

NGHIÊN CỨU QUI HOẠCH MẠNG LƯỚI TRUNG ÁP HỢP LÝ PHÙ HỢP VỚI XU THẾ PHÁT TRIỂN CỦA HUYỆN ĐÔ LƯƠNG

Đặng Quang Khoa

ABSTRACT

Together with the quick development of national economy in the fields such as security, national defense, industrial-agricultural production, services, tourism, etc. the demand of electricity consumption of Do Luong district, Nghe An province, is getting markedly increased. The study to evaluate the development of additional charge and the planning of medium-tension electric network that suits the socio-economic development of Do Luong district are very necessary, scientifically and practically meaningful. The thesis focuses on the following contents: evaluating the status quo of medium-tension electric network of Do Luong district; giving forecast the development of electric additional charges in the future; proposing specific planning solutions for medium-tension electric network of Do Luong district; evaluating quality of electric supply after planning.

TÓM TẮT

Cùng với sự phát triển nhanh chóng của nền kinh tế quốc dân trong các lĩnh vực an ninh, quốc phòng, sản xuất công - nông nghiệp, dịch vụ, du lịch, ... nhu cầu tiêu thụ điện năng của huyện Đô Lương, tỉnh Nghệ An cũng tăng nhanh rõ rệt. Việc nghiên cứu đánh giá sự phát triển của phụ tải, qui hoạch mạng lưới trung áp phù hợp với sự phát triển kinh tế - xã hội huyện Đô Lương là vấn đề cần thiết, có ý nghĩa khoa học và thực tiễn. Đề tài đã tập trung nghiên cứu giải quyết các nội dung chính như sau: đánh giá hiện trạng lưới điện trung áp của huyện Đô Lương; nghiên cứu dự báo về sự phát triển của phụ tải điện trong tương lai; nghiên cứu đề xuất các giải pháp qui hoạch cụ thể đối với lưới điện trung áp huyện Đô Lương; đánh giá chất lượng cung cấp điện sau khi qui hoạch.

I. ĐÁNH GIÁ HIỆN TRẠNG LƯỚI TRUNG ÁP HUYỆN ĐÔ LƯƠNG

1. Hiện trạng nguồn điện

Nguồn điện cung cấp là trạm biến áp 110/35/10kV – 2x25MVA, tại xã Yên Sơn. Đây là trung tâm cấp nguồn lớn nhất của tỉnh Nghệ An. Trạm biến áp này cung cấp điện cho huyện Đô Lương và các huyện lân cận. Hiện nay trạm có công suất P_{max} vào khoảng 40 MW, P_{min} vào khoảng 6 MW. Trong đó, cấp cho Đô Lương P_{max} là 12,193 MW và P_{min} là 2,1 MW.

2. Hiện trạng đường dây truyền tải

Lưới điện Đô Lương bao gồm các đường dây 110kV, 35kV, 10kV, và 0,4kV. Các xuất tuyến đường dây trung áp do chi

nhánh điện Đô Lương quản lý là lộ 374, 971, 972 và 974. Thông số chi tiết của các lộ đường dây 35kV được cho ở bảng 1.

Đường dây lưới điện 10kV huyện Đô Lương có thông số được cho ở bảng 2.

Dòng điện I_{max}/I_{min} của các lộ đường dây được cấp từ trạm 110kV (E15-4) Đô Lương trong năm 2005 cho ở bảng 3.

Nhận xét:

Từ hiện trạng của lưới điện huyện Đô Lương cho thấy:

- Đa số lưới điện trung áp đã vận hành khá lâu nên độ bền cơ khí của đường dây giảm, tiết diện đường dây còn nhỏ (tiết diện lớn nhất là AC 120) không đảm bảo độ tin cậy cung cấp điện khi phụ tải tiếp tục phát

triển trong tương lai.

- Các xuất tuyến 35kV như Lộ 371, Lộ 372, và Lộ 374 có tiết diện khá nhỏ (AC 70) và khả năng bị quá tải lớn.

- Các xuất tuyến chưa có sự kết vòng phù hợp, lưới điện vẫn hở. Đây là yếu tố làm cho độ tin cậy cung cấp điện không cao nhất là khi xuất hiện sự cố.

- Lưới 10kV phân vùng phụ tải chưa

đều, mất cân đối, điển hình như Lộ 971 có chiều dài 66,17 km bên cạnh đó Lộ 974 chỉ có 12 km, dẫn tới sự chênh lệch phụ tải cũng rất lớn. Kết cấu lưới hở, phải nghiên cứu kết vòng để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện trong trường hợp sự cố. Trong khi đó, xu hướng phát triển phụ tải lại rất lớn. Do đó, cần thiết phải qui hoạch lại các lưới điện này chuyển từ cấp điện áp 10kV lên 22kV cho phù hợp yêu cầu thực tế.

