

ỨNG DỤNG PYTHON TRONG PSSE TÍNH TOÁN TRÀO LƯU CÔNG SUẤT THEO BIỂU ĐỒ PHỤ TẢI

APPLY PYTHON IN PSSE TO COMPUTE POWER FLOW BY LOAD PROFILE

Nguyễn Công Quý¹, Ngô Bá Trường¹,
Phạm Quang Phương^{1,*}

DOI: <https://doi.org/10.57001/huieh5804.2023.045>

TÓM TẮT

Trong những năm gần đây, phụ tải miền Bắc có sự tăng trưởng vô cùng nhanh chóng khi đời sống sinh hoạt của người dân tăng cao cùng với đó là sự xuất hiện của nhiều khu công nghiệp, dẫn tới khó khăn trong công tác vận hành lưới điện. Ở lưới phân phối do phần lớn phụ tải phục vụ sinh hoạt nên chênh lệch phụ tải giữa giờ cao điểm và thấp điểm rất lớn, do đó việc tính toán trào lưu công suất theo biểu đồ phụ tải trong ngày là vô cùng cần thiết đối với người vận hành hệ thống điện. Bài báo này ứng dụng API của PSSE để xây dựng công cụ tính toán trào lưu công suất trong ngày áp dụng cho một lưới phân phối ở miền Bắc. Kết quả thấy rằng công cụ được xây dựng giúp có bức tranh tổng thể để đánh giá trào lưu công suất trong ngày, đóng góp không nhỏ vào việc duy trì vận hành ổn định lưới điện.

Từ khóa: PSSE, API, tính toán trào lưu công suất, biểu đồ phụ tải.

ABSTRACT

In recent years, the load in the North has grown extremely rapidly when the living standards of people increase along with the appearance of many industrial zones, leading to difficulties in operation grid. In the distribution network, because most of the load is for residential, the difference in load between peak and off peak hours is very large, so power flow calculation by load profile in the day is extremely necessary for power system operators. This paper applies PSSE's API to compute power load in day for a distribution network in the North Vietnam. The results show that tool helps to have an overall picture to evaluate power flow of the day, contribute significantly to the maintenance of stable operation of the power grid.

Keywords: PSSE, API, power flow, load profile.

¹Trường Điện - Điện tử, Đại học Bách khoa Hà Nội

*Email: phuong.quangpham@hust.edu.vn

Ngày nhận bài: 23/10/2022

Ngày nhận bài sửa sau phản biện: 04/02/2023

Ngày chấp nhận đăng: 15/3/2023

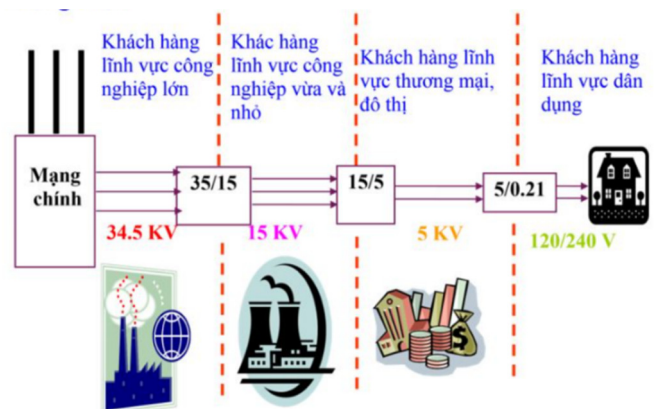
1. GIỚI THIỆU

1.1. Giới thiệu lưới phân phối

Lưới điện phân phối có nhiệm vụ đến các khách hàng sử dụng điện. Lưới điện phân phối chiếm tỷ lệ khoảng 50% tổng chi phí của hệ thống điện (35% cho nguồn điện, 15% cho lưới hệ thống và lưới truyền tải). Tổn thất điện năng trong lưới phân phối lớn gấp 2 - 3 lần lưới truyền tải và

chiếm (65% - 70%) tổn thất toàn hệ thống. Lưới phân phối gắn với người sử dụng điện do đó vấn đề an toàn điện cũng rất quan trọng.

Lưới điện phân phối thường có điện áp định mức từ 35kV trở xuống. Lưới điện phân phối có thể phân loại thành lưới phân phối trung áp với trị số điện áp định mức phổ biến ở Việt Nam là 22kV và 35kV, lưới phân phối hạ áp với điện áp định mức là 380V/220V. Thông thường trạm điện từ 35kV trở xuống được thiết kế theo chế độ không có người trực mà dùng thiết bị tự động, khi cần thiết thì dùng các thiết bị điều khiển từ xa và hệ thống tín hiệu để báo sự cố. Bảng điều khiển chỉ cần đặt ở trạm nút cung cấp điện cho các trạm.

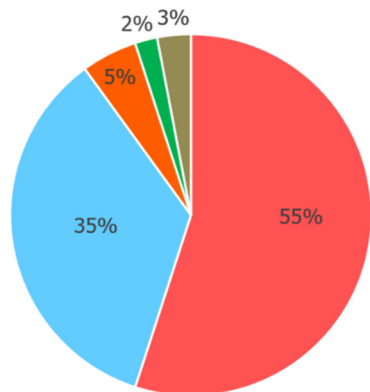


Hình 1. Lưới điện phân phối

Về phụ tải, sản lượng phụ tải hệ thống điện Quốc gia năm 2020 gần 250.000 triệu kWh, trong đó sản lượng ngày lớn nhất hơn 800 triệu kWh, công suất đỉnh gần 40.000MW. Tăng trưởng hàng năm của phụ tải trong 10 năm trở lại đây là rất lớn, có năm lên tới hơn 14%. Tuy nhiên do ảnh hưởng của dịch Covid-19, tăng trưởng của năm 2020 chỉ 3,1%.

Trong năm 2021, phụ tải cực đại đo được ở miền Bắc là 21,851MW và sản lượng cực đại trong này là 446,4 triệu kWh (21/06/2021). Cơ cấu phụ tải với hai thành phần chủ yếu là Công nghiệp & Xây dựng (55%) và Quản lý & tiêu dùng dân cư (35%). Thành phần điện sử dụng cho sinh hoạt vẫn chiếm tỷ trọng lớn, ảnh hưởng nhiều tới hình dáng của biểu đồ phụ tải, chênh lệch cao điểm - thấp điểm lớn... do ảnh hưởng của thói quen, tập quán sinh hoạt của cư dân.

Cơ cấu phụ tải



■ Công nghiệp ■ Sinh hoạt ■ Thương nghiệp ■ Nông nghiệp ■ Khác

Hình 2. Cơ cấu phụ tải Quốc gia

1.2. Tổn thất điện năng

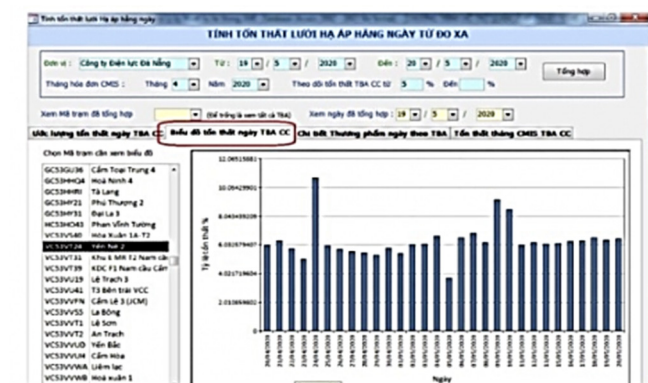
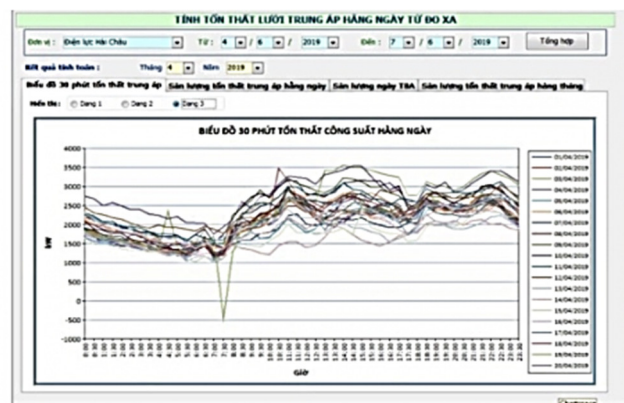
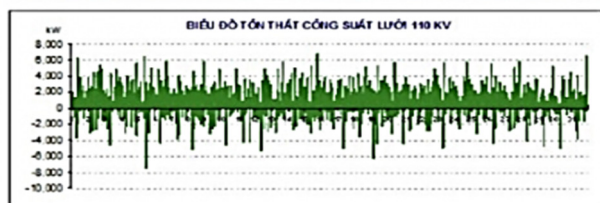
Cùng với sự phát triển khoa học công nghệ ngày càng cao, điện năng ngày càng đóng vai trò quan trọng trong đời sống, xã hội. Trong thực tế, lượng điện năng tiêu thụ trong một ngày là rất lớn và ngày một tăng dẫn đến sự chênh lệch phụ tải ngày đêm thay đổi rất nhiều, biến động lớn qua các giờ trong ngày.

Để thấy rõ được sự ảnh hưởng của tổn thất điện năng thì đã có Công ty Điện lực Đà Nẵng triển khai áp dụng chương trình tính toán tổn thất điện năng hằng ngày và đã hỗ trợ phát hiện kịp thời nhiều sự cố đo đếm như: Sự cố đo đếm do sét đánh tại trạm 220 kV Hòa Khánh vào ngày 18/5/2015; sự cố đấu nhầm biến dòng TI 431E14 tại trạm 110 kV An Đồn E14 từ ngày 18/11/2018 đến 26/11/2018 (đấu nhầm tỷ số 2500/1 thành tỷ số 2000/1)

TỶ LỆ THẮNG LƯỢT 110 KV THEO CHI TIẾT ĐIỂM ĐO

Tháng : 7 Năm : 2015

Nhánh 110 kV	Điện áp	Điện nhận	Điện giao	Tổng thất	Tỷ lệ %
E5-E9		62,249,558	61,879,622	369,936	0.59
	171E9	6,045,973	4,213,843		
	172E9	8,402,179	2,843,721		
	431E10	0	15,526,227		
	432E10	0	13,084,592		
	431E12	0	10,076,209		
	432E12	0	16,134,877		
	171E51	23,047,972	38		
	172E51	23,963,434	115		
E9-E9.2		15,943,108	15,972,064	-29,756	-0.19
	174E9	10,281,235	0		
	171E9.2	5,661,873	0		
	431E9.2	0	12,970,301		
	432E9.2	0	3,002,563		
E13-E14		24,704,756	24,634,641	70,115	0.28
	174E13	24,704,756	0		
	431E14	0	11,643,391		
	432E14	0	12,991,250		
EHK2		27,168,100	27,021,732	146,368	0.54
	431EHK2	0	12,688,049		
	432EHK2	0	14,333,683		
	131EHK2	12,771,672	0		
	132EHK2	14,396,428	0		
CẢ LƯỚI 110 KV		130,065,522	129,508,859	556,663	0.43



Hình 3. Tổn thất hằng ngày lưới trung áp

Các sự cố này đều dẫn đến tổn thất tăng cao nếu như không được phát hiện kịp thời. Chẳng hạn, sự cố đấu nhầm biến dòng TI 431E14 tại trạm 110kV An Điền E14, nếu không phát hiện kịp thời thì sản lượng đầu nguồn và tổn thất tăng đến 200.000 kWh/ngày và trong 35 ngày sẽ là 7 triệu kWh. Ngoài ra, với 7 triệu kWh tổn thất tăng thêm, với giá bình quân 1.895 đồng/kWh, sẽ tương ứng với tiền điện thất thoát hơn 13,25 tỷ đồng.

1.3. Điện áp

Điện áp ảnh hưởng không nhỏ đến khả năng truyền tải của lưới điện. Khả năng truyền tải phụ thuộc vào cấp điện áp cũng như tiết diện dây dẫn,...

Bảng 1. Khả năng truyền tải và khoảng cách truyền tải của đường dây

U _{dm} (kV)	Tiết diện dây (mm ²)	Công suất truyền tải (MW)		Chiều dài đường dây (km)	
		Công suất tự nhiên	Kinh nghiệm thiết kế	Trị số tối đa	Trị số trung bình
110	70 ÷ 240	30	13 ÷ 45	80	25
220	240 ÷ 400	135	90 ÷ 150	400	100
500	3 x 300 ÷ 3 x 500	900	770 ÷ 1300	1200	180
750	5 x 300 ÷ 5 x 400	2100	1500 ÷ 2000	2200	280
1150	8 x 300 ÷ 5 x 500	5200	4000 ÷ 6000	3000	300

Theo Thông tư số 39/2015/TT-BCT đã quy định trong chế độ vận hành bình thường điện áp vận hành cho phép tại điểm đấu nối được phép dao động so với điện áp danh định tại điểm đấu nối khách hàng sử dụng điện là $\pm 05\%$.

Trong điều kiện bình thường, tần số hệ thống điện được phép dao động trong phạm vi $\pm 0,2\text{Hz}$ so với tần số danh định là 50Hz . Trong trường hợp hệ thống điện chưa ổn định, cho phép độ lệch tần số là $\pm 0,5\text{Hz}$.

Vào giờ cao điểm phụ tải tăng cao thì điện áp ở cuối đường dây giảm thấp. Ngược lại, vào thời điểm ban đêm khi phụ tải giảm thấp thì điện áp ở cuối đường dây có thể tăng cao nên nếu dung lượng tụ bù không hợp lý sẽ dẫn đến vi phạm các điều kiện vận hành về điện áp.

Điện áp được điều chỉnh bằng cách thay đổi công suất phản kháng của nguồn điện và các nguồn công suất phản kháng khác. Vì điện áp có tính chất khu vực nên điều chỉnh điện áp phải được phân cấp và phân tán.

Cần nhấn mạnh rằng, nếu điện áp lớn hơn giá trị cho phép tối đa thì cách điện của các thiết bị điện sẽ bị hỏng hoặc già hóa nhanh. Đồng thời, ta chỉ xét quá điện áp dài hạn và nguyên nhân của hiện tượng này có thể do đường dây vận hành non tải hoặc không tải hoặc do sự cố các nguồn tiêu thụ nhiều công suất phản kháng.

Với sự gia tăng nhu cầu sử dụng điện trong các hộ gia đình hiện nay thì việc điện lưới ở nước ta bị quá tải không phải là điều quá ngạc nhiên. Hệ quả trực tiếp của nó là tình trạng mất điện hay ở mức độ nhẹ hơn là thường xuyên xảy ra, đặc biệt là vào mùa nắng nóng. Việc vận hành với nguồn điện không đảm bảo sẽ làm suy giảm chất lượng và tuổi thọ của các thiết bị điện. Điện áp thấp là do hệ thống thiếu công suất phản kháng, mới đây ngày 04/7/2022, Hà Nội mất điện cục bộ nhiều nơi giữa trưa nắng nóng, do thời tiết nắng nóng làm tiêu thụ điện tăng cao và một số tổ máy phát điện bị sự cố gây dao động điện áp, sau đó gây gián đoạn cung cấp điện một số khách hàng ở phía Bắc. Qua đó cho thấy ảnh hưởng không nhỏ của đến sinh hoạt, kinh tế,... khi có sự cố điện áp thấp xảy ra.

2. PHƯƠNG PHÁP

2.1. Phương pháp Newton Raphson tính toán trào lưu công suất

Phương pháp Newton Raphson sử dụng phương pháp nổi tiếng của Newton Raphson để giải phương trình phi tuyến:

Nếu $F(x)=0$ là phương trình phi tuyến thì khai triển $f(x)$ theo giá trị đầu $x(0)$ như sau:

$$f(x(0)) + (x - x(0))f'(x(0)) + \frac{(x - x(0))^2}{2}f''(x(0)) + \dots = 0 \quad (1)$$

Bỏ qua số hạng bậc cao chỉ giữ lại phần tuyến tính ta có:

$$f(x(0)) + (x - x(0))f'(x(0)) = 0 \quad (2)$$

Giải (2) bằng phương pháp sau:

Thay $x = x(1)$ ta được: $x(1) = x(0) - \frac{f(x(0))}{f'(x(0))}$ (3)

Tiếp tục khai triển tại $x(1)$ rồi tính $x(1)$ cứ như thế $x(k+1)$

$$x(k+1) = x(k) - \frac{f(x(k))}{f'(x(k))} \quad (4)$$

Khi mở rộng công thức 4 cho hàm nhiều biến thì ta có phương pháp Newton Raphson. Với giả thiết có n phương trình phi tuyến n biến, ta có:

$$F(x)=0; \quad f_i(x_1, x_2, \dots, x_n)=0; \quad i=1, 2, \dots, n$$

$$\text{Vậy } x(k+1) = x(k) - [F'(x(0))]^{-1} \cdot F(x(k))$$

Trong đó, $F'(x)$ là ma trận Jacobien của $F(x)$:

$$F'(x) = \left[\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right] = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial x_n} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n}{\partial x_1} & \dots & \frac{\partial f_n}{\partial x_n} \end{bmatrix}$$

Xét phương trình hệ thống dưới dạng mở rộng:

$$IP = \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* V_q^*$$

Liên hợp hóa và nhân với V_p ta có:

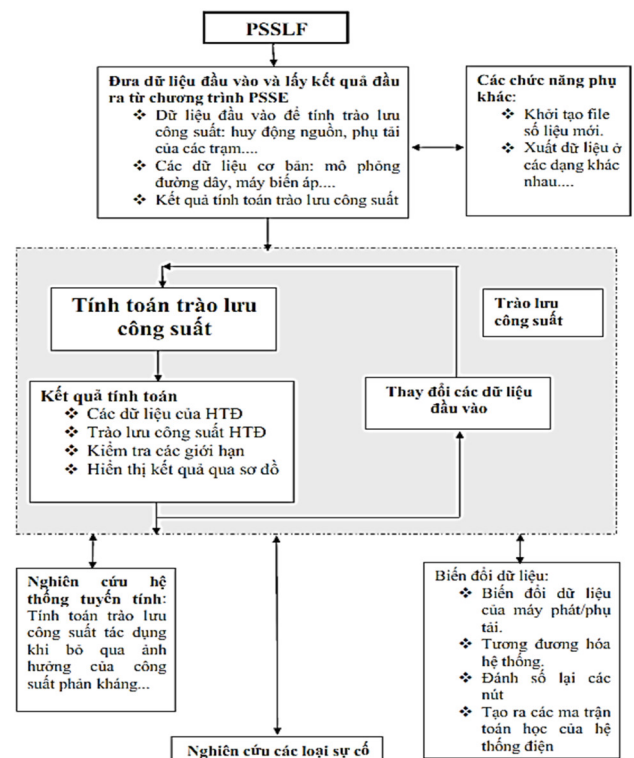
$$V_p I_p^* = S_p = V_p \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* V_q^*$$

Tách phần thực và phần ảo ra:

$$P_p = \text{Re}[V_p \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* V_q^*] \quad p=1, 2, \dots, n$$

$$Q_p = \text{Im}[V_p \sum_{q=1}^n Y_{pq}^* V_q^*] \quad p=1, 2, \dots, n$$

2.2. PSSE



Hình 4. Sơ đồ khối chương trình PSSE

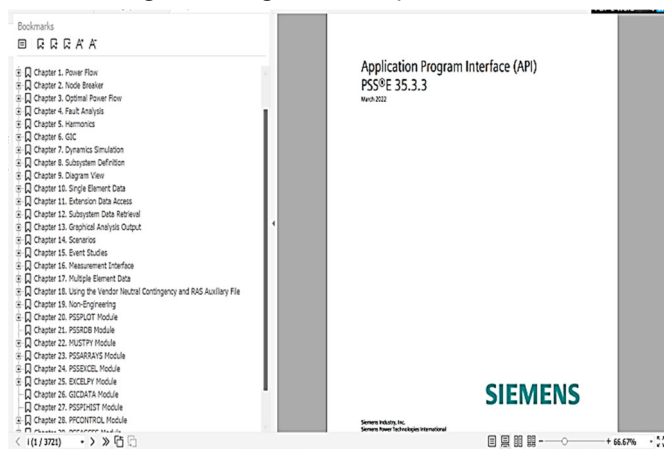
Chương trình PSSE là chương trình phân tích, tính toán hệ thống điện của tập đoàn Siemens [1]. Kể từ khi ra đời phiên bản đầu tiên năm 1976, chương trình đã trở thành phần mềm thương mại được sử dụng nhiều nhất trong các phần mềm tính toán lưới điện. Chương trình PSSE là một bộ chương trình tích hợp mô phỏng hệ thống điện trên máy tính cho phép nghiên cứu về mạng lưới truyền dẫn và các đặc tính của máy phát trong cả chế độ tĩnh và chế độ động, mô phỏng, phân tích và tối ưu hóa các tính năng của

hệ thống điện phục vụ cho công tác vận hành cũng như quy hoạch của hệ thống điện. Có thể khai thác chương trình trên các phương diện chính sau:

- Tính toán trào lưu công suất.
- Tối ưu hoá trào lưu công suất.
- Nghiên cứu các loại sự cố đối xứng và không đối xứng.
- Mô hình động mô phỏng quá trình quá độ điện cơ, tính toán ổn định động của hệ thống.

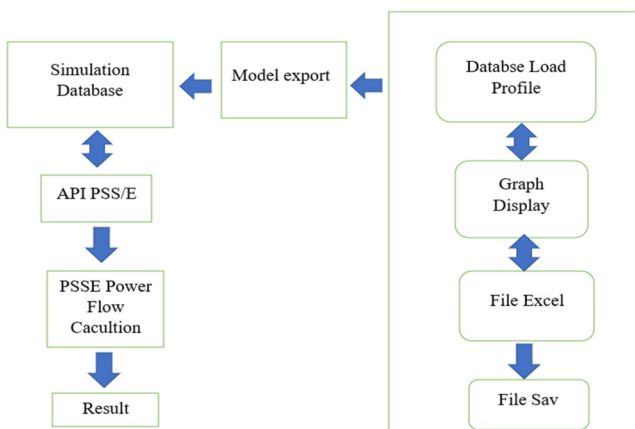
2.3. API PSSE

API là giao thức kết nối giữa phần mềm và phần mềm, cách để phần mềm giao tiếp với nhau, viết tắt là Application Programming Interface - giao diện lập trình ứng dụng. Nhờ có API PSSE ta có thể truy cập, xử lý dữ liệu nhanh chóng mà không nhất thiết phải thao tác trên PSSE.



Hình 5. Thư viện API của PSSE

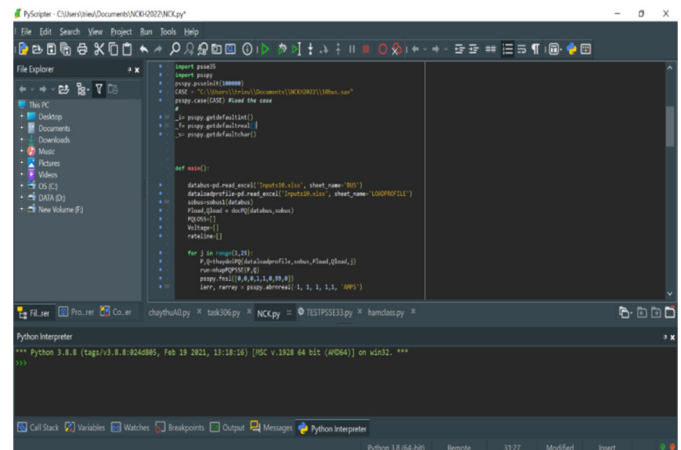
Bài báo này sử dụng API PSSE để tính toán trào lưu công suất, hình 6 là sơ đồ khối tính toán trào lưu công suất.



Hình 6. Sơ đồ khối tính toán trào lưu công suất thông qua API PSSE

2.4. Ứng dụng Python trong tính toán trào lưu công suất qua PSSE

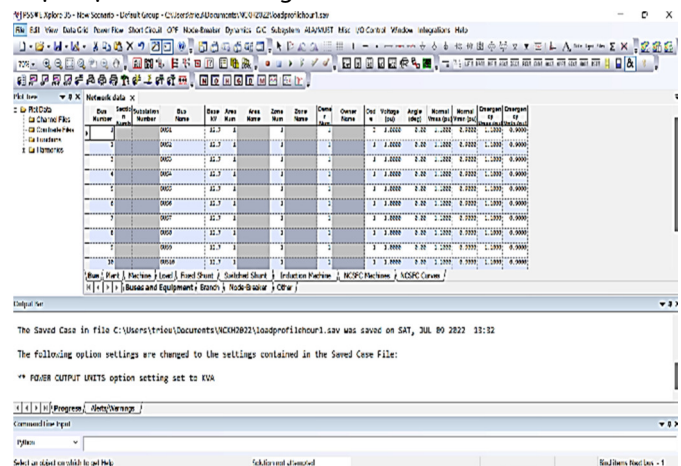
Để có thể làm việc với API PSSE ta cần công cụ thực hiện các yêu cầu đó. Python là một ngôn ngữ lập trình hướng đối tượng, cấp cao, mạnh mẽ, thông qua API của PSSE bằng việc sử dụng Python ta có thể khai thác tối đa các chương trình của PSSE.



Hình 7. Giao diện Pyscripter

Trong bài báo này thay vì sử dụng trực tiếp PSSE, ta sử dụng Python để xây dựng nên dữ liệu cần thiết đối với một lưới điện cụ thể.

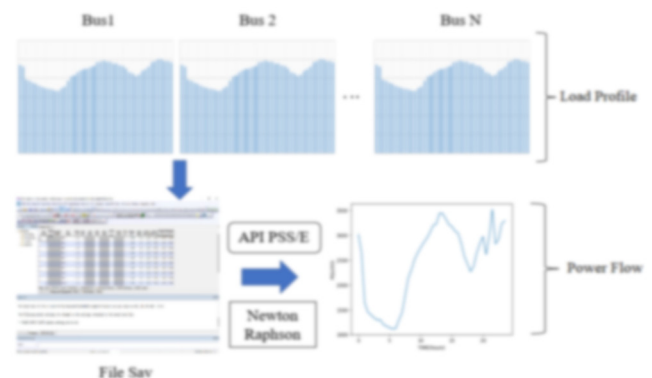
Để tính toán trên PSSE cần tạo ra nhưng dữ liệu cần thiết để xây dựng nên một lưới cụ thể hay còn gọi là file sav. File sav được hiểu là một dạng database chứa tất cả các thông số dữ liệu, các kết nối đường dây, các thiết bị trên lưới,... do vậy file sav được coi là phần quan trọng nhất khi thực hiện tính toán trong PSSE.



Hình 8. Giao diện file sav PSSE

3. THỬ NGHIỆM VÀ KẾT QUẢ

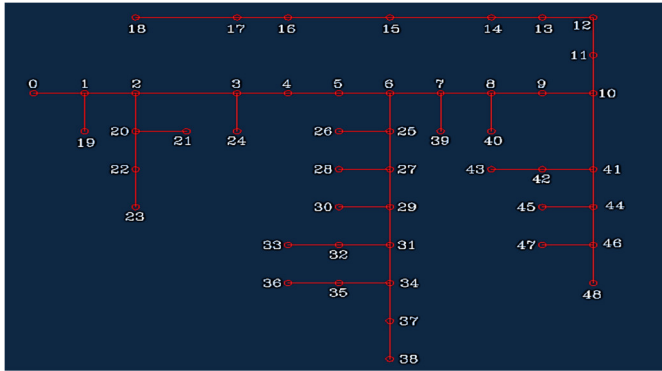
3.1. Thử nghiệm



Hình 9. Mô hình tính toán trào lưu công suất

Quy trình tổng thể của phương pháp Newton Raphson ứng dụng API PSSE được đề xuất trong bài báo này được thể hiện trong hình 9.

Trong bài báo này sử dụng dữ liệu phụ tải lưới điện tỉnh Nghệ An trong ngày 01/6/2022 với khoảng thời gian lấy dữ liệu là 30 phút/ 1 lần tức 48 dữ liệu phụ tải trong ngày, tổng số $48 \times 47 = 2256$ dữ liệu phụ tải có tính đến các phụ tải ở những địa điểm thu thập dữ liệu khác nhau.

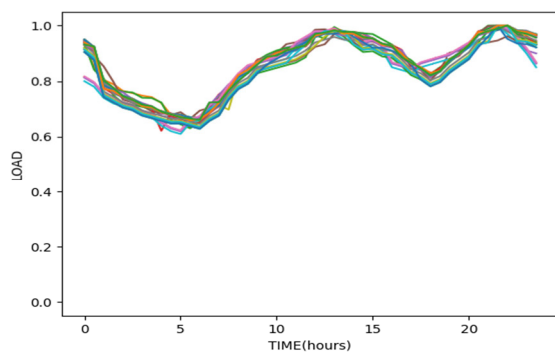


Hình 10. Sơ đồ lưới điện phân phối

Đối với dữ liệu cụ thể của bài báo, các dữ liệu cơ bản bao gồm điện áp, dữ liệu đường dây, công suất của phụ tải theo từng thời điểm,... tất cả các cấu hình phụ tải theo từng giờ ngày 01/6/2022 được thể hiện trong hình 11.

2	0.95	0.93	0.94	0.94	0.95	0.91	0.94	0.94	0.95
3	0.92	0.85	0.84	0.90	0.91	0.89	0.91	0.92	0.92
4	0.78	0.80	0.81	0.80	0.80	0.85	0.78	0.79	0.79
5	0.76	0.79	0.77	0.77	0.77	0.80	0.76	0.77	0.77
6	0.74	0.76	0.76	0.74	0.74	0.73	0.74	0.75	0.75
7	0.73	0.76	0.76	0.73	0.73	0.72	0.72	0.74	0.74
8	0.71	0.75	0.74	0.71	0.71	0.71	0.71	0.72	0.72
9	0.70	0.74	0.74	0.70	0.70	0.69	0.70	0.71	0.70
10	0.69	0.72	0.72	0.69	0.68	0.68	0.69	0.69	0.69
11	0.68	0.68	0.66	0.67	0.67	0.68	0.68	0.68	0.68
12	0.68	0.66	0.64	0.66	0.65	0.69	0.68	0.68	0.68
13	0.67	0.63	0.63	0.66	0.66	0.67	0.67	0.67	0.67
14	0.66	0.67	0.65	0.66	0.66	0.69	0.66	0.67	0.67
15	0.69	0.69	0.69	0.71	0.71	0.70	0.69	0.69	0.69
16	0.71	0.73	0.75	0.75	0.75	0.72	0.73	0.71	0.71
17	0.77	0.78	0.77	0.77	0.79	0.77	0.78	0.77	0.70
18	0.81	0.83	0.82	0.82	0.80	0.80	0.82	0.81	0.82
19	0.83	0.84	0.84	0.83	0.83	0.84	0.84	0.83	0.83
20	0.87	0.87	0.87	0.87	0.84	0.87	0.88	0.87	0.87
21	0.88	0.89	0.87	0.89	0.86	0.89	0.88	0.88	0.88
22	0.89	0.89	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90	0.90
23	0.90	0.91	0.91	0.91	0.92	0.93	0.91	0.90	0.90
24	0.91	0.91	0.91	0.91	0.93	0.94	0.91	0.91	0.91
25	0.93	0.93	0.94	0.94	0.94	0.95	0.93	0.93	0.93
26	0.96	0.97	0.97	0.97	0.97	0.99	0.97	0.97	0.97
27	0.97	0.98	0.95	0.98	0.98	0.99	0.98	0.97	0.97
28	0.98	0.99	0.99	0.98	0.97	0.98	0.98	0.99	0.99
29	0.97	0.98	0.97	0.98	0.97	0.97	0.98	0.97	0.97
30	0.97	0.97	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97	0.97	0.98
31	0.95	0.96	0.96	0.97	0.97	0.96	0.95	0.95	0.95
32	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.96
33	0.93	0.93	0.94	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
34	0.93	0.93	0.93	0.93	0.92	0.92	0.93	0.93	0.93
35	0.90	0.90	0.90	0.91	0.91	0.89	0.90	0.90	0.90
36	0.86	0.85	0.86	0.85	0.86	0.87	0.86	0.86	0.86
37	0.85	0.84	0.84	0.84	0.84	0.84	0.85	0.85	0.85
38	0.82	0.83	0.83	0.83	0.81	0.80	0.82	0.82	0.82
39	0.84	0.84	0.85	0.84	0.83	0.84	0.98	0.83	0.83
40	0.87	0.88	0.87	0.87	0.88	0.90	0.87	0.87	0.87

Hình 11. Dữ liệu cấu hình phụ tải theo giờ



Hình 12. Biểu đồ phụ tải các Bus trong ngày

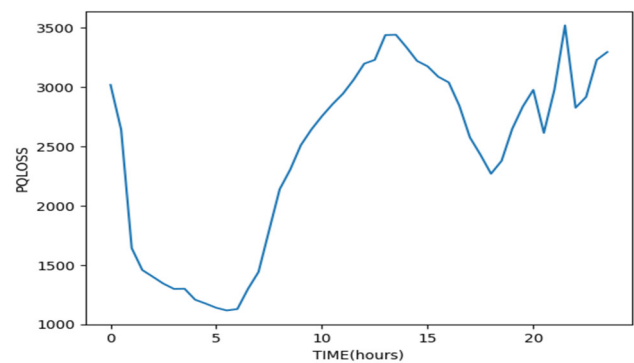
Từ dữ liệu hình 12 cho thấy một phần dữ liệu phụ tải trong ngày thể hiện rõ được nhu cầu sử dụng điện của người dân vào từng thời điểm trong ngày. Có thể thấy rằng đặc điểm phụ tải tại các bus tương đối giống nhau. Thời gian tiêu thụ điện cao điểm tập trung vào các thời điểm 11:00-14:00, 20:00-22:00 và thấp điểm từ 0:00-5:00.

3.2. Kết quả

Đối tượng khảo sát của bài báo hướng đến là xác định điện áp, tổn thất công suất trong mạng điện. Kết quả tính toán trào lưu công suất được thể hiện trong hình 13.

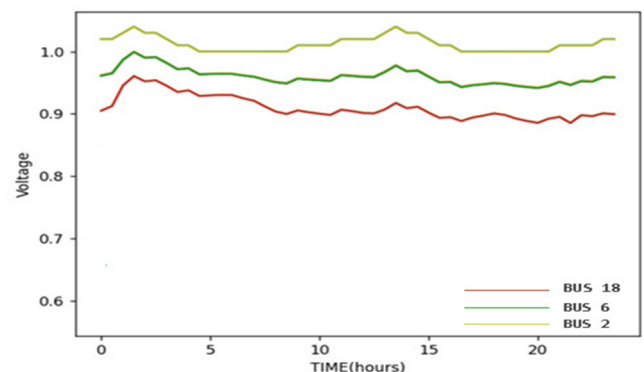
1	0	1	2	3	4	5	6	
2	0	43.57627	0.663686	42.87793	0.698106	42.34701	0.534501	42.34558
3	1	40.82956	0.64018	40.15133	0.678186	39.64017	0.515317	39.64004
4	2	32.28147	0.553828	31.68679	0.594783	31.26558	0.422684	31.26571
5	3	30.40645	0.526541	29.84349	0.562981	29.438	0.407989	29.43801
6	4	29.79622	0.514855	29.25611	0.540118	28.8578	0.400747	28.8578
7	5	29.1714	0.507706	28.64137	0.530038	28.2509	0.392802	28.2509
8	6	28.69554	0.500123	28.17077	0.524785	27.78533	0.387727	27.78533
9	7	28.69429	0.497372	28.17538	0.518929	27.79377	0.383891	27.79377
10	8	27.67582	0.477676	27.16495	0.510894	26.79168	0.375416	26.79168
11	9	27.34598	0.477795	26.83629	0.509714	26.46404	0.374375	26.46404
12	10	26.95349	0.465121	26.4428	0.51072	26.07416	0.370709	26.07416
13	11	26.66973	0.470787	26.16999	0.499768	25.80432	0.367717	25.80432
14	12	26.79466	0.474604	26.2873	0.50738	25.92443	0.364919	25.92443
15	13	28.68419	0.509626	28.16072	0.523467	27.78053	0.382528	27.78053
16	14	30.19651	0.535637	29.65335	0.543157	29.26201	0.393871	29.26201
17	15	33.60766	0.563076	33.03313	0.574535	32.60568	0.430563	32.60568
18	16	36.68931	0.573832	36.07496	0.614403	35.61933	0.459332	35.61933
19	17	38.07783	0.595908	37.43957	0.638353	36.9742	0.469326	36.97421

Hình 13. Kết quả trào lưu công suất



Hình 14. Tổn thất công suất trong ngày

Dựa vào kết quả tính toán tổn thất công suất hình 14, có thể thấy rõ tổn thất công suất thay đổi theo từng giờ. Tổn thất công suất tăng đáng kể vào giờ cao điểm do đó việc theo dõi tổn thất theo từng giờ là rất cần thiết để đánh giá mức độ tổn thất từ đó có giải pháp hiệu quả vận hành lưới điện...



Hình 15. Tổn thất điện áp trong ngày

Do phụ tải thay đổi nhiều dẫn đến chênh lệch cao trong ngày, tuy nhiên không đáng kể nên đồ thị hình 15 biểu diễn kết quả của 3 đường đặc tính tương ứng của 3 vị trí trọng điểm của lưới điện, tương ứng với đồ thị thấy rằng vào giờ cao điểm tổn thất công suất cao và điện áp giảm thấp dưới ngưỡng tiêu chuẩn lưới phân phối nên cần có các phương pháp để giảm như thay đổi nấc phân áp ở đầu nguồn, lắp thêm tụ bù, demand respond...

4. KẾT LUẬN

Bài báo nghiên cứu đã ứng dụng PSSE API để xây dựng công cụ tính toán các thông số điện áp, tổn thất điện năng, mức độ mang tải trong thời gian ngày giúp cho người vận hành có cái nhìn rõ nét nhất các vấn đề trên lưới điện. Việc tính toán trào lưu công suất theo biểu đồ phụ tải giúp người vận hành đảm bảo lưới điện đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật như: đảm bảo điện áp vận hành trong dải quy định, giám sát độ mang tải của dây, giảm tổn thất, giám sát vận hành lưới điện trong các chu kỳ sắp tới. Chuẩn bị tốt hơn trong công tác vận hành lưới điện sẽ có nhiều biến đổi trong tương lai cũng như các sự cố bất ngờ có thể xảy ra.

LỜI CẢM ƠN

Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách khoa Hà Nội trong đề tài mã số T2021-TT-003.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. PSS/E 33,34,35®: <https://www.siemens.com/>.
- [2]. F. H. Buller, C. A. Woodrow, 1928. *Load factor-equivalent hour values compared*. Electr. World, vol. 92, no. 2, pp. 59-60.
- [3]. Circular No. 39/2015/TT-BCT dated November 18, 2015 of the Minister of Industry and Trade on regulations on electricity distribution system.
- [4]. L. M. O. Queiroz, M. A. Roseli, C. Cavellucci, C. Lyra, 2012. *Energy loss estimation in power distribution systems*. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 27, no. 4, pp. 1879-1887, Nov. 2012.
- [5]. T. Gonen, 2008. *Electric power distribution System engineering*. Boca Raton, FL: CRC Press.
- [6]. O. M. Mikic, 2007. *Variance-based energy loss computation in low voltage networks*. IEEE Trans. Power System, vol. 22, no. 1, pp. 179-187.
- [7]. P. S. N. Rao, R. Deekshit, 2006. *Energy loss estimation in distribution feeders*. IEEE Trans. On Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1092-1100.
- [8]. Y.Y. Hong, Z.T. Chao, 2002. *Development of energy loss formula for distribution systems using FCN algorithm and cluster-wise fuzzy regression*. IEEE Trans. Power Delivery, vol. 17, no. 3, pp. 794-799.
- [9]. F. M. Bianchi, E. De Santis, A. Rizzi, A. Sadeghian, 2015. *Short-term electric load forecasting using echo state networks and PCA decomposition*. IEEE Access, vol. 3, pp. 1931-1943.
- [10]. D. Dua, C. Graff, 2019. *UCI Machine Learning Repository*. Irvine, CA, USA: University of California, [online] Available: <http://archive.ics.uci.edu/ml>.
- [11]. T. M. Kodinariya, P. R. Makwana, 2013. *Review on determining number of cluster in K-means clustering*. Int. J., vol. 1, no. 6, pp. 90-95.

[12]. G. E. A. P. A. Batista, E. J. Keogh, O. M. Tataw, V. M. A. de Souza, 2014. *CID: An efficient complexity-invariant distance for time series*. Data Mining Knowl. Discovery, vol. 28, no. 3, pp. 634-669.

[13]. M. W. Gustafson, J. S. Baylor, S. S. Mulnix, 1988. *The equivalent hours loss factor revisited*. IEEE Trans. On Power Systems, vol. 3, no. 4, pp. 1502-1508.

AUTHORS INFORMATION

Nguyen Cong Quy, Ngo Ba Truong, Pham Quang Phuong

School of Electrical and Electronic Engineering, Hanoi University of Science and Technology