

## ỨNG DỤNG PHƯƠNG PHÁP GIÁ TRỊ RIÊNG ĐỂ XÁC ĐỊNH ĐIỂM ĐẶT TCSC NHẪM CẢN DAO ĐỘNG CÔNG SUẤT TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

APPLICATION OF EIGENVALUE BASED METHOD TO ALLOCATE TCSC  
FOR DAMPING POWER OSCILLATIONS IN VIETNAM POWER SYSTEMS

Trần Quốc Dũng<sup>(1)</sup>, Nguyễn Đăng Toàn<sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup>Applied Technical Systems Company (ATS Co., Ltd.)

<sup>(2)</sup>Trường Đại học Điện lực

### Tóm tắt:

Hệ thống điện (HTĐ) ngày càng vận hành gần giới hạn ổn định và an ninh. Do đó các HTĐ có thể phải đối mặt với các dao động, và có thể dẫn đến sự cố tan rã HTĐ. Bài báo giới thiệu phương pháp giá trị riêng để phân tích dao động trong HTĐ, đồng thời phương pháp phần dư dùng để lựa chọn điểm đặt tối ưu thiết bị điều khiển TCSC. Việc lựa chọn các biến điều khiển cho TCSC cũng được thảo luận một cách vắn tắt. Kết quả áp dụng với HTĐ Việt Nam đã chứng tỏ được hiệu quả của TCSC trong việc cản dao động công suất.

### Từ khóa:

Dao động công suất, phương pháp phần dư, TCSC.

### Abstract:

Power systems are currently operating close to stability and security limits. Power systems may face with some oscillations which could lead to power system blackouts. The paper is devoted to present the Eigenvalue based method for power system oscillations analysis. Then Residue Index is used to locate controllers such as TCSC. Discussions of choosing controller input signals for TCSC are also introduced in brief. Results from Vietnam power system have demonstrated the effectiveness of TCSC in damping power system oscillation.

### Keywords:

Power oscillations; Residue index; TCSC.

---

Ngày nhận bài: 14/04/2015; Ngày chấp nhận: 10/06/2015; Phản biện: PGS. TS Phạm Thị Thục Anh.

## 1. ĐẶT VẤN ĐỀ

Các hệ thống điện (HTĐ) nói chung và HTĐ Việt Nam ngày càng được vận hành gần tới giới hạn ổn định và an ninh. Những sự cố tan rã HTĐ gần đây trên thế giới đã chứng minh điều này. Rất nhiều sự cố khác nhau như: ngắn mạch, mất đường dây, mất tải, hoặc hư hỏng thiết bị khác trong HTĐ, đều ảnh hưởng đến sự ổn định và làm việc của HTĐ. Kết quả là nhiều HTĐ đang phải đối mặt với các dao động công suất có nguyên nhân chính là do thiếu các mô men cản. Điển hình là sự cố tan rã HTĐ tại các bang miền Tây nước Mỹ (WSCC) ngày 10/8/1996 với thiệt hại: 30500 MW tải bị cắt, hơn 7.5 triệu người phải chịu cảnh mất điện từ vài phút đến 9 giờ [1,2].

Tần số dao động HTĐ thường thay đổi trong khoảng từ 0.1-2 Hz và phụ thuộc vào số lượng các máy phát điện (MPĐ) và các thiết bị điều khiển tự động tham gia vào sự dao động đó. Các dao động địa phương (local mode) nằm trong dải tần số 0.7-2Hz bao gồm sự dao động của một MPĐ hoặc một nhà máy điện với phần còn lại của HTĐ. Các dao động liên vùng nằm trong dải 0.1-0.7Hz và liên quan đến sự dao động giữa các nhóm MPĐ với nhau, hoặc một vùng với phần còn lại của HTĐ [3]. Dao động liên vùng có tần số dao động thấp nhưng lại nguy hiểm hơn, với sự tham gia của nhiều MPĐ.

Một thách thức hiện nay đó là làm thế nào để phát triển một chiến lược để ngăn chặn các tình trạng nguy kịch đó, do đó cần cả biện pháp phòng ngừa và biện pháp cứu vãn. Trên quan điểm phòng ngừa, chúng ta cần phải nâng cao hệ

thống điều khiển bằng cách thêm các thiết bị điều khiển thông minh nhằm đối phó với các tình huống có thể xảy ra trong HTĐ. Hiện nay người ta đã chứng minh được các thiết bị FACTS (hệ thống điện xoay chiều linh hoạt) - ví dụ như TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor-thiết bị tụ bù dọc tĩnh điều khiển bằng Thyristor) đóng một vai trò rất lớn trong việc không những nâng cao khả năng truyền tải các đường dây hiện có, mà còn có vai trò trong việc cung cấp thêm mô men cản, giảm dao động công suất, giảm nguy cơ cộng hưởng tần số thấp. Tuy nhiên TCSC là một thiết bị đắt tiền do đó vấn đề xác định vị trí tối ưu của TCSC là một bài toán rất được quan tâm.

