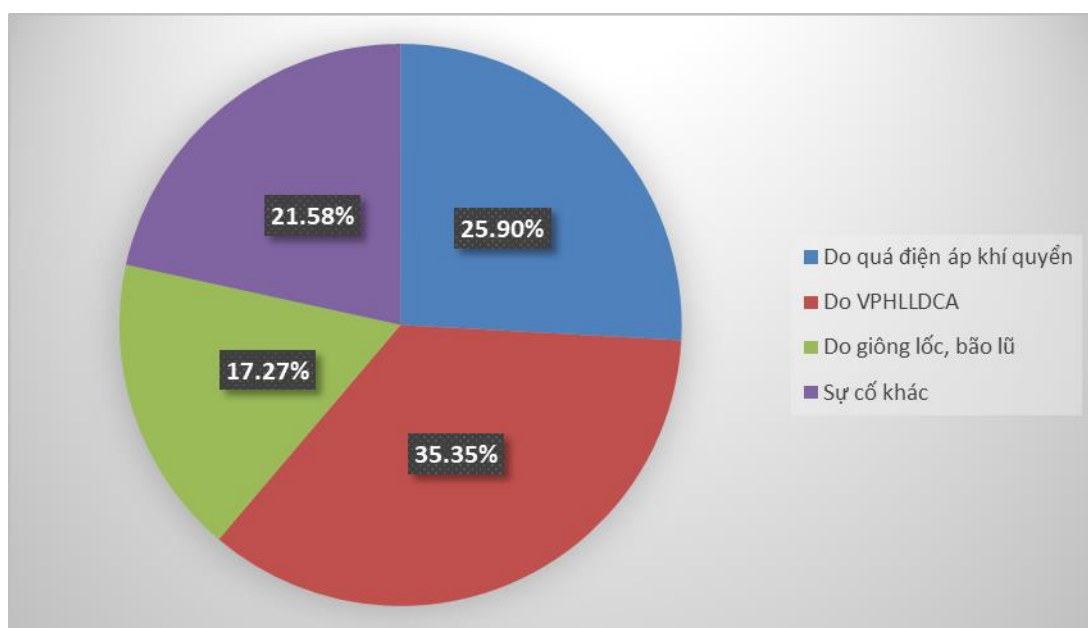
Phân loại và đánh giá nguyên nhân sự cố đường dây 110kV

Bảng 2-15: Phân loại sự cố đường dây 110kV tại Hà Nội 2013-2019

Stt	Dạng sự cố xảy ra trên ĐZ 110 kV	Số vụ sự cố trong các năm							Tổng
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
1	Công nhân tại các công trường thi công và người dân vi phạm HLATEDCA	06	03	05	0	04	02	0	20
2	Phương tiện cơ giới vi phạm HLATEDCA	02	03	05	05	03	0	02	20
3	Điều vướng, bật, tôn, cáp thông tin...	02	03	03	0	0	0	0	08
4	Cây vi phạm HLLĐ cao áp	0	0	01	0	0	0	0	01
5	Tuột (gãy) đầu cosse, khóa néo, khóa đỡ	0	0	0	0	0	0	0	0
6	Ảnh hưởng sét đánh	09	09	09	05	02	02	0	36

7	Do giông lốc, bão lũ	4	4	10	5	0	0	1	24
8	Hư hỏng chống sét	02	03	2	0	0	0	0	07
9	Phóng điện sứ	0	03	01	0	0	0	0	04
10	Sự cố khác	7	4	0	1	1	6	0	19
Tổng số vụ sự cố		32	32	46	16	10	10	03	139

Từ bảng thống kê trên, số vụ sự cố do nguyên nhân vi phạm HLLĐ chiếm tỉ lệ cao: Nhóm nguyên nhân do người dân và công nhân tại các công trường thi công vi phạm chiếm tỉ lệ 14.39%; Nhóm nguyên nhân do phương tiện cơ giới vi phạm chiếm tỉ lệ 14.39%; Nhóm nguyên nhân do giông lốc làm các vật thể dẫn điện vướng vào đường dây chiếm tỉ lệ 14.39%; Nhóm sự cố nguyên nhân do ảnh hưởng của quá điện áp khí quyển chiếm tỉ lệ 25.9%, do đó trong năm 2019 và các năm tiếp theo cần tập trung đẩy mạnh các giải pháp nhằm giảm số vụ sự cố xảy ra do các nhóm nguyên nhân này.



Biểu đồ thể hiện tỉ lệ % các nhóm nguyên nhân chủ yếu gây ra sự cố

Phân loại và đánh giá nguyên nhân sự cố trạm biến áp 110kV

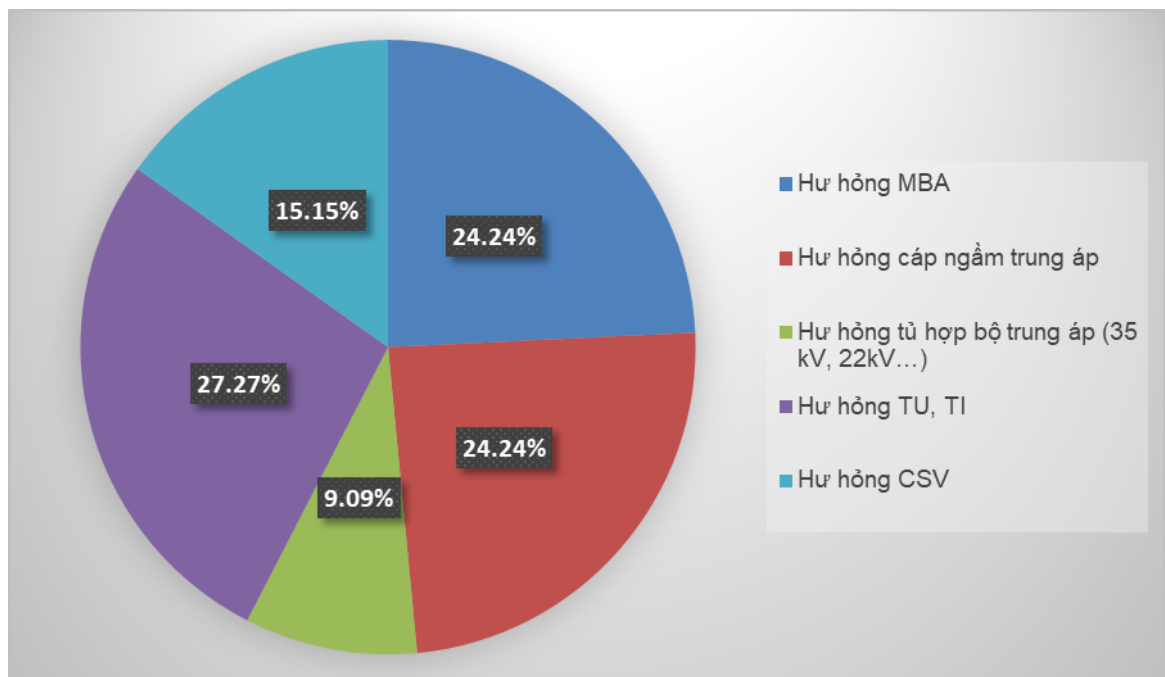
Bảng 2-16: Phân loại sự cố trạm biến áp 110kV tại Hà Nội 2013-2019

Stt	Dạng sự cố xảy ra trong TBA	Số vụ sự cố trong năm							Tổng cộng
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
I. Thiết bị nhất thứ									
1	Hư hỏng nội bộ máy biến áp(MBA vận hành lâu năm hoặc ảnh hưởng sự cố ngoài-đã thử nghiệm định kỳ đầy đủ)	03	03	02	0	0	0	0	08
2	Hư hỏng máy cắt vận hành lâu năm (có thử nghiệm định kỳ đầy đủ)	01	0	0	01	0	0	01	03
3	Hư hỏng TI, TU vận hành lâu năm (có thử nghiệm định kỳ đầy	06	0	02	0	0	01	0	09

Stt	Dạng sự cố xảy ra trong TBA	Số vụ sự cố trong năm							Tổng cộng
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
	đủ)								
4	Hư hỏng chống sét do vận hành lâu năm (có thử nghiệm định kỳ đầy đủ)	03	0	0	0	1	0	01	05
II. Thiết bị nhị thứ									
1	Do hư hỏng role	01	00	02	02	0	0	0	05
2	Lỗi do chỉnh định rơ le	05	04	01	02	01	01	0	14
3	Lỗi do rơ le tác động sai	00	00	00	00	0	00	0	00
4	Nhiễm ẩm tiếp điểm role, chạm chập mạch	10	09	01	02	0	0	0	22
III. Cấp ngầm trung thế									
1	Hư hỏng cáp ngầm trung áp	04	02	00	01	01	0	0	08
IV. Công tác SCADA, sửa chữa hệ thống điều khiển máy tính									

Stt	Dạng sự cố xảy ra trong TBA	Số vụ sự cố trong năm							Tổng cộng
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
1	Do đơn vị công tác ngoài trong quá trình cải tạo sửa chữa	1	1	1	0	0	1	0	4
2	Nguyên nhân khác	22	6	8	2	0	0	0	38
TỔNG		57	25	17	10	03	03	02	117

Từ bảng thống kê trên, số vụ sự cố trạm biến áp giảm dần từ 2014- 2018. Năm 2014 giảm xấp xỉ 56% so với năm 2013, năm 2015 giảm xấp xỉ 32% so với năm 2014, năm 2016 giảm xấp xỉ 41% so với năm 2015, năm 2017 giảm xấp xỉ 70% so với năm 2016, Năm 2018 bằng với năm 2017. Cụ thể các nhóm nguyên nhân gây sự cố phần nhất thứ chiếm tỷ trọng lớn, cụ thể:



Hình 2-15: Biểu đồ thể hiện tỉ lệ % các nguyên nhân gây sự cố

Thực trạng đội ngũ quản lý vận hành lưới điện:

- Sơ đồ kết dây lưới phân phối: Có ý nghĩa rất lớn đối với độ tin cậy của lưới vì nó ảnh hưởng đến khả năng dự phòng khi sự cố hoặc bảo dưỡng đường dây, khả năng thay đổi linh hoạt sơ đồ kết dây. Một sơ đồ lưới phân phối hợp lý và có khả năng kết nối linh hoạt có thể giảm cường độ hỏng hóc và giảm thời gian mất điện cho phụ tải.
- Chất lượng thiết bị phân phối: Ảnh hưởng trực tiếp đến cường độ hỏng hóc của lưới phân phối. Các thiết bị đóng cắt như máy cắt điện, dao cách ly...trước đây có cường độ hỏng hóc và thời gian bảo dưỡng lớn. Ngày nay với công nghệ hiện đại các thiết bị đóng cắt có độ bền cao, cường độ hỏng hóc nhỏ làm tăng đáng kể độ tin cậy của lưới phân phối.
- Mức độ hiện đại hóa của các thiết bị điều khiển và tự động hóa: Với các thiết bị thế hệ cũ không có khả năng điều khiển từ xa, việc điều khiển lưới mất nhiều thời gian do phải đi thao tác tại chỗ đặt thiết bị. Hiện nay áp dụng các thiết bị đo lường, điều khiển từ xa và với sự trợ giúp của máy tính các chế độ vận hành được tính toán tối ưu giúp cho việc điều khiển lưới điện nhanh chóng và hiệu quả, do đó độ tin cậy của lưới phân phối có thể tăng lên rất nhiều.
- Mặt khác các thiết bị tự động như tự động đóng lại (TĐL), tự động đóng nguồn dự phòng (TĐN)... có thể loại trừ ảnh hưởng của các sự cố thoáng qua hoặc kịp thời cấp nguồn dự phòng, do đó giảm cường độ hỏng hóc của lưới điện.
- Kết cấu đường dây và trạm biến áp: Thời gian sửa chữa bảo dưỡng đường dây và trạm biến áp phụ thuộc nhiều vào kết cấu, nếu kết cấu hợp lý có thể làm giảm thời gian sửa chữa phục hồi thiết bị do đó làm giảm thời gian mất điện cho các phụ tải.

2.3.2 Các yếu tố bên trong ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành:

- Trình độ đội ngũ cán bộ, công nhân làm công tác vận hành và sửa chữa sự cố: Thời gian tìm và xử lý sự cố phụ thuộc nhiều vào trình độ tổ chức và tay nghề công nhân trong hệ thống quản lý vận hành lưới phân phối. Để giảm thời gian

sửa chữa phục hồi cần có phương pháp tổ chức khoa học và đội ngũ cán bộ công nhân có tay nghề cao.

- Việc đánh giá năng lực công tác của CBCNV tại các đơn vị trực thuộc còn dựa theo cảm tính nên không chính xác, việc bình bầu các danh hiệu thi đua hàng năm thường chỉ là hình thức và thường là bầu các đồng chí lãnh đạo của mình nên không khuyến khích được sự phấn đấu, cống hiến của người lao động. Trình độ tin học và ngoại ngữ của CBCNV chưa đáp ứng được yêu cầu công tác quản lý và vận hành chương trình quản lý OMS, PMIS..., dẫn tới việc cập nhật và khai thác các chương trình chưa đạt hiệu quả cao. Chính sách đào tạo, bồi dưỡng để nâng cao trình độ của CBCNV lên đại học, cao đẳng, văn bằng 2...không được chú trọng. Chủ yếu CBCNV tự đăng ký học tập vào thời gian ngoài giờ, phải tự túc tất cả các kinh phí đào tạo, do đó còn gây nhiều khó khăn cho CBCNV ở xa nơi đào tạo, các CBCNV khu vực miền núi không có điều kiện để nâng cao trình độ và không khuyến khích được CBCNV tham gia học tập.

Các đợt bồi dưỡng, tập huấn nghiệp vụ thường chất lượng không cao nên không phát huy được hiệu quả công tác đào tạo, bồi dưỡng. Các đoàn công tác học tập kinh nghiệm chủ yếu là kết hợp đi tham quan, du lịch nên không thu được kết quả gì sau chuyến công tác.

- Công tác lập kế hoạch:

+ Giúp tăng cường tính chủ động, nâng cao trách nhiệm cho các đơn vị trong việc lập và thực hiện kế hoạch được giao, đáp ứng đầy đủ, kịp thời và vận hành an toàn lưới điện, theo nhiệm vụ kế hoạch được giao.

+ Tuy nhiên, công tác lập kế hoạch chậm, không kịp thời đúng thời gian quy định, làm ảnh hưởng đến việc phê duyệt và triển khai thực hiện. Việc triển khai thực hiện kế hoạch chậm đã ảnh hưởng đến thi công bị ép tiến độ để hoàn thành kế hoạch; chất lượng công trình, hạng mục công trình kém chất lượng

do thiếu kiểm tra, giám sát và việc đưa công trình, vật tư thiết bị vào sử dụng chậm nên việc phát huy hiệu quả trong kỳ kế hoạch không cao.

- Công tác tổ chức thanh tra, kiểm tra:

+ Yếu tố này có tác dụng đến việc kiểm tra, uốn nắn và nhắc nhở và phát hiện kịp thời nhằm ngăn chặn các sai phạm có thể xảy ra, gây nguy cơ mất an toàn cho con người và thiết bị trong quá trình quản lý vận hành lưới điện.

+ Phát huy nhân tố tích cực, góp phần nâng cao hiệu lực, hiệu quả trong công tác quản lý vận hành lưới điện phân phối và bảo vệ quyền lợi hợp pháp cho các đơn vị trực thuộc và CBCNV;

+ Đây cũng là cơ sở để kiểm tra, giám sát trách nhiệm của Thủ trưởng các đơn vị trực thuộc, cá nhân có liên quan trong công tác thanh tra, kiểm tra. - Công tác tuyên truyền giáo dục:

+ Nhằm nâng cao nhận thức và ý thức chấp hành trong việc thực hiện tốt các quy trình, quy phạm kỹ thuật điện, kỹ thuật an toàn và quy trình vận hành các thiết bị điện, tăng hiệu quả sử dụng và an toàn cho con người, thiết bị trong quá trình vận hành, cung cấp điện.

+ Nâng cao ý thức của người sử dụng trong việc thực hiện tiết kiệm điện, không vi phạm sử dụng điện, giảm thiểu vi phạm hành lang an toàn lưới điện, đảm bảo việc cung cấp điện an toàn, liên tục.

- Công tác thi đua khen thưởng:

+ Nhằm tạo động lực thúc đẩy sự phát triển trong HANOI HGC, đẩy mạnh phong trào thi đua lao động sản xuất, phát huy cao nhất nội lực của cá nhân và tập thể, nâng cao năng suất lao động, đảm bảo sự đoàn kết, thống nhất trong nội bộ đơn vị.

+ Động viên và biểu dương kịp thời, chính xác cho các tập thể, cá nhân có cống hiến, đóng góp xứng đáng vào việc tham gia công tác quản lý vận hành lưới điện phân phối tại đơn vị.

+ Phát huy cao độ tính tích cực, chủ động, sáng tạo, cần kiệm, cống hiến sức lực, trí tuệ của từng cá nhân và tập thể, tạo nên động lực vật chất và tinh thần vượt qua khó khăn, thách thức góp phần hoàn thành các chỉ tiêu kinh tế, kỹ thuật được giao.

2.4. Đánh giá chung:

2.4.1. Các mặt đã đạt được:

- Trong năm vừa qua, công tác quản lý kỹ thuật và vận hành của Công ty đã đạt được kết quả tốt, đảm bảo cung cấp điện được ổn định, an toàn, liên tục, đáp ứng yêu cầu của hệ thống;

- Thường xuyên theo dõi giám sát trong vận hành, phối hợp giữa các đơn vị, các ca vận hành, tăng cường tiến hành thí nghiệm, theo dõi giám sát các thông số vận hành xác định chế độ vận hành tối ưu;

- Định kỳ kiểm tra thiết bị, phát hiện các khiếm khuyết của thiết bị từ đó có kế hoạch sửa chữa hoặc thay thế, không làm ảnh hưởng đến chế độ vận hành. Xử lý nhanh, an toàn hiệu quả các sự cố trong ca vận hành đảm bảo chất lượng sửa chữa khắc phục cũng như đáp ứng yêu cầu phương thức vận hành, sản xuất.

- Với những nỗ lực và giải pháp, thực hiện các giải pháp đã đề ra, Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội đã đạt được kết quả đáng ghi nhận. Các chỉ tiêu: Suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện, tổn thất điện năng đều đạt các chỉ tiêu của EVN HANOI giao. Thu nhập của người lao động được cải thiện.

2.4.2. Những hạn chế và nguyên nhân:

- Mặc dù đã cải tạo thay thế nhiều thiết bị cũ, kém chất lượng, xong trên lưới điện 110-220kV vẫn còn nhiều thiết bị nhất, nhì thứ tại các trạm biến áp vận hành lâu năm (trên 15 năm), chất lượng suy giảm thường xảy ra hư hỏng, chưa được thay thế. Một số thiết bị tại các trạm biến áp mới đưa vào vận hành, chất lượng không tốt, hư hỏng dẫn đến sự cố

- Việc kiểm tra các biện pháp thi công, thủ tục cho phép đơn vị thi công vào công tác chưa đúng quy định; công tác giám sát các đơn vị thực hiện các

quy trình an toàn chưa sát sao, dẫn đến phải đình chỉ thi công, yêu cầu khắc phục, thực hiện đầy đủ các biện pháp kỹ thuật an toàn mới được tiếp tục thi công

- Công tác chuẩn bị đầu tư còn bị chậm dẫn đến công tác thực hiện đầu tư cũng chậm, tỷ lệ thực hiện kế hoạch ĐTXD, SCL, giải ngân thấp, không đạt chỉ tiêu kế hoạch TCT giao đầu năm do Công tác đấu thầu, Công tác cắt điện thi công các công trình còn gặp nhiều khó khăn do phải cân đối phụ tải, tính toán phương thức đảm bảo điện, thỏa thuận với nhiều đơn vị liên quan ảnh hưởng đến chất lượng thiết bị

- Hiện tại, trình độ của lớp công nhân vận hành tại các TBA 110kV mới còn yếu mất nhiều thời gian đào tạo; ý thức từ học hỏi, nâng cao kỹ năng, tay nghề chưa cao;

- Khối gián tiếp tại các phòng chức năng trình độ thực tế chưa cao, không đồng đều, quá trình làm việc thường bị thụ động, làm giảm tiến độ và hiệu quả công việc;

- Công tác vận hành lưới điện 110kV mang tính kỹ thuật cao, công nhân mới phải có đủ thời gian được học tập, trải nghiệm thực tế mới có thể vận hành tốt.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 2

Chương 2 đã giới thiệu những nét khái quát về hoạt động sản xuất kinh doanh của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội, tình hình thực hiện công tác quản lý vận hành tại Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

Để nâng cao chất lượng công tác quản lý vận hành thì việc xác định nguyên nhân là vô cùng quan trọng vì có xác định đúng nguyên nhân thì mới đưa ra được giải pháp thực hiện hiệu quả. Trong chương 2, tác giả đã phân tích một số nguyên nhân làm giảm hiệu quả của công tác quản lý vận hành. Tuy nhiên trong những nguyên nhân đó có những nguyên nhân tác động trực tiếp, có những nguyên nhân tác động gián tiếp, có những nguyên nhân tác động mạnh, có những nguyên nhân tác động không đáng kể. Đây là các căn cứ để đề xuất một số giải pháp hoàn thiện công tác quản lý vận hành trong chương 3.

CHƯƠNG 3

GIẢI PHÁP NÂNG CAO CHẤT LƯỢNG QUẢN LÝ VẬN HÀNH LƯỚI ĐIỆN CHO CÔNG TY LƯỚI ĐIỆN CAO THẾ TP HÀ NỘI

3.1 Định hướng phát triển của Công Ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội

- Là đơn vị xương sống của Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội, cấp điện cho toàn bộ Lưới điện trong TP Hà Nội, hàng năm đều có các sự kiện quan trọng yêu cầu tính cấp điện liên tục tuyệt đối. Hơn nữa, phụ tải điện trên toàn đại bàn TP Hà Nội biến động bất thường, hết sức nhạy cảm đối với tình hình thời tiết 4 mùa ở khu vực Bắc bộ. Yếu tố này gây áp lực lớn đối với đầu tư xây dựng hệ thống điện, phải đầu tư rất lớn để phủ đỉnh phụ tải song chỉ khai thác tối đa trong 3 tháng hè
- Đảm bảo vận hành cung ứng điện liên tục, ổn định, an toàn phục vụ nhu cầu sản xuất, phát triển kinh tế và sinh hoạt của nhân dân Thủ đô, đặc biệt đảm bảo cung cấp điện an toàn phục vụ các sự kiện, hoạt động chính trị, an ninh, văn hoá, ngoại giao của Đảng, Chính phủ và Thành phố diễn ra trên địa bàn Thủ đô. Tồn thất điện năng và suất sự cố đạt chỉ tiêu EVN đề ra.
- Góp phần thiết thực đưa Công ty trở thành đơn vị thực hiện tốt các chỉ tiêu về giảm tổn thất điện năng đáp ứng kịp thời các nhu cầu cấp điện, quyết liệt thực hiện các biện pháp tối ưu hóa chi phí, tăng doanh thu và khai thác hiệu quả năng lực sẵn có.
- Nâng cao năng suất chất lượng cung ứng điện; hệ thống quản lý vận hành lưới điện tiên tiến, công cụ cải tiến năng suất và chất lượng; ứng dụng tiến bộ khoa học kỹ thuật và đổi mới công nghệ.
- Phát huy mọi nguồn lực nhằm tạo bứt phá trong năng suất và chất lượng, xây dựng các công cụ quản lý tiên tiến, áp dụng tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật, các công cụ cải tiến năng suất và chất lượng trong hoạt động sản xuất, kinh doanh.

- Nâng cao nhận thức của các cá nhân về việc tạo lập, quản lý, bảo vệ và phát triển tài sản trí tuệ nhằm tạo động lực cho sự phát triển bền vững.

3.2. Giải pháp cụ thể hoàn thiện công tác quản lý vận hành.

3.2.1 Các giải pháp giảm suất sự cố:

3.2.1.1 Nhóm giải pháp tổ chức, quản lý:

✓ Xây dựng và hoàn thiện các mô hình tổ chức, tăng cường giám sát chặt chẽ việc thực hiện các quy định trong vận hành.

Xây dựng hoàn thiện mô hình các Đội TT&QLVH trạm biến áp, hiện thành lập 08 Đội TT&QLVH trạm, mỗi đội QLVH từ 5-8 trạm biến áp. Dự kiến đến 2020 mỗi đội sẽ QLVH từ 6-10 trạm biến áp;

Tiếp tục hoàn thiện mô hình tổ chức các Đội TT&QLVH , Đội hotline, Đội thí nghiệm.

✓ Xây dựng hoàn thiện các quy chế: Quy chế trả lương theo chức danh và kết quả thực hiện công việc; Quy chế xét thưởng vận hành; ... nhằm phát huy năng lực, nâng cao trách nhiệm trong công việc của mỗi CBCNV;

✓ Xây dựng kế hoạch, triển khai thực hiện đào tạo nguồn nhân lực vững chuyên môn nghiệp vụ trong từng lĩnh vực, nhằm đáp ứng yêu cầu phát triển của Công ty và nhiệm vụ Tổng Công ty giao: Hiện tại, Công ty đang tổ chức triển khai đào tạo nguồn nhân lực trong các lĩnh vực: QLVH hệ thống role bảo vệ và mạch nhị thứ; Thí nghiệm điện cao áp; QLVH hệ thống SCADA; Thi công làm đầu cáp 110kV. Các nhân lực sau đào tạo đã cơ bản đáp ứng yêu cầu sản xuất.

✓ Tăng cường kiểm tra công tác quản lý kỹ thuật: Tập trung chỉ đạo các đơn vị triển khai thực hiện chương trình QLKT của Công ty, kịp thời hiệu chỉnh chương trình QLKT hàng năm của Công ty sát với tình hình vận hành thực tế của lưới điện và chỉ đạo của Tổng Công ty;

✓ Chỉ đạo quyết liệt trong công tác điều tra, phân tích nguyên nhân sự cố. Kiên quyết không để tình trạng không xác định nguyên nhân sự cố, chủ động đề xuất và tổ chức thực hiện các giải pháp khắc phục ngăn ngừa các sự cố tương tự;

✓ Giao các đơn vị thực hiện phân công cụ thể, gắn trách nhiệm đến từng CBCNV trong việc đảm bảo vận hành an toàn, giảm suất sự cố; định kỳ kiểm tra, đánh giá chấm điểm kết quả thực hiện đối với từng nội dung thực hiện hàng tháng, hàng quý.

✓ Ứng dụng khoa học công nghệ vào trong lĩnh vực QLVH, nhằm củng cố và nâng cao chất lượng trong công tác quản lý vận hành lưới điện 110-220kV cụ thể: Nâng cấp, hoàn thiện và khai thác có hiệu quả các phần mềm ứng dụng: Phần mềm quản lý vận hành lưới điện 110kV (GIS); Phần mềm quản lý kỹ thuật lưới điện (PMIS); Phần mềm quản lý công việc (Citywork); Phần mềm hệ thống thông tin Quản lý mất điện và độ tin cậy lưới điện (OMS); Phần mềm tính toán tổn thất kỹ thuật lưới điện 110kV (Smart simulator); Phần mềm hệ thống khai thác dữ liệu đo đếm phục vụ công tác quản lý vận hành lưới điện 110/220kV.

3.2.1.2 Nhóm giải pháp kỹ thuật:

➤ Giảm sự cố do vi phạm hành lang:

✓ Duy trì tốt công tác kiểm tra kỹ thuật, kiểm tra hành lang định kỳ và đột xuất, tổ chức triển khai thực hiện phát quang hành lang tuyến đường dây, kiên quyết không để xảy ra các vụ sự cố nguyên nhân do cây mọc trong hành lang vi phạm khoảng cách gây sự cố. Tăng tần suất kiểm tra đối với những tuyến đường dây cũ vận hành lâu năm, độ cao tỉnh không thấp; Các đường dây có chiều dài khoảng cột lớn, thường xuyên vận hành đầy tải và quá tải, độ võng thay đổi nhiều khi mang tải cao;

✓ Tại các công trường thi công, Công ty đã thực hiện làm biển cảnh báo cấm tại công trường thi công với nội dung (Chú ý phía trên có điện cao áp 110kV, nguy hiểm chết người: Cấm sử dụng các phương tiện thi công dưới

đường dây điện; cấm vận chuyển mang vác dụng cụ, di chuyển phương tiện công kênh có chiều cao lớn hơn 4.5m; cấm tập chung đông người, thả diều, hoạt động canh tác, chăn thả gia súc dưới hành lang), tại các khoảng vượt đường ngoài việc dựng biển cảnh báo chiều cao của phương tiện ở hai chiều đường, Công ty còn thực hiện làm biển cảnh báo treo trực tiếp trên dây dẫn điện tại khoảng vượt đường biển bằng fit, vắn bằng dây armorrod với nội dung (chú ý điện áp 110kV, nguy hiểm chết người);

✓ Thường xuyên kiểm tra các điểm vi phạm về nhà cửa như đã thống kê, kịp thời ngăn ngừa, lập biên bản cam kết không để các hộ dân tiếp tục coi nới, vi phạm; Đôn đốc tiến độ giảm vi phạm theo kế hoạch năm 2018 và các năm tiếp theo

✓ Gắn biển cảnh báo an toàn điện trên mái nhà các hộ gia đình có công trình VPHLLĐ, các hộ gia đình nằm dưới và gần HLLĐCA, tại các phương tiện thi công trong và gần hành lang lưới điện cao áp 110kV

✓ Đẩy mạnh công tác tuyên truyền đảm bảo an toàn HLLĐCA tại các khu vực có nhiều nguy cơ vi phạm bằng nhiều hình thức như: Phối kết hợp với các Công ty Điện lực định kỳ phát thanh tuyên truyền; Dán panô tuyên truyền tại các khu vực đông dân cư nơi có đường dây đi qua; Thực hiện phát loa tuyên truyền bằng xe lưu động tại các công trường xây dựng trong và gần hành lang; ... giúp các cơ quan, tổ chức và cá nhân sinh sống và làm việc trong và gần hành lang lưới điện cao áp hiểu rõ và thực hiện nghiêm nghị định số 14/2014/NĐ-CP ngày 26/02/2014 Quy định chi tiết thi hành luật điện lực về an toàn điện

✓ Thường xuyên liên hệ với BCD xử lý vi phạm HLLĐCA, phối kết hợp chặt chẽ với chính quyền địa phương các cấp, tăng cường công tác kiểm tra, lập biên bản, xử lý dứt điểm các trường hợp vi phạm HLLĐCA, kiên quyết không để phát sinh mới các vụ vi phạm HLLĐCA;

✓ Tiếp tục kiểm tra rà soát, lắp đặt bổ sung (nếu có) biển cảnh báo tại các công trường, các vị trí giao chéo đường cáp điện 110kV với đường bộ để cảnh

báo Phương tiện máy móc thi công và công nhân lao động trực tiến trên công trường; Cảnh báo phương tiện giao thông qua các vị trí giao chéo với đường cáp điện 110kV;

✓ Theo dõi, thống kê, lập danh sách các khoảng cột có khoảng cách pha đất thấp. Tiếp tục triển khai thực hiện các công trình nâng cao tĩnh không các khoảng cột có khoảng cách pha đất thấp. Hiện còn 10 tuyến đường dây sử dụng cột BTLT cần thiết phải cải tạo nâng cao tĩnh không dây dẫn.

Ngoài các Quy định về bảo vệ HLLĐCA của Nhà Nước, UBND Thành Phố, Tổng Công ty,... Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội đã xây dựng và ban hành Thông báo về việc kiểm tra, xử lý các công trường thi công trong và gần HLBVATCTLĐCA Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội để phân công rõ nhiệm vụ cho các đơn vị trong công tác kiểm tra, phát hiện, xử lý các điểm

Ngoài các Quy định về bảo vệ HLLĐCA của Nhà Nước, UBND Thành Phố, Tổng Công ty,... Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội đã xây dựng và ban hành Thông báo về việc kiểm tra, xử lý các công trường thi công trong và gần HLBVATCTLĐCA Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội để phân công rõ nhiệm vụ cho các đơn vị trong công tác kiểm tra, phát hiện, xử lý các điểm

Đề nghị Tổng công ty có kiến nghị với UBND TP Hà Nội chỉ đạo các UBND các Quận, Huyện, các Sở, ban ngành cùng cùng vào cuộc phối hợp chặt chẽ trong công tác bảo vệ an toàn HLCTLĐCA:

Trước khi cấp phép các dự án (Nếu nằm trong và gần HLBVATLĐCA) phải yêu cầu chủ đầu tư phải có thỏa thuận an toàn điện với ngành điện theo đúng quy định

Có hình thức xử lý nghiêm các trường hợp có hành vi vi phạm HLLĐ theo quy định của Pháp luật, tạm đình chỉ xây dựng Chủ đầu không phối hợp với ngành điện trong công tác BVATHLLĐCA.

Khi nhận được báo cáo của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội về việc các công trình xây dựng, công trường thi công nằm trong và gần HLBVLĐCA,

không tuân thủ các chỉ dẫn hoặc không có thỏa thuận an toàn với đơn vị QLVH đề nghị kiểm tra và có các biện pháp xử lý nghiêm và triệt để.

Chỉ đạo các Công ty Điện lực địa phương có trách nhiệm phát hiện các công trường, hộ gia đình xây dựng mới, coi nới nhà cửa, các hành vi vi phạm gây ảnh hưởng đến HLLĐCA khác và phối hợp chặt chẽ với Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội trong quá trình xử lý vi phạm.

Thường xuyên phối hợp với các cơ quan báo, đài trong công tác bảo vệ an toàn HLLĐCA để những Chủ đầu tư, người dân được hiểu rõ về các quy định an toàn HLLĐCA và mức độ nguy hiểm, hậu quả để lại rất nặng nề khi vi phạm khoảng cách an toàn với lưới điện cao áp.

➤ **Giảm sự cố do sét:**

✓ Kiểm tra, rà soát đánh giá thực trạng vận hành của hệ thống nối đất các tuyến đường dây và trạm biến áp, như:

Kiểm tra, đo trị số điện trở tiếp địa các tuyến đường dây và trạm biến áp đúng quy định; Đo, kiểm tra điện trở suất của đất. Cải tạo bổ sung kịp thời hệ thống cọc tiếp địa các tuyến đường dây và trạm biến áp nếu phát hiện điện trở nối đất lớn hơn quy định hoặc phát hiện dấu hiệu không đảm bảo vận hành an toàn như hệ thống nối đất han rỉ tiếp xúc không chắc chắn;

Đối với các tuyến đường dây sét đánh lặp lại nhiều lần qua các năm, tổ chức triển khai thực hiện đào kiểm tra hệ thống tiếp địa tại các vị trí cột. Trường hợp phát hiện hệ thống tiếp địa không được thi công theo đúng thiết kế (các sợi nối đất quấn quanh trụ móng, để móng; độ chôn sâu không đạt yêu cầu; hướng đi của sợi nối đất sát nhau, đè lên nhau) tiến hành lập phương án cải tạo hệ thống tiếp địa theo đúng thiết kế để ngăn ngừa sự cố do phóng điện ngược và tăng cường khả năng tản sét của hệ thống nối đất. Theo thống kê hiện có 08 tuyến đường dây có sự cố sét lặp lại nhiều lần qua các năm cần tiếp tục kiểm tra, rà soát và lập phương án xử lý.

✓ Tăng cường các điểm tiếp xúc trên hệ thống nối đất như:

Kết hợp với lịch cắt điện vệ sinh công nghiệp, kiểm tra, xiết lại toàn bộ các điểm tiếp xúc của phần nối đất tiếp địa dây chống sét ngọn cột, chân cột;

Lắp đặt bổ sung thêm dây tiếp địa nối thẳng từ xà xuống hệ thống tiếp chân cột các tuyến đường dây có cột BTLT;

Thực hiện hàn toàn bộ cờ tiếp địa vào thân cột (đối với cột thép hình nên hàn vào thanh cái chính của cột; đối với cột bê tông ly tâm hàn 2 mặt cờ ốp lại với nhau để tăng bề mặt tiếp xúc);

Nối tắt tiếp địa từ dây chống sét vào đỉnh cột không qua mỏ phóng đối với các tuyến đường dây đi qua khu vực có tần suất sét lớn như: Xuân Mai, Sơn Tây, Ứng Hòa, Sóc Sơn, Đông Anh mục đích để tản dòng điện sét nhanh nhất;

Thực hiện sơn chống rỉ đối với các sợi tiếp địa chân cột trên toàn tuyến đường dây và các trạm biến áp (đoạn sát mặt đất, sơn dài 20cm, đây là đoạn bị rỉ, ăn mòn gây đứt sợi tiếp địa nhiều nhất do yếu tố môi trường).

✓ Lắp đặt chống sét van tại các vị trí sung yếu như: địa hình cao, cột cao, những khoảng vượt lớn, những điểm giao chéo với đường dây khác. Hiện có 02 tuyến đường dây đã được lắp đặt chống sét van (175, 182 E1.1-E1.19; 172, 173 E10.5-E1.35-E1.7), trong đó tuyến đường dây 175, 182E1.1-E1.19 được lắp đặt từ 2012, qua theo dõi số vụ sự cố do sét giảm hẳn (từ 2011-2017 mỗi tuyến đường dây chỉ xảy ra 01 vụ sự cố nguyên nhân do sét); Tuyến đường dây 172, 173 E10.5-E1.35-E1.7 mới được lắp đặt chống sét van từ tháng 11/2017, nên chưa đánh giá được hiệu quả trên tuyến đường dây này. Theo thống kê rà soát, hiện có 06 tuyến đường dây đi qua các khu vực có mật độ sét lớn cần thiết phải lắp đặt chống sét van cho đường dây.

✓ Thay thế dây chống sét, bổ sung hệ thống nối đất của các tuyến đường dây và trạm biến áp đã vận hành lâu năm, chất lượng suy giảm, hệ thống nối đất han rỉ, không đảm bảo vận hành an toàn;

✓ Tổ chức giám sát, nghiệm thu chặt chẽ hệ thống tiếp địa, chụp ảnh toàn bộ phần ngầm hệ thống tiếp địa trước khi lắp; các mối nối phải đảm bảo tiếp xúc chắc chắn theo đúng quy phạm.

✓ - Tiếp tục kiểm tra, rà soát, lắp đặt đầy đủ chống sét van tại các vị trí sung yếu như: địa hình cao, cột cao, những khoảng vượt lớn, những điểm giao chéo với đường dây khác;

✓ - Đối với các tuyến đường dây và trạm biến áp tại các khu vực có mật độ sét lớn (Khu vực Đông Anh, Sóc Sơn, Sơn Tây, Xuân Mai, Vân Đình, ...), sự cố nguyên nhân do sét lặp lại nhiều lần qua các năm, cần triển khai thực hiện đo kiểm tra điện trở suất của đất, đào kiểm tra đánh giá thực trạng hệ thống nối đất, lắp đặt tăng cường hệ thống nối đất, đảm bảo khả năng tiêu thoát sét nhanh;

✓ - Lắp đặt bổ sung hệ thống cắt lọc sét cho các thiết bị điện hạ áp (camera, máy tính, máy in, máy fax, hệ thống role bảo vệ, đồng hồ đo lường đa năng, ...) tại các trạm biến áp, đảm bảo không hư hỏng khi có quá điện áp cảm ứng do sét;

✓ - Đối với các tuyến đường dây xây dựng mới hoặc cải tạo đề xuất thiết kế tính toán làm giảm góc bảo vệ sét;

✓ - Đối với các tuyến đường dây hiện có 01 dây chống sét, lập kế hoạch cải tạo lắp đặt thêm 01 sợi dây chống sét nhằm làm giảm góc bảo vệ sét;

➤ **Sự cố do gió to, giông, lốc làm bay các vật thể dẫn điện vào đường dây, trạm biến áp gây sự cố:**

✓ Kiểm tra, rà soát và bổ sung nếu phát hiện các chuỗi đỡ lèo đối với các cột néo có lèo chùng võng nguy cơ khi có giông lốc rung lắc vi phạm khoảng cách gây sự cố.

✓ Phối hợp với các đơn vị quản lý cáp quang treo trên các tuyến đường dây 110kV để gắn thẻ cáp, thanh thải các sợi cáp không khai thác, căng lại độ võng, kiểm tra các điểm vắn néo để có giải pháp ngăn ngừa trùng võng.

✓ Thường xuyên tuyên truyền, nhắc nhở các cơ quan ban ngành, các hộ dân sinh sống dọc theo tuyến đường dây như thực hiện gia cố mái lợp, các biển quảng cáo, cáp thép thi công, dọn dẹp các tấm ni lông, chặt cây cao trong và ngoài hành lang có nguy cơ khi gió bão đổ vào đường dây.

✓ Thực hiện tốt công tác kiểm tra kỹ thuật, kịp thời phát hiện và xử lý những cấu kiện đường dây hư hỏng như : Móng cột sạt lở, mất thanh giằng, các vị trí cột bị nghiêng không đảm bảo quy định vận hành, ...

➤ **Giảm sự cố do chất lượng thiết bị:**

✓ Triển khai và thực hiện tốt công tác sửa chữa, bảo dưỡng thiết bị hướng tới độ tin cậy, cụ thể: Vận hành thiết bị đúng hướng dẫn của nhà chế tạo; Thực hiện kiểm tra, thí nghiệm định kỳ đúng quy định, thống kê cập nhật đầy đủ tình trạng thiết bị vào lý lịch vận hành của từng thiết bị để theo dõi đánh giá chất lượng;

✓ Tăng cường ứng dụng các thiết bị công nghệ trong công tác vận hành và kiểm tra như: đo kiểm tra nhiệt độ các điểm tiếp xúc bằng camera nhiệt; đo kiểm tra phóng điện cục bộ; giám sát online hàm lượng khí H₂ trong dầu MBA; Đo và kiểm tra dung lượng ắc quy bằng công nghệ điện dẫn, nhằm phát hiện sớm những hư hỏng, kịp thời đề ra giải pháp xử lý ngăn ngừa các nguy cơ sự cố;

✓ Vận hành đúng quy định hệ thống điều hòa, hút ẩm, điện trở sấy. Thường xuyên kiểm tra, giám sát nghiêm ngặt độ ẩm không khí tại các phòng đặt thiết bị điện, duy trì độ ẩm không khí tại các phòng phân phối, phòng role < 60%;

✓ Lập kế hoạch và tổ chức thực hiện đại tu, sửa chữa, thay thế các thiết bị vận hành lâu năm có chất lượng suy giảm, các thiết bị chất lượng kém, không đảm bảo tiêu chuẩn vận hành;

✓ Tăng tần suất vệ sinh công nghiệp cách điện các thiết bị tại các trạm biến áp và các tuyến đường dây bằng cách ứng dụng phương pháp vệ sinh

hotline, đặc biệt đối với các trạm biến áp và đường dây đi qua các khu vực nhiều bụi bẩn, ô nhiễm;

➤ **Giảm sự cố nguyên nhân do lỗi chủ quan:**

✓ **Giảm sự cố nguyên nhân do thao tác sai quy trình:**

+ Rà soát, kiểm tra, khôi phục các mạch liên động điện, liên động cơ của các thiết bị;

+ Kiểm tra, biên soạn đầy đủ Quy trình, Hướng dẫn vận hành các thiết bị;

+ Tăng cường công tác đào tạo, bồi huấn nhằm nâng cao kiến thức chuyên môn cho nhân viên vận hành tại các đơn vị bằng nhiều hình thức: Xây dựng ngân hàng câu hỏi và triển khai áp dụng phần mềm đào tạo trực tuyến trên trang web nội bộ Tổng Công ty; Xây dựng kịch bản các tình huống diễn tập xử lý sự cố dạng video clip làm tài liệu hướng dẫn đào tạo; Phối hợp với các hãng sản xuất thiết bị tổ chức các buổi hội thảo, hướng dẫn vận hành các thiết bị trên lưới;

+ Tăng cường công tác kiểm tra các cấp về việc chấp hành Quy trình, Quy phạm, Quy định, kỷ luật lao động của cán bộ CNV để kịp thời chấn chỉnh, ngăn ngừa các sai phạm.

✓ **Giảm sự cố nguyên nhân do chất lượng thi công:**

+ Phối hợp các đơn vị liên quan tổ chức khảo sát, lập và duyệt phương án thi công chặt chẽ tất cả các công việc trên lưới. Đối với các công việc phức tạp cần tổ chức họp duyệt từng hạng mục công việc, tương ứng từng giai đoạn thi công cụ thể tại hiện trường. Yêu cầu tất cả các đơn vị thi công thực hiện cam kết thực hiện thi công đúng yêu cầu kỹ thuật của nhà sản xuất, đảm bảo chất lượng, an toàn, đáp ứng đúng tiến độ thi công theo lịch cắt điện đã duyệt;

+ Tổ chức giám sát, nghiệm thu đúng quy trình theo checklist từng hạng mục thi công. Yêu cầu các đơn vị thi công giải quyết triệt để các tồn tại trước khi đóng điện đưa thiết bị vào vận hành;

+ Tập hợp, lưu giữ toàn bộ hồ sơ, tài liệu liên quan đến công tác thi công, nghiệm thu đóng điện vận hành các thiết bị phục vụ công tác quản lý vận hành.

✓ Giảm sự cố do phát nhiệt, đứt dây, tuột lèo:

+ Thực hiện kiểm tra, đo nhiệt độ tiếp xúc các tuyến đường dây và trạm biến áp đúng quy định; Theo dõi sát tình hình vận hành mang tải của các tuyến đường dây và các thiết bị tại các trạm biến áp, tăng cường kiểm tra các điểm nối dây, các điểm đầu lèo trên các tuyến đường dây, thiết bị tại các trạm biến áp thường xuyên mang tải cao;

+ Thực hiện đúng quy định công tác kiểm tra định kỳ đêm các tuyến đường dây, trạm biến áp;

+ Xử lý ngay các vị trí phát nhiệt, tớp dây;

+ Kiểm tra, phân tích nguyên nhân dẫn đến phát nhiệt. Chủ động rà soát, lập kế hoạch và tổ chức thực hiện thay thế các thiết bị chất lượng kém gây tiếp xúc phát nhiệt.

✓ Giảm sự cố nguyên nhân do động vật xâm nhập vào thiết bị:

+ Kiểm tra, rà soát bịt kín tất cả các vị trí như cửa hầm cáp, đáy các tủ máy cắt, cầu dao, TU, tủ trung gian đầu dây nhị thứ, tủ điều khiển bảo vệ, làm tấm ngăn tại các vị trí cửa ra vào, Thường xuyên kiểm tra, củng cố hệ thống ngăn ngừa động vật.

✓ Giảm sự cố nguyên nhân do chạm chập mạch nhị thứ:

+ Thực hiện đúng quy định về công tác kiểm tra sơ bộ hệ thống mạch nhị thứ, vệ sinh, xiết ép ngay các vị trí ô xi hóa tiếp xúc xấu phát nhiệt;

+ Kiểm tra, rà soát bịt kín tất cả các tủ điều khiển máy cắt, DCL, tủ trung gian đầu dây nhị thứ, các role bảo vệ công nghệ máy biến áp. Vận hành đúng quy định hệ thống điện trở sấy, không để hiện tượng ngưng hơi, đọng nước trong các thiết bị làm chạm chập mạch nhị thứ;

+ Tổ chức giám sát, nghiệm thu đúng quy trình theo checklist từng hạng mục thi công đầu nối thí nghiệm. Yêu cầu các đơn vị thi công giải quyết triệt để các tồn tại trước khi đóng điện đưa thiết bị vào vận hành.

Ứng dụng khoa học công nghệ đã triển khai nhằm giảm suất sự cố trạm biến áp:

Để đáp ứng yêu cầu vận hành, giúp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, ngăn ngừa nguy cơ xảy ra sự cố, giảm thiểu thời gian mất điện và hoàn thành tốt nhiệm vụ Tổng Công ty giao, Công ty Lưới điện Cao thế TP Hà Nội đã ứng dụng nhiều phương pháp thí nghiệm hiện đại để phát hiện và cảnh báo sớm nguy cơ gây sự cố phóng điện như:

1. Giám sát online hàm lượng khí hòa tan trong dầu (*DGA*). Hiện tại Công ty đã triển khai lắp đặt tổng cộng 75 bộ thiết bị giám sát khí H₂ online trong dầu MBA, loại TM1 của hãng Serveron/Qualitrol. Kể từ khi đưa vào vận hành (tháng 9/2015), các thiết bị TM1 đã giúp phát hiện và ngăn ngừa sự cố cho 04 MBA (T2 E10.6, T1E1.39, T2 E1.2, T2 E1.9)

2. Đo kiểm tra phóng điện cục bộ (*PD: Partial Discharge*);... Hiện tại Công ty đã được trang bị 03 bộ đo phóng điện cục bộ trung thế UltraTEV Locator/Hãng EA Technology; 01 hợp bộ đo và phân tích PD MBA, cáp ngầm 110kV MPD 600. Tần suất hoạt động định kỳ 01 tháng / lần thực hiện đo kiểm tra PD tất cả các thiết bị trung thế; 01 năm / lần thực đo PD các MBA 110, 220kV và toàn bộ đầu cáp hộp nối cáp ngầm 110kV. Kể từ khi ứng dụng công đo PD (2015), đã phát hiện nhiều bất thường và kịp thời xử lý nhằm ngăn ngừa nguy cơ gây sự cố, chỉ tính riêng 05 tháng đầu năm 2019 đã phát hiện 83 đầu cáp có hiện tượng phóng điện, đã tiến hành xử lý thay thế 65 đầu cáp do Công ty quản lý và phối hợp thay thế 18 đầu cáp tại 18 tủ MC xuất tuyến trung thế do các Công ty Điện lực quản lý.

3. Đo kiểm tra nhiệt độ tiếp xúc môi nối bằng camera nhiệt: Sử dụng camera nhiệt để kiểm soát nhiệt độ tại các điểm tiếp xúc phát nhiệt hỗ trợ rất

hiệu quả trong công tác QLVH đường dây và TBA, giúp giảm thiểu nhân lực, vấn đề tiếp xúc tại các vị trí đầu nối được theo dõi, kiểm soát chặt chẽ, chính vì vậy các vụ sự cố nguyên nhân do phát nhiệt gây đứt dây, tuột lèo đã được khống chế hoàn toàn, cụ thể trong các năm qua Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội không có vụ sự cố nào liên quan đến tiếp xúc phát nhiệt.

4. Đo kiểm tra dung lượng accu bằng công nghệ điện dẫn: Việc đo kiểm tra dung lượng (điện dẫn và điện trở) từng bình ắc-quy, kiểm tra đánh giá chất lượng của giàn ắc-quy và dòng điện điện áp trong quá trình phóng nạp được thực hiện định kỳ 01 tháng / lần. Kịp thời phát hiện cô lập, sửa chữa hoặc thay thế các bình ắc-quy hư hỏng, đảm bảo cả giàn ắc- quy vận hành tin cậy, giúp cho việc quản lý, vận hành lưới điện một cách an toàn, hiệu quả và kinh tế.

5. Đo đáp ứng tần số quét (*SFRA: Sweep Frequency Response Analyse*): Hiện tại Tổng Công ty đang triển khai mua thiết bị và sẽ ứng dụng công nghệ đo đáp ứng tần số quét để kiểm soát chất lượng các MBA trong vận hành.

Ngăn ngừa các vụ sự cố nguyên nhân do chất lượng thiết bị:

- Chỉ đạo các đơn vị theo dõi chặt chẽ tình trạng vận hành của các MBA và các thiết bị vận hành lâu năm bằng các giải pháp phòng ngừa:

+ Lập kế hoạch và triển khai thực hiện đo kiểm tra phóng điện cục bộ các MBA và các thiết bị vận hành lâu năm, các khu vực nhạy cảm về mặt cấp điện;

+ Theo dõi chặt chẽ hàm lượng khí H_2 trong dầu của các MBA, định kỳ lấy mẫu và tiến hành kiểm tra phân tích hàm lượng khí hòa tan trong dầu các MBA;

+ Thường xuyên theo dõi tình hình mang tải của các MBA và thiết bị vận hành lâu năm, kiểm tra đo nhiệt độ tiếp xúc bằng camera nhiệt và các giờ phụ tải cao điểm;

- Ghi nhận tất cả các bất thường, phân tích để có hướng xử lý kịp thời, chủ động lập kế hoạch đề xuất thay thế, sửa chữa;

- Chỉ đạo các đơn vị xây dựng chương trình giám sát sự cố và tổng soát các tồn tại trên lưới, lập kế hoạch và đôn đốc xử lý triệt để.

- Đối với công tác đo PD, Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội cần nghiên cứu rút kinh nghiệm đưa ra một số giải pháp, cụ thể như sau:

- + Kéo dài dây nối đất để khi đo PD nối tiếp đất
- + Theo dõi số liệu đo để đưa ra cảnh báo khi thông số tăng bất thường
- + Tìm các nguồn nhiễu để k ảnh hưởng đến phép đo
- + Tăng tần suất đo.

- Đối với các dự án ĐTXD của các Ban QLDA triển khai mới: Cần kiểm soát chặt chẽ việc người thi công trực tiếp làm đầu cáp có đủ chứng chỉ và kinh nghiệm làm đầu cáp; điều kiện môi trường khi thi công đầu cáp - Để kiểm soát tốt công tác này X06 đề xuất Tổng Công ty giao X06 phối hợp các Ban QLDA tham gia giám sát triển khai thi công ngay từ giai đoạn lắp đặt thiết bị đối với công trình xây dựng mới TBA 110, 220kV (hiện X06 chỉ được tham gia khi dự án đã bước vào giai đoạn hoàn thiện phần xây lắp và nghiệm thu).

- Tổ chức hội thảo, mời chuyên gia bồi dưỡng nâng cao nghiệp vụ đo PD cho đội ngũ cán bộ kỹ thuật và công nhân kỹ thuật trực tiếp quản lý vận hành; Tổ chức đào tạo chuyên sâu về lĩnh vực thí nghiệm chuẩn đoán phân tích, đánh giá chính xác kết quả đo PD từ phần mềm chuyên dùng, định vị chính xác vị trí PD.

- Khi đóng điện nghiệm thu MBA, thực hiện đo PD UHF hoặc PD Acoustic để xác định cơ sở dữ liệu ban đầu.

- Đối với công tác thí nghiệm định kỳ cần bổ sung các hạng mục thí nghiệm MBA sau:

- + Đo PD UHF hoặc PD Acoustic để kiểm tra xu hướng phát triển;
- + Khi phát hiện có PD, tiến hành định vị phóng điện cục bộ

- Khi phát hiện có PD trong MBA bằng phương pháp DGA, cần thực hiện các bước sau:

- + Thống kê các kết quả DGA từ lúc đưa vào vận hành, đồng thời thống kê số lần ngắn mạch ngoài trong thời gian MBA vận hành trên lưới;
- + Đo, định vị PD bằng phương pháp UHF – Acoustic;
- + Tháo máy để kiểm tra xác định vị trí hư hỏng, đồng thời đánh giá giữa kết quả thí nghiệm và thực tế hư hỏng;
- + Sau khi sửa chữa xong, đo lại PD tại nhà máy sửa chữa, kết quả đo phải đạt theo tiêu chuẩn IEC 60076-3

Ngăn ngừa các vụ sự cố nguyên nhân do thiết bị nhị thứ:

Chỉ đạo các đơn vị thực hiện:

- Kiểm tra, rà soát bịt kín tất cả các tủ điều khiển máy cắt, DCL, tủ trung gian đấu dây nhị thứ, các role bảo vệ công nghệ máy biến áp. Vận hành đúng quy định hệ thống điện trở sấy, không để hiện tượng ngưng hơi, đọng nước trong các thiết bị làm chậm chập mạch nhị thứ;

- Lập kế hoạch và tổ chức thực hiện kiểm tra, rà soát đối chiếu bản vẽ hoàn công và sơ đồ đấu nối thực tế toàn bộ hệ thống mạch nhị thứ của lưới điện, khắc phục ngay những sai khác giữa bản vẽ hoàn công và sơ đồ đấu dây thực tế của các thiết bị trên lưới điện, ngăn ngừa các vụ sự cố nguyên nhân do hệ thống mạch đấu nối sai thiết kế;

- Tổ chức rà soát toàn bộ file settings, cấu hình role tại các TBA 110/220kV trên lưới, so sánh với phiếu chỉnh định để khắc phục những tồn tại do lỗi chỉnh định không đáng có.

- Kiểm tra, rà soát tình trạng vận hành hệ thống mạch nhị thứ của toàn bộ các TBA để xây dựng kế hoạch cải tạo, thay thế, nâng cấp, hoàn thiện hệ thống mạch nhị thứ tại các trạm biến áp, nhằm đáp ứng yêu cầu nâng cao độ tin cậy cung cấp điện;

- Triển khai ứng dụng các thiết bị công nghệ trong công tác quản lý vận hành mạch nhị thứ như ứng dụng camera nhiệt gắn smartphone trong công tác kiểm tra sơ bộ mạch nhị thứ, nhằm phát hiện sớm những điểm tiếp xúc xấu tại các hàng kẹp đầu nối;

- Tổ chức giám sát, nghiệm thu đúng quy trình theo checklist từng hạng mục thi công đầu nối thí nghiệm. Yêu cầu các đơn vị thi công giải quyết triệt để các tồn tại trước khi đóng điện đưa thiết bị vào vận hành;

- Lập kế hoạch cải tạo, thay thế hệ thống role bảo vệ cũ đã vận hành nhiều năm, độ tin cậy thấp, lạc hậu về công nghệ

3.2.2 Giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện:

Mục đích nâng cao độ tin cậy: Nâng cao độ tin cậy là một trong những việc làm rất cần thiết nhằm đáp ứng yêu cầu của phụ tải điện, đạt được mức tin cậy hợp lý của lưới phân phối điện.

3.2.2.1 Nhóm giải pháp quản lý:

Quy hoạch và đầu tư cải tạo lưới điện

- Thường xuyên phối hợp chặt chẽ với các Sở, Ban, Ngành của thành phố, các đơn vị liên quan để thỏa thuận, thống nhất ý kiến về các dự án công trình liên quan đến lưới điện và công tác giải phóng mặt bằng các dự án, đặc biệt là công tác bổ sung điều chỉnh kịp thời quy hoạch phát triển điện lực đảm bảo các công trình điện đưa vào vận hành đúng tiến độ, đáp ứng yêu cầu cung cấp điện.

- Tổ chức rà soát quy hoạch và tình hình vận hành thực tế, nhu cầu phụ tải các khu vực xem xét điều chỉnh nhiệm vụ thiết kế các dự án cho phù hợp, đặc biệt là rà soát danh mục các đường dây, TBA 110kV trong quy hoạch phát triển điện lực TP Hà Nội giai đoạn 2016-2025 có xét đến 2035 để triển khai lập nhiệm vụ thiết kế và đề án "Kế hoạch đầu tư phát triển lưới điện phân phối năm 2018 có xét đến năm 2020 của Tổng công ty Điện lực TP Hà Nội". Song song với công tác quy hoạch, EVN HANOI đã bước đầu triển khai nghiên cứu về việc

đầu tư với sơ đồ tối giản để đảm bảo yêu cầu cấp điện tại khu vực có mật độ phụ tải thưa nhằm giảm bán kính cấp điện.

- Chủ động phối hợp với các đơn vị liên quan rà soát danh mục và tiến độ các công trình trong Quy hoạch phát triển hệ thống điện thành phố Hà Nội đến năm 2020 để báo cáo các cơ quan chức năng xem xét phê duyệt hiệu chỉnh bổ sung nhằm mục tiêu đến năm 2020 lưới điện 110kV đạt tiêu chuẩn N-1, lưới điện phân phối có độ dự phòng phù hợp ở các khu vực trọng điểm để tăng độ tin cậy cung cấp điện góp phần đưa chỉ số SAIDI xuống dưới 200 phút đến năm 2020.

- Phối hợp cùng Viện Năng lượng và Sở Công thương Hà Nội đưa quy hoạch điện vào quy hoạch phân khu chi tiết Thủ đô, phối hợp Viện Năng lượng rà soát điều chỉnh, bổ sung các công trình vào quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2016-2020 tầm nhìn 2035,.. kịp thời điều chỉnh quy hoạch để đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện cũng như phù hợp với tốc độ phát triển đô thị đồng thời và đầu tư cải tạo, hoàn thành lưới điện theo tiêu chí n-1

Tổ chức quản lý

- Thường xuyên rà soát tình hình vận hành lưới điện, hoàn thiện và liên tục cập nhật hệ thống hồ sơ quản lý đường dây và trạm, hệ thống ghi chép thông số vận hành trong các ca trực, tái lập các hồ sơ thất lạc. Thống kê đầy đủ quy trình, quy phạm, hướng dẫn vận hành, hồ sơ tài liệu tại các đơn vị.

- Theo dõi chính xác phụ tải; thực hiện lịch cắt điện hợp lý, kết hợp các công việc cần thiết cùng thời gian hạn chế cắt điện đột xuất để nâng cao các chỉ tiêu độ tin cậy; thực hiện rà soát, kiểm tra lại toàn bộ các đường dây siêu nhiệt; xây dựng chi tiết kịch bản cấp điện hè, thực hiện đầu tư lưới điện trung áp nhằm hướng đến lưới điện trung áp không còn các đường dây chỉ có 01 nguồn,... nhằm hạn chế nguy cơ sự cố có thể xảy ra, cũng như giúp cho việc điều hành hệ thống lưới điện được tối ưu nhất. Tính toán và vận hành lưới phân phối tối ưu, không để xảy ra tình trạng quá tải đường dây, máy biến áp. Thực hiện các

phương án đóng kết mạch vòng trên lưới trung thế đảm bảo chế độ vận hành ổn định liên tục.

- Căn cứ vào các chỉ tiêu EVN giao, thực hiện tính toán giao các chỉ tiêu cho các đơn vị trực thuộc, qua đó xây dựng chương trình quản lý kỹ thuật và các giải pháp triển khai thực hiện, đảm bảo hoàn thành kế hoạch SXKD toàn Tổng công ty. Đặc biệt ngoài các chỉ tiêu QLKT cơ bản như suất sự cố, độ tin cậy cung cấp điện thì Tổng công ty sẽ tính toán giao chỉ tiêu về số lần ứng dụng công nghệ sửa chữa điện Hotline và vệ sinh cách điện bằng nước áp lực cao nhằm mục tiêu giảm tối đa số lần cắt điện. Theo dõi và kiểm soát công tác thực hiện các chỉ tiêu QLKT của đơn vị, đánh giá và xây dựng các chế tài thi đua khen thưởng phù hợp nhằm động viên kịp thời các đơn vị có những chuyển biến tích cực trong quản lý kỹ thuật vận hành (không để xảy ra sự cố, giảm đáng kể chỉ số độ tin cậy cung cấp điện, hoàn thành trước tiến độ các công trình lưới điện) và hoàn thành xuất sắc công tác đảm bảo điện (đặc biệt trong những ngày nắng nóng hoặc thiên tai bất thường).

- Quản lý chặt chẽ chất lượng công tác thí nghiệm định kỳ và đột xuất, thí nghiệm nghiệm thu trước khi đóng điện. Rà soát, kiểm tra, khôi phục các mạch liên động điện, liên động cơ và thực hiện các giải pháp chống thao tác nhầm thiết bị. Kiểm tra, rà soát, hoàn thiện các sơ đồ 1 sợi, sơ đồ phương thức bảo vệ, AC, DC và in treo tại trạm theo quy định.

- Tăng cường kiểm tra và rà soát lưới điện, thực hiện đầy đủ việc kiểm tra định kỳ ngày đêm đường dây và trạm biến áp để phát hiện sớm các điểm xung yếu của lưới điện, nhanh chóng có biện pháp khắc phục. Liên tục thực hiện kiểm điểm các tồn tại trên lưới và lập phương án giải quyết dứt điểm không để kéo dài gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến toàn hệ thống

- Thực hiện xử lý tức thời sự cố, có phân tích nguyên nhân và đề ra các giải pháp chống tái diễn. Không để sự cố kéo dài trên 2h và các sự cố lặp lại và xây dựng định mức thời gian xử lý sự cố và công tác trên lưới, nhằm đảm bảo thời gian xử lý sự cố nhanh nhất tránh gây mất điện kéo dài cho khách hàng.

- Kiểm soát chất lượng vật tư thiết bị lưới điện

+ Đánh giá chất lượng thiết bị trên lưới nhằm kiểm soát chặt chẽ việc đưa các thiết bị vào lắp đặt vận hành trên lưới điện và phát hiện sớm các thiết bị có nguy cơ hư hỏng đe dọa sự cố để lập kế hoạch thay thế và quản lý chặt chẽ chất lượng thiết bị (trước, trong và sau khi vận hành đưa vào thanh xử lý).

+ Kiên quyết không đưa vào lắp đặt trên lưới điện các thiết bị vật tư có chất lượng thấp, tần suất sự cố nhiều theo thống kê vận hành thực tế.

- Tăng cường giám sát, rút ngắn thời gian thí nghiệm định kỳ và lập kế hoạch thay thế dần các thiết bị đã vận hành lâu năm, chất lượng suy giảm, nguy cơ sự cố cao ở các trạm 110-220kV quan trọng.

- Đào tạo: Nâng cao chất lượng nguồn nhân lực cho quản lý kỹ thuật, quản lý đầy đủ quy trình, quy phạm, hướng dẫn vận hành, hồ sơ tài liệu; Đào tạo vận hành thiết bị mới.

Nhóm giải pháp kỹ thuật, công nghệ

Tối ưu hóa và hiện đại hóa lưới điện

Tối ưu hóa sơ đồ lưới điện để đáp ứng được tốc độ tăng trưởng, nhu cầu của phụ tải trong giai đoạn năm 2020 đến năm 2025 dự báo của Thành phố Hà Nội thì sơ đồ lưới điện 110kV phải đáp ứng được các tiêu chí sau:

- Về cấu trúc lưới điện: lưới điện 110kV Thành phố Hà Nội phải được thiết kế vận hành theo mạch vòng Transit, không sử dụng vận hành mạch cột. Mỗi Trạm biến áp 110kV phải có 02 nguồn cấp đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện và chất lượng điện năng trong chế độ vận hành bình thường và sự cố xảy ra trên đường dây. Lưới điện 110kV phải đảm bảo đủ độ dự phòng cho phát triển phụ tải trong giai đoạn kế tiếp.

- Về tiêu chuẩn đường dây 110kV: Được thiết kế nhiều mạch, ưu tiên sử dụng các loại cột điện có nhiều mạch để giảm hành lang tuyến các đường

dây tải điện và sử dụng các loại dây có tiết diện lớn và ít tổn thất.

- Về tiêu chuẩn Trạm biến áp 110kV: Được thiết kế với cấu hình đầy đủ tối thiểu là 02 Máy biến áp cấp điện áp 110/22kV, sử dụng sơ đồ cầu đủ 05 máy cắt 110kV, 02 Thanh cái và 01 Thanh cái liên lạc 110kV. Sử dụng các thiết bị công nghệ để có cảnh báo sớm các nguy cơ gây sự cố hư hỏng thiết bị.

- Về tiêu chuẩn tiết diện dây dẫn: Sử dụng dây dẫn điện có tiết diện 400mm² hoặc tương đương cho các mạch vòng; dây dẫn điện tiết diện 400mm² cho các nhánh hình tia; Cáp ngầm dùng loại XLPE tiết diện 1200 mm².

- Về tiêu chuẩn Máy biến áp: Sử dụng Máy biến áp có công suất máy 40MVA hoặc 63MVA, cấp điện áp 110/22kV, công suất cụ thể Máy biến áp được lựa chọn lắp đặt tại Trạm biến áp phù hợp với nhu cầu cấp tải của vùng. Máy biến áp đảm bảo ở chế độ vận hành bình thường mang tải lớn nhất đạt 60% công suất của máy.

Xây dựng phương thức hợp lý

- Hoàn thiện cấu trúc lưới điện nhằm đảm bảo vận hành an toàn, ổn định và linh hoạt bằng việc cải tạo các đường dây có tiết diện nhỏ; lập các phương thức vận hành đảm bảo trong điều kiện bình thường dây dẫn và máy biến áp không bị quá tải trong điều kiện bình thường; Sử dụng các thiết bị phân đoạn nhằm chuyển tải linh hoạt và hạn chế phạm vi mất điện khi xảy ra sự cố hoặc cắt điện kế hoạch;

- Kết hợp lịch cắt điện 110kV vào lịch cắt điện trung hạ áp để giảm thời gian công tác trên lưới điện. Thực hiện triệt để việc giảm thiểu thời gian công tác trên lưới không quá 5 giờ/lần với số lần cắt điện tối đa không quá 1 lần/tuyến dây/4 tháng, đề ra tiêu chí cắt điện đối với công tác bảo trì, sửa chữa lớn, đầu tư xây dựng năm.

- Lập phương thức vận hành hợp lý và đề xuất giải pháp xử lý sự cố phù hợp nhằm giảm nhiều hơn nữa các vụ sự cố kéo dài trên 2h đáp ứng mục tiêu giảm

thời gian số lần mất điện và thời gian mất điện cho khách hàng. Củng cố lưới điện nhằm hỗ trợ cho công tác giảm tổn thất và sự cố lưới điện, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện bằng các biện pháp như: lắp đặt dây chống sét cho lưới điện phân phối, lắp đặt và vận hành hiệu quả hệ thống tụ bù trung hạ thế, tăng cường, xây dựng mới đường trục hạ áp chống quá tải, đảm bảo mang tải < 80% định mức, đóng bỏ sung tiếp địa lắp lại, thay đổi đầu phân áp MBA phân phối phù hợp điện áp nguồn điện để đảm bảo chất lượng điện áp cuối nguồn 0.4kV, thay công tơ cơ bằng công tơ điện tử để phục vụ đo xa.

- Từng bước xóa bỏ dần các trạm biến áp trung gian; Hoàn thiện mạch vòng trung áp và xây dựng các lộ trung áp liên thông giữa các trạm 110kV nhằm nâng cao độ tin cậy, vận hành lưới điện ở chế độ tối ưu hơn tiến tới đạt tiêu chí n-1 trong cung cấp điện.

Cải tạo, nâng cấp các trạm biến áp

Khắc phục tình trạng quá tải của máy biến áp:

Qua theo dõi trực tiếp tình trạng mang tải của các Máy biến áp tại các Trạm biến áp 110kV các ngày chưa phải thời điểm nắng nóng cục bộ, nhiệt độ môi trường cao nhất là 31°C, các hộ sử dụng các phụ tải tiêu thụ điện chưa nhiều nhưng đã xuất hiện một số Máy biến áp tại các Trạm 110kV vận hành mang tải vượt quá 70% công suất định mức của máy, chi tiết cụ thể:

Tại thời điểm ngày nắng nóng diễn ra từ ngày 01/7/2018 đến ngày 05/7/2018, khu vực Hà Nội xảy ra nắng nóng diện rộng, gay gắt phổ biến ở mức 39-42°C, thậm chí lớn hơn nhiệt độ môi trường ngoài trời đều trên 42°C nên ảnh hưởng nhiều đến tình hình cấp điện.

Bảng 3-1: Tình hình cung ứng điện 1/7 – 5/7/2018

Ngày	Pma x	Vào lúc	Pmin (MW	Vào lúc	Apma x
01/07/2018	3494	22h00	2124	6h00	6879
02/07/2018	3987	14h00	2353	6h00	7930

03/07/2018	4085	14h00	2546	6h00	8225
04/07/2018	4149	14h00	2579	6h00	8571
05/07/2018	4231	14h00	2644	6h00	8653

Nhận xét:

- So với năm 2017, thì Công suất đỉnh Pmax tăng 8.5% (4231/3900 MW).
- So với năm 2017, thì sản lượng ngày cao nhất Apmax tăng 9.3% (86533/79136 MWh)

❖ Máy biến áp 110kV:

Bảng 3-2: Số lượng máy biến áp quá tải 1/7 – 5/7/2018

Số lượng MBA mang tải	Ngày 01/07	Ngày 02/07	Ngày 03/07	Ngày 04/07	Ngày 05/07
> 110%	0	0	0	0	0
> 100%-	0	0	0	0	0
> 90% -100%	0	0	2	0	2
> 80%- 90%	8	21	26	28	34

Khi các máy biến áp 110kV vận hành mang tải cộng với thời tiết môi trường nắng nóng nhiệt độ cao sẽ sinh ra nhiệt độ cuộn dây các phía trong máy biến áp và nhiệt độ dầu tăng cao, để khắc phục nhiệt độ tăng cao ảnh hưởng đến công tác vận hành an toàn thiết bị, tại các Trạm 110kV đều vận hành hết công năng hệ thống làm mát như quạt gió tại các cánh tản nhiệt, hệ thống phun sương máy biến áp (khi nhiệt độ đến 60°C phải bật quạt và hệ thống phun sương)

Cải tạo mở rộng và xây dựng mới các TBA

Để đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định cho Thủ đô Hà Nội trong dịp nắng nóng hè 2018 và các năm tiếp theo, đồng thời có tính toán đến chỉ tiêu kỹ thuật giảm thấp nhất tổn thất điện năng trên lưới điện 110kV, cần triển khai cải tạo một số Trạm biến áp để vận hành an toàn và xây dựng lắp đặt mới Trạm 110kV tại các vị trí sao cho phù hợp với nhu cầu phụ tải với bán kính ngắn nhất.

Các máy biến áp tại các Trạm 110kV đều vận hành ở chế độ vừa tải, đồng thời có thể đáp ứng được khi thời tiết cực đoan nắng nóng kéo dài, nhưng về vấn đề san tải tại một trạm 110kV thấy có máy biến áp vận hành đầy tải, máy vận hành dưới 60% công suất định mức của máy vì vậy phải đề xuất biện pháp đầu nối san tải trong một Trạm sao cho các máy biến áp vận hành mang tải phù hợp.

Ví dụ: Ngày 19/5/2017 tại Trạm E1.10- Văn Điển các máy biến áp vận hành bình thường ở nhiệt độ 310C Máy biến áp T1 mang tải 38% công suất định mức; Máy biến áp T2 mang tải 64% công suất định mức. Ngày 02/6/2017 nhiệt độ môi trường trên 400C Máy biến áp T1 mang tải 63% công suất định mức; Máy biến áp T2 mang tải 96% công suất định mức. Vì vậy để đảm bảo vận hành an toàn cho thiết bị đồng thời giảm tổn thất điện năng trong máy biến áp và mức tiêu thụ điện phục vụ cho hệ thống làm mát nhất thiết phải có biện pháp san tải trong Trạm E1.10 Văn Điển từ MBA T2 sang MBA T1.