TT	Lộ đường dây	Đầu xuất tuyến	Mã hiệu dây	Chiều dài (km)	P _{max} (kW)
1	371 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 120 - 70	20	9.264
2	372 E15-4	Sau trạm 110kv	AC 95	19	7.205
3	373 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 95	31,8	5.200
4	374 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 70	34	7.719
5	376 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 120 - 95	38	7.720

Bảng 1: Thông số chi tiết các xuất tuyến 35kV

TT	Lộ đường dây	Đầu xuất tuyến	Mã hiệu dây	Chiều dài (km)	P _{max} (kW)
1	971 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 70	66,71	3.307
2	972 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 70, AC 50	41,75	3.256
3	974 E15-4	Sau trạm 110kV	AC 70, AC 50	12	1.544

Bảng 2: Thông số chi tiết các xuất tuyến 10kV

3. Hiện trạng phụ tải

Phụ tải điện của huyện Đô Lương được chia thành các lĩnh vực:

- Công nghiệp - xây dựng (CN-XD);
- Nông nghiệp - thủy lợi (NN-TL);
- Thương mại - dịch vụ (TM-DV);
- Quản lý - tiêu dùng (QL-TD);
- Và các hoạt động khác (HĐK).

Hiện trạng tiêu thụ điện thương phẩm trong những năm gần đây được tổng hợp cụ thể như bảng 4.

II. DỰ BÁO PHỤ TẢI ĐIỆN

1. Lựa chọn các phương pháp dự báo phụ tải điện

Trên cơ sở phân tích ưu nhược điểm của từng phương pháp dự báo phụ tải điện. Căn

cứ vào hoàn cảnh cũng như đặc thù của khu vực miền Trung, số liệu thu thập về hiện trạng tiêu thụ điện năng của huyện Đô Lương, việc dự báo phụ tải điện được tiến hành theo 2 phương pháp sau đây.

a. Phương pháp hệ số đàn hồi

Đây là phương pháp dự báo dựa trên cơ sở các thông số thống kê về mối liên hệ của phát triển kinh tế xã hội gắn với nhu cầu điện năng. Nhu cầu điện năng được mô phỏng theo quan hệ đàn hồi với tốc độ tăng trưởng kinh tế.

Hệ số đàn hồi được tính theo biểu thức:

$$k = \frac{V_0 ED\%}{V_0 GDP\%}$$

Trong đó: k là hệ số đàn hồi, V₀ED là tốc độ tăng nhu cầu điện (Velocity of Energy Development). V₀GDP là tốc độ tăng

Tháng	Lộ 374		Lộ 971		Lộ 972		Lộ 974	
	I _{max}	I _{min}	I _{max}	I _{min}	I _{max}	I _{min}	I _{max}	I _{min}
1/2005	240	10	250	20	160	20	100	10
2/2005	140	15	270	30	180	20	100	10
3/2005	145	15	240	25	160	20	110	10
4/2005	145	20	250	25	150	20	100	10
5/2005	150	20	240	50	180	20	100	20
6/2005	145	15	250	50	160	20	100	20
7/2005	135	20	230	50	170	20	120	20
8/2005	135	20	200	30	140	15	90	10
9/2005	140	10	230	20	160	20	100	10
10/2005	130	15	250	20	160	25	100	10
11/2005	150	20	260	20	160	20	100	10
12/2005	180	15	280	30	165	20	115	10
Kết luận	Dây AC70 I _{cp} =275		Dây AC70 I _{cp} =275		Dây AC70; 50 I _{cp} =220; 275		Dây AC70; 50 I _{cp} =220; 275	
	Bình thường		Quá tải		Bình thường		Bình thường	

Bảng 3: Dòng mang tải của các lộ cấp từ trạm 110kV (E15-4) Đô Lương trong năm 2005

TT	Loại phụ tải	2003 (kWh)	2004 (kWh)	2005 (kWh)	Tốc độ tăng trưởng (%/năm)	
					2003-2004	2004-2005
1	CN-XD	780.457	909.776	1.063.433	16,5%	17%
2	NN-TL	1.560.152	1.759.852	2.303.723	28%	31%
3	TM-DV	257.912	321.616	401.880	24,7%	25%
4	QL-TD	24.603.499	27.555.919	31.181.561	12%	13,15%
5	HĐK	283.963	337.348	384.071	18,8%	13,85%
Điện thương phẩm		27.485.983	30.887.049	35.334.668	12,4%	14,4%
P_{max}		10.994	12.355	14.133,4	12,37%	14,3%
Tổn thất (%)		6,5%	6,5%	7%		
Điện nhận		29.272.572	32.894.707	37.808.090		

Bảng 4: Điện thương phẩm huyện Đô Lương 2003 - 2005 (Đơn vị: triệu kWh)

trưởng GDP (Velocity of Glossory Domestic Products). Hệ số đàn hồi thông thường được xác định theo từng ngành, từng lĩnh vực tiêu thụ điện năng trên cơ sở chuỗi phân tích quá khứ.

b. Phương pháp tương quan (ngoại suy theo thời gian)

Nội dung phương pháp là nghiên cứu sự diễn biến nhu cầu điện năng trong quá khứ tương đối ổn định để tìm ra một qui luật

nào đó, rồi kéo dài qui luật đó để dự báo cho thời gian tương lai. Phương pháp này thường áp dụng mô hình tốc độ phát triển điện năng có qui luật theo hàm số mũ:

$$A_t = A_0(1 + \alpha)^t$$

Trong đó: A_t là điện năng dự báo tiêu thụ của năm thứ t , A_0 là điện năng ở năm chọn làm gốc, α là tốc độ phát triển bình quân hàng năm, t là thời gian dự báo.

TT	Ngành	Năm 2005			Năm 2010		α_A (% năm)		
		P (kW)	A (MWh)	α_A (%)	P (kW)	A (MWh)	2003-2005	2006-2010	2003-2010
1	CN-XD	425	1.063,433	17	940,6	2.351,517	16,7	23,5	20
2	NN-TL	921,5	2.303,723	31	3.623	9.058,557	21,5	44	34
3	TM-DV	160,7	401,880	25	510,5	1.276,289	24,8	36	30,5
4	QL-DC	12.472	31.181,561	13,15	20.698,6	51.746,538	12,5	13,5	13,2
5	Khác	153,6	384,071	13,85	268,3	670,842	16,2	16	15,4
6	Điện th.phẩm		35.334,668	100		65.103,743	13,4	17	15,4
7	P_{max}	14.133			26.041				
8	Tổn thất			7%					
9	Điện nhận		37.808,095						

Bảng 5: Tổng hợp dự báo phụ tải điện của huyện Đô Lương tới năm 2010

2. Tính toán chi tiết

a. Dự báo phụ tải điện theo phương pháp tương quan

• Dự báo phụ tải của Nhà máy Xi măng Đô Lương. Đô Lương đang xây dựng Nhà máy Xi măng ở xã Bài Sơn. Tổng công suất tiêu thụ 1.500 kVA, tổng công suất đặt 18.606 kW, tổng công suất tính toán 16.482,62 kW, tổng công suất biểu kiến 17.350 kVA.

• Kết quả dự báo phụ tải cho các lĩnh vực khác theo bảng 5.

• Tổng hợp nhu cầu điện của toàn huyện Đô Lương được tính theo phương pháp tương quan như bảng 6.

Năm	P_{max} (kW)	Điện thương phẩm (MWh)
2005	14.133	35.334.668
2010	26.041	65.103.743

Bảng 6: Kết quả tính toán nhu cầu điện của toàn huyện

b. Dự báo phụ tải điện theo phương pháp hệ số đàn hồi

Phương pháp hệ số đàn hồi sử dụng để kiểm chứng lại việc dự báo phụ tải điện theo phương pháp tương quan. Từ hệ số đàn hồi k , hệ số tăng trưởng GDP của Đô Lương $V_0GDP(\%)$ ta tính được $V_0ED(\%)$ theo biểu thức:

$$V_0ED(\%) = k \cdot V_0GDP(\%)$$

Tốc độ tăng trưởng điện năng của Đô Lương như bảng 7.

TT	Thành phần kinh tế	Hệ số đàn hồi	V_0GDP (%)	V_0ED
1	CN-XD	1,1	16	17,6
2	NLN	4,8	6	29
3	TM-DV	1,85	14	26
4	QL-TD	0,87	12	10,5
5	Khác	1,21	15	18,15

Bảng 7: Tốc độ tăng trưởng điện năng theo hệ số đàn hồi

Từ tốc độ tăng trưởng điện năng yêu cầu và tốc độ tăng trưởng về phụ tải đỉnh ta có kết quả dự báo điện năng và phụ tải đỉnh giai đoạn 2005 - 2015 ở bảng 8.

Trong bảng 8 công suất cực đại (phụ tải đỉnh) và điện năng của năm cần dự báo được tính dựa vào số liệu của năm ngay sát đó và tốc độ tăng trưởng điện năng theo công thức sau:

$$P_{max(n)} = P_{max(n-1)} \cdot (V_0ED_p + 1)$$

$$A_{(n)} = A_{(n-1)} \cdot (V_0ED_A + 1)$$

Trong đó: $P_{max(n)}$, $A_{(n)}$ là phụ tải đỉnh và điện năng yêu cầu của năm thứ (n) ; $P_{max(n-1)}$, $A_{(n-1)}$ là phụ tải đỉnh và điện năng yêu cầu của năm thứ $(n - 1)$.

Năm	Nhu cầu điện năng (MWh)				Điện th.phẩm (MWh)	P _{max} (kW)
	CN-XD	NLN	TM-DV	QL-TD		
2005	1.063,433	2.303,723	401,880	31.181,561	35.334,668	13.101,7
2010	2.392	8.229	1.275	51.369	63.265	25.306
2015	5.380	29.398	4.048	84.627	123.453	49.381

Bảng 8: Dự báo nhu cầu điện huyện Đô Lương giai đoạn 2005 - 2015

Nhu cầu điện năng toàn huyện tính theo phương pháp hệ số đàn hồi như bảng.

Năm	P _{max} (kW)	Điện thương phẩm (MWh)
2005	13.101,7	35.334,668
2010	25.306	63.265
2015	49.381	123.543

Bảng 9: Kết quả tính toán nhu cầu điện toàn huyện theo phương pháp đàn hồi

Qua kết quả tính toán ở bảng 6 và 9 ta nhận thấy cả hai phương án dự báo đều cho kết quả gần như nhau. Theo đó, điện năng khi tính theo phương án tương quan cao hơn điện năng tính theo phương án hệ số đàn hồi khoảng 2,9% (63.265MWh so với 65.103,743 MWh). Đây là sai số nhỏ và chấp nhận được khi dự báo phụ tải điện trung hạn.

Giai đoạn 2005 – 2010 dựa trên kết quả dự báo theo phương pháp tương quan.

Giai đoạn 2010 – 2015 dựa trên kết quả dự báo theo hệ số đàn hồi.

Điều này chứng tỏ các kết quả dự báo là tin cậy. Đồng thời các số liệu thu thập, khảo sát về hiện trạng tiêu thụ và hiện trạng tăng trưởng của huyện là khá sát thực.

III. QUI HOẠCH LƯỚI TRUNG ÁP HUYỆN ĐÔ LƯƠNG

1. Cân bằng nguồn công suất và phụ tải

Để đảm bảo cấp điện an toàn và ổn định cho huyện Đô Lương theo mức phụ tải tính toán, nhu cầu cần thiết công suất nguồn trạm 110kV qua từng giai đoạn như bảng 10.

Từ số liệu bảng 10 và thông số nguồn ta có cân bằng công suất đến năm 2010 như bảng 11 (lưu ý hiện thời có 1 máy biến áp cấp cho Đô Lương và chưa tính đến nhà máy xi măng).

Phụ tải	Năm 2005	Năm 2006	Năm 2010
P _{max} (kW)	14.133	16.256	26.041
S (kVA) (chưa kể nhà máy xi măng Đô Lương)	16.627	19.125	30.636

Bảng 10: Nhu cầu phụ tải huyện Đô Lương tới 2010

Cân bằng	Năm 2005	Năm 2006	Năm 2010
Tải	16.627	19.125	30.636
Nguồn	22.000	22.000	22.000
Kết luận	1 máy đủ tải	1 máy đủ tải	2 máy song song

Bảng 11: Cân bằng công suất đến 2010 (đơn vị tính kWh)

Tính toán cân bằng công suất nguồn và tải lưới điện Đô Lương ở bảng 11. Và, theo kết quả dự báo phụ tải nhà máy xi măng đưa vào vận hành năm 2008 có nhu cầu công suất là 18,606MW, ta nhận thấy rằng công suất 1 máy của trạm biến áp 110kV hiện đang cấp cho Đô Lương là đủ tải. Đến năm 2010 cần vận hành 2 máy làm việc song song. Nếu kể tới nhà máy xi măng, Đô Lương sẽ không đảm bảo cấp điện đủ vào năm 2008. Điều này đặt ra yêu cầu cần nâng cấp hoặc xây dựng mới các trạm biến

áp hoặc phải có phương án kết nối lưới điện 110kV với lưới quốc gia hợp lý nhằm đảm bảo an ninh năng lượng cho lưới điện tiểu vùng.

2. Đề xuất các phương án quy hoạch và phát triển lưới trung áp tới năm 2010

Lưới trung áp 35kV vẫn tồn tại như một thực tế khách quan.

Lưới 10kV với 3 lộ 971, 972 và 974 hiện không còn phù hợp với xu thế phát triển của lưới trung áp trong tương lai. Mặt khác, theo kết quả đánh giá (bảng 3) lộ 971 bị quá tải, các lộ còn lại còn khá đầy tải: Lộ 972 là 180A/220A, Lộ 974 là 120A/220A. Như vậy với tốc độ phát triển của phụ tải khoảng 17%/năm thì tới năm 2010 chắc chắn các lộ 972 và 974 sẽ bị quá tải. Đề xuất quy hoạch các xuất tuyến 10kV khái quát như sau:

- Nâng cấp toàn bộ lưới 10kV lên 22kV.
- Xây dựng thêm 1 tuyến mới (lộ 973) để san tải cho lộ 971.
- Nghiên cứu đề xuất kết vòng lưới 22kV để nâng cao độ tin cậy cung cấp điện.

3. Đề xuất giải pháp quy hoạch chi tiết của lưới 22kV

Xây dựng một tuyến đường dây mới 973 để san tải cho tuyến 971 cung cấp điện cho các trạm Hoà Sơn 2, Tân Sơn, Thái Sơn và Quang Sơn.

Lộ 971 tiếp tục cung cấp điện cho các xã Yên Sơn, Văn Sơn, Thịnh Sơn, Hòa Sơn, cắt bỏ các phụ tải sau trạm Thịnh Sơn 3 (xã Thịnh Sơn).

Lộ 972 tiếp tục cung cấp điện cho các trạm thị trấn và các xã Lưu Sơn, Đăng Sơn, Bắc Sơn, Nam Sơn và các trạm thuộc huyện Thanh Chương.

Lộ 974 tiếp tục cung cấp điện cho các xã Đà Sơn, Lạc Sơn, Xuân Sơn, Nhân Sơn. Cắt phương thức đoạn từ trạm Nhân Sơn 1 tới trạm Thái Sơn 3 để tách rời hai lộ 973 và 974.

Để tăng cường độ tin cậy cung cấp điện cho lưới trung áp, căn cứ bình đồ tuyến dây kết hợp với tính toán các thông số của lưới kín ở các chế độ, điểm kết vòng hợp lý giữa lộ 973 và 974 tạo thành lưới kín và cho phép vận hành hở, điểm cắt phương thức nằm trên một đường dây mới nối giữa Thái Sơn 3 và Nhân Sơn 2.

4. Nghiên cứu đề xuất phương án nâng cấp điện áp của lưới 10kV lên 22kV

a. Tính khả thi kỹ thuật

Qua đánh giá hiện trạng mang tải của các xuất tuyến 10kV, ta thấy lộ đường dây 971 bị quá tải. Các lộ 972, 974 mang tải ở mức độ trung bình. Tuy nhiên với tốc độ tăng trưởng của phụ tải khoảng 17%/năm thì chắc chắn các xuất tuyến 972, 974 cũng sẽ bị quá tải nếu không nâng cấp. Đánh giá sơ bộ về khả năng tải của các tuyến dây này cho cụ thể trên bảng 12.

Lộ	Năm					
	2006	2008	2010	2012	2014	2015
972	180A	242,2A	326A	438,7A	590A	684,4A
974	120A	161,5A	217,3A	292,4A	393,5A	456,4A

Bảng 12: Dự báo về dòng phụ tải cực đại của các tuyến 972 và 974

Nếu không nâng cấp lên 22kV thì tới năm 2008 xuất tuyến 972 sẽ bị quá tải, xuất tuyến 974 tới năm 2012 cũng sẽ bị quá tải. Do đó, việc nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV là rất cần thiết và khả cấp bách về kỹ thuật. Khi nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV kết hợp với quan điểm thiết kế dùng dây AC95, tới năm 2015 dòng cực đại của các xuất tuyến sẽ là:

Lộ 972, dây AC95 có $I_{CP}=330A$:

$$I_{max} = \frac{684,4}{2,2} = 311$$

Lộ 974, dây AC95 có $I_{CP}=330A$:

$$I_{max} = \frac{456,4}{2,2} = 207,5$$

Vậy, nếu nâng cấp từ 10kV lên 22kV sẽ đảm bảo điều kiện dòng nung nóng cho phép.

b. Tính khả thi về kinh tế

Rõ ràng, việc nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV sẽ đem lại hiệu quả rất lớn về kinh tế, đặc biệt là về phương diện giảm tổn thất. Hiện thời, tổn thất của lưới vào khoảng 7%/năm (bảng 4), lợi ích thu được từ giảm tổn thất điện năng tới năm 2010 được tính toán ở bảng 13.

NL	Năm					
	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Điện nhận (MWh)	37.808	44.235,4	51.755,4	60.553,9	70.848,1	82.892,3
Tổn thất (MWh)	2.646,566	3.096,5	3.622,9	4.238,7	4.959,36	5.802,6

Bảng 13: Điện năng nhận từ hệ thống và tổn thất điện năng của lưới trung áp

Tổng tổn thất điện năng của lưới giai đoạn 2006 – 2010 là 21.720,1. Khi nâng cấp lên 22kV điện năng tổn thất giảm còn:

$$\Delta A_{(22kV)} = \frac{21.720,1}{(2,2)^2} = 4.487,6$$

Lợi ích về kinh tế thu được do nâng cấp điện áp là:

$$(21.720,1 - 4.487,6) \times 700.000đ = 12.0627,5.10^9 \text{ (VNĐ)}$$

Tuy nhiên, cần lưu ý xu thế nâng cấp điện áp là bắt buộc nhằm đảm bảo kỹ thuật cho lưới trung áp ở Đô Lương và phù hợp với tổng sơ đồ phát triển V của Điện lực Việt Nam. Bên cạnh đó, thực tế trang bị điện của lưới 10kV Đô Lương cũng hầu hết đã hết thời gian khấu hao vốn. Máy biến áp 110kV Đô Lương đã vận hành và sử dụng 19 năm, quá thời gian hoàn vốn 4 năm. Tuổi thọ vận hành của đường dây 10kV đều xấp xỉ 8 – 12 năm, cũng đã hết thời gian hoàn vốn (nguồn: Sở Điện lực Nghệ An).

5. Tính toán xác định các thông số kỹ thuật sau qui hoạch

Một trong những vấn đề khá cấp thiết khi giải quyết bài toán qui hoạch đó là lưới trung áp sau khi cải tạo phải có chất lượng đảm bảo. Khi nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV hiển nhiên tổn hao điện áp ΔU của toàn bộ lưới trung áp được cải thiện đáng kể (giảm 2,2 lần). Tuy nhiên, khi phụ tải cực tiểu có thể gây quá áp trên các cực phụ tải, đòi hỏi phải xác định và lựa chọn chính xác các đầu phân áp của trạm 110kV Đô Lương.

a. Cơ sở lý thuyết của bài toán lựa chọn đầu phân áp

Để lựa chọn đầu phân áp của lưới điện tổng quát, xét sơ đồ hệ thống cung cấp điện như hình 1. Nếu gọi 1 là chế độ phụ tải cực đại, 2 là chế độ phụ tải cực tiểu, diễn biến điện áp của lưới như sau: E_1 và E_2 là đầu phân áp của trạm 110kV, ΔU_{TA1} và ΔU_{TA2} là tổn hao điện áp (%) của lưới trung áp, E_p là đầu phân áp ở máy biến áp phân phối 22/0,4kV, B và A là hai điểm gần nhất và xa nhất trong lưới hạ áp. $dU_{B1}, dU_{B2}, dU_{A1}, dU_{A2}$ là độ lệch điện áp tại B và A ứng với chế độ phụ tải cực đại và cực tiểu.

Thông thường để đảm bảo chất lượng điện áp thì độ lệch điện áp tại A và B ứng với chế độ cực đại hay cực tiểu đều phải nằm trong miền chất lượng điện áp, cụ thể là:

$$\begin{cases} dU^- \leq dU_{B1} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{B2} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{A1} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{A2} \leq dU^+ \end{cases} \quad (1)$$

Trong đó: dU^-, dU^+ là độ lệch điện áp tiêu chuẩn:

$$dU^- = -5\%$$

$$dU^+ = +5\%$$

Mặt khác ta lại có:

$$\Leftrightarrow \begin{cases} dU_{B1} = dU_{A1} + \Delta U_{HA1} \\ dU_{B2} = dU_{A2} + \Delta U_{HA2} \end{cases} \quad (2)$$

Thay vào (1) ta có:

$$\begin{cases} dU^- \leq dU_{B1} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{B2} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{B1} - \Delta U_{HA1} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{B2} - \Delta U_{HA2} \leq dU^+ \end{cases} \quad (3)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} dU^- \leq dU_{B1} \leq dU^+ \\ dU^- \leq dU_{B2} \leq dU^+ \\ dU^- + \Delta U_{HA1} \leq dU_{B1} \leq dU^+ + \Delta U_{HA1} \\ dU^- + \Delta U_{HA2} \leq dU_{B2} \leq dU^+ + \Delta U_{HA2} \end{cases} \quad (4)$$

$$\Leftrightarrow \begin{cases} dU^- + \Delta U_{HA1} \leq dU_{B1} \leq dU^+ \\ dU^- + \Delta U_{HA2} \leq dU_{B2} \leq dU^+ \end{cases} \quad (5)$$

Đây là cơ sở để lựa chọn đầu phân áp cho máy biến áp ở trạm 110kV Đô Lương.

b. Lựa chọn thực tế

Qua khảo sát hầu hết các trạm treo và trạm bệt hạ áp (22/0,4kV) đều không trang bị đầu phân áp ($E_p = 0$). Việc lựa chọn đầu phân áp phải đảm bảo được chất lượng điện áp tới các cực phụ tải xa nhất của các lộ mang tải lớn nhất. Với sơ đồ lưới trung áp huyện Đô Lương, xuất tuyến 973 cấp điện tới xã Đại Sơn là phụ tải xa nhất trong toàn bộ lưới trung áp. Theo số liệu thống kê vận hành lưới, với lộ 973 ta có:

$$\begin{aligned} \Delta U_{TA1} &= 12,8\% \\ \Delta U_{TA2} &= 4,1\% \end{aligned}$$

Từ trạm biến áp Đại Sơn đến phụ tải xa nhất có tổn hao điện áp (nguồn Sở Điện lực Nghệ An):

$$\begin{aligned} \Delta U_{HA1} &= 6,8\% \\ \Delta U_{BA1} &= 3,4\% \quad (\text{Đại Sơn}) \\ \Delta U_{HA2} &= 2,3\% \\ \Delta U_{BA2} &= 2,1\% \quad (\text{Đại Sơn}) \end{aligned}$$

Vậy ta có:

$$\begin{aligned} &\begin{cases} dU_{B1} = E_1 - \Delta U_{TA1} + E_p - \Delta U_{BA1} \\ dU_{B2} = E_2 - \Delta U_{TA2} + E_p - \Delta U_{BA2} \end{cases} \\ \Leftrightarrow &\begin{cases} dU_{B1} = E_1 - 12,8 + 0 - 3,4 \\ dU_{B2} = E_2 - 4,1 + 0 - 2,1 \end{cases} \\ \Leftrightarrow &\begin{cases} dU_{B1} = E_1 - 16,2 \\ dU_{B2} = E_2 - 6,2 \end{cases} \end{aligned}$$

Khi nâng cấp điện áp lên 22kV thì tổn hao điện áp (tính theo %) giảm $(2,2)^2$ lần. Lúc đó:

$$\begin{aligned} dU_{B1} &= E_1 - \frac{16,2}{4,84} = E_1 - 3,35 \\ dU_{B2} &= E_2 - \frac{6,2}{4,84} = E_2 - 1,3 \end{aligned}$$

Do đó theo (5) ta có:

$$\begin{aligned} &\begin{cases} -5 + \frac{6,8}{4,48} \leq E_1 - 3,35 \leq 5 \\ -5 + \frac{4,1}{4,48} \leq E_2 - 1,3 \leq 5 \end{cases} \\ \Leftrightarrow &\begin{cases} -0,245 \leq E_1 \leq 8,35 \\ -2,86 \leq E_2 \leq 6,3 \end{cases} \end{aligned}$$

Nếu đầu phân áp của trạm 110kV Đô Lương được đặt ở chế độ điều chỉnh thường dưới tải (E_1 và E_2 chọn 1 đầu) ta sẽ có:

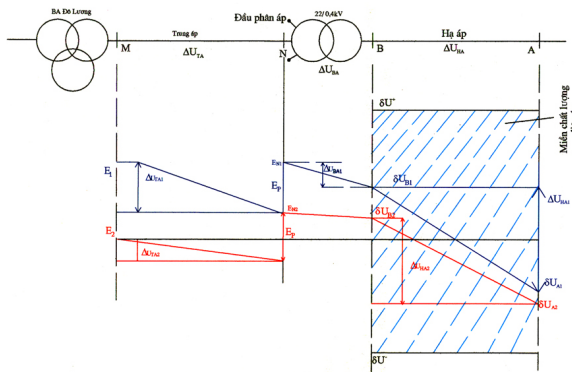
$$-0,245 \leq E \leq 6,3 \quad (6)$$

Mặt khác, máy biến áp 110kV ở Đô Lương có 11 đầu phân áp cụ thể là:

$\pm 2,75\% \times 5$ tương ứng với các nấc điều chỉnh: -13,75; -11; -8,25; -5,5; -2,75; 0; 2,75; 5,5; 8,25; 11; 13,75.

Vậy từ biểu thức (6) ta kết luận chọn đầu phân áp 0% hoặc 2,75% hoặc 5,5%.

Qua kết quả tính toán như trên, các phụ tải đều có điện áp nằm trong phạm vi kỹ thuật cho phép. Nghĩa là lưới điện trung áp đảm bảo chất lượng điện áp sau khi qui hoạch.



Hình 1: Diễn biến điện áp trong lưới điện ứng với chế độ phụ tải cực đại và cực tiểu

IV. KẾT LUẬN

Qua tính toán, nghiên cứu đề xuất qui hoạch lưới trung áp của huyện Đô Lương để nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV, rút ra một số kết luận và kiến nghị sau:

- Tới năm 2010 huyện Đô Lương tiếp tục được cấp điện chủ yếu từ lưới điện quốc gia. Cấp điện áp trung áp sử dụng chủ yếu là 22kV. Việc nâng cấp điện áp từ 10kV lên 22kV trong qui hoạch lưới trung áp Đô Lương là xu thế bắt buộc, phù hợp với sự phát triển của phụ tải, tổng sơ đồ phát triển V của Điện lực Việt Nam và chiến lược phát triển lưới trung áp của tỉnh Nghệ An. Qui hoạch và cải tạo toàn bộ lưới điện 10kV lên 22kV không chỉ cải thiện hiện trạng kỹ thuật của lưới mà còn đem lại hiệu quả kinh tế lớn cho toàn bộ mạng điện trung áp.

- Phương án đề xuất khi qui hoạch các lộ 971, 972 và 974 phát triển thành các các lộ 971, 972, 973 và 974 là khả thi phù hợp với hiện trạng lưới, thuận tiện trong thi công và theo sát bình đồ của hướng tuyến.

- Việc lựa chọn đầu phân áp không chỉ nhằm đảm bảo chất lượng điện áp mà còn thuận lợi cho công tác vận hành (1 đầu phân áp cho cả hai chế độ: phụ tải cực đại và cực tiểu).

- Nâng cấp điện áp trong qui hoạch lưới trung áp của Đô Lương vẫn phải chấp nhận sự tồn tại của lưới 35kV như một thực tế khách quan, sử dụng đối với khu vực

nông thôn, miền núi có phụ tải điện phân tán, chiều dài truyền tải lớn, nằm xa trạm 110kV Đô Lương.

- Cần sớm thay thế trạm 110kV Đô Lương vì thực tế trạm đã hết khấu hao vốn, một số chỉ tiêu và thông số kỹ thuật của trạm đã bị vi phạm.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

[1] EVN (2000), Hiện trạng điện năng thương phẩm Việt Nam, Công ty điện lực Hà Nội.

[2] EVN (2001), Tổng sơ đồ phát triển điện lực Việt Nam giai đoạn 2001 – 2010 có xét tới 2020, Hà nội.

[3] Quyết định (2006), Phê duyệt qui hoạch phát triển điện lực Nghệ An giai đoạn 2006 – 2010 có xét đến 2015, Hà Nội.

[4] Đảng bộ huyện Đô Lương (2005), Báo cáo chính trị của BCH Đảng bộ huyện khoá XVII trình đại hội đại biểu đảng bộ huyện lần thứ XVIII, Đô Lương, Nghệ An.

[5] UBND huyện Đô Lương (2002), Báo cáo bổ sung và điều chỉnh qui hoạch tổng thể phát triển kinh tế – xã hội huyện Đô Lương thời kỳ 1996 – 2010, Đô Lương, Nghệ An.

[6] Nguyễn Anh Nghĩa, Trần Bá Đề (1997), Giáo trình Điện khí hoá mỏ, NXB Giao thông vận tải, Hà Nội.

[7] Nguyễn Anh Nghĩa, Nguyễn Hanh Tiến (2005), Tổ chức cung cấp điện, giáo trình dùng cho cao học ngành Mạng và hệ thống điện mỏ, Đại học Mỏ - địa chất, Hà Nội.

[8] Nguyễn Văn Đạm (2005), Mạng lưới điện, NXB Khoa học và kỹ thuật, Hà Nội.

[9] D.Xia and G.T Heydt (1982), Harmonic Power Flow study-Part 1: Formulation and Solution, IEE Transactions on Power Apparatus and System.

[10] M.F.McGranaghan, J.H.Shaw, and R.E.Owen (1986), Measuring Voltage and Current on Distribution system, Winnipeg, Manitoba.