

NGHIÊN CỨU CÁC CHỈ SỐ ĐỘ TIN CẬY CUNG CẤP ĐIỆN ĐIỆN LỰC THANH KHÊ – THÀNH PHỐ ĐÀ NẴNG

A RESEARCH ON RELIABILITY INDICES AT THANH KHE POWER – DA NANG CITY

Đinh Thành Việt¹, Trần Hồng Quân²

¹*Đại học Đà Nẵng; dtviet@ac.udn.vn*

²*Công ty Điện lực Đà Nẵng; hongquandnpc@gmail.com*

Tóm tắt - Bài báo trình bày việc nghiên cứu các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện tại Điện lực Thanh Khê – Thành phố Đà Nẵng theo Thông tư 32 của Bộ Công thương trên cơ sở tiêu chuẩn IEEE 1366-2012. Các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện của Điện lực Thanh Khê được tính toán, sau đó phân tích các nguyên nhân ảnh hưởng và trên cơ sở này xác định các nguyên nhân chính ảnh hưởng lớn tới độ tin cậy cung cấp điện. Từ đó đề xuất các giải pháp khác nhau để cải thiện các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện. Phân tích tính khả thi khi thực hiện các giải pháp trong thực tế quản lý vận hành lưới điện phân phối tại Điện lực Thanh Khê. Xác định hiệu quả các giải pháp đối với việc cải thiện các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện. Áp dụng các giải pháp vào thực tế của Điện lực Thanh Khê để cải thiện độ tin cậy cung cấp điện.

Từ khóa - lưới điện phân phối; độ tin cậy; giải pháp; SAIDI; SAIFI.

Abstract - This paper presents the research results of Power Distribution Reliability indices at Thanh Khe Power – Da Nang city according to Decree No.32/2010/TT-BCT of the Ministry of Industry and Trade, based on IEEE Standard 1366-2012. Reliability indices of Thanh Khe Power have been calculated, therefore, causes of outages have been analyzed to define the main factors which have strong influence on the power supply reliability. Then, different solutions to improve reliability indices have been proposed. Feasibility of solutions used for managing and operating Thanh Khe Power Distribution Network has also been analyzed. Effect of those solutions for improving reliability indices has been found out. The solutions proposed may be applied to Thanh Khe Power in practice for improving power supply reliability.

Key words - distribution power network; reliability; solution; SAIDI; SAIFI.

1. Đặt vấn đề

Việc gián đoạn cung cấp điện sẽ gây ra các hậu quả chính trị - xã hội và kinh tế to lớn đối với quốc gia. Đối với các phụ tải mà việc gián đoạn cung cấp điện có thể gây nên các hậu quả về kinh tế - chính trị - xã hội, phụ tải phải được cung cấp điện với độ tin cậy cao nhất có thể.

Thiết hại do gián đoạn cung cấp điện cho khách hàng cũng được xem là chi phí độ tin cậy của khách hàng. Đây là chỉ số rất quan trọng trong các bài toán phân tích đánh giá độ tin cậy lưới điện phân phối.

Thiết hại do gián đoạn cung cấp điện khách hàng là vấn đề phức tạp và là cơ sở rất quan trọng trong việc hoạch định chính sách về độ tin cậy của các Cơ quan quản lý Nhà nước về điện (Cục Điều tiết Điện lực). Khách hàng hầu như đều yêu cầu ở mức độ cao về độ tin cậy cung cấp điện. Tuy nhiên, khi các Công ty Điện lực đang từng bước được cổ phần hoá, hoạt động theo cơ chế thị trường, việc lựa chọn thực hiện các giải pháp để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện cần được cân nhắc trên cơ sở hiệu quả đem lại so với chi phí thực hiện các giải pháp đó.

Với định hướng phát triển ngành Điện theo hướng đa dạng hóa sở hữu, hình thành thị trường điện trong nước, trong đó Nhà nước giữ độc quyền ở khâu truyền tải và chi phối trong khâu sản xuất và phân phối điện, nâng cao chất lượng cung cấp điện là yếu tố quyết định hàng đầu đối với các Công ty Điện lực khi tham gia vào thị trường bán buôn điện cạnh tranh.

Chất lượng cung cấp điện ngoài các yêu cầu về điện áp, tần số thì tính liên tục cấp điện cho khách hàng cũng là một yêu cầu hết sức quan trọng.

Nhà máy điện thường được xây dựng ở nơi gần nguồn nhiên liệu hoặc việc chuyên chở nhiên liệu thuận lợi, trong khi đó các trung tâm phụ tải lại ở xa nên phải dùng lưới truyền tải để chuyển tải điện năng đến các hộ phụ tải. Vì lý

do kinh tế và an toàn, người ta không cung cấp trực tiếp cho các phụ tải bằng lưới truyền tải mà sử dụng lưới điện phân phối, đây là khâu cuối cùng của hệ thống điện, đưa điện năng trực tiếp đến hộ tiêu dùng. Vì vậy tính liên tục cung cấp điện cho phụ tải có mối quan hệ mật thiết và phụ thuộc trực tiếp vào độ tin cậy của lưới điện phân phối [1].

Độ tin cậy của lưới điện phân phối được đánh giá qua nhiều chỉ tiêu khác nhau, trong đó các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy lưới điện phân phối theo tiêu chuẩn IEEE 1366 hiện nay được sử dụng phổ biến trên thế giới. Tại Việt Nam, Bộ Công thương đã ban hành Thông tư số 32/2010/TT-BCT ngày 30/7/2010 quy định hệ thống điện phân phối [6].

Đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối bằng các chỉ tiêu theo tiêu chuẩn IEEE 1366 đối với lưới điện phân phối Điện lực Thanh Khê – đơn vị đang quản lý khu vực có tốc độ tăng trưởng khá lớn về nhu cầu điện năng cũng như yêu cầu chất lượng điện năng, từ đó đề xuất các giải pháp để nâng cao độ tin cậy của lưới điện phân phối Điện lực Thanh Khê -Thành phố Đà Nẵng là một vấn đề cần quan tâm nghiên cứu.

2. Các chỉ tiêu đánh giá độ tin cậy của lưới điện phân phối theo tiêu chuẩn IEEE 1366

2.1. Các thông số cơ bản

Trong tính toán các chỉ tiêu độ tin cậy theo IEEE 1366, ý nghĩa của các thông số trong công thức tính toán như sau [1, 3]:

- i: Biểu thị một sự kiện ngừng cấp điện.
- n_i: Thời gian khôi phục đối với mỗi sự kiện ngừng cấp điện.
- NI: Tổng số lần mất điện khách hàng của hệ thống.
- TI: Số phút khách hàng bị ngừng cấp điện.
- IM_i: Số lần ngừng cấp điện thoảng qua.

IM_E : Số sự kiện ngừng cấp điện thoág qua.

N_i : Số khách hàng bị ngừng cấp điện vĩnh cửu đối với sự kiện i .

N_{mi} : Số khách hàng bị ngừng cấp điện thoág qua đối với sự kiện i .

NC : Tổng số khách hàng phục vụ cho các khu vực.

L_i : Tải bị cắt đối với một sự kiện ngừng cấp điện.

L_T : Tổng tải được cung cấp.

CN : Tổng số khách hàng có một lần ngừng cấp điện vĩnh cửu trong thời kỳ báo cáo.

$CN_{(k \geq n)}$: Tổng số khách hàng có hơn n lần ngừng cấp điện vĩnh cửu trong thời kỳ báo cáo.

$CNT_{(k \geq n)}$: Tổng số khách hàng có hơn n lần ngừng cấp điện thoág qua trong thời kỳ báo cáo.

k : Số lần ngừng cấp điện thể hiện bởi một khách hàng riêng lẻ trong thời kỳ báo cáo.

2.2. Các chỉ tiêu ngừng cấp điện vĩnh cửu

• Chỉ tiêu tần suất ngừng cấp điện trung bình hệ thống (SAIFI)

SAIFI cho biết trung bình một khách hàng bị ngừng cấp điện vĩnh cửu bao nhiêu lần trong thời kỳ báo cáo (thường là trong một năm).

$$SAIFI = \frac{\text{Tổng số lần mất điện khách hàng của hệ thống}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.1)$$

Công thức tính toán:

$$SAIFI = \frac{\sum N_i}{NC} = \frac{NI}{NC} \quad (2.2)$$

• Chỉ tiêu thời gian ngừng cấp điện trung bình hệ thống (SAIDI)

SAIDI cho biết trung bình một khách hàng bị ngừng cấp điện vĩnh cửu bao nhiêu giờ trong thời kỳ báo cáo (thường là trong một năm).

$$SAIDI = \frac{\text{Tổng số thời gian mất điện khách hàng của hệ thống}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.3)$$

Công thức tính toán:

$$SAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{NC} = \frac{TI}{NC} \quad (2.4)$$

• Chỉ tiêu thời gian ngừng cấp điện trung bình của khách hàng (CAIDI)

CAIDI cho biết thời gian trung bình khôi phục cấp điện cho khách hàng.

$$CAIDI = \frac{\text{Tổng số thời gian mất điện khách hàng của hệ thống}}{\text{Tổng số khách hàng bị ngừng cấp điện}} \quad (2.5)$$

Công thức tính toán:

$$CAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{\sum N_i} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.6)$$

• Chỉ tiêu tổng thời gian ngừng cấp điện trung bình khách hàng (CTAIDI)

$$CTAIDI = \frac{\text{Tổng số thời gian mất điện khách hàng của hệ thống}}{\text{Tổng số khách hàng có một lần ngừng cấp điện}} \quad (2.7)$$

Công thức tính toán:

$$CTAIDI = \frac{\sum r_i N_i}{CN} \quad (2.8)$$

Khi tính tổng số khách hàng có một lần ngừng cấp điện (CN), mỗi khách hàng được tính chỉ 01 lần bất kể có 01, 02 hay nhiều lần bị ngừng cung cấp điện. Cũng có thể xác định

CN bằng tổng số khách hàng của hệ thống trừ đi số khách hàng của hệ thống không bị ngừng cấp điện.

• Chỉ tiêu tần suất ngừng cấp điện trung bình khách hàng (CAIFI)

CAIFI cho biết số lần bị ngừng cấp điện vĩnh cửu trung bình đối với một khách hàng bị ngừng cấp điện.

$$CAIFI = \frac{\text{Tổng số lần mất điện khách hàng của hệ thống}}{\text{Tổng số khách hàng một lần ngừng cấp điện}} \quad (2.10)$$

Công thức tính toán:

$$CAIFI = \frac{\sum N_i}{CN} \quad (2.11)$$

• Chỉ tiêu sẵn sàng cấp điện trung bình (ASAI)

ASAI cho biết phần trăm về thời gian khách hàng được cấp điện so với tổng số giờ khách hàng yêu cầu.

$$ASAI = \frac{\text{Số giờ sẵn sàng cấp điện}}{\text{Tổng số giờ khách hàng yêu cầu}} \quad (2.12)$$

Công thức tính toán:

$$ASAI = \frac{NC \times (\text{Số giờ / năm}) - \sum r_i N_i}{NC \times (\text{Số giờ / năm})} \quad (2.13)$$

• Ngừng cấp điện nhiều lần khách hàng ($CEMI_n$)

$CEMI_n$ cho biết tỉ lệ giữa số khách hàng bị ngừng cấp điện lớn hơn n lần cho trước trên tổng số khách hàng của hệ thống.

$$CEMI_n = \frac{\text{Số khách hàng có hơn } n \text{ lần ngừng cấp điện}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.14)$$

Công thức tính toán:

$$CEMI_n = \frac{CN_{(k \geq n)}}{N_T} \quad (2.15)$$

2.3. Các chỉ tiêu theo phụ tải

• Chỉ tiêu tần suất ngừng cấp điện trung bình hệ thống (ASIFI)

ASIFI đôi khi được sử dụng để đo lường tính năng hệ thống phân phối cung cấp cho số lượng khách hàng ít, phụ tải tập trung lớn như các khách hàng công nghiệp, thương mại. Về lý thuyết, nếu tải phân bố đồng nhất thì ASIFI giống như SAIFI.

$$ASIFI = \frac{\text{Tổng số lần mất phụ tải của hệ thống}}{\text{Tổng số phụ tải của hệ thống}} \quad (2.16)$$

Công thức tính toán:

$$ASIFI = \frac{\sum L_i}{L_T} \quad (2.17)$$

• Chỉ tiêu khoảng thời gian ngừng cấp điện trung bình hệ thống (ASIDI)

$$ASIDI = \frac{\text{Tổng thời gian phụ tải bị ngừng cấp điện}}{\text{Tổng số phụ tải được cung cấp}} \quad (2.18)$$

Công thức tính toán:

$$ASIDI = \frac{\sum r_i L_i}{L_T} \quad (2.19)$$

2.4. Các chỉ tiêu đối với ngừng điện thoág qua

• Chỉ tiêu tần suất ngừng cấp điện trung bình thoág qua (MAIFI)

$$MAIFI = \frac{\text{Tổng số khách hàng ngừng điện thoág qua}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.20)$$

Công thức tính toán:

$$MAIFI = \frac{\sum IM_i N_{mi}}{N_T} \quad (2.21)$$

• **Chỉ tiêu tần suất trung bình sự kiện ngừng cấp điện thoảng qua (MAIFI_E)**

$$MAIFI_E = \frac{\text{Tổng số khách hàng ngừng điện thoảng qua}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.22)$$

Công thức tính toán:

$$MAIFI_E = \frac{\sum IM_{E N m_i}}{N_T} \quad (2.23)$$

• **Chỉ tiêu tần suất trung bình sự kiện ngừng điện thoảng qua (CEMSMI_n)**

$$CEMSMI_n = \frac{\text{Tổng số khách hàng có hơn n lần ngừng điện thoảng qua}}{\text{Tổng số khách hàng của hệ thống}} \quad (2.24)$$

Công thức tính toán:

$$CEMSMI_n = \frac{CNT_{k \geq n}}{N_T} \quad (2.25)$$

3. Tính toán độ tin cậy của lưới điện phân phối Điện lực Thanh Khê

3.1. Các số liệu đầu vào

Để tính toán các chỉ số độ tin cậy lưới điện Điện lực Thanh Khê năm 2014 cần sử dụng các số liệu sau:

- Số nhật ký vận hành của Đội Quản lý Vận hành Đường dây và TBA.
- Phương thức cắt điện đã đăng ký với Phòng Điều độ Công ty Điện lực Đà Nẵng.
- Số liệu sự kiện ghi được của chương trình Miniscada tại Phòng Điều độ.
- Số liệu sự cố trong năm 2014.
- Số lượng khách hàng lấy từ chương trình quản lý Kinh doanh CMIS 2.0.

Dữ liệu đầu vào là file Excel gồm có số lần mất điện khách hàng và khoảng thời gian mất điện của khách hàng, dữ liệu đầu ra là kết quả tính toán chỉ số độ tin cậy: Bản báo cáo chỉ số độ tin cậy lưới điện do sự cố, sửa chữa và mất điện của các Điện lực tính theo hằng tháng, quý và năm.

3.2. Kết quả tính toán độ tin cậy

Trong Bảng 1 đã thống kê chi tiết các sự cố của Điện lực Thanh Khê. Qua đó có thể thấy hầu hết sự cố rơi vào nhảy máy cắt xuất tuyến. Kết quả tính toán ở Bảng 2 cho thấy tần suất mất điện do sự cố của các khách hàng khá thấp (gần 1 lần/năm). Tuy nhiên thời gian ngừng cấp điện trung bình và thời gian khôi phục cấp điện trung bình khoảng 30 phút/khách hàng. Điều này cho thấy rằng việc xử lý và khôi phục sau sự cố tại Điện lực Thanh Khê cần được cải thiện hơn nữa để đảm bảo yêu cầu sử dụng điện liên tục của khách hàng.

Bảng 1. Thống kê sự cố của Điện lực Thanh Khê trong năm 2014

Stt	Bắt đầu	Kết thúc	Thời Gian	Số Khách hàng	T.Bị tác động	D.Giải-N.Nhân
1	06/04/2014 5:48	06/04/2014 6:30	42	15.434	478 E10 (Xuân Hà_E10)	Nhảy MC 478E10, I= (2720, 129, 116, 2630) A, MC 471 PLộc nhảy, phát hiện tại VT trụ sắt 39.5 nhánh rẽ SPS 21 có chìm sáo bay vào xà gây NM

2	23/04/2014 10:13	23/04/2014 10:25	12	8.977	474 E11 (Liên Trì_E11)	MC 474E11 nhảy, I>=>(268,4320,2020, 3732)A do trước TBA Tân Chính 2 1 khoảng trụ có 1 sợi dây thép rơi vào đz.
3	29/06/2014 15:27	29/06/2014 16:22	55	3.968	471 E10 (Xuân Hà_E10)	Nhảy MC 471E10, Ie>=> (3296, 220, 216) A, do trời có mưa lớn và giông
4	27/07/2014 16:15	27/07/2014 17:39	84	6.602	MC 471 Phú Lộc	Nhảy MC 471 Phú Lộc-475E10 Do giông sét, gây đứt 3FCO đường 3TBA, đứt 3FCO đường khu nhà ở CBCNV; Đến 18h54 khôi phục sau DCL 30-4HTMậu
5	27/10/2014 18:11	27/10/2014 18:23	12	13.387	475 E10 (Xuân Hà_E10)	Cắt gập đz 475E10 do xe ben tông gây trụ cách FCO đầu tuyến TLĐán 3 hai khoảng trụ (Cắt 3 FCO đầu tuyến TLĐán 3 để xử lý đến 0h:04) (ngày 13/10)

Bảng 2. Kết quả tính toán các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện do sự cố

Tổng số KH	Tổng số lần mất điện	Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH (phút)	SAIDI (phút/KH.năm)	SAIFI (lần/KH.năm)	CAIDI (phút/lần)
48.785	5	48.368	1.689.404	34,645	0,992	34,924

Bảng 3. Thống kê công tác bảo trì bảo dưỡng của Điện lực Thanh Khê trong năm 2014

Stt	Bắt đầu	Kết thúc	Thời Gian (p)	Số Khách hàng	T.Bị tác động	D.Giải-N.Nhân
1	02/01/2014 7:30	02/01/2014 12:00	270	659	Hòa Phát 1	Xử lý ĐZ hạ áp TBA Hòa Phát 1 - 474E10
2	02/01/2014 7:30	02/01/2014 17:00	570	52	Đầm Sen	Chuyển sang tải Đầm Sen - 475E10 qua TBA KDC Xuân Hòa A - 476E10
...	...	...	...	...	...	...
417	30/12/2014 7:31	30/12/2014 13:31	360	1	Đo lường Chất lượng	Xử lý non tải tại TBA Đo lường Chất lượng
418	31/12/2014 7:30	31/12/2014 10:00	150	1	Trại Giam B14	Xử lý non tải Trại Giam B14

Bảng 4. Kết quả tính toán các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện do bảo trì, bảo dưỡng

Tổng số KH	Tổng số lần mất điện	Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH (phút)	SAIDI (phút/KH.năm)	SAIFI (lần/KH.năm)	CAIDI (phút/lần)
48.785	418	412.719	90.201.922	1.850,754	8,454	218,921

Kết quả tính toán ở Bảng 4 cho thấy hiện tại số lần cắt điện phục vụ công tác bảo trì, bảo dưỡng trên lưới điện Điện lực Thanh Khê là rất nhiều (418 lần), tính ra một ngày phải

cắt điện 1,14 lần để thực hiện công tác bảo trì bảo dưỡng trên lưới điện, với mỗi lần cắt điện trung bình khoảng 220 phút cho mỗi khách hàng. Với số lượng khách hàng mất điện lớn gấp 1000 lần số khách do Điện lực quản lý, cho thấy những thiệt hại do cắt điện để thực hiện công tác bảo trì bảo dưỡng trên lưới điện đối với Điện lực Thanh Khê là rất lớn. Tuy nhiên để thực hiện việc ngăn ngừa các sự cố xảy ra trên lưới điện do các nguyên nhân chủ quan như không thực hiện vệ sinh, bảo dưỡng lưới điện, thí nghiệm định kỳ để tầm soát các nguy cơ tiềm ẩn... thì yêu cầu phải cắt điện để đảm bảo các quy định về an toàn. Việc đề xuất các giải pháp để giảm thời gian cắt điện thực hiện bảo trì, bảo dưỡng, nhưng đồng thời vẫn thực hiện đầy đủ quy trình, quy định vận hành-quản lý lưới điện là một vấn đề cần nghiên cứu.

Bảng 5. Kết quả tính toán các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện của Điện lực Thanh Khê (bao gồm sự cố và bảo trì, bảo dưỡng)

Tổng số KH	Tổng số lần mất điện	Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH (phút)	SAIDI (phút/KH.năm)	SAIFI (lần/KH.năm)	CAIDI (phút/lần)
48.785	423	461.087	91.891.326	1.883,598	9,451	199,301

Kết quả tính toán trong Bảng 5 cho thấy, tỷ trọng của các công tác bảo trì bảo dưỡng chiếm phần lớn trong việc tính toán các chỉ số SAIDI, SAIFI của Điện lực Thanh Khê, như chỉ số SAIDI công tác chiếm 98%, SAIFI công tác chiếm 89% trong các chỉ số độ tin cậy của Điện lực Thanh Khê. Điều này cho thấy rằng nếu giảm được các chỉ số SAIDI, SAIFI do công tác thì sẽ có ảnh hưởng lớn tới việc thực hiện giảm được chỉ số độ tin cậy cung cấp điện của Điện lực Thanh Khê.

3.3. Phân tích nguyên nhân ảnh hưởng đến các chỉ số độ tin cậy của lưới điện Điện lực Thanh Khê

Nguyên nhân cắt điện để công tác

- Thời gian cắt điện để thực hiện công tác bảo dưỡng đường dây còn dài. Các kế hoạch công tác trên lưới điện trung hạ thế chưa được phối hợp tốt, các công việc chuẩn bị cho các kế hoạch bảo dưỡng, sửa chữa chưa được kỹ càng. Mặc dù đã đưa ra các quy định khá nghiêm ngặt về thời gian cắt điện để thực hiện công tác như: không chế thời gian cắt điện, số lần cắt điện các xuất tuyến trong tháng, nhưng thời gian mất điện khách hàng do kế hoạch công tác vẫn còn cao. Công tác thống kê mất điện khách hàng hạ áp chưa được tổ chức.

- Một số đơn vị xây lắp ngoài đăng ký cắt điện để thi công, nhưng không huy động đủ nhân lực dẫn đến kéo dài thời gian thi công, trả lưới trễ gây mất điện diện rộng, thời gian mất điện lớn.

- Trong năm, Điện lực triển khai các dự án đầu tư xây dựng, sửa chữa lớn lớn, phục vụ các dự án đầu tư xây dựng của Thành phố và Công ty Điện lực Đà Nẵng.

Nguyên nhân cắt điện do sự cố

- Phần lớn do các nguyên nhân sau: Do hành lang tuyến và người dân vi phạm hành lang an toàn lưới điện, do thời tiết (gió, giông sét), do động vật xâm nhập lưới điện, do thiết bị hỏng cách điện. Một số sự cố quá tải tại các nhà máy lớn [4].

- Sự cố do chất lượng thiết bị bao gồm MBA, FCO(LBFCO), CSV, Aptomat, TU, TI... trong đó đặc biệt là

sự cố máy biến áp (MBA). Bên cạnh các MBA hư hỏng do vận hành lâu năm (>10 năm) của các hãng THIBIDI, ABB, có một số MBA mới sản xuất của các hãng EMC, HANAKA,... hư hỏng rất nhanh. Ngoài ra còn có nghi vấn là MBA được chế tạo không đúng với dung lượng ghi trên nhãn.

- Các sự cố phóng điện bề mặt, tiếp xúc xấu, giông sét, các đầu cáp ngầm trung áp.

- Phối hợp giữa các thiết bị bảo vệ và phân đoạn chưa tốt, dẫn tới sự cố nhánh rẽ nhảy máy cắt xuất tuyến gây mất điện diện rộng.

Một số nguyên nhân khác

- Hầu hết các máy biến áp 110kV cấp điện cho phụ tải Điện lực Thanh Khê mang tải lớn (Bảng 6), nên khi sự cố của đường dây trung áp trạm này thì trạm kia cũng không mang hết công suất hỗ trợ được vì bị quá tải. Điều này cho thấy độ dự phòng của lưới điện trung áp thấp. Chính vì độ dự phòng thấp nên việc gián đoạn cung cấp điện không phải chỉ khi có sự cố lưới điện trung áp mà cả khi thực hiện công tác sửa chữa, bảo trì.

Bảng 6. Tình hình mang tải các TBA 110kV [2]

Stt	Trạm	MBA	S _{đặt}	S _{max}	% tải
1	Xuân Hà	T1	40	35	87%
		T2	40	25	63%
2	Liên Trì	T1	63	50	79%
		T2	40	32	80%
3	Cầu Đỏ	T1	25	17	68%

- Tình trạng mang tải các MBA phân phối khác nhau tùy theo địa bàn. Mật độ dân cư tại các khu vực trung tâm lớn nên không có không gian bố trí các công trình điện. Điều này dẫn tới không thể phát triển lưới điện trung áp để đưa sâu các TBA vào khu dân cư.

- Sự cố lưới điện trung áp chiếm tỷ lệ lớn trong tổng sự cố hàng năm, điều này cho thấy các hoạt động kiểm tra quản lý, chất lượng công tác thi công, giám sát thi công lắp đặt, nghiệm thu... cũng ảnh hưởng nhiều tới việc xảy ra sự cố.

- Lưới điện trung hạ thế chưa được thiết kế để chịu đựng trong các tình huống cực đoan, nên khi có tình huống đột biến thì hậu quả để lại nặng nề, thời gian khắc phục kéo dài.

- Việc không chế các giá trị đặt bảo vệ ở mức rất thấp tại các ngăn lộ xuất tuyến TBA 110kV, nên có đến 70% sự cố trên lưới điện trung áp, dẫn tới nhảy máy cắt các ngăn lộ xuất tuyến, gây mất điện trên diện rộng.

- Dòng ngắn mạch trên lưới điện trung áp có xu hướng tăng (>10kA) do sự phát triển lưới điện. Việc tách thanh cái thứ cấp các TBA110kV để giảm dòng ngắn mạch làm cho độ tin cậy cung cấp điện cho khách hàng giảm thấp.

4. Đề xuất giải pháp nâng cao độ tin cậy của lưới điện phân phối Điện lực Thanh Khê

4.1. Giải pháp quy hoạch và lập kế hoạch giảm thời gian cắt điện công tác

- Hoàn thiện sơ đồ thanh cái 110kV tại các TBA 110kV và xóa đầu nối chữ T trong năm 2016.

- Rà soát quy hoạch, kiến nghị hiệu chỉnh bổ sung quy hoạch và đầu tư nâng cấp lưới điện 110kV theo tiêu chuẩn

N-1, mục tiêu đến năm 2020 dự phòng về công suất mang tải của lưới 110kV là 35%.

- Xem xét đưa ra khỏi vận hành, thay thế các MBA 110kV có tổn hao lớn, thời gian vận hành lâu, có dấu hiệu tiềm ẩn sự cố đã phát hiện qua thí nghiệm định kỳ và không thực hiện sửa chữa đối với các MBA trên 10 năm.

- Nâng cao năng suất lao động, giảm thời gian thực hiện công tác xuống còn một buổi (4 giờ) thay vì cả ngày. Đối với công tác đấu nối, thực hiện đăng ký công tác từ 1-2 tiếng vào khung thời gian 5-7h sáng để giảm tối đa số lượng khách hàng bị ảnh hưởng.

- Tăng cường chất lượng xử lý sự cố, giảm thời gian xử lý sự cố, huy động nhân lực khi có sự cố lớn để xử lý nhanh chóng.

- Bố trí công tác hợp lý (kết hợp nhiều công tác trong một lần cắt điện, bố trí công tác xuất tuyến vào ngày Chủ Nhật). Để thực hiện công tác này đòi hỏi phải đăng ký công tác trước 1 tháng để lập kế hoạch, bố trí sắp xếp đưa vào lịch công tác tuần.

- Đề nghị các đơn vị xây lắp ngoài làm cam kết trước khi công tác để đảm bảo đủ nhân lực, vật tư thiết bị tránh trả phiếu trễ. Tổ chức quản lý vận hành phải kiểm tra trước khi cấp phiếu công tác. Hạn chế tối đa trường hợp cắt điện trước khi đơn vị công tác đến.

- Hạn chế thời gian thao tác trên lưới điện. Để thực hiện việc này cần phải tăng cường thêm nhóm trực quản lý vận hành phụ đối với những ngày cần thao tác nhiều vị trí, tránh mất thời gian do nhóm trực phải di chuyển nhiều vị trí xa nhau.

- Ứng dụng công nghệ mới vệ sinh sứ cách điện bằng nước áp lực cao.

- Thực hiện có hiệu quả việc phân tích, phân vùng các đối tượng quản lý thường xảy ra sự cố; chú ý tập trung các biện pháp để giảm sự cố ở các thiết bị FCO, DCL, TU, TI.

- Thành lập Đội sửa chữa nóng lưới điện và đầu tư mua mới các thiết bị sửa chữa điện nóng trên lưới điện (hotline) để có thể sửa chữa không cần cắt điện.

4.2. Giải pháp tự động hóa lưới điện

- Xây dựng Trung tâm điều khiển từ xa và đầu tư chuyển các trạm 110kV hiện có sang làm việc ở chế độ bán trực hoặc không người trực.

- Đối với các bảo vệ role của các máy cắt trên từng xuất tuyến cần tính toán lại để đảm bảo tính phối hợp và tác động chính xác, tránh trường hợp tác động vượt cấp. Các dây chảy FCO phải sử dụng đúng chủng loại, phù hợp với mức tải để đảm bảo phối hợp bảo vệ với các máy cắt.

- Hiện nay dự án Miniscada đã được triển khai lắp đặt tại các vị trí Máy cắt, DCL quan trọng trên địa bàn Điện lực Thanh Khê. Việc hoàn thiện và ứng dụng hệ thống Miniscada giúp công tác quản lý vận hành, giám sát lưới điện thuận lợi hơn. Phòng Điều độ có thể đóng cắt từ xa, giảm thời gian thao tác, khôi phục cấp điện nhanh chóng cho khách hàng. Đồng thời giúp định vị sự cố nhanh chóng, giúp ích cho công tác xử lý sự cố [5].

4.3. Giải pháp phân đoạn đường dây và nhánh rẽ

- Xuất tuyến 474E11: lắp đặt 1 máy cắt tại vị trí dao cách ly 40-4 Nguyễn Văn Linh để tránh nhảy máy cắt 474E11 gây mất điện cho các phụ tải trên đường trục dọc

đường Nguyễn Văn Linh.

- Xuất tuyến 472E10: lắp đặt 1 máy cắt tại vị trí dao cách ly 28-4 Nguyễn Tri Phương để tránh nhảy máy cắt 472E10 gây mất điện cho các phụ tải trên đường trục dọc đường Điện Biên Phủ.

- Xuất tuyến 474E10 và 475E12: lắp đặt 1 máy cắt tại vị trí dao cách ly liên lạc 55-4 Phước Tường và lắp đặt 1 dao cắt tải tại vị trí dao cách ly 39-4 Nhà máy nước Sân Bay để giảm thời gian chuyển tải cấp điện cho phụ tải ưu tiên Nhà máy nước Sân Bay khi xảy ra sự cố.

4.4. Hiệu quả sau khi thực hiện các giải pháp

- Sau khi thực hiện các giải pháp về kết hợp đăng ký công tác để thực hiện việc duy tu, bảo dưỡng đường dây với các tiêu chí khi đăng ký cắt điện thì phải kết hợp nhiều công việc khi công tác cùng một địa điểm. Cụ thể như có thể kết hợp các công tác như vệ sinh bảo dưỡng đường dây kết hợp với thí nghiệm định kỳ TBA, thay đo đếm định kỳ, siết lẻo, ép đầu cốt tại TBA,... khi các công tác này thực hiện tại cùng một trạm biến áp.

Kết quả tính toán trong Bảng 7 cho thấy các chỉ số SAIDI giảm 22%, SAIFI giảm 13%. Từ đây cho thấy rằng, việc thực hiện có kế hoạch đăng ký cắt điện công tác có ý nghĩa lớn trong việc nâng cao độ tin cậy cung cấp điện tại Điện lực Thanh Khê. Tuy nhiên, muốn giảm hơn nữa các chỉ số SAIDI, SAIFI thì cần duy trì thực hiện các biện pháp trên, bên cạnh đó cần đẩy mạnh áp dụng các công nghệ mới như sửa chữa điện nóng, vệ sinh cách điện bằng nước áp lực cao...

Trong những năm tới, khi ứng dụng công nghệ sửa chữa nóng lưới điện (hotline) vào thực tế thì các công tác quản lý vận hành lưới điện như vệ sinh bảo dưỡng cách điện, siết lẻo, đấu nối... sẽ không cần phải cắt điện để công tác. Điều này hứa hẹn sẽ cải thiện các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện của Điện lực Thanh Khê nói riêng, và Công ty Điện lực Đà Nẵng nói chung.

Bảng 7. Các chỉ số độ tin cậy do thực hiện bảo trì bảo dưỡng - trước và sau khi thực hiện các giải pháp

Trước khi thực hiện các giải pháp (SAIDI, SAIFI do công tác)				Sau khi thực hiện các giải pháp (SAIDI, SAIFI do công tác)			
Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH	SAIDI	SAIFI	Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH	SAIDI	SAIFI
412.719	90.201.922	1850,754	8,454	359.471	69.870.669	1432,22	7,368

Bảng 8. Các chỉ số độ tin cậy do sự cố - trước và sau khi thực hiện các giải pháp

Trước khi thực hiện các giải pháp (SAIDI, SAIFI do sự cố)				Sau khi thực hiện các giải pháp (SAIDI, SAIFI do sự cố)			
Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH	SAIDI	SAIFI	Tổng số KH mất điện	Tổng thời gian mất điện của KH	SAIDI	SAIFI
48.368	1.689.404	34,645	0,992	43.391	1.629.680	33,405	0,889

- Bằng việc thực hiện giải pháp phân đoạn đường dây sẽ góp phần phân đoạn đường dây khi sự cố xảy ra, giảm được số lượng khách hàng mất điện. Trong trường hợp XT474E11, sau khi lắp đặt MC472 Nguyễn Văn Linh thì với sự cố tại TBA Tân Chính 2 thì sẽ không nhảy máy cắt đầu xuất tuyến 474E11, dẫn tới số lượng khách hàng mất điện giảm xuống.

- Kết quả tính toán trong Bảng 8 cho thấy các chỉ số SAIDI giảm 4%, SAIFI giảm 10% sau khi thực hiện các giải pháp để cải thiện độ tin cậy cung cấp điện. Mặc dù việc thực hiện các giải pháp làm cho các chỉ số SAIDI, SAIFI sự cố có giảm, nhưng lượng giảm không lớn như các chỉ số SAIDI, SAIFI công tác. Điều này cho thấy việc áp dụng các giải pháp phân đoạn, tái cấu trúc lưới là chưa đủ để giảm mạnh các chỉ số của độ tin cậy cung cấp điện do sự cố.

5. Kết luận

Kết quả tính toán và phân tích các nguyên nhân mất điện cho thấy rằng các chỉ số độ tin cậy cung cấp điện phụ thuộc vào nhiều yếu tố. Trong đó nổi bật hẳn lên là yếu tố chủ quan của công tác quản lý vận hành lưới điện, thể hiện ở các chỉ số SAIDI, SAIFI do công tác bảo trì bảo dưỡng chiếm phần lớn (chiếm hơn 90%) trong chỉ số SAIDI, SAIFI của toàn Điện lực. Với đặc điểm của lưới điện là gọn, địa bàn quản lý đồng nhất, các thông số thiết bị, vật tư trên lưới với ưu điểm đa phần đều mới được đầu tư nên dễ quản lý, sửa chữa, ít sự cố...thì việc nâng cao độ tin cậy

cung cấp điện của Điện lực Thanh Khê không phải là một nhiệm vụ quá khó khăn để thực hiện, trong đó cần tập trung nghiên cứu và rà soát lại quy trình công nghệ để giảm thời gian bảo trì bảo dưỡng lưới điện.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Dương Thị Phương Thảo (2011), Nghiên cứu, đánh giá độ tin cậy theo tiêu chuẩn IEEE 1366 lưới phân phối thành phố Đà Nẵng, *luận văn thạc sỹ kỹ thuật*.
- [2] Công ty Điện lực Đà Nẵng (2015), *Báo cáo Hội nghị Quản lý Kỹ thuật Vận hành lưới điện & giám sát thất điện năng năm 2015*, Đà Nẵng.
- [3] Transmission and Distribution Committee of the IEEE Power & Energy Society (2012), “IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices”, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, the United States of America.
- [4] Điện lực Thanh Khê (2014), *Báo cáo Hội nghị Người lao động năm 2014*, Đà Nẵng.
- [5] Nguyễn Thành (2004), *Nghiên cứu ứng dụng công nghệ DAS cho lưới điện phân phối khu vực miền Trung*, *luận văn thạc sỹ kỹ thuật*.
- [6] Bộ Công Thương (2010), Thông tư 32/2010/TT-BCT quy định hệ thống điện phân phối, Hà Nội.

(BBT nhận bài: 19/05/2015, phản biện xong: 30/06/2015)