Ngày 02/6/2017 Máy biến áp T1 Trạm E1.42 mang tải 35% công suất máy; Máy biến áp T2 mang tải đạt 91% công suất máy.

Từ đó xem xét đến các máy biến áp mang tải chưa đều tại các Trạm 110kV như: Trạm E1.15-Sài Đồng; Trạm E1.17-Bắc Thăng Long; Trạm E1.18-Bờ Hồ; Trạm E1.24-Hải Bối; Trạm E1.31-Trôi; Trạm E1.33-Cầu Diễn; Trạm E1.36-Quang Minh; Trạm E1.37-Bắc An Khánh; Trạm E1.42-Nội Bài 2; Trạm E10.7-Thạch Thất.

Tổng hợp các giải pháp nâng công suất của các TBA (theo phụ lục 3)

Triển khai lắp đặt và sử dụng các thiết bị GIS, hợp bộ đóng cắt Compact:

Điều này giúp ích cho việc đầu tư xây dựng, cải tạo, nâng cấp các trạm biến áp tại các nơi đô thị có diện tích đất rất khiêm tốn như thành phố Hà Nội. Ngoài ra còn có một số ưu nhược điểm sau:

❖ Ưu điểm:

- + Giảm thời gian tiến độ thi công lắp đặt công trình
- + Dễ dàng lắp đặt trong quá trình thi công cũng như sửa chữa vận hành.
- + Thiết bị tích hợp cho mỗi ngăn riêng biệt nhỏ gọn, giảm diện tích đất sử dụng. (Compact)
- + Thiết bị tích hợp cả trạm nhỏ gọn, giảm kích thước trạm. (GIS)
- + Nhiều nhà sản xuất có thể đáp ứng được giải pháp cung cấp thiết bị trên cùng một trạm.
- + Hiệu suất và độ tin cậy cao, tiết kiệm nguồn lực và hài hoà với môi trường.
- + Dễ dàng thay thế sửa chữa trong quá trình vận hành.
- + Kéo dài được thời gian kiểm tra thí nghiệm định kỳ.
- + Giảm thiểu được các cấp nhệ thứ kết nối liên động giữa các ngăn trong cùng trạm.
- + Đáp ứng được yêu cầu kỹ thuật, tiêu chuẩn cho điều khiển điều khiển xa, đáp ứng yêu cầu trạm không người trực.
- ❖ Nhược điểm:
 - + Tăng giá thành đầu tư so với giải pháp truyền thống AIS.
 - + Thời gian sửa chữa kéo dài do hầu hết các nhà máy chế tạo cũng như công tác bảo hành kỹ thuật đối với thiết bị của các nhà sản xuất không đặt tại Việt Nam.
 - + Giảm thiểu thiết bị dự phòng giữa các trạm .
 - + Thiết bị phức tạp do tích hợp nhiều chức năng trên cùng một sản phẩm.

Một số công trình đã triển khai : Thay thế các MC110kV tại E1.14 Giám (nơi có phụ tải đặc biệt quan trọng rất khó cắt điện), Lắp đặt MBA T3 tại E1.26 Linh Đàm (trạm có diện tích rất nhỏ), Thay thế MC171, 172 E1.31 Trôi, trạm 220kV Tây Hồ, trạm E1.18 Bồ Hồ, trạm E1.52 Công viên Thống Nhất,...

❖ Thiết bị Compact:



Hình 3-3: *hộp bộ Compact tại E1.14 Giám* Hình 3-4: *hộp bộ Compact tại E1.31 Trôi*

❖ Thiết bị GIS:



Hình 3-5: *thiết bị GIS tại E1.40 Tây Hồ* Hình 3-6: *thiết bị GIS tại E1.18 Bờ Hồ*

Đẩy mạnh công tác sửa chữa điện nóng (Sửa chữa Hotline):

Thực hiện công tác vệ sinh công nghiệp bằng nước áp lực cao

Giúp giảm thiểu thời gian cắt điện, giảm suất sự cố, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện. Hiện tại Công ty đã trang bị được 04 bộ vệ sinh cách điện bằng nước áp lực cao Hotline bao gồm cả hệ thống máy lọc nước cách điện và hệ thống bơm áp lực cao.

Trong năm 2018, Công ty đã thực hiện vệ sinh cách điện bằng nước áp lực cao tại 46/46 TBA 110kV theo kế hoạch; Hoàn thiện việc vệ sinh cách điện các tuyến ĐDK ĐZ 171; 172 E1.3- E1.18- E1.8; ĐDK 177; 178 E1.3-E1.22; ĐZ

171; ĐDK 172 E1.11- E1.14 theo đúng kế hoạch. Ngoài ra, Công ty còn tiến hành phối hợp với các Công ty Điện lực trong việc vệ sinh cách điện lưới trung thế.



Hình 3-7: Vệ sinh sứ bằng nước áp lực cao

Đẩy mạnh công nghệ sửa chữa điện Hotline, định hướng sử dụng công nghệ Hotstick và thăm cách điện Hotline

Theo thống kê theo dõi từ đầu năm đến tháng 12 năm 2018, Đội hotline đã thực hiện khảo sát hotline theo đăng ký của các Công ty Điện lực với tổng số là 256 công trình, trong đó số công trình thi công được bằng phương pháp hotline là 78 công trình chiếm tỷ lệ 30,47 %. Còn lại 178 vị trí không thi công được là do các nguyên nhân sau:

+ Do vị trí cột nằm ngoài cánh đồng ruộng, ven đê là 85 công trình, chiếm tỷ lệ 47,75%.

+ Do đường giao thông nhỏ, mặt bằng nơi thi công chật hẹp nên xe gầu hotline không tiếp cận để thi công được là 45 công trình, chiếm tỷ lệ 25.28%.

+ Do một số nguyên nhân khác như: Một số tuyến đường dây sử dụng loại cột 18m ngoài tầm làm việc của xe gầu, cột có kết cấu phức tạp hay việc phải trồng thêm cột giữa khoảng để tạo điểm đầu là 48 công trình chiếm tỷ lệ 26.97%.

- Số công trình đã thi công hotline đến tháng 11/2018 là 78 công trình tăng gấp 5 lần so với cùng kỳ năm 2017. Dự kiến đến hết tháng 12/2018 tổng số công

trình thi công hotline là 78 công trình thực hiện tại 15/27 Công ty Điện lực có đường dây nổi 22kV đạt tỷ lệ 55,5% số đơn vị đăng ký thực hiện thi công hotline. Trong đó một số đơn vị thường xuyên thực hiện đăng ký thi công hotline là: PC Thạch Thất, PC Thanh Trì, PC Quốc Oai, PC Thường Tín, PC Hà Đông, PC Hoài Đức,...

Thi công Hotline đã mang lại nhiều hiệu quả rõ rệt như: Giảm thời gian cắt điện; cung cấp điện liên tục phục vụ người dân và doanh nghiệp, nâng cao chất lượng dịch vụ khách hàng cũng như thỏa mãn sự hài lòng của khách hàng; đáp ứng nhu cầu kiểm tra, bảo trì bảo dưỡng, thay thế, đấu nối thiết bị mà không cần phải cắt điện; bảo đảm chỉ số độ tin cậy cung cấp điện, hoàn thành tốt các chỉ tiêu sản xuất, kinh doanh.



Hình 3-8: Ảnh thi công Hotline

Nhóm giải pháp ứng dụng các phương pháp thí nghiệm hiện đại để phát hiện sớm nguy cơ sự cố:

Theo hiệp hội phòng chống cháy nổ (NFFA 70B), nguyên nhân cơ bản của những sự cố về điện ở thiết bị điện trung và cao thế là do hư hỏng về lớp cách điện. Trong thực tế vận hành lưới điện thì có tới 85% sự cố của các thiết bị điện trung và cao thế liên quan đến hiện tượng phóng điện cục bộ. Phóng điện cục bộ (PD - Partial Discharge) là hiện tượng phóng điện một phần nhỏ trong vật liệu cách điện của các thiết bị trung và cao thế, là tín hiệu nhận biết của hư hỏng lớp cách điện. PD là kết quả của sự phá huỷ về điện được hình thành do có các khe hở không khí bên trong lớp cách điện

Để đáp ứng yêu cầu vận hành, giúp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, ngăn ngừa nguy cơ xảy ra sự cố, giảm thiểu thời gian mất điện và hoàn thành tốt nhiệm vụ Tổng Công ty giao, Công ty Lưới điện Cao thế TP Hà Nội đã ứng dụng nhiều phương pháp thí nghiệm hiện đại để phát hiện và cảnh báo sớm nguy cơ gây sự cố phóng điện như:

- Phương pháp phân tích thành phần khí hòa tan trong dầu (DGA: Dissolved Gas Analysis);
- Phương pháp phân tích đáp ứng tần số quét (SFRA: Sweep Frequency Response Analyse);
- Phương pháp thử nghiệm chất lượng dầu (OQT: Oil Quality Tests)
- Phương pháp đo phóng điện cục bộ (PD: Partial Discharge);..
- Phương pháp giám sát nhiệt độ điểm nóng cuộn dây

Phương pháp đo phóng điện cục bộ (PD: Partial Discharge)

Phóng điện cục bộ trong các thiết bị điện cao áp thường thể hiện ở các dạng:

- Phóng điện bề mặt, bên trong
- Phóng điện do vết nứt, bọt khí, khuyết tật
- Sự không đồng nhất của điện môi
- Đốt nóng và phản ứng hóa học

Các phương pháp để chuẩn đoán phát hiện phóng điện cục bộ.

STT	Phương pháp	Khả năng chuẩn đoán
I	Máy biến áp và cáp ngầm cao thế	
1	Đo theo tiêu chuẩn IEC 60270 bằng thông 100 –	•Đo các xung dòng xuất hiện trong quá trình phóng điện cục bộ. •Các xung dòng phóng điện cục bộ nói trên trong MBA và các thiết bị điện khác có chu kỳ nhỏ hơn 1 μs. Tín hiệu PD

STT	Phương pháp	Khả năng chuẩn đoán
	500 kHz dùng để phát hiện, định lượng, theo dõi xu hướng phát triển PD	được thu thông qua Bushing tap hoặc coupling capacitor. •Phương pháp này đo điện tích biểu kiến với giá trị được xác định bằng pC. •Phương pháp này được áp dụng cho thí nghiệm xuất xưởng các thiết bị cao áp và theo dõi PD định kỳ để xem xét xu hướng, tốc độ phát triển của PD.
2	Đo bằng sóng âm (PD Acoustic)	•Hiện tượng phóng điện cục bộ sinh ra các sóng âm với biên độ rất bé và tần số cao. Các sóng âm đó sẽ truyền qua các vật liệu cách điện (rắn, lỏng) truyền tới vỏ thùng MBA rồi đến các sensor được bố trí thích hợp. Bằng việc di chuyển vị trí các sensor kết nối với máy định vị PD Acoustic có thể định vị được tương đối chính xác các điểm phát sinh phóng điện cục bộ bên trong MBA; •Ngoài ra, các sóng âm cũng truyền tới vỏ đi qua đường nối đất của vỏ thiết bị rồi đến biến dòng cao tần được bố trí tại dây nối đất hoặc trung tính MBA; •Phương pháp này đo độ lớn phóng điện cục bộ với giá trị được xác định bằng mV
3	Đo bằng UHF	•Hiện tượng phóng điện cục bộ cũng sinh ra các sóng siêu cao tần (UHF); •Sử dụng cảm biến siêu cao tần (UHF sensor) gắn vào van xả dầu của MBA để lấy tín hiệu PD, kèm theo một bộ kích hoạt (trigger) trong quá trình đo; •Phương pháp này đo độ lớn phóng điện cục bộ với giá trị

STT	Phương pháp	Khả năng chuẩn đoán
		được xác định bằng mV.
4	Phân tích khí hòa tan trong dầu (DGA)	Trong quá trình vận hành MBA, dầu cách điện làm việc ở nhiệt độ cao, trong cường độ trường điện từ cao, bị phân hủy và diễn ra theo cơ chế phá vỡ mạch C-H và C-C tạo thành hydro nguyên tử và các radical hydrocarbon. Các sản phẩm rất hoạt hóa vừa mới sinh ra này kết hợp với nhau hình thành khí H_2, CH_4, C_2H_6...và hydrocarbon mới. Khi có các nguồn nhiệt lớn sinh ra trong MBA (quá nhiệt mối nối, phóng điện cục bộ hoặc phóng hồ quang...) sự phân hủy diễn ra mạnh hơn và sản sinh thêm khí C_2H_4 và C_2H_2 và thậm chí là cả carbon dạng hạt. Ngâm trong dầu có giấy cách điện (cellulose) và các vật liệu cách điện rắn, do quá trình phân hủy và sinh ra các khí CO_2, CO. Do vậy trong thí nghiệm về hàm lượng khí trong dầu cách điện sẽ giúp người quản lý vận hành chẩn đoán sớm tình trạng vận hành MBA
II	Thiết bị trung thế, RMU và cáp ngầm trung thế	
1	Đo phóng điện bên trong bằng phương pháp trường điện từ (TEV)	Phóng điện cục bộ bên trong tạo ra trường điện từ và lan tỏa xung quanh với xung điện từ có thời gian rất ngắn, khoảng vài nano giây, vì thế tần số phóng điện rất cao. Tần số phóng điện này không nằm trong dãy tần số siêu âm, vì thế không dùng phương pháp siêu âm để kiểm tra, mà dùng phương pháp TEV (Transient Earth Voltage) để kiểm tra phóng điện bên trong. Với phương pháp TEV, độ lớn của xung và số lượng xung trên mỗi chu kỳ hình sin điện sẽ được đo để đánh giá mức

STT	Phương pháp	Khả năng chuẩn đoán
		độ nghiêm trọng của phóng điện.
2	Đo phóng điện bề mặt bằng phương pháp siêu âm (Ultrasonic)	Một trong những nguyên nhân Phóng Điện Bề Mặt hình thành là do độ bẩn trên bề mặt cách điện kết hợp với độ ẩm cao. Hình dạng phóng điện bề mặt thường nhìn thấy là hình dạng vết chân chim, hoặc những bột trắng xuất hiện trên bề mặt lớp cách điện. Lớp bột trắng này chính là Axit Nitric (khi phóng điện, oxy trong không khí dưới tác dụng của phóng điện tạo thành Ozon. Ozon kết hợp với Nitơ trong không khí và độ ẩm, tạo thành Axit Nitric và chính Axit Nitric sẽ ăn mòn lớp cách điện. Phóng điện bề mặt đôi lúc tạo xung có cường độ thấp và có tần số nằm trong dãy tần số siêu âm. Dùng phương pháp TEV để kiểm tra phóng điện bề mặt đôi lúc sẽ không nhận biết được các xung có cường độ thấp này, vì thế phương pháp siêu âm (Ultrasonic) được dùng để kiểm tra hỗ trợ cho TEV khi có phóng điện bề mặt.
3	Phương pháp sử dụng biến dòng cao tần (RFCT)	Kiểm tra phóng điện cục bộ cho cáp ngầm từng thể

Giám sát nhiệt độ điểm nóng cuộn dây

Thực tế công tác QLVH trong TBA, việc nâng cao khả năng chịu tải của MBA rất quan trọng. Việc nâng cao khả năng tải của máy sẽ loại trừ được những tổn hại trong quá trình vận hành; giúp điều độ có thêm thời gian và phương án để đưa phụ tải về phạm vi an toàn.

Phụ tải thực tế lớn hơn phụ tải danh định của MBA sẽ gây ảnh hưởng đến tất cả các bộ phận của MBA (cuộn dây, đầu cực, cách điện, lõi thép, OLTC, cáp nối đầu cực, biến dòng, v.v.v), gây ra tổn hại cho máy. Đặc biệt là tại cuộn dây, tác động rất dễ nhận thấy và ở mức độ nghiêm trọng nhất. Cách điện tại điểm nóng nhất của cuộn dây có tốc độ lão hóa cao nhất, dẫn đến sự cố phóng điện trong cuộn dây, gây ra hư hỏng MBA. Có thể kết luận, nhiệt độ điểm nóng nhất của cách điện cuộn dây MBA là nhân tố ảnh hưởng quyết định khả năng vận hành quá tải của máy, vì vậy việc giám sát nhiệt độ điểm nóng cuộn dây có ý nghĩa vô cùng quan trọng trong điều khiển vận hành MBA nói riêng và trong vận hành các TBA không người trực nói chung.

Giám sát thành phần khí hòa tan trong dầu

Trong quá trình vận hành MBA, bất cứ một hiện tượng phát nhiệt hay phóng điện cục bộ phát sinh trong MBA đều sinh ra các thành phần khí cháy trong dầu MBA, phóng điện còn duy trì hàm lượng khí cháy sẽ gia tăng theo thời gian. Khi mức độ các hàm lượng khí lớn có thể làm cháy nổ MBA.

Các khí phát sinh có nguồn gốc chủ yếu từ dầu MBA, bên cạnh đó còn có các thành phần do cách điện cố định (giấy cách điện, vật liệu composite,...) giải phóng ra. Phát nhiệt hay phóng điện trong dầu dẫn đến các liên kết C-C, C-H bị phá vỡ hoặc kết hợp, trong quá trình đó các khí như H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆, CO, CO₂ được tạo thành, không ngừng di chuyển và phát tán trong dầu. Hàm lượng và thành phần các khí phát sinh có liên quan mật thiết đến loại hình và mức độ nghiêm trọng của sự cố. Giám sát và phân tích thành phần khí hòa tan trong dầu có thể phát hiện sớm các bất thường bên trong MBA và theo dõi được diễn biến phát sinh các sự cố^[2]

Bảng 3-3: Loại hình sự cố và các khí phát sinh

Loại hình sự cố	Khí phát sinh đặc trưng	Các khí khác
Quá nhiệt dầu	CH ₄ , C ₂ H ₄	H ₂ , C ₂ H ₆
Quá nhiệt dầu và giấy cách điện	CH ₄ , C ₂ H ₄ , CO, CO ₂	H ₂ , C ₂ H ₆

Phóng điện cục bộ trong dầu và giấy cách điện	H ₂ ,CH ₄ ,CO	C ₂ H ₂ ,C ₂ H ₆ ,CO ₂
Phóng điện trong dầu	H ₂ ,C ₂ H ₂	
Hồ quang điện trong dầu	H ₂ ,C ₂ H ₂	CH ₄ ,C ₂ H ₄ ,C ₂ H ₆
Hồ quang điện trong dầu và giấy	H ₂ ,C ₂ H ₂ ,CO,CO ₂	CH ₄ ,C ₂ H ₄ ,C ₂ H ₆

Nguồn: IEEE Std C57.91-1995

3.2.3. Giải pháp giảm tổn thất điện năng

Nhóm các giải pháp kỹ thuật, công nghệ

Giải pháp 1: Tối ưu hóa và hiện đại hóa lưới điện

1/ Tối ưu hóa sơ đồ lưới điện: Để đáp ứng được tốc độ tăng trưởng, nhu cầu của phụ tải trong giai đoạn năm 2017 đến năm 2020 dự báo của Thành phố Hà Nội thì sơ đồ lưới điện 110kV phải đáp ứng được các tiêu chí sau:

- Về cấu trúc lưới điện: lưới điện 110kV Thành phố Hà Nội phải được thiết kế vận hành theo mạch vòng Transit, không sử dụng vận hành mạch cộc. Mỗi Trạm biến áp 110kV phải có 02 nguồn cấp đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện và chất lượng điện năng trong chế độ vận hành bình thường và sự cố xảy ra trên đường dây. Lưới điện 110kV phải đảm bảo đủ độ dự phòng cho phát triển phụ tải trong giai đoạn kế tiếp.

- Về tiêu chuẩn đường dây 110kV: Được thiết kế nhiều mạch, ưu tiên sử dụng các loại cột điện có nhiều mạch để giảm hành lang tuyến các đường dây tải điện và sử dụng các loại dây có tiết diện lớn và ít tổn thất.

- Về tiêu chuẩn Trạm biến áp 110kV: Được thiết kế với cấu hình đầy đủ tối thiểu là 02 Máy biến áp cấp điện áp 110/22kV, sử dụng sơ đồ cầu đủ 05 máy cắt 110kV, 02 Thanh cái và 01 Thanh cái liên lạc 110kV. Sử dụng các thiết bị công nghệ để có cảnh báo sớm các nguy cơ gây sự cố hư hỏng thiết bị. Xây dựng, lắp đặt vận hành hệ thống tự bù phù hợp và hiệu quả.

- Về tiêu chuẩn tiết diện dây dẫn: Sử dụng dây dẫn điện có tiết diện 400mm^2 hoặc tương đương cho các mạch vòng; dây dẫn điện tiết diện 400mm^2 cho các nhánh hình tia; Cáp ngầm dùng loại XLPE tiết diện 1200mm^2 .

- Về tiêu chuẩn Máy biến áp: Sử dụng Máy biến áp có công suất máy 40MVA hoặc 63MVA, cấp điện áp 110/22kV, công suất cụ thể Máy biến áp được lựa chọn lắp đặt tại Trạm biến áp phù hợp với nhu cầu cấp tải của vùng. Máy biến áp đảm bảo ở chế độ vận hành bình thường mang tải lớn nhất đạt 60% công suất của máy.

2/ Hiện đại hóa cơ sở hạ tầng của lưới điện: Thành phố Hà Nội là trung tâm văn hóa, kinh tế, xã hội trọng điểm của cả nước, thường xuyên diễn ra các cuộc họp chính trị của các nước tại Thủ đô Hà Nội, một năm Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội phải ứng trực tuần canh khoảng trên 200 ngày để đảm bảo cấp điện an toàn phục vụ các kỳ họp quan trọng của cả nước, do đó nhận được nhiều sự quan tâm của Thành phố, Chính phủ trong việc thúc đẩy các dự án đầu tư xây dựng cải tạo cơ sở hạ tầng ngày càng hiện đại. Cơ sở hạ tầng kỹ thuật và thông tin hiện đại là một trong những đơn vị đi đầu trong việc ứng dụng các công nghệ hiện đại như đo đếm từ xa, phần mềm PMIS trong việc quản lý tổn thất điện năng, sử dụng công tơ điện tử có độ chính xác cao, lắp đặt mạch dòng, mạch áp đúng giá trị tỉ số biến.

3/ Duy trì việc đưa điện áp cao vào sâu và gần các phụ tải: Lưới điện 110kV Hà Nội là lưới điện có bán kính truyền tải ngắn khoảng 40km, đồng thời lưới điện 110kV được đầu tư đúng quy mô, đúng quy hoạch đúng thời điểm là một yếu tố góp phần trong việc giảm tổn thất điện năng.

Giải pháp 2: Cải tạo đường dây

1/ Nâng cao độ tin cậy cung cấp điện:

Trong giai đoạn từ năm 2017 đến năm 2020, đáp ứng được nhu cầu cung cấp điện cho Phụ tải trên địa bàn Hà Nội không vận hành quá tải

đường dây, không vượt quá 80% dòng tải định mức của dây dẫn nhằm ngăn ngừa, giảm thiểu các nguy cơ gây mất an toàn cho lưới điện là một trong yếu tố góp phần giảm tổn thất điện năng trên đường dây.

2/ Cải tạo nâng tiết diện dây dẫn và sử dụng chủng loại dây chống tổn thất:

Với mức độ đô thị hóa phát triển nhanh như hiện nay, các công trình nhà ở, công trường thi công thường xuyên trong hành lang lưới điện cao áp 110kV và đảm bảo các công trình nhà cách đường dây 04m, nếu vận hành quá tải cộng với thời tiết nắng nóng trên 35°C thì dây dẫn sẽ bị trùng võng, gây nóng dây và có thể gây nên sự cố cho tuyến đường dây. Khi đó các tuyến khác sẽ cấp san tải cho đường dây bị sự cố dẫn đến quá tải đường dây khác đang vận hành làm vận hành mất an toàn cho toàn hệ thống lưới điện 110kV trên địa bàn thủ đô, mặt khác các thiết bị đưa vào lưới điện vận hành từ năm 1967 trong điều kiện thời tiết cực đoan nắng, nóng, mưa dẫn đến các thiết bị dần suy giảm cách điện vận hành mất an toàn, các mối nối, điểm bắt ghíp bị già hóa gây phát nhiệt. Vì vậy trong giai đoạn năm 2017 đến năm 2020 cần cải tạo nâng tiết diện dây dẫn điện bằng chủng loại dây chống tổn thất nhằm nâng cao khả năng mang tải và giảm tổn thất điện năng trong quá trình vận hành, xây dựng các tuyến đường dây nhằm đảm bảo nhu cầu cung cấp điện được an toàn.

Giải pháp 3: Cải tạo, nâng cấp các trạm biến áp

1/ Khắc phục tình trạng quá tải của máy biến áp:

Qua theo dõi trực tiếp tình trạng mang tải của các Máy biến áp tại các Trạm biến áp 110kV ngày 19/5/2017 chưa phải thời điểm nắng nóng cục bộ, nhiệt độ môi trường cao nhất là 31°C , các hộ sử dụng các phụ tải tiêu thụ điện chưa nhiều nhưng đã xuất hiện một số Máy biến áp tại các Trạm 110kV vận hành mang tải vượt quá 60% công suất định mức của máy, chi tiết cụ thể:

2/ Cải tạo mở rộng và xây dựng mới các TBA :

Để đảm bảo cung cấp điện an toàn, ổn định cho Thủ đô Hà Nội trong dịp nắng nóng hè 2019 và các năm tiếp theo, đồng thời có tính toán đến chỉ tiêu kỹ thuật giảm thấp nhất tổn thất điện năng trên lưới điện 110kV, cần triển khai cải tạo một số Trạm biến áp để vận hành an toàn và xây dựng lắp đặt mới Trạm 110kV tại các vị trí sao cho phù hợp với nhu cầu phụ tải với bán kính ngắn nhất.

3.2.4. Nâng cao chất lượng nguồn nhân lực cho công tác quản lý vận hành

3.2.4.1: Căn cứ vào đề xuất:

Tính đến 31/5/2019 Công ty có 486 CBCNV. Trong đó:

- Về giới tính:

+ Nam: 367 người (75,46%;

+ Nữ: 119 người (24.54%).

- Về trình độ:

+ Thạc sĩ: 09 người (1,8%);

+ Đại học: 137 người (28.04%);

+ Cao đẳng: 78 người (16.08%);

+ Trung cấp: 89 người (18,35%);

+ Công nhân Kỹ thuật: 172 người (35.46%).

- Tình hình cơ cấu nhân lực theo đơn vị:

+ Lao động gián tiếp: 65 người (13,4%)

+ Lao động trực tiếp: 421 người (86,6%)

+ Số trực chính chiếm tỉ lệ 42,11% tổng nhân lực các TBA 110kV, 220kV.

Với lực lượng cán bộ trẻ và công nhân lành nghề khá cao đó là lợi thế để Công ty đẩy mạnh phát triển và hoàn thiện bộ máy dựa trên các ưu điểm như sau:

- Mỗi cán bộ trẻ có trình độ sẽ nhanh chóng nắm bắt nhanh công việc. Khả năng sử dụng công nghệ thông tin, vi tính với các phần mềm quản lý công việc là một thế mạnh để thay đổi công tác quản lý cũ không hiệu quả.

- Tuy nhiên Công ty hiện nay cũng phải đối mặt với các vấn đề như các kỹ sư trẻ mới ra trường chưa có nhiều kinh nghiệm thực tế, nhiều công nhân bậc cao, thợ lành nghề đã công tác nhiều năm chuẩn bị về hưu theo quy định. Do đó số lượng cũng như chất lượng công nhân vận hành trực tiếp giảm.

- + Ngoài ra như phân tích trong chương 2 của luận văn đã nêu ý thức trách nhiệm và ý thức chấp hành kỷ luật khi kiểm tra, giám sát, vận hành lưới điện của chính đội ngũ vận hành này còn thấp, còn tình trạng coi thường kỷ luật dẫn đến khó khăn cho công tác quản lý. Do đó các thông tin về hiện trạng lưới không được ghi chép cập nhật đầy đủ, các thông tin báo cáo chuyên về Phòng Kỹ thuật còn rất sơ sài mang tính đối phó.

- + Đối với công nhân trực tiếp vận hành thì việc tìm tòi sáng kiến cải tiến kỹ thuật vừa góp phần nâng cao hiệu quả quản lý vận hành, vừa nâng cao trình độ vận hành của công nhân nhưng thực tế số lượng sáng kiến từ phía công nhân hiện nay là rất ít. Nhiều sáng kiến thực chất là từ phía công nhân vận hành đề đạt nhưng có một số đội trưởng lại lấy làm sáng kiến của mình để chạy đua thành tích dẫn đến tình trạng công nhân ngày càng không đề xuất các sáng kiến, giải pháp nữa vì họ thấy ý kiến của mình không được coi trọng.

- + Trên thực tế, Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội không được chủ động trong công tác tuyển dụng lao động mà chỉ được bố trí sắp xếp lao động khi Tổng Công ty Điện lực TP Hà Nội giao chỉ tiêu. Để khắc phục hạn chế này, Tổng công ty Điện lực Hà Nội nên giao quyền cho Công ty chủ động xác định, tuyển dụng và phân bổ nguồn nhân lực của đơn vị đáp ứng tốt nhất nhiệm vụ được giao. Tổng công ty Điện lực TP Hà Nội chỉ nên kiểm soát hiệu quả kinh doanh của các Công ty Điện lực thành viên.

3.2.4.2. Nội dung của giải pháp:

a. Tăng cường đào tạo bồi dưỡng cán bộ công nhân viên khối vận hành.

+ Ngoài kiến thức chuyên môn kỹ thuật trong trường học thì các công nhân, kỹ sư này cần phải được đào tạo thêm các kiến thức về quản lý lưới điện.

+ Chương trình đào tạo công nhân điện đề nghị đào tạo thêm:

- Kiến thức vận hành các thiết bị lưới điện hiện đại.

- Các chương trình ứng dụng công nghệ tin học.

- Thường xuyên phổ biến các kinh nghiệm vận hành thực tế cho công nhân để nâng cao khả năng xử lý sự cố.

- Chương trình đào tạo phải chia thành từng đợt, đợt đầu tiên bắt buộc các cán bộ quản lý tham gia. Các đợt tiếp theo thì phân chia theo khu vực hoặc tổ, đội sao cho không làm gián đoạn hoạt động sản xuất nhưng vẫn đảm bảo chất lượng đào tạo.

- Công ty cần thường xuyên tạo điều kiện cho người lao động học tập nâng cao trình độ ví dụ như khuyến khích công nhân học thêm Đại học tại chức, văn bằng liên thông lên Đại học...với sự dãi ngộ khi trở về thì sẽ được xét nâng bậc lương tương xứng với trình độ của họ. Xem xét cân nhắc vào những vị trí thích hợp. Như vậy sẽ khuyến khích động viên kịp thời người lao động và thúc đẩy phong trào tự học, tự đào tạo nhằm nâng cao trình độ.

- Công ty cần phải khuyến khích công nhân bậc cao tham gia bồi dưỡng công nhân trẻ, khuyến khích họ truyền đạt lại kinh nghiệm, trình độ chuyên môn cho các công nhân bậc thấp bằng cách ghép nhóm công nhân bậc thấp với công nhân bậc cao khi công tác để họ kèm cặp và công nhân bậc thấp có thể học hỏi kinh nghiệm và kiến thức vận hành từ họ.

- Một nội dung hết sức quan trọng cần phải liên tục đào tạo đó là nâng cao ý thức trách nhiệm trong thực hiện các quy định về kiểm soát và vận hành lưới. Để giải quyết thực trạng này cần liên tục tổ chức các khóa đào tạo ngắn hạn về kỷ luật chấp hành các quy định trong công việc cho các công nhân vận hành lưới, phát huy tinh thần làm việc sáng tạo, chủ động.

+ Chương trình đào tạo kỹ sư điện đề nghị đào tạo thêm :

- Mở lớp đào tạo thêm về các hệ chương trình quản lý, khai thác thiết bị mới, các công nghệ mới cho công tác vận hành lưới điện.
- Mở các khóa học về đầu tư xây dựng.
- Mở các lớp học ngắn hạn về quản trị kinh doanh.
- Giao nhiệm vụ cho các kỹ sư này có trách nhiệm truyền đạt lại cho công nhân vận hành.
- Cấp kinh phí hàng năm cho kỹ sư điện có chuyên môn, nguyện vọng gắn bó lâu dài với Công ty học cao học với ít nhất 1 người/1 năm.
- Lập kế hoạch đào tạo và đào tạo lại phù hợp với các yêu cầu của thực tế công việc. Công tác đào tạo phải được coi là một hoạt động liên tục nhằm nâng cao năng lực cho từng thành viên.
- Nội dung đào tạo cần được thiết kế chi tiết cho từng nhóm đối tượng, hình thức đào tạo cũng cần đa dạng thích hợp với khả năng cũng như đặc điểm của các đối tượng khác nhau. Giáo viên là Trưởng phòng Kỹ thuật vận hành, Trưởng phòng An toàn vận hành và Đội trưởng đội quản lý TBA và các công nhân bậc cao nhiều kinh nghiệm đứng ra giảng dạy. Sau mỗi bài học bao giờ cũng phải có bài kiểm tra đánh giá trình độ tiếp thu của công nhân. Những người không đạt phải tổ chức học lại và có thể bị xem xét bố trí lại công việc.
- Việc tự đào tạo này sẽ diễn ra vào thứ bảy để không làm ảnh hưởng tới hoạt động quản lý vận hành và kinh doanh của Công ty.

b. Bố trí hợp lý nhân sự vào các vị trí

- + Tôi kiến nghị công tác sắp xếp lao động vận hành phải hợp lý, nghiêm túc, khoa học ngay từ khi tiếp nhận lao động cụ thể là :
 - Bố trí lao động không nên chỉ dựa vào bằng cấp mà phải xem xét trình độ thực tế của lao động để đưa vào vị trí thiếu người.
 - Trước khi bố trí hoặc đề bạt cán bộ cần có sự kiểm tra, thẩm tra trình độ kinh nghiệm, tay nghề. Khi giao việc cần dựa vào bản mô tả công việc để quy định quyền hạn, trách nhiệm của từng vị trí chức danh.
 - Phải cân đối với nhu cầu và nhiệm vụ sản xuất trong từng thời kỳ để tiết kiệm chi phí tiền lương.

- Người được tuyển chọn phải là người có trình độ chuyên môn hay tay nghề đáp ứng và phù hợp với công việc, có sức khỏe đảm bảo làm việc có năng suất cao, hiệu suất công tác tốt, có kỷ luật, trung thực, có nguyện vọng gắn bó lâu dài với Công ty được quy định rõ trong bảng tiêu chuẩn công việc.

- Công ty cần phải xác định rõ mức lao động cụ thể cho từng công việc, từng cấp bậc thợ có căn cứ kỹ thuật, phù hợp với điều kiện lao động và phải dựa trên định mức lao động để đánh giá cuối năm để biết người lao động có đạt mức hay không để trả lương thưởng.

- Sinh viên mới ra trường khi sắp xếp công việc nên đưa họ thực hành lần lượt qua các vị trí lao động trực tiếp. Với việc sắp xếp như vậy, người lao động có hiểu biết, nắm vững được lưới điện và các công tác quản lý vận hành từ đơn giản đến phức tạp, kinh nghiệm thực tế sẽ tăng dần theo thời gian.

c. Xây dựng cơ chế khuyến khích vật chất

+ Tôi đề xuất như sau:

- Khuyến khích bằng vật chất như đối với công nhân vận hành trực tiếp nếu họ có sáng kiến có giá trị.

- Cải thiện việc đề xuất sáng kiến trong Công ty theo hướng để công nhân trực tiếp chủ động trình bày bản viết sáng kiến và nộp trực tiếp cho tiểu ban sáng kiến của Công ty mà không cần phải thông qua ý kiến của cán bộ quản lý trên mình, việc này khơi dậy niềm say mê đối với công việc đang làm và bảo đảm nguyên tắc dân chủ trong quản lý và phát triển sáng kiến.

- Áp dụng các chế tài đủ mạnh để đủ sức răn đe những cá nhân không chịu tuân thủ quy định như cho nghỉ việc, giảm lương, cắt thưởng và các phúc lợi khác. Thường xuyên nêu gương người tốt việc tốt về chấp hành kỷ luật vận hành kỹ thuật an toàn, kiểm tra và báo cáo đầy đủ, kịp thời, đưa ra các sáng kiến có giá trị cho Công ty trong phát hiện phòng ngừa các sự cố trên lưới.

- Việc khen thưởng sáng kiến hay áp dụng chế tài phải kịp thời đúng lúc không cần đợi đến 6 tháng hay cuối năm mới làm.

+ Chi phí bỏ thêm cho giải pháp

- Chi phí bỏ thêm cho giải pháp lấy từ nguồn chi phí đào tạo trong chi phí quản lý doanh nghiệp.

+ Trình tự sắp xếp, bố trí lại nhân sự

- Trình tự sắp xếp, bố trí lại nhân sự thực hiện theo các bước sau :

* Rà soát, thống kê lại trình độ và khả năng của tất cả cán bộ công nhân viên hiện đang công tác tại đơn vị rồi lập hồ sơ nhân viên theo một mẫu thống nhất.

* Lên danh sách cán bộ kế cận trên cơ sở chọn lọc những nhân viên có trình độ và năng lực.

* Xác định số người sẽ về hưu trong năm, người sẽ chuyển đi đào tạo một thời gian.

* Xây dựng hệ thống bản tóm tắt kỹ năng phẩm chất của từng nhân viên để làm cơ sở theo dõi chất lượng nhân lực, dữ liệu cho việc đánh giá và tuyển dụng nội bộ.

* Xác định số người dôi dư, làm không đúng chuyên môn tại các phòng, đội đưa ra kế hoạch cắt giảm.

d. Kết quả mong đợi sau khi áp dụng:

- Tăng số lượng cán bộ công nhân vận hành lưới điện, tăng tỷ lệ kỹ sư điện.

- Trình độ vận hành lưới điện của công nhân được cải thiện.

- Nâng cao được ý thức trách nhiệm, ý thức kỷ luật của công nhân viên.

- Chính sách thu hút và sử dụng người giỏi sẽ dần nâng cao chất lượng nhân lực của điện lực, bổ sung và bố trí đúng người và đúng việc giúp nâng cao chất lượng công việc (ở đây là quản lý vận hành lưới điện), chất lượng sản phẩm (chất lượng điện năng), hiệu quả công việc, giảm bớt chi phí do bố trí công việc và con người không hiệu quả. Đánh giá thành tích nhân viên một cách chính xác và công bằng tạo ra động lực, sáng tạo trong nhân viên.

- Tạo ra động lực làm việc, sự sáng tạo và say mê trong công việc của nhân viên.

- Khi nhân viên cảm thấy sự công bằng trong đánh giá công sức lao động, cơ hội thăng tiến rõ ràng và công bằng với mọi người thì sẽ tạo động lực thúc

đẩy và sự hăng say lao động.

KẾT LUẬN CHƯƠNG 3

Trong chương 3, nội dung luận văn đã đề xuất một số giải pháp cụ thể nâng cao hoàn thiện công tác quản lý vận hành gồm:

- Giải pháp giảm suất sự cố
- Giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện
- Giải pháp giảm tổn thất điện năng

Những giải pháp đề xuất trên qua phân tích cho thấy hoàn toàn mang lại hiệu quả nâng cao chất lượng quản lý vận hành cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội trong thời gian tới.

KẾT LUẬN

Nhằm đảm bảo yêu cầu nâng cao chất lượng quản lý vận hành lưới điện của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội để có thể cung cấp điện liên tục, an toàn, ổn định cho Thủ Đô Hà Nội, tác giả đã tiến hành phân tích thực trạng và đề xuất một số giải pháp cho Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội trong thời gian tới.

Luận văn đã thực hiện một số nội dung về nâng cao chất lượng quản lý vận hành lưới điện của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội, trên quan điểm bên trong và bên ngoài điện lực, các nhân tố ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành từ đó xây dựng cơ sở lý luận để đề xuất một số giải pháp nhằm nâng cao chất lượng quản lý vận hành trong thời gian tới. Luận văn có bố cục như sau:

- + Cơ sở lý luận về quản lý vận hành: Trình bày cơ sở lý luận về quản lý vận hành và tầm quan trọng quản lý vận hành

- + Phân tích thực trạng quản lý vận hành, các yếu tố ảnh hưởng đến công tác quản lý vận hành của Công ty Lưới điện cao thế TP Hà Nội.

- + Đề xuất một số giải pháp nâng cao hoàn thiện công tác quản lý vận hành gồm:

- Giải pháp giảm suất sự cố
- Giải pháp nâng cao độ tin cậy cung cấp điện
- Giải pháp giảm tổn thất điện năng

Với thời gian nghiên cứu có hạn, trong khi vấn đề nghiên cứu rộng và phức tạp. Mặc dù đã được sự tận tình giúp đỡ của các đồng nghiệp mà đặc biệt là sự hướng dẫn tận tình của thầy giáo TS. Phạm Cảnh Huy, nhưng sự hiểu biết của bản thân còn hạn chế, chắc chắn không thể tránh khỏi những thiếu sót, rất mong nhận được sự góp ý chia sẻ của các thầy giáo, cô giáo và những người quan tâm đến lĩnh vực quản lý dự án để đề tài nghiên cứu được hoàn thiện hơn.

DANH MỤC CÁC TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Trần Quang Khánh, *Vận hành hệ thống điện*, 2009, NXB Khoa học và kỹ thuật.
- [2] Lê Hồng Thăng, *Nghiên cứu thiết kế, đề xuất giải pháp xây dựng Trạm biến áp 110kV tại khu vực bị hạn chế về không gian và diện tích xây dựng*, 2018, Sở Công Thương Hà Nội
- [3] Giáo trình quản lý năng lượng, Đại học Điện lực Hà Nội.
- [4] Tổng Công ty Điện lực TP. Hà Nội, *Sổ tay hướng dẫn đánh giá hiệu quả đầu tư*, 2019.
- [5] Thông tư 28/2014/TT-BCT, ngày 15/09/2014 của Bộ Công Thương Quy định quy trình xử lý sự cố trong hệ thống điện Quốc gia.
- [6] Thông tư 40/2014/TT-BCT, ngày 05/11/2014 của Bộ Công Thương Quy định quy trình điều độ hệ thống điện Quốc gia.
- [7] Thông tư 44/2014/TT-BCT, ngày 28/11/2014 của Bộ Công Thương Quy định quy trình thao tác trong hệ thống điện Quốc gia.
- [8] Thông tư 39/2015/TT-BCT, ngày 18/11/2015 của Bộ Công Thương Quy định hệ thống điện phân phối.
- [9] Thông tư 12/2010/TT-BCT, ngày 15/04/2010 của Bộ Công Thương Quy định hệ thống điện truyền tải.
- [10] Công ty Lưới điện cao thế Hà Nội, *Báo cáo về việc tình hình sự cố trên lưới điện 110 – 220kV từ năm 2014 – 2018, Báo cáo tổn thất từng năm 2014 đến 2018, Báo cáo tổng kết các năm 2014-2018*.
- [11] Các văn bản giao tổn thất hàng năm của EVN HANOI cho các đơn vị.
- [12] Tổng Công ty Điện lực TP. Hà Nội, 348/TB-EVNHANOI ngày 25 tháng 01 năm 2018 - Thông báo về việc phân loại và phương pháp giao chỉ tiêu suất sự cố lưới điện và độ tin cậy cung cấp điện, 2018.
- [13] Tổng Công ty Điện lực TP. Hà Nội, 2681/TTr-B03 ngày 10 tháng 07 năm 2019 – Tờ trình về việc xây dựng định mức lao động đối với Công ty lưới điện cao thế TP Hà Nội giai đoạn 2019 - 2021, 2018.
- [14] Tổng Công ty truyền tải Điện Quốc gia, 2503/EVNNPT-AT ngày 23 tháng 07 năm 2018 về việc Báo cáo kết quả học tập trạm biến áp không người trực tại Công ty lưới điện Vân Nam – Trung Quốc, 2018.
- [15] Trần Trà Giang, Tài liệu hướng dẫn vận hành phần mềm Citywork, 2016 , Công ty cổ phần công nghệ thông tin địa lý EK.
- [16] Quy hoạch phát triển hệ thống điện 110kV của quy hoạch phát triển điện lực TP Hà Nội giai đoạn 2016-2025.

[17] Trang web của:

+ Bộ Công thương: <http://www.mot.gov.vn/web/guest/home>

+ Tập đoàn điện lực Việt Nam: <http://www.evn.com.vn/>

PHỤ LỤC

Phụ lục 1: Thống kê các đường dây 110kV do EVNHANOI quản lý

STT	Thiết bị/Công trình	Vùng miền	Tổng chiều dài (km)	Số mạch	I đm (A)
1	ĐZ 184 E1.1 Đông Anh - 174 E1.23 Vân Trì	Đồng bằng	9.62	Mạch kép	832
2	ĐZ 173 E1.1 Đông Anh - 175 E1.23 Vân Trì	Đồng bằng	9.62	Mạch kép	832
3	ĐZ 182 E1.1 Đông Anh - 172 E1.16 Nội Bài	Đồng bằng	21.10	Mạch kép	832
4	ĐZ 183 E1.1 Đông Anh - 175 T500 Đông Anh	Đồng bằng	8.01	Mạch đơn	579
5	ĐZ 176 T500 Đông Anh - 171 E1.19 Sóc Sơn	Đồng bằng	23.79	Mạch đơn	579
6	ĐZ 175 E1.1 Đông Anh - 173 E1.19 Sóc Sơn	Nông thôn	23.01	Mạch kép	832
7	ĐZ 180 E1.1 Đông Anh - 172 E1.2 Gia Lâm	Đồng bằng	16.00	Mạch kép	832
8	ĐZ 171 E1.45 Long Biên - 172 E1.41 Mai Lâm	Đồng bằng	14.18	Mạch kép	832

9	ĐZ 171 E1.39 Thanh Oai - 171 E10.2 Vân Đình	Đồng bằng	17.70	Mạch đơn	832
10	ĐZ 172 E1.4 Hà Đông - 172 E1.5 Thượng Đình	Đồng bằng	11.03	Mạch đơn	832
11	ĐZ 171 E1.28 Phùng Xá - 174 E1.35 Sơn Tây II	Đồng bằng	28.22	Mạch đơn	832
12	ĐZ 181 E1.4 Hà Đông - 172 E1.30 Văn Quán	Đồng bằng	5.65	Mạch đơn	832
13	ĐZ 175 E1.5 Thượng Đình - 171E1.30 Văn Quán	Đồng bằng	5.37	Mạch đơn	832
14	ĐZ 177 E1.4 Hà Đông - 172 E1.26 Linh Đàm	Thành thị	13.43	Mạch kép	832
15	ĐZ 178 E1.4 Hà Đông - 171 E1.10 Văn Điển	Thành thị	11.48	Mạch kép	832
16	ĐZ 171 E1.3 Mai Động - 171 E1.12 Trần Hưng Đạo - 172 E1.18 Bờ Hồ	Thành thị	10.59	Mạch kép	832
17	ĐZ 172 E1.3 Mai Động - 172 E1.12 Trần Hưng Đạo - 171 E1.18 Bờ Hồ	Thành thị	6.68	Mạch kép	832
18	ĐZ 173 E1.3 Mai Động - 171 E1.13 Phương Liệt	Thành thị	8.81	Mạch kép	832
19	ĐZ 174 E1.3 Mai Động - 172 E1.13 Phương Liệt	Thành thị	8.81	Mạch kép	832
20	ĐZ 177 E1.3 Mai Động -171 E1.52 Công viên Thống Nhất	Thành thị	5.93	Mạch kép	832
21	ĐZ 178 E1.3 Mai Động - 172 E1.22 Thanh Nhàn	Thành thị	3.36	Mạch kép	832

22	ĐZ 171 E1.6 Chèm - 171 E1.25 Mỹ Đình	Đồng bằng	16.16	Mạch kép	832
23	ĐZ 172 E1.6 Chèm - 172 E1.33 Cầu Diễn	Đồng bằng	6.57	Mạch kép	832
24	ĐZ 173 E1.6 Chèm - 172 E1.9 Nghĩa Đô	Thành thị	10.25	Mạch kép	832
25	ĐZ 174 E1.6 Chèm - 172 E1.46 Từ Liêm	Thành thị	5.80	Mạch kép	832
26	ĐZ 175 E1.6 Chèm - 171 E1.40 Tây Hồ	Đồng bằng	7.98	Mạch kép	832
27	ĐZ 176 E1.6 Chèm - 172 E1.40 Tây Hồ	Đồng bằng	7.98	Mạch kép	832
28	ĐZ 180 E1.6 Chèm - 172 E1.27 Nam Thăng Long	Đồng bằng	5.67	Mạch kép	832
29	ĐZ 181 E1.6 Chèm - 171 E1.21 Nhật Tân	Đồng bằng	7.76	Mạch kép	832
30	ĐZ 177 E1.50 Quốc Oai - 171 E10.6 Phúc Thọ	Đồng bằng	16.56	Mạch kép	832
31	ĐZ 171 E1.50 Quốc Oai - 172 E1.31 Trôi	Đồng bằng	27.55	Mạch kép	832
32	ĐZ 172 E10.5 Xuân Mai - 172E10.7 - 171 E1.54 CNC Hòa Lạc	Miền núi	8.24	Mạch kép	579
33	ĐZ 172 E1.54 CNC Hòa Lạc - 176 E1.35 220 kV Sơn Tây	Miền núi	26.84	Mạch kép	832
34	ĐZ 173 E10.5 Xuân Mai - 172E10.6 Phúc Thọ - 175 E1.35 Sơn Tây	Miền núi	47.08	Mạch kép	579

35	ĐZ 175 E10.5 Xuân Mai - 172 E10.9 Xuân Mai	Miền núi	5.19	Mạch kép	579
36	ĐZ 174 E10.5 Xuân Mai - 171 E10.9 Xuân Mai	Miền núi	5.19	Mạch kép	579
37	ĐZ 174 E10.2 Vân Đình - 172 E10.4 Tía	Đồng bằng	15.82	Mạch kép	579
38	ĐZ 172 E10.2 Vân Đình - 171 E24.4 Phủ lý	Nông thôn	23.60	Mạch đơn	579
39	ĐZ 171 T500 Thường Tín - 174 E1.32 Thường Tín	Đồng bằng	3.18	Mạch kép	832
40	ĐZ 171 E1.35 Sơn Tây - 172 E1.7 Sơn Tây	Miền núi	3.23	Mạch kép	832
41	ĐZ 172 E1.35 Sơn Tây - 171 E1.7 Sơn Tây	Miền núi	3.23	Mạch kép	832
42	ĐZ 172 T500 Thường Tín - 173 E1.32 Thường Tín	Đồng bằng	3.20	Mạch kép	832
43	ĐZ 171 E1.11 Thành Công - 171 E1.14 Giám	Thành thị	2.75	Mạch kép	1140
44	ĐZ 172 E1.11 Thành Công - 172 E1.14 Giám	Thành thị	2.75	Mạch kép	1140
45	ĐZ 171 E1.23 Vân Trì - 172 E1.17 Bắc Thăng Long	Đồng bằng	13.80	Mạch kép	832
46	ĐZ 172 E1.23 Vân Trì - 171 E1.24 Hải Bối	Đồng bằng	18.30	Mạch kép	832
47	ĐZ 171 E1.1 Đông Anh - 172 E1.24 Hải Bối	Đồng bằng	7.81	Mạch kép	832

48	ĐZ 172 E1.1 Đông Anh - 171 E1.17 Bắc Thăng Long	Đồng bằng	12.66	Mạch kép	832
49	ĐZ 173 E1.40 Tây Hồ - 171 E1.8 Yên Phụ	Thành thị	7.02	Mạch kép	832
50	ĐZ 174 E1.40 Tây Hồ - 172 E1.8 Yên Phụ	Thành thị	9.84	Mạch kép	832
51	ĐZ 176 E1.23 Vân Trì - 172 E1.42 Sân Bay Nội Bài	Đồng bằng	5.68	Mạch kép	832
52	ĐZ 177 E1.23 Vân Trì - 171 E1.42 Sân Bay Nội Bài	Đồng bằng	5.68	Mạch kép	832
53	ĐZ 176 T500 Thường Tín - 175 E1.39 Thanh Oai	Đồng bằng	11.28	Mạch kép	832
54	ĐZ 175 T500 Thường Tín - 176 E1.39 Thanh Oai	Đồng bằng	11.28	Mạch kép	832
55	ĐZ 171 E10.5 Xuân Mai - 171E1.51 Phú Nghĩa	Nông thôn	13.00	Mạch kép	579
56	ĐZ 176 E10.5 Xuân Mai - 172 E1.51 Phú Nghĩa	Nông thôn	13.00	Mạch kép	579
57	ĐZ 178 E1.23 Vân Trì - 171 E1.36 Quang Minh	Đồng bằng	5.02	Mạch đơn	832
58	ĐZ 171 E1.16 Nội Bài - 175 E1.19 Sóc Sơn	Đồng bằng	15.68	Mạch kép	832
59	ĐZ 174 E1.45 Long Biên - 171 E1.38 Gia Lâm II	Đồng bằng	6.12	Mạch kép	832
60	ĐZ 175 E1.3 Mai Động - 171 E1.26 Linh Đàm	Thành thị	12.61	Mạch kép	832

61	ĐZ 176 E1.3 Mai Động - 172 E1.10 Văn Điển - 171 E1.32 Thường Tín	Thành thị	17.76	Mạch kép	832
62	ĐZ 175 E1.4 Hà Đông - 171 E1.20 Thanh xuân	Đồng bằng	16.51	Mạch kép	832
63	ĐZ 172 E1.43 Mỗ Lao - 173 E1.50 Tây Hà Nội	Thành thị	19.41	Mạch kép	832
64	ĐZ 171 E1.33 Cầu Diễn - 173 E1.37 Bắc An Khánh	Đồng bằng	6.79	Mạch kép	832
65	ĐZ 174 E1.4 Hà Đông - 172 E1.37 Bắc An Khánh	Đồng bằng	9.75	Mạch kép	832
66	ĐZ 174 E1.11 Thành Công - 172 E1.20 Thanh Xuân	Thành thị	4.58	Mạch kép	832
67	ĐZ 171 E1.46 Từ Liêm - 172 E1.25 Mỹ Đình	Đồng bằng	8.93	Mạch kép	832
68	ĐZ 173 E1.11 Thành Công - 171 E1.9 Nghĩa Đô	Thành thị	11.56	Mạch kép	832
69	ĐZ 171 E1.27 Nam Thăng Long - 172 E1.21 Nhật Tân	Đồng bằng	2.34	Mạch kép	832
70	ĐZ 182 E1.6 Chèm - 171 E1.31 Trôi	Đồng bằng	7.11	Mạch đơn	1140
71	ĐZ 171 E1.4 Hà Đông - 174 E1.39 Thanh Oai	Đồng bằng	12.82	Mạch đơn	682
72	ĐZ 173 E1.4 Hà Đông - 171 E1.43 Mỗ Lao	Đồng bằng	6.61	Mạch đơn	832
73	ĐZ 174 E1.50 Tây Hà Nội - 172 E1.28 Phùng Xá	Đồng bằng	6.11	Mạch kép	832

74	ĐZ 172 E1.32 Thường Tín - 172 E1.34 Quất Động	Đồng bằng	5.15	Mạch đơn	832
75	ĐZ 171 E1.34 Quất Động - 171 E10.4 Tía	Đồng bằng	5.81	Mạch đơn	832
76	ĐZ 181 E1.1 Đông Anh - 171 E1.41 Mai Lâm	Đồng bằng	5.12	Mạch kép	832
77	ĐZ 172 E1.45 Long Biên -171 E1.2 Gia Lâm	Đồng bằng	2.60	Mạch kép	832
78	ĐZ 173 E1.45 Long Biên -171 E1.15 Sài Đồng	Đồng bằng	6.05	Mạch kép	832
79	ĐZ 177 E1.11 Thành Công-176 E1.5 Thượng Đình	Thành thị	4.19	Mạch kép	1140
80	ĐZ 178 E1.11 Thành Công-171 E1.5 Thượng Đình	Thành thị	4.16	Mạch kép	1140
81	ĐZ 171 E1.22 Thanh Nhàn-172 E1.52 Công Viên Thống Nhất	Thành thị	2.65	Mạch kép	1140
82	ĐZ 181 E1.35 220kV Sơn Tây - 172 E1.53 Ba Vì	Miền núi	17.11	Mạch kép	832
83	ĐZ 182 E1.35 220kV Sơn Tây - 171 E1.53 Ba Vì	Miền núi	17.11	Mạch kép	832

Phụ lục 2: Thống kê các TBA và MBA 110kV do EVNHANOI quản lý

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U đm (kV)	I đm (A)	Tổ đấu dây
1	T110 Đông Anh (E1.1)	T1	EEMC	63/63/63	115/38,5 /23	334	Yo/Yo/Yo/ Δ - 12-11
		T2	EEMC	63/63/63	115/38,5 /23	334	Yo/Yo/Yo/ Δ - 12-11
		T3	EEMC	63/63/63	115/38,5 /23	334	Yo/Yo/Yo/ Δ - 12-11
2	T110 Gia Lâm (E1.2)	T1	EEMC	63/40/63	115/38,5 /23	316	Yo/Yo/Yo/ Δ - 12-11
		T2	EEMC	63/63/63	115/38,5 /23	316	Yo/Yo/Yo/ Δ - 12-11
		T3	ZHE JIANG JIANGS HAN	63/63/63	115/38,5 /23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
3	T110 Thượng Đình (E1.5)	T1	ABB	63/63	115/23	31 6	Yo/Yo/ Δ -12- 11
		T2	EEMC	63/63/63	115/23/ 6,3	32 8	Yo/Yo/ Δ -11
		T4	VINA TAKAO KA	40/40/30	115/23/ 6,3	21 2	Yo/Yo/ Δ -12- 11
		T5	ABB	63/63	115/23	328	Yo/Yo/ Δ -11

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
		T6	ABB	63/63	115/23	328	<i>Yo/Yo/Δ-11</i>
4	T110 Sơn Tây (E1.7)	T2	EEMC	63/63	115/23	316	<i>Yo/Δ/Yo-11-12</i>
		T1	EEMC	63/63	115/23	316	<i>Yo/Δ/Yo-11-12</i>
5	T110 Yên Phụ (E1.8)	T1	EEMC	63/63	115/23	322	<i>Yo/Yo/Δo-11</i>
		T2	EEMC	63/63	115/23	322	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
		T3	ABB	63/63	115/23	328	<i>Yo/Yo/Δ-11</i>
		T4	ABB	63/63	115/23	347	<i>Yo/Yo/Δ-11</i>
6	T110 Nghĩa Đô (E1.9)	T2	EEMC	63/63	115/23	328	<i>Yo/Δ-11/Yo-12</i>
		T1	EEMC	63/63	115/23	347	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
		T3	EEMC	63/63	115/23	347	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
7	T110 Văn Điện (E1.10)	T1	VINA TAKAO KA	63/63	115/23	328	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
		T2	ABB	63/63	115/23	347	<i>Yo/Yo/Δ-0-11</i>
8	T110 Trần Hưng	T1	ABB	63/63	115/23	340	<i>YNynd-12-11</i>
		T2	ABB	63/63	115/23	334	<i>YNynd-12-11</i>

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U đm (kV)	I đm (A)	Tổ đấu dây
	Đạo (E1.12)						
9	T110 Phuong Liệt (E1.13)	T1	EEMC	63/63	115/23	340	$Yo/Yo/\Delta$ -12-11
		T2	ABB	63/63	115/23	334	$Yo/Yo/\Delta$ -12-11
10	T110 Giám (E1.14)	T1	ABB	63/63	115/23	328	$Yo/Yo/\Delta$ -12-11
		T2	ABB	63/63	115/23	328	$Yo/Yo/\Delta$ -12-11
11	T110 Sài Đồng (E1.15)	T1	ABB	63/63	115/23	316	$Yo/Yo/\Delta$ -11
		T2	ABB	63/63	115/23	316	$Yo/Yo/\Delta$ -11
12	T110 Nội Bài (E1.16)	T2	ABB	40/40	115/23	201	$Yo/Yo-I2/\Delta$ -11
		T1	TIRATH AI	63/63	115/23	316	$Yo/Yo/\Delta$ -11
13	T110 Bắc Thăng Long (E1.17)	T1	ABB	50/50	115/23	263	$Yo/Yo/\Delta$ -11
		T3	ABB	50/50	115/23	263	$Yo/Yo/\Delta$ -11
		T2	ABB	50/50	115/23	263	$Yo/Yo/\Delta$ -11
		T4	ABB	50/50	115/23	263	YNyn0d11
14	T110 Bờ	T1	ABB	63/63	115/23	334	$Yo/Yo/\Delta$ -11

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
	Hồ (E1.18)	T2	EEMC	63/63	115/23	327	$Y_0/Y_0/\Delta-11$
15	T110 Thanh Xuân (E1.20)	T1	EEMC	63/63	115/23	322	$Y_0/Y_0/\Delta-11$
		T2	EEMC	63/63	115/23	322	$Y_0/Y_0/\Delta-12-11$
		T3	ABB	63/63	115/23	322	$Y_0/Y_0/\Delta-12-11$
16	T110 Nhật Tân (E1.21)	T1	ZHEJIA NG	63/63	115/23	316	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$
		T2	EEMC	63/63	115/23	328	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$
		T3	EEMC	63/63	115/23	328	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$
17	T110 Thanh Nhàn (E1.22)	T1	TIRATH AI	63/63	115/23	310	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$
		T2	THỦ ĐỨC	63/63	115/23	316	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$
18	T110 Hải Bối (E1.24)	T1	ABB	40/40	115/23	201	$Y/Y_0 12-11$
		T2	ABB	40/40	115/23	201	$Y/Y_0 12-11$
19	T110 Mỹ Đình (E1.25)	T1	ABB	63/63	115/23	310	$Y_0/Y_0/\Delta - 11$
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_0/Y_0/\Delta-11$
20	T110	T1	ABB	63/63	115/23	310	$Y_0/Y_0/\Delta_0-11$

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
	Linh Đàm (E1.26)	T3	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o//\Delta/Y_o-11-12$
		T2	ABB	63/63	115/23	310	$Y_o/Y_o/\Delta o-11$
21	T110 Phùng Xá (E1.28)	T1	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o/Y_o/\Delta-12-11$
		T2	EEMC	63/63	115/23	310	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
22	T110 Văn Quán E1.30	T1	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
23	T110 Trôi (E1.31)	T1	TIRATH AI	40/40	115/23	201	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
		T2	CHINA	40/40	115/23	201	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
24	T110 Thường Tín (E1.32)	T1	THỦ ĐỨC	40/40	115/23	201	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
		T2	CHINA	40/40	115/23	201	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
25	T110 Cầu Diễn (E1.33)	T1	ABB	63/63	115/23	310	$Y_o/Y_o/\Delta/-12-11$
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o/Y_o/\Delta/-12-11$

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U đm (kV)	I đm (A)	Tổ đấu dây
26	T110 Quang Minh (E1.36)	T1	EEMC	63/63	115/23	310	$Y_o/\Delta-11/Y_o-12$
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	$Y_o/\Delta_11/Y_o_12$
27	T110 Bắc An Khánh (E1.37)	T2	EEMC	63/63	115/23	310	$Y_o/Y_o/d-12-11$
28	T110 Gia Lâm II (E1.38)	T1	TBS	63/63	115/23	316	$Y_o/Y_o/\Delta-12(d11)$
		T2	ABB	63/63	115/23	316	$Y_o/Y_o/\Delta-12(d11)$
29	T110 Thanh Oai (E1.39)	T1	ABB	40/40	115/23	201	$Y_o/Y_o/\Delta-11-12$
		T2	ZHE JIANG JIANGS HAN	40/40	115/23	201	$Y_o/Y_o/\Delta-11-12$
30	T110 Mai Lâm (E1.41)	T1	VIỆT NAM	63/63	115/23	316	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
		T2	VIET NAM	63/63	115/23	316	$Y_o/\Delta/Y_o-11-12$
31	T110	T1	ABB	25/25	115/23	216	$Y_o/Y_o/\Delta12-11$

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
	Sân Bay Nội Bài (E1.42)	T2	ABB	25/25	115/23	216	Yo/Yo/ Δ 12-11
32	T110 Mỗ Lao (E1.43)	T1	ABB	63/63/63	115/38,5 /23	316	YnDYn-11-12
		T2	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -11
33	T110 Sơn Tây II (E1.44)	T4	EEMC	63/63	115/23	316	Yndyn-11-12
		T3	EEMC	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
34	T110 Từ Liêm (E1.46)	T1	VINAC OMIN	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
35	T110 NC Long Biên (E1.47)	T4	VINA TAKAO KA	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
		T5	VINA TAKAO KA	63/63	115/23	316	Yo/Yo/ Δ -12- 11
36	T110 NC Quốc Oai	T1	EEMC	63/63/63	115/36,5 /23	316	Yo/Yo/ Δ -11- 12
		T2	EEMC	63/63/63	115/36,5	316	Yo/Yo/ Δ -11-

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
	(E1.48)				/23		12
37	T110 NC Đông Anh (E1.49)	T1	ABB	63/63/40	115/23/6 ,3	316	Yo/Yo-12/Δ- 11
		T2	ABB	63/63/40	115/23/6 ,3	316	Yo/Yo-12/Δ- 11
38	T110 Phú Nghĩa (E1.51)	T1	EEMC	40/40/40	115/36,5 /23	200	Yo/Yo/Δ-11- 12
		T2	VINAC OMIN	40/40/40	115/36,5 /23	200	Yo/Yo/Δ-11- 12
39	T110 CV Thống Nhất (E1.52)	T2	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
		T1	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
		T3	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
40	T110 Ba Vĩ (E1.53)	T1	EEMC	40/40/40	115/36,5 /23	200	Yo/Yo/Δ-11- 12
41	T110 CNC Hòa Lạc (E1.54)	T2	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
		T3	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
		T1	ABB	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Δ-11
42	T110 Vân Đình	T1	CHINA	63/63	115/23	316	Yo/Yo/Yo/Δ- 11
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	Yo/D-11/Yo

ST T	Trạm	Tên MBA	Hãng sản xuất	Công suất (MVA)	U ̣m (kV)	I ̣m (A)	Tổ đấu dây
	(E10.2)						
43	T110 Tía (E10.4)	T1	EEMC	63/63	115/23	316	<i>Yo/Yo/Δ-11-12</i>
		T2	EEMC	63/63	115/23	316	<i>Yo/Yo/Δ-11-12</i>
44	T110 Phúc Thọ (E10.6)	T1	VINAC OMIN	63/63	115/23	316	<i>Yo/Yo/Δ-11-12</i>
		T2	VINAC OMIN	63/63	115/23	316	<i>Yo/Yo/Δ-11-12</i>
45	T110 Thạch Thất (E10.7)	T1	EEMC	40/40/40	115/36,5 /23	200	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
		T2	ABB	40/40/40	115/36,5 /23	200	<i>Y0/Y0/Δ-11</i>
46	T110 Xuân Mai (E10.9)	T1	EEMC	40/40/40	115/36,5 /23	200	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>
		T2	CHINT	40/40/40	115/36,5 /23	200	<i>Yo/Yo/Δ-12-11</i>

Phụ lục 3: Tổng hợp các giải pháp nâng công suất của các TBA

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
	Tổng cộng	NA	6090	4832
I	Xây dựng mới	NA	4961	3782
	<i>Năm 2017</i>	NA	2334	1242
1	220kV Đông Anh, MBAT1, MBAT2, MVA	220/110	500	155
2	220kV Long Biên, MBAT1, MBAT2,	220/110	500	155
3	220kV Tây Hà Nội, MBAT1, MBAT2	220/110	500	155
4	E1.40- Tây Hồ, MBAT1	220/110	250	140
5	E1.43- Mỗ Lao	110/22	63	70
6	110kV Công viên thống nhất	110/22	126	85
7	110kV Sài Đồng A 01 MBA	110/22	63	70
8	110kV Long Biên 01 MBA	110/22	63	70
9	110kV Đông Anh 01 MBA	110/22	63	70
10	110kV Ba Vì, 01 MBA	110/22	40	66
11	110kV nối cấp Tây Hà Nội, 01 MBA	110/35/22	63	70
12	110kV Đại Học Quốc Gia, 01 MBA	110/22	63	70
13	110kV Phú Nghĩa, 01 MBA	110/35/22	40	66
	<i>Năm 2018</i>	NA	1351	1321

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
14	110kV Công viên Thủ Lệ công suất (2x63)MVA	110/22	126	85
15	110kV Dương Nội công suất (2x63)MVA,	110/22	126	85
16	110kV Minh Khai công suất (3x63)MVA,	110/22	189	101
17	110kV Công viên Yên Sở công suất (1x63)MVA,	110/22	63	70
18	110kV Đại kim công suất (1x63)MVA,	110/22	63	70
19	110kV Tây Hồ Tây công suất (2x63)MVA,	110/22	126	85
20	110kV Ngọc Hồi công suất (1x63)MVA,	110/35/22	63	70
21	110kV Giảng Võ công suất (1x63)MVA	110/22	63	70
22	110kV Bắc Thành Công công suất (1x63)MVA,	110/22	63	70
23	110kV Cầu Giấy công suất (1x63)MVA,	110/22	63	70
24	110kV Sóc Sơn 2 công suất (1x63)MVA,	110/35/22	63	70

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
25	110kV thị trấn Phùng công suất (2x40)MVA	110//35/22	80	75
26	110kV Nam An Khánh công suất (1x63)MVA	110/35/22	63	70
27	110kV Hoài Đức công suất (1x40)MVA, cấp điện áp	110//35/22	40	66
28	110kV Thạch Thất 2 công suất (1x40)MVA	110//35/22	40	66
29	110kV Phú Nghĩa công suất (1x40)MVA	110//35/22	40	66
30	110kV Chương Mỹ công suất (1x40)MVA	110//35/22	40	66
31	110kV Mỹ Đức công suất (1x40)MVA	110//35/22	40	66
	<i>Năm 2019</i>	NA	837	869
32	220kV Văn Điển công suất (01/250)MVA	220/110	250	140
33	110kV Đại Mỗ công suất (01/63)MVA	220/110	63	70
34	110kV Ga Ngọc Hồi MBAT1, MBAT2 (02x40)MVA; MBAT3, MBAT4 (02X16)	220/110	112	115

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
35	110kV Tây Mỗ công suất 63MVA	110/22	63	70
36	110kV Phú Lương công suất 63MVA	110/22	63	70
37	110kV Đông Dư công suất 63MVA	110/22	63	70
38	110kV Phù Đồng công suất 40MVA	110/35/22	40	66
39	110kV Ngọc Thụy công suất 63MVA	110/22	63	70
40	110kV Sóc Sơn 3 công suất 40MVA	110/35/22	40	66
41	110kV Đan Phượng công suất 40MVA	110/35/22	40	66
42	110kV Phú Xuyên 3 công suất 40MVA	110/35/22	40	66
	<i>Năm 2020</i>	NA	439	350
43	220kV Thanh Xuân công suất (01/250)MVA	220/110	250	140
44	110kV Khu Cháy 1x63MVA	110/22	63	70
45	110kV Gia Lâm 3 1x63MVA	110/22	63	70
46	110kV Khu công nghiệp Nhuệ Giang 1x63MVA	110/22	63	70
B	Mở rộng	NA	882	815
	<i>Năm 2017</i>	NA	315	240
1	E1.8-Yên Phụ, 02 MBAT3, MBAT4	110/22	126	85

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
2	E1.12-Trần Hưng Đạo, 01 MBAT3	110/22	63	70
3	E1.5-Thuợng Đình, 02 MBAT3, MBAT4	110/22	126	85
	<i>Năm 2018</i>	NA	0	0
	<i>Năm 2019</i>	NA	252	280
4	Trạm công viên Thủ Lệ MBAT3 công suất 63MVA	110/22	63	70
5	Trạm công viên Thống Nhất MBAT3 công suất 63MVA	110/22	63	70
6	MBAT3 tại Trạm E1.13-Phương Liệt 63MVA	110/22	63	70
7	MBAT3 tại Trạm E1.25-Mỹ Đình 63MVA	110/22	63	70
	<i>Năm 2020</i>	NA	315	295
8	110kV Bắc An Khánh 1x63MVA lên 2x63MVA	110/22	63	70
9	110kV Nam An Khánh 1x63MVA lên 2x63MVA	110/22	63	70
10	110kV Tổ hợp CN Sài Đồng 1x63MVA lên 3x63MVA	110/22	126	85
11	110kV Miếu Môn 1x63MVA lên 2x63MVA	110/22	63	70

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
C	Cải tạo	NA	247	235
	<i>Năm 2017</i>	NA	132	145
1	E1.24 - Hải Bối từ 02 MBA công suất (2x40)MVA lên 02 MBA công suất (2x63)MVA	110/35/22	46	65
2	E10.6-Phúc Thọ từ 02 MBA công suất (2x40)MVA lên 02 MBA công suất (2x63)MVA	110/35/22	46	65
3	E1.26-Linh Đàm thêm MBAT3-40MVA	110/35/22	40	15
	<i>Năm 2018</i>		92	72
4	MBAT3 Trạm E4-Hà Đông từ 40MVA lên 63MVA		23	18
5	MBAT2 Trạm E1.30-Văn Quán từ 40MVA lên 63MVA		23	18
6	MBAT2 Trạm E1.26-Linh Đàm từ 40MVA lên 63MVA		23	18
7	MBAT3 Trạm E3-Mai Động từ 40MVA lên 63MVA		23	18
	<i>Năm 2019</i>	NA	23	18
8	MBAT1 tại Trạm E10.7-Thạch Thất từ 40MVA lên 63MVA cấp điện áp	110/22	23	18

STT	Hạng mục, quy cách nội dung giải pháp	Cấp điện áp	Công suất tăng thêm, MVA	Tổng dự toán, tỷ đồng
	110/22			
	<i>Năm 2020</i>	<i>NA</i>	<i>0</i>	<i>0</i>