Đối với các HTĐ lớn thì việc nghiên cứu dao động công suất là vấn đề rất được nghiên cứu từ lâu. Phương pháp thường dùng là tuyến tính hóa HTĐ xung quanh điểm làm việc ban đầu. Vì vậy ma trận trạng thái của mô hình tuyến tính của HTĐ cung cấp một số lượng lớn thông tin để phân tích hóa và điều khiển HTĐ. Tuy nhiên, việc phân tích đầy đủ các giá trị riêng (tính toán tất cả các giá trị riêng, và các tập hợp các vectơ đặc trưng cũng như hệ số tham gia của tất cả các chế độ) là phi thực tế đối với một mạng điện lớn bởi vì yêu cầu tính toán. Thông thường, một HTĐ lớn thực tế có thể có hàng trăm máy phát điện, số biến số trạng thái có thể đạt tới hàng nghìn; vì vậy việc phân tích đầy đủ giá trị riêng sẽ liên quan tới việc tính toán của một số ma trận rất lớn có các kích thước lớn. Quá trình này sẽ rất tốn kém bởi vì yêu cầu máy tính có tốc độ tính toán nhanh với dung lượng lưu trữ lớn.

Một phương pháp chọn lựa để phân tích đầy đủ tất cả các giá trị riêng của ma trận của các mạng điện là sử dụng kỹ thuật phân tích giảm trừ theo thứ tự bao gồm một phần nhỏ của các chế độ hệ thống. Có một số phương pháp thành công đã được công bố trong các tài liệu [1], [13-14], cũng như phân tích mô hình lựa chọn (Selective Modal Analysis-SMA), phương pháp Arnoldi hiệu chỉnh (Modifier Arnoldi Method), phương pháp (Dominant Pole Eignsolver) và thuật toán AESOPS được phát triển bởi EPRI. Tất cả các phương pháp này được xây dựng ma trận con với một số kích thước khá nhỏ mà có các giá trị riêng của ma trận được quan tâm. Họ sử dụng nhiều cách tiếp cận để xây dựng ma trận con. Phân tích mô hình lựa chọn (Selective Modal Analysis-SMA) dựa trên một tập hợp các chế độ quan tâm có liên quan tới một bộ phận phụ có liên quan tới các biến số trạng thái ảnh hưởng tới phần động của hệ thống điện. Phương pháp Arnoldi hiệu chỉnh Modifier Arnoldi Method là một thuật toán tiếp cận đã được chọn lựa cho việc tính toán một số nhỏ giá trị riêng của ma trận xung quanh một điểm lựa chọn của một kế hoạch phức tạp sử dụng một kỹ thuật giảm trong một ma trận A được giảm xuống tới một ma trận Hessenberg. Phương pháp Dominant Pole Spectrum Eignsolver sử dụng phương pháp thuật toán phân tích giá trị riêng lặp Bi-Iteration và tập trung vào các chế độ chiếm ưu thế của một chức năng đã được chọn. Phương pháp AESOPS tính các giá trị riêng chỉ kết hợp với các mô hình góc

rôto, một đôi liên hợp phức tạp của các giá trị riêng tại một thời điểm.

Mỗi phương pháp được miêu tả ở trên có các đặc điểm đặc biệt riêng, tạo ra các ứng dụng riêng cho từng loại cụ thể. Tuy nhiên, không có phương pháp nào trong số chúng có thể đáp ứng tất cả các yêu cầu về phân tích ổn định của các hệ thống điện, vì vậy giải pháp tốt nhất là sử dụng một số kỹ thuật bổ sung đúng cách.

Bài báo này trước tiên giới thiệu phương pháp giá trị riêng để phân tích sự dao động của các HTĐ. Sau đó, ứng dụng của phương pháp hệ số phần dư để lựa chọn điểm đặt tối ưu cho TCSC để giảm dao động công suất trong HTĐ Việt Nam.

## **2. PHƯƠNG PHÁP GIÁ TRỊ RIÊNG ĐỂ PHÂN TÍCH DAO ĐỘNG CÔNG SUẤT**

### **2.1. Phương pháp giá trị riêng**

Khi nghiên cứu các vấn đề dao động công suất, các kích động thường được coi là đủ nhỏ nên ta áp dụng phương pháp tuyến tính hóa xung quanh điểm làm việc cân bằng của HTĐ. Một HTĐ động có thể được miêu tả bằng hệ phương trình như sau [1], [4], [5]:

$$\begin{aligned}\Delta \dot{x} &= A.\Delta x + B.\Delta u \\ \Delta y &= C.\Delta x + D.\Delta u\end{aligned}\quad (1)$$

trong đó:

$\Delta x$  - vectơ biến trạng thái:  $nx1$ ;

$\Delta y$  - vectơ các biến đầu ra:  $mx1$ ;

$\Delta u$  - vectơ biến điều khiển đầu vào:  $rx1$ ;

$A$  - ma trận trạng thái:  $nxn$ ;

$B$  - ma trận điều khiển:  $n \times r$ ;  
 $C$  - ma trận đầu ra:  $m \times n$ ;  
 $D$  - ma trận được các biến điều khiển:  
 $m \times r$ .

Các giá trị riêng của ma trận được tính như sau:

Bằng cách lấy biến đổi Laplace của phương trình vi phân (II-1), chúng ta có:

$$\begin{aligned} s \Delta x(s) - \Delta x(0) &= A \Delta x(s) + B \Delta u(s) \\ \Delta y(s) &= C \Delta x(s) + D \Delta u(s) \end{aligned} \quad (2)$$

Sắp xếp lại phương trình (2), chúng ta có:

$$\begin{aligned} (sI - A) \Delta x(s) &= \Delta x(0) + B \Delta u(s) \\ \Delta x(s) &= \frac{\text{adj}(sI - A)}{\det(sI - A)} [\Delta x(0) + B \Delta u(s)] \end{aligned} \quad (3)$$

Các cực của hệ thống động là nghiệm của phương trình:

$$\det(sI - A) = 0 \quad (4)$$

Các giá trị  $s$  thỏa mãn các giá trị riêng của ma trận  $A$ , và phương trình (4) được gọi là phương trình đặc tính của ma trận  $A$ . Các giá trị riêng của ma trận có nhiều ý nghĩa khi phân tích ổn định với nhiễu loạn nhỏ.

Tiêu chuẩn ổn định Lyapunov I [1]: các giá trị riêng của ma trận (hoặc các chế độ modes) xác định các đặc tính ổn định của hệ thống. Khi các giá trị riêng của ma trận trạng thái là số thực dương (hoặc số thực âm), sẽ xác định đáp ứng theo hàm số mũ tăng lên (hoặc giảm xuống) của góc roto. Khi giá trị riêng của ma trận trạng thái  $A$  là các số phức có phần thực là dương (hoặc âm) cho các đáp ứng là

dao động với biên độ tăng lên (hoặc giảm xuống) của góc roto. Đáp ứng của hệ thống được kết hợp bởi các đáp ứng của  $n$  chế độ trong HTĐ.

Các vectơ riêng và các ma trận dạng phương thức:

Giả thiết  $\lambda = \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$  là các giá trị riêng của ma trận  $A$ , với mỗi giá trị riêng  $\lambda_i$ , các vectơ đặc trưng phải  $\Phi_i$  và vectơ đặc trưng trái  $\Psi_i$  được xác định như sau:

$$\begin{aligned} A \Phi_i &= \lambda_i \Phi_i \\ \Psi_i^T A &= \lambda_i \Psi_i^T \end{aligned} \quad (5)$$

Vectơ đặc trưng trái và phải tương ứng với các giá trị riêng khác nhau của ma trận trạng thái  $A$  là các ma trận trực giao. Trong thực tế các vectơ này khá phổ biến, vì vậy đề:  $\Psi_i \Phi_i = 1$  và  $\Psi_j \Phi_i = 0$  nếu  $\lambda_i \neq \lambda_j$ . Để trình bày các thuộc tính của vectơ đặc trưng của ma trận  $A$ , có một số ma trận được giới thiệu dưới dạng phương thức như sau:

$$\begin{aligned} A \Phi &= \Phi A \\ \Psi \Phi &= I \\ \Psi &= \Phi^{-1} \\ \Phi^{-1} A \Phi &= A \end{aligned} \quad (6)$$

Trong trường hợp:

$\Phi = [\Phi_1, \Phi_2, \dots, \Phi_n]$ ,  $\Psi = [\Psi_1^T, \Psi_2^T, \dots, \Psi_n^T]$  là vectơ đặc trưng phải và trái và  $A$  là một ma trận chéo có các giá trị riêng của ma trận  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ .

Hệ thống điện đáp ứng với một kích động nhỏ là sự tổ hợp của hệ thống với mỗi chế độ. Ma trận đặc tính vectơ phải

$\Phi$  đã được biết như ma trận có chế độ mode trạng thái, với các đường giá trị  $\Phi_i$  được biết như chế độ thứ  $i$  tương ứng với giá trị riêng  $\lambda_i$  của ma trận trạng thái. Véc tơ đặc trưng có chế độ cơ lý của đáp ứng tự nhiên (ví dụ, phân nhóm, các pha, và đáp ứng tần số dao động của máy phát khi trải qua chế độ quá độ điện cơ). Nó đánh giá sự hoạt động của các biến trạng thái ở một chế độ dao động nhất định. Ma trận véc tơ trái đánh giá khả năng điều khiển đến chế độ này.

## 2.2. Hệ số tham gia

Một vấn đề sử dụng trong các véc tơ đặc trưng phải và trái một cách độc lập cho việc nhận dạng mối quan hệ giữa các biến trạng thái và các chế độ là một yếu tố của các véc tơ đặc trưng độc lập trên các đơn vị và tỷ lệ thuận với các biến trạng thái. Giải pháp cho vấn đề này là một ma trận được gọi là ma trận hệ số tham gia ( $P$ ) gồm tổ hợp với các véc tơ đặc trưng trái, phải như một phép đo về sự liên hệ giữa các giá trị biến trạng thái và chế độ.

$$P = [p_1 p_2 \dots p_n] \quad (7)$$

có

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Phi_{1i} \Psi_{i1} \\ \Phi_{2i} \Psi_{i2} \\ \vdots \\ \Phi_{ni} \Psi_{in} \end{bmatrix} \quad (8)$$

trong đó:

$\Phi_{ki}$ : thành phần trên hàng thứ  $k$  và cột thứ  $i$  của ma trận phương thức  $\Phi$ , hoặc đầu vào thứ  $k$  của véc tơ đặc tính phải;

$\Psi_{ik}$ : Thành phần trên hàng thứ  $i$  và cột thứ  $k$  của ma trận phương thức  $\Psi$ , hoặc đầu vào thứ  $k$  của véc tơ đặc tính trái.

Thành phần  $p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ik}$  được gọi là hệ số tham gia, là đại lượng không có thứ nguyên. Nó là một giá trị đo ảnh hưởng của biến trạng thái thứ  $k$  trong chế độ thứ  $i$ . Vì vậy, hệ số tham gia có thể được sử dụng cho việc xác định khi nào dùng bộ ổn định HTĐ (power system stabilizer-PSS) là cần thiết cho việc cản các dao động trong HTĐ [7]. Nếu hệ số tham gia của một máy phát nằm trong một khu vực có giá trị lớn, thì bộ ổn định HTĐ - PSS phải được đặt tại máy phát điện để cản các dao động của HTĐ.

## 2.3. Chỉ số quan sát được, điều khiển được

Để phân tích về nhiễu loạn nhỏ ta có thể biểu diễn chúng theo phương pháp biến đổi về dạng phương thức  $z$  xác định bởi phương trình (1), [1], (6).

$$\Phi \cdot \dot{z} = A \cdot \Phi \cdot z + B \cdot \Delta u \quad (9)$$

$$\Delta y = C \cdot \Phi \cdot z + D \cdot \Delta u$$

Ở “dạng chuẩn” hệ (9) có thể được viết như sau:

$$\dot{z} = A \cdot z + B' \cdot \Delta u \quad (10)$$

$$\Delta y = C' \cdot z + D \cdot \Delta u$$

trong đó

$$B' = b_i(\lambda_i) = \Phi^{-1} B \quad (11)$$

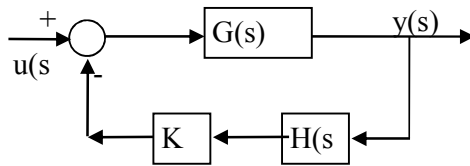
$$C' = c_i(\lambda_i) = C \Phi$$

Nếu giá trị hàng thứ  $i$  của ma trận  $B'$  là bằng không, thì biến điều khiển không tác động ở chế độ thứ  $i$ . Như vậy, trong trường hợp đó chế độ thứ  $i$  được gọi là không điều khiển được.

Chúng ta quan sát cột thứ  $i$  của ma trận  $C'$  không xác định hoặc không biến đổi góp phần vào việc hình thành dữ liệu đầu ra. Nếu như cột có giá trị 0, tương ứng với chế độ đó là không quan sát được. Điều này giải thích tại sao một vài dạng dao động không tắt dần đôi khi không phát hiện được bằng quan sát đáp ứng quá độ của một vài đại lượng được giám sát.

Trong đó  $b_i(\lambda_i)$  là điều khiển được còn  $c_i(\lambda_i)$  là chỉ số quan sát được đối với chế độ dao động mà chúng ta quan tâm khi có mặt FACTS như là một thiết bị ổn định hệ thống, tích của chúng gọi là hệ số phần dư cho phép đo lường hiệu quả của bộ ổn định và được dùng để lựa chọn tín hiệu điều khiển các bộ ổn định.

#### 2.4. Hệ số phần dư



Hình vẽ 1. Hàm truyền đạt

Theo lý thuyết về hàm truyền đạt ta có

$$G(s) = C(sI - A)^{-1}B + D \quad (12)$$

là hàm truyền đạt của hệ gốc và  $H(s)$  là hàm truyền đạt của bộ điều khiