

# Ảnh hưởng của điều kiện khí hậu Việt Nam đến khả năng mang dòng điện của đường dây truyền tải điện trên không

- Nguyễn Nhật Nam <sup>1</sup>
- Trần Thiện Tường <sup>2</sup>
- Vũ Phan Tú <sup>3</sup>

<sup>1</sup>Trường Đại học Bách Khoa, ĐHQG-HCM

<sup>2</sup>Trường Cao đẳng Công Thương TP. HCM

<sup>3</sup>Đại học Quốc gia Thành phố Hồ Chí Minh

(Bản nhận ngày 10 tháng 09 năm 2015, hoàn chỉnh sửa chữa ngày 25 tháng 02 năm 2016)

## TÓM TẮT

Trên cơ sở của bài báo trước [1], ở đó chúng tôi đã tính toán khả năng mang dòng (ampacity) của đường dây trên không có xét đến ảnh hưởng của điều kiện môi trường như vận tốc gió, hướng gió, nhiệt độ và hệ số bức xạ môi trường đến đường dây điển hình là dây nhôm lõi thép, chúng tôi tiếp tục nghiên cứu trong bài báo này ảnh hưởng của điều kiện khí hậu thực tế của Việt Nam đến khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không trong mười hai tháng

của năm. Kết quả thu được bằng phương pháp phân tử hữu hạn được so sánh với kết quả tính theo tiêu chuẩn IEEE cho thấy khả năng áp dụng của phương pháp phân tử hữu hạn. Đặc biệt, việc so sánh kết quả tính toán bằng phân tử hữu hạn và tiêu chuẩn IEEE với dòng điện cho phép vận hành theo tiêu chuẩn thiết kế cho thấy nếu chúng ta giám sát tốt điều kiện khí hậu thì có thể vận hành đường dây truyền tải thực tế cao hơn vài trăm ampere so với thiết kế ban đầu.

**Từ khóa:** đường dây truyền tải cao thế, trường nhiệt, khả năng mang dòng.

## 1. GIỚI THIỆU

Ngày nay việc hòa lưới các nguồn điện phân tán (Distributed Generation –DG) đã dẫn đến một sự gia tăng đáng kể công suất truyền trên đường dây. Vì vậy, nó đòi hỏi phải có những thay đổi đáng kể trong sự phát triển của hệ thống điện để tích hợp đầy đủ DG và chia sẻ trách nhiệm trong việc cung cấp các dịch vụ hỗ trợ hệ thống (ví dụ như phụ tải, tần số và điện áp quy định). Strbac [7] cho thấy rằng sự phát triển của các hệ thống điện trong tương lai đòi hỏi phải có những thay đổi lớn đối với triết lý thiết kế tổng thể. Bên cạnh

đó, nhu cầu phát triển phụ tải do việc gia tăng dân số và sự phát triển của nền kinh tế quốc gia đã buộc ngành điện phải có những biện pháp làm tăng khả năng truyền tải của cả hệ thống điện quốc gia. Việc này, trên thực tế, thường được thực hiện bằng việc xây lắp mới các tuyến, mạng truyền tải và phân phối điện.

Trên thế giới quan điểm xây mới các tuyến đường dây đang được thay thế bởi việc nghiên cứu tính toán khả năng mang dòng của các đường dây hiện hữu - [6], và trên cơ sở đó vận hành chúng tại các nhiệt độ cao hơn tiêu chuẩn. Tiếp

cận này sẽ cho phép hệ thống điện vận hành gần với giới hạn truyền tải công suất của nó nhưng vẫn bảo đảm tính ổn định của hệ thống, và như thế hệ thống điện sẽ đáp ứng đầy đủ nhu cầu phụ tải và đặc biệt là giảm đáng kể chi phí vận hành. Vì vậy, việc hiểu biết về phân bố trường nhiệt bên trong, xung quanh dây dẫn và yếu tố môi trường sẽ cho phép quản lý hiệu quả mạng truyền tải và phân phối điện là nhiệm vụ quan trọng của các nhà nghiên cứu, tính toán thiết kế đường dây.

Tổng quát, khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không cũng như cáp ngầm là được tính toán dựa trên sự phân bố nhiệt xung quang dây dẫn. Sự phân bố nhiệt này được biểu diễn trong toán học dưới dạng phương trình vi phân riêng phần bậc hai trong không gian ba chiều (3D). Trong thực tế, do chiều dài dây dẫn thường là lớn hơn rất nhiều so với bán kính của nó, nên để đơn giản trong việc tính toán người ta chuyển việc khảo sát trường nhiệt trong miền 3D về miền 2D, và chủ yếu được giải bằng phương pháp giải tích và phương pháp số.

Phương pháp số, như phương pháp sai phân hữu hạn (FDM), phương pháp phần tử hữu hạn (FEM), phương pháp phần tử biên (BEM), phương pháp thể tích hữu hạn (FVM), phương pháp không lưới (Meshfree method) với ưu điểm của nó là tạo nên lời giải số có độ chính xác cao cho các bài toán kỹ thuật, đặc biệt là trong các miền hình học phức tạp nơi mà không thể tìm được lời giải giải tích, đã và đang được ứng dụng cho việc giải các bài toán truyền nhiệt của đường dây trên không [1]-[2], [8]-[9].

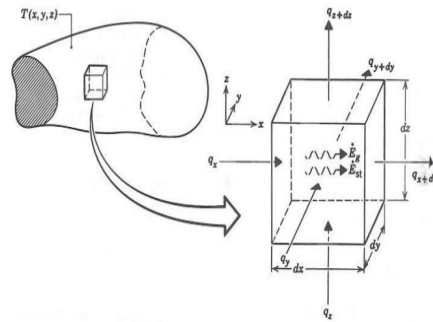
Trong bài báo này, tiếp tục các công trình nghiên cứu của chúng tôi về tính toán trường nhiệt của đường dây trên không [1]-[2], chúng tôi trình bày việc áp dụng phương pháp phần tử hữu hạn cho tính toán trường nhiệt và khả năng mang dòng của đường dây truyền tải điện trên không, dây nhôm lõi thép thực tế của Việt Nam. Đặc biệt, chúng tôi khảo sát ảnh hưởng của điều kiện khí hậu Việt Nam trong 12 tháng của năm ampacity

của đường dây thực tế. Các kết quả tính toán của chúng tôi được so sánh với các kết quả được tính bằng công thức trong tiêu chuẩn IEEE [3]. Cuối cùng, kết quả tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trong 12 tháng được so sánh với khả năng mang dòng theo thiết kế cho thấy việc giám sát điều kiện khí hậu thực tế sẽ giúp cho việc nâng cao đáng kể khả năng mang dòng của đường dây truyền tải.

## 2. MÔ HÌNH TÍNH TOÁN

### 2.1 Phương trình truyền nhiệt của đường dây trên không.

Tổng quát, để xác định phương trình truyền nhiệt của đường dây truyền tải điện trên không, chúng ta phải khảo sát nó trong không gian 3D như trên Hình 1 - [9].



**Hình 1.** Khối vi phân trong phân tích truyền nhiệt

Trong đó:

- $k_x$  (W/°C/m) – độ dẫn nhiệt của môi trường theo hướng  $x$ .
- $\rho_x = \frac{1}{k_x}$  (°Cm/W) – nhiệt trở suất của môi trường theo hướng  $x$ .
- $\frac{dT}{dx}$  (°C/m) – gradient nhiệt độ theo hướng  $x$ .
- $P$  (W/m<sup>3</sup>) – nhiệt lượng tỏa ra trong một đơn vị thể tích.

- $P_x = -k_x \frac{dT}{dx}$  (W/m<sup>2</sup>) – thông lượng nguồn nhiệt theo hướng  $x$ , theo luật Fourier.
- $C_p$  (J/kg/°C) – nhiệt dung riêng của vật liệu môi trường.
- $\lambda = \frac{k}{C_p}$  - độ khuếch tán nhiệt của vật liệu.
- $\gamma$  (kg/m<sup>3</sup>) – mật độ khối của vật liệu môi trường.

Như đã trình bày trong phần giới thiệu, trong thực tế, chiều dài của dây dẫn (theo trục  $z$ ) thường lớn hơn rất nhiều so với đường kính của nó. Vì vậy, để thuận tiện cho việc tính toán nhưng vẫn không đánh mất tính tổng quát của bài toán, phương trình truyền nhiệt của đường dây truyền tải điện trên không có thể được biểu diễn trong 2D như sau

$$k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + P = \frac{1}{\lambda} \frac{\partial T}{\partial t} \quad (1)$$

Trong trạng thái ổn định, nghĩa là không có sự biến thiên nhiệt theo thời gian, (1) được viết lại như sau

$$k \left( \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} \right) + P = 0 \Leftrightarrow \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 T}{\partial y^2} + \rho P = 0 \quad (2)$$

Như vậy, (2) chính là phương trình mô tả phân bố nhiệt hoặc trường nhiệt của dây dẫn trong trạng thái ổn định. Ngoài ra, để đơn giản trong vấn đề tính toán, một số giả thiết sau được chấp nhận:

- Độ dẫn nhiệt của môi trường không khí là hằng số (môi trường đồng nhất).
- Nguồn nhiệt được phân bố đều trên bề mặt dây dẫn.

## 2.2 Khả năng mang dòng của đường dây trên không

Khả năng mang dòng của đường dây trên không là dòng ổn định cho phép lớn nhất mà đường dây có thể chịu được trong suốt thời gian dài. Nó phụ thuộc vào vật liệu dây dẫn và các yếu tố môi trường như nhiệt độ, tốc độ gió, hướng gió, nhiệt bức xạ... nghĩa là nó phụ thuộc vào vật liệu và phân bố trường nhiệt xung quanh dây dẫn.

Cả hai phương pháp tính được trình bày trong IEEE và CIGRE đều dựa trên cơ sở của nguyên lý cân bằng nhiệt trong trạng thái xác lập, nghĩa là độ tăng nhiệt chính bằng tổn thất nhiệt. Theo CIGRE, nguyên lý này được trình bày bởi biểu thức sau –[5]

$$P_j + P_s + P_M + P_i = P_r + P_c + P_w \quad (3)$$

Trong đó,

- $P_j$  là độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng Joule,  $P_s$  là độ tăng nhiệt do bức xạ mặt trời,  $P_M$  là độ tăng nhiệt do cộng hưởng từ,  $P_i$  là độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng vàng quang (ion hoá).
- $P_r$  là tổn thất nhiệt do bức xạ,  $P_c$  là tổn thất nhiệt do đối lưu,  $P_w$  là tổn thất nhiệt do bay hơi.

Và theo IEEE, (3) được viết gọn lại như sau –[3]

$$P_j + P_s = P_r + P_c \quad (4)$$

Như vậy, tiêu chuẩn IEEE bỏ qua ba thành phần độ tăng nhiệt do trường từ, độ tăng nhiệt bởi hiệu ứng vàng quang và tổn thất nhiệt do bay hơi.

### 2.2.1 Nhiệt do hiệu ứng Joule

Tổng quát, nhiệt độ đường dây  $P_j$  phụ thuộc vào điện trở và dòng điện chạy trong dây dẫn được tính toán bởi phương trình sau

$$P_j = I^2 R_{AC} \quad (5)$$

Trong đó:  $I$  là dòng điện chạy trong dây dẫn [A],  $R_{AC}$  là điện trở xoay chiều của dây dẫn tại nhiệt độ khảo sát [ $\Omega/m$ ] và được tính bởi:

$$R_{AC} = R_{AC,T_0} [1 + \alpha(T_C - T_0)] \quad (6)$$

$R_{AC,T_0}$  là điện trở AC của dây dẫn ở nhiệt độ  $T_0$  [20°C; 293°K],  $T_c$  là nhiệt độ trên bề mặt dây dẫn [°C, K],  $\alpha$  là hệ số nhiệt của điện trở [K<sup>-1</sup>] phụ thuộc vào vật liệu dây dẫn, thông thường dây nhôm (Al) hoặc nhôm lõi thép (ACSR) được sử dụng để làm đường dây truyền tải điện trên không, do đó có thể xác định giá trị của  $\alpha = (0,0036 \div 0,00403)K^{-1}$ .

### 2.2.2 Nhiệt do bức xạ mặt trời

Lượng hấp thụ ánh sáng mặt trời của dây dẫn phụ thuộc vào cường độ ánh nắng mặt trời, góc phương vị của mặt trời, vị trí tương đối giữa mặt trời và dây dẫn, đường kính dây dẫn, hệ số hấp thụ của bề mặt dây dẫn, chiều cao của dây dẫn so với mực nước biển [3].

Độ tăng nhiệt dây dẫn do bức xạ mặt trời được xác định bằng biểu thức sau

$$P_s = \frac{\alpha_s k_s Q_s \sin(\theta) D}{1000} \quad (7)$$

Trong đó:

$$\theta = \arccos(\cos(H_c) \cos(Z_c - Z_l))$$

$\alpha_s$  là hệ số hấp thụ của bề mặt dây dẫn phụ thuộc vào vật liệu và tuổi thọ của dây dẫn,  $D$  là đường kính của dây dẫn [mm],  $k_s$  là hệ số phụ thuộc vào chiều cao của dây dẫn so với mực nước biển,  $Q_s$  là thông lượng của mặt trời [W/m<sup>2</sup>],  $\theta$  là góc tới hiệu quả của các tia mặt trời [°, rad]  $H_c$  là góc chiều cao mặt trời [°],  $Z_c$  là góc phương vị của mặt trời [°],  $Z_l$  là góc phương vị của trục đường dây [°].

Nhiệt từ ánh nắng mặt trời thay đổi theo các điều kiện thời tiết, độ sạch và ẩm của không khí, vĩ độ địa lý và theo mùa. Về mặt địa lý, nhiệt do mặt trời chiếu lên dây dẫn phụ thuộc chủ yếu vào độ cao và góc phương vị của mặt trời với góc phương vị của dây dẫn. Trong bài báo này, chúng tôi sẽ sử dụng các số liệu tính toán theo tiêu chuẩn

IEEE [3] để xác định tổng thông lượng nhiệt của mặt trời tác dụng lên bề mặt dây dẫn.

### 2.2.3 Tổn thất nhiệt bức xạ

Tổn thất nhiệt do bức xạ  $P_r$  là một phần trong tổn thất nhiệt tổng của dây dẫn, nó phụ thuộc vào nhiệt độ trên bề mặt dây dẫn, nhiệt độ môi trường xung quanh dây dẫn, đường kính dây dẫn và hệ số phát xạ của bề mặt dây dẫn theo biểu thức sau

$$P_r = \pi D \varepsilon \delta_B [(T_C + 273)^4 - (T_a + 273)^4] \quad (8)$$

Trong đó:  $P_r$  là tổn thất nhiệt do bức xạ [W/m],  $\varepsilon$  là hệ số phát xạ thay đổi trong phạm vi từ 0.27 đến 0.95,  $\delta_B$  là hằng số Stefan – Boltzmann ( $5,67 \times 10^{-8} W.m^2.K^{-4}$  - [6]),  $T_a$  là nhiệt độ của môi trường xung quanh dây dẫn.

### 2.2.4 Tổn thất nhiệt đối lưu

Tổn thất nhiệt đối lưu được xác định:

$$P_c = \pi D h_c (T_C - T_a) = \pi \lambda_f (T_C - T_a) Nu \quad (9)$$

Trong đó:  $P_c$  là tổn thất nhiệt do đối lưu [W/m],  $D$  là đường kính dây dẫn [mm],  $\lambda_f$  là nhiệt dẫn suất của không khí [W.m<sup>-1</sup>.K<sup>-1</sup>],  $h_c$  là hệ số truyền nhiệt đối lưu [W/m<sup>2</sup>.K] và thường được tính theo công thức thực nghiệm.

Số Nusselt có dạng như sau [11]

$$Nu = f(R_e, Gr, Pr) \quad (10)$$

$$\text{Trong đó: } Nu = \frac{h_c D}{\lambda_f}$$

Bên cạnh số  $Nu$  được tính bởi (10), một vài hệ số cũng được sử dụng để tính toán tổn thất nhiệt đối lưu được trình bày trong [3], [5] như sau:

$$Re = \frac{\rho_r V_w D}{\nu} \quad \text{- số Reynolds.}$$

Ở đây,  $V_w$  là tốc độ gió [m/s],  $\nu$  là độ nhớt động học [m<sup>2</sup>/s],  $\rho_r$  là mật độ không khí tương

đổi ( $\rho_r = \rho / \rho_o$ , ở đây  $\rho$  là mật độ không khí tại độ cao khảo sát,  $\rho_o$  là mật độ không khí tại mặt biển).

$$Pr = \frac{c \mu}{\lambda_f} \quad \text{- số Prandtl}$$

Với  $c$  là nhiệt riêng của không khí [ $J/kgK$ ],  $\mu$  là độ nhớt động học của không khí [ $kg/ms$ ].

$$Gr = \frac{g D^3 (T_c - T_a)}{(T_f + 273) \nu^2} \quad \text{- số Grashof}$$

Ở đây: nhiệt độ trung bình của dây dẫn là  $T_f = 0.5(T_c + T_a)$

#### 2.2.4.1 Làm mát do đối lưu tự nhiên

Quá trình làm mát do đối lưu tự nhiên xảy ra khi tốc độ gió được xem như bằng không và như thế nó được xác định bởi biểu thức sau:

$$Nu_f = C (Gr Pr)_f^n = C Ra_f^n \quad (11)$$

Trong đó:  $Ra_f = (Gr.Pr)_f$  là số Rayleigh.

Các thông số trong (11) được chọn theo nhiệt độ  $T_f$ . Nhiệt độ thông thường của các dây dẫn trên không là nằm trong khoảng từ  $0^\circ C$  đến  $120^\circ C$ . Theo lý thuyết truyền nhiệt chúng ta có  $10^2 \leq (Gr.Pr)_f \leq 3 \times 10^5$  và trong phạm vi này  $(Gr.Pr)_f$  của số Nusselt cho đối lưu tự nhiên cho bởi biểu thức:

$$Nu = 0,54 (Gr Pr)_f^{1/4} \quad (12)$$

Ngoài ra, quá trình làm mát do đối lưu tự nhiên còn được xác định theo biểu thức sau – [3].

$$P_{cn} = 0,0205 \rho_f^{0,5} D^{0,75} (T_c - T_a)^{1,25} \quad (13)$$

Với  $\rho_f$ : là mật độ của không khí ở nhiệt độ  $T_f$ .

#### 2.2.4.2 Làm mát do đối lưu cưỡng bức

Đối với trường hợp gió tác động theo phương ngang với trục dây dẫn, nghĩa là theo một hướng bất kỳ từ  $0$  đến  $90^\circ$ , chúng ta có các biểu thức sau

$$P_{c1} = \left[ 1,01 + 0,0372 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] k_f k_a (T_c - T_a) \quad (14)$$

$$P_{c2} = \left[ 0,0119 \left( \frac{D \rho_f V_w}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] k_f k_a (T_c - T_a) \quad (15)$$

Ở đây:  $k_a$  là hệ số hướng gió và được xác định theo biểu thức sau:

$$k_a = \begin{cases} 1,194 - \cos(\theta) + 0,194 \cos(2\theta) \\ +0,368 \sin(2\theta) \end{cases} \quad (16)$$

Với  $\theta$  là góc của hướng gió so với trục dây dẫn [ $^\circ$ ,  $rad$ ].

Trong trường hợp khi hướng gió là song song với trục dây dẫn thì số Nusselt  $Nu$  có thể được xác định theo công thức sau - [5]

$$Nu = 1,5035 \times Re^{0,3038} \quad (17)$$

Tóm lại, trong trường hợp tổng quát hệ số đối lưu được tính theo biểu thức (10). Trong tính toán thực tế, tùy vào từng trường hợp cụ thể mà chúng ta sẽ sử dụng công thức tính tổn thất nhiệt đối lưu một cách thích hợp. Ví dụ như trong trường hợp tốc độ gió bằng không thì tổn thất nhiệt đối lưu là tự nhiên; trường hợp tốc độ gió khác không, nếu gió theo phương ngang với dây dẫn thì tổn thất nhiệt đối lưu được chọn là giá trị lớn nhất của (14) và (15), nếu gió có hướng song song với trục dây dẫn thì tổn thất nhiệt đối lưu được tính theo biểu thức (17).

Từ phương trình (4) chúng ta xác định khả năng mang dòng của dây dẫn trên không theo biểu thức sau –[3]

$$I = \sqrt{\frac{P_r + P_c - P_s}{R_{AC}}} \quad (18)$$

### 3. KẾT QUẢ TÍNH TOÁN

Trong phần này, chúng tôi sẽ tính toán lại khả năng mang tải của đường dây trên không cho một số vùng đặc trưng ở Việt Nam. Số liệu về

điều kiện khí hậu của Việt Nam được tham khảo trong [11], theo đó mỗi vùng miền, mỗi tỉnh thành đều có điều kiện khí hậu đặc trưng của nó. Khí hậu của các tỉnh thành thuộc cùng một vùng miền tương đối giống nhau.

Lãnh thổ Việt Nam được chia làm hai miền khí hậu là khí hậu xây dựng miền Bắc và khí hậu xây dựng miền Nam. Mỗi miền khí hậu lại có các vùng khí hậu khác nhau.

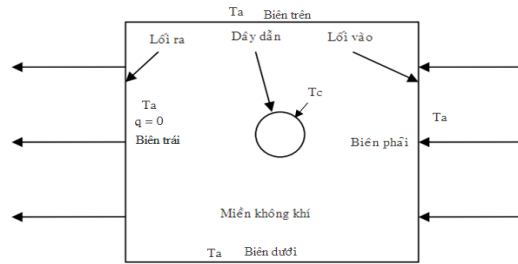
Sau khi xem xét điều kiện khí hậu một số tỉnh thành đặc trưng thuộc các vùng miền của Việt Nam, chúng tôi sử dụng các giả thiết sau:

- Hướng gió ngang  $90^\circ$  so với trục dây dẫn
- Hướng gió chủ đạo là hướng Đông - Bắc
- Cường độ bức xạ của mặt trời xác định theo IEEE-738 2006 tại thời điểm bức xạ cực đại ứng với 12 giờ trưa.
- Hệ số bức xạ có trị số là 0,5 và hệ số hấp thụ có trị số là 0,7
- Các thông số đặc trưng của không khí dựa theo lý thuyết truyền nhiệt và tiêu chuẩn IEEE – 738 2006.
- Nguồn nhiệt sinh ra bởi bức xạ nhiệt mặt trời phân bố đều trên dây dẫn
- Dây dẫn xem xét là dây ACSR 240/32 với đường kính dây là 21,6 mm.

### 3.1 Khả năng mang dòng của dây dẫn trên không dưới ảnh hưởng của khí hậu vùng IA – khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn

Vùng IA bao gồm các tỉnh Lai Châu, Điện Biên, Sơn La, phía tây các tỉnh Hòa Bình, Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh và Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế.

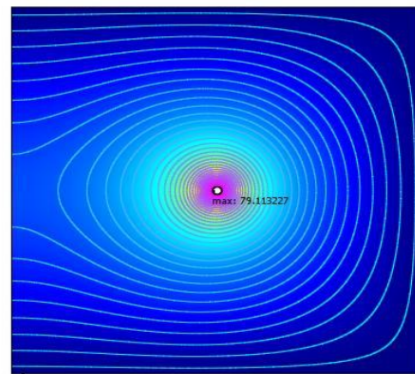
Ở đây, chúng tôi sẽ tính toán khả năng mang dòng của đường dây trên không với khí hậu đặc trưng vùng IA thay đổi theo từng tháng trong năm. Khí hậu được chọn là **Lai Châu** theo 12 tháng thể hiện khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn - [11].



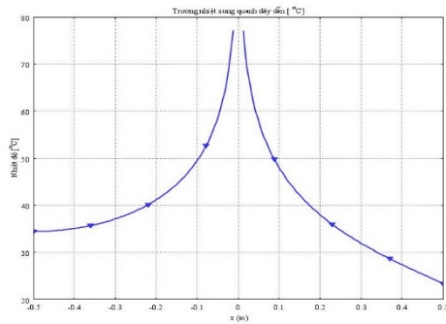
**Hình 2.** Miền không khí khảo sát xung quanh dây dẫn

Trong Hình 2:  $T_a$  là nhiệt độ môi trường được thiết lập cho các biên ngoài [ $K; ^\circ C$ ],  $T_c$  là nhiệt độ của bề mặt dây dẫn [ $K; ^\circ C$ ], và  $q$  là tổng nguồn nhiệt [ $W/m$ ].

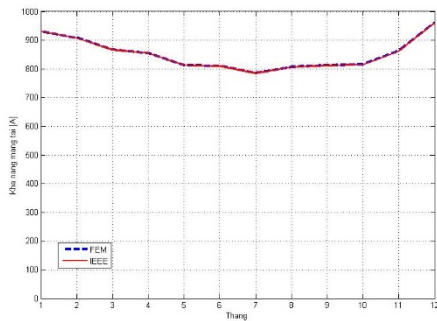
Mô phỏng bằng phần mềm Comsol Multiphysics với miền không khí khảo sát như Hình 2., các thông số mô phỏng được xem xét ở [5], [12]., sẽ xác định được trường nhiệt xung quanh dây dẫn. Hình 3. và Hình 4. mô tả trường nhiệt xung quanh dây dẫn cho trường hợp tháng 1 thuộc vùng khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn. Hình 5. là một so sánh kết quả tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trong 12 tháng được tính bằng phương pháp phần tử hữu hạn và tiêu chuẩn IEEE.



**Hình 3.** Phân bố nhiệt xung quanh dây dẫn ACSR 240/32 trong tháng 1 của khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn được tính bằng FEM.



**Hình 4.** Phân bố nhiệt độ theo phương x của dây dẫn ACSR 240/32 trong tháng 1 của khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn được tính bằng FEM.



**Hình 5.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu núi Tây Bắc và Trường Sơn trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.

### 3.2 Khả năng mang tải của đường dây truyền tải trên không dưới ảnh hưởng của điều kiện khí hậu các vùng đặc trưng của Việt Nam

Trong phần này, chúng tôi phân loại các vùng đặc trưng của Việt Nam theo điều kiện khí hậu như sau:

- Vùng **I<sub>B</sub>** bao gồm: Cao Bằng, Lạng Sơn, Hà Giang, Tuyên Quang, Bắc Kạn, Thái Nguyên, Lào Cai, Yên Bái, phần Đông Bắc tỉnh Hòa Bình, phần phía Tây Hà Nội, Quảng Ninh, Phú Thọ, phần bắc Vĩnh Phúc, Bắc Giang;

- Vùng **I<sub>c</sub>** bao gồm: Bắc Giang, Bắc Ninh, Vĩnh Phúc, phía Tây tỉnh Hòa Bình, Hà Nội, Quảng Ninh, Hải Phòng, Hải Dương, Hưng Yên, Thái Bình, Hà Nam, Nam Định, Ninh Bình.

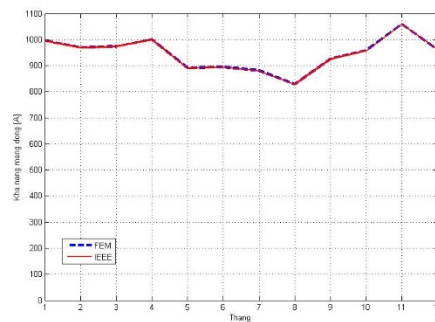
- Vùng **I<sub>D</sub>** bao gồm: Thanh Hóa, Nghệ An, Hà Tĩnh, Quảng Bình, Quảng Trị, Thừa Thiên Huế;

- Vùng **II<sub>A</sub>** bao gồm: Quảng Nam, Đà Nẵng, Quảng Ngãi, Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận, Bình Thuận.

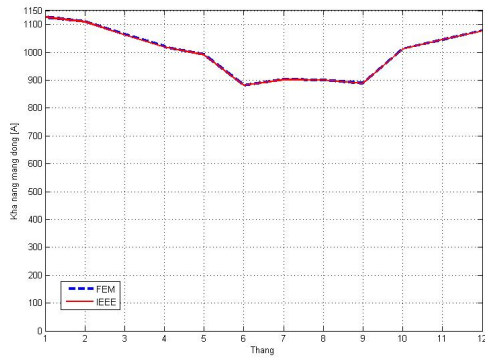
- Vùng **II<sub>B</sub>** bao gồm: Gia Lai, Kon Tum, Đắk Lắk, Đắk Nông, Lâm Đồng, phía tây Quảng Nam, Đà Nẵng, Quảng Ngãi, Bình Định, Phú Yên, Khánh Hòa, Ninh Thuận, Bình Thuận, phía bắc Đồng Nai, Bình Dương và Bình Phước;

- Vùng **II<sub>C</sub>** bao gồm: Đồng Nai, Bình Dương, Bình Phước, Tây Ninh, thành phố Hồ Chí Minh, Bà Rịa Vũng Tàu, Vĩnh Long, Trà Vinh, Đồng Tháp, Bến Tre, Long An, Tiền Giang, An Giang, Hậu Giang, Cần Thơ, Sóc Trăng, Kiên Giang, Bạc Liêu, Cà Mau.

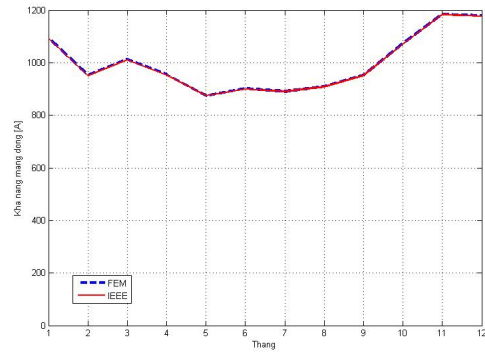
Trong phần này, chúng tôi sẽ tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không theo điều kiện khí hậu thay đổi theo từng tháng trong năm [11]. Để thuận tiện cho việc tính toán, chúng tôi xem xét và chọn vùng đại diện cho vùng **I<sub>B</sub>** là **Hà Giang**, vùng **I<sub>C</sub>** là **Hải Dương**, vùng **I<sub>D</sub>** là **Thanh Hóa**, vùng **II<sub>A</sub>** là **Đà Nẵng**, vùng **II<sub>B</sub>** là **Lâm Đồng**, vùng **II<sub>C</sub>** là **Cần Thơ**. Kết quả tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trong 12 tháng được tính bằng phương pháp phần tử hữu hạn và tiêu chuẩn IEEE được trình bày trên Hình 6.-11., tương ứng.



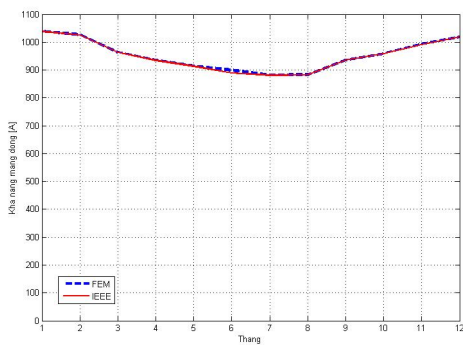
**Hình 6.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng núi Đông Bắc và Việt Bắc trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.



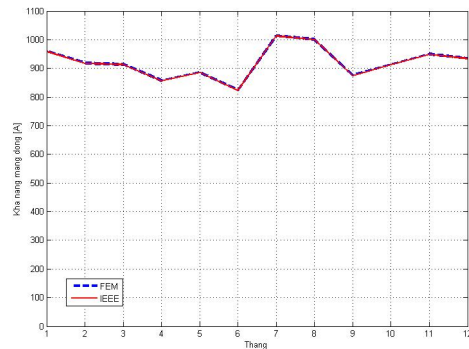
**Hình 7.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng Đông bằng Bắc Bộ trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.



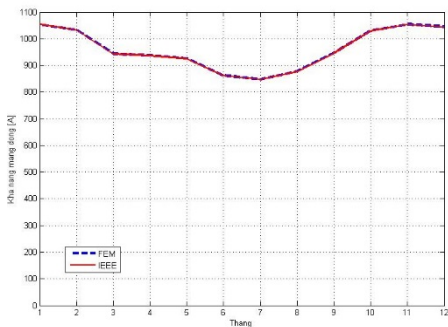
**Hình 10.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng Tây Nguyên trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.



**Hình 8.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng Nam Bắc bộ và Bắc Trung bộ trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.



**Hình 11.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng Nam bộ trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.



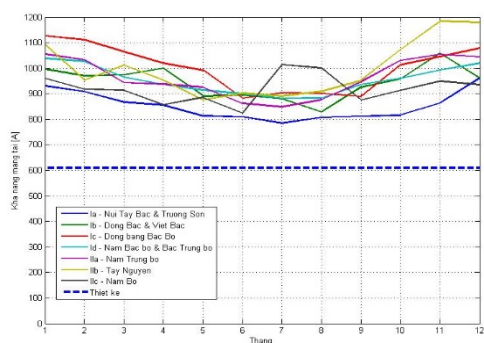
**Hình 9.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng Nam Trung bộ trong 12 tháng tính bằng FEM và tiêu chuẩn IEEE.

#### 4. NHẬN XÉT

Các Hình 5. đến Hình 11. biểu diễn kết quả tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không thực tế tại Việt Nam theo điều kiện khí hậu của các vùng miền trong 12 tháng của năm. Kết quả thu được trên các hình cho thấy phương pháp phần tử hữu hạn có kết quả chính xác và hoàn toàn có thể áp dụng cho đường dây truyền tải thực tế (ACSR 240/32) theo các điều kiện khí hậu thực tế [11]. Điều này có nghĩa là, chúng ta có thể mở rộng tính toán cho từng đường dây thực tế vận hành trong từng miền thực tế của Việt Nam, tạo nên một bộ dữ liệu cho toàn hệ thống truyền tải điện Việt Nam. Ngoài ra, do



điều kiện khí hậu Việt Nam thay đổi nhanh theo từng tháng, nên khả năng mang dòng của đường dây cũng có biên độ chênh lệch cao giữa các tháng. Ví dụ: vào các cuối tháng 5 và cuối tháng 8, khả năng mang dòng của đường dây tại Nam Bộ giảm đáng kể đến giá trị 809A (cuối tháng 5), 811A (cuối tháng 8). Điều này có thể hiểu là với nắng nóng của tháng 4, 5 đã làm cho khả năng mang dòng của đường dây giảm đến giá trị cực tiểu vào cuối tháng 5. Đầu tháng 6 bắt đầu mưa và như thế nó làm cho khả năng mang dòng của đường dây tăng lên từ tháng 6 đến tháng 8, đạt giá trị cực đại vào tháng 7. Về cuối tháng 8, mưa giảm dần nên khả năng mang dòng cũng giảm đến đầu tháng 9. Sau đó do khí hậu lạnh vào các tháng cuối năm làm tăng khả năng mang dòng của đường dây. Vùng Tây Nguyên có khí hậu vùng núi, nhiệt đới, có ảnh hưởng gió mùa đông bắc vào mùa đông nên khả năng mang tải của dây tăng vọt vào các tháng cuối năm, cao nhất là 1184A (tháng 11), và mùa hè nắng nóng so với đồng bằng nên dòng tải cho phép của đường dây khi qua vùng này cũng nằm ở mức trung bình là 891A.



**Hình 12.** So sánh khả năng mang dòng của dây dẫn ACSR 240/32 với điều kiện khí hậu vùng miền Việt Nam và số liệu theo thiết kế.

Hình 12. là một so sánh tổng thể các kết quả tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải thực tế (ACSR 240/32) vận hành trong 12 tháng với điều kiện khí hậu bảy vùng miền đặc trưng của Việt Nam với dòng điện cực đại cho phép theo thiết kế là 610A. Kết quả cho thấy rằng điều kiện khí hậu thực tế của Việt Nam cho phép có thể vận hành đường dây truyền tải cao hơn thiết kế vài trăm ampere ngay cả trong các tháng nắng nóng của mùa hè.

## 5. KẾT LUẬN

Bài báo đã cho thấy khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không phụ thuộc vào điều kiện khí hậu nơi nó vận hành. Bài báo đã trình bày khả năng ứng dụng của phương pháp phần tử hữu hạn trong việc mô phỏng trường nhiệt và tính toán khả năng mang dòng của đường dây truyền tải trên không theo điều kiện khí hậu thực tế của Việt Nam. Phương pháp này có thể áp dụng cho bất kỳ đường dây truyền tải thực tế tại bất kỳ vùng miền nào của Việt Nam. Đặc biệt, kết quả nghiên cứu cho thấy các đường dây thực tế của Việt Nam có thể vận hành cao hơn giá trị định mức theo thiết kế khoảng vài trăm ampere tùy vào điều kiện khí hậu của các tháng trong năm. Đây là dữ liệu quan trọng giúp các nhà quản lý, vận hành, thiết kế truyền tải điện đưa ra quyết định có nên thiết kế, xây dựng đường dây mới hay nâng khả năng mang dòng của đường dây hiện hữu.

**Lời cảm ơn:** Nghiên cứu này được tài trợ bởi trường Đại học Bách khoa Tp.HCM trong khuôn khổ Đề tài mã số T-TĐĐ-2014-15.

# Influence of Viet Nam climatic condition on ampacity of overhead power transmission lines

- Nguyen Nhat Nam <sup>1</sup>
- Tran Thien Tuong <sup>2</sup>
- Vu Phan Tu <sup>3</sup>

<sup>1</sup> Ho Chi Minh city University of Technology, VNU-HCM

<sup>2</sup> Ho Chi Minh City Industry and Trade College

<sup>3</sup> Vietnam National University - Ho Chi Minh City

## ABSTRACT

*Based on our previous paper –[1], in which we have computed the ampacity of overhead power transmission lines with considering the influence of environmental conditions such as wind velocity, wind direction, temperature, and radiation coefficient on the typical line of ACSR, we continue in this paper to investigating the influence of Viet Nam climatic condition on the ampacity of overhead power transmission lines in twelve months of the year. The results obtained by the finite element method are compared with*

*those computed by the IEEE standard have been shown the high accuracy and applicability of the finite element method. In particular, the comparison between our calculated results and the maximum current given by the design standard has been shown that if we monitor well the climatic condition, we can operate the real overhead transmission lines with the maximum current that is higher than the original design about several hundred amperes.*

**Keyword:** overhead power transmission lines, thermal field, ampacity.

## TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1]. Võ Văn Hoàng Long, Vũ Phan Tú, “Tính toán trường nhiệt và ampacity của đường dây truyền tải trên không bằng phương pháp phần tử hữu hạn”, *Tạp chí Phát triển khoa học công nghệ*, Đại học Quốc Gia TP. Hồ Chí Minh, ISSN 1859 - 0128, Vol. 17, No.K1, pp. 15-27, 2014.
- [2]. Nguyễn Xuân Sơn, *Tính toán trường nhiệt và khả năng mang dòng của đường dây trên không bằng phương pháp phần tử hữu hạn*, LVThS, Đại học Bách Khoa Tp.HCM, GVHD: TS. Vũ Phan Tú, 2014.
- [3]. *IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors*, IEEE Std. 738 – 2006.
- [4]. *Overhead electrical conductors - Calculation methods for stranded bare conductors*, IEC TR 61597 – 1995.
- [5]. *Thermal Behaviour of Overhead Conductors*, CIGRE Working Group 22.12, Aug. 2002.

- [6]. Anjan K. Deb, *Power Line Ampacity System, Theory, Modeling, and Applications*, CRC Press, 2000.
- [7]. Strbac, G. 2007. "Electric Power Systems Research on Dispersed Generation", *Electric Power Systems Research*, 77:1143-1147.
- [8]. Makhkamova, Irina, "Numerical Investigations of the Thermal State of Overhead Lines and Underground Cables in Distribution Networks", Doctoral thesis, Durham University, UK, 2011. (<http://etheses.dur.ac.uk/866/>)
- [9]. Wei Xiong "Applications of Comsol Multiphysics Software to Heat Transfer Processes" Arcada University of Applied Sciences, Department of Industrial Management, May, 2010.
- [10].L. Staszewski, W. Rebizant, "The Differences between IEEE and CIGRE Heat Balance Concepts for Line Ampacity Considerations," *Modern Electric Power Systems 2010, MEPS'10*, P26, Wroclaw, Poland.
- [11].QCVN 02 "Quy Chuẩn Kỹ Thuật Quốc Gia Số Liệu Điều Kiện Tự Nhiên Dùng Trong Xây Dựng", Bộ Xây dựng ban hành 2009
- [12].Hoàng Đình Tín – Bùi Hải, Bài tập " Nhiệt Động Học Kỹ Thuật Và Truyền Nhiệt", NXB Đại học Quốc gia Tp.HCM, 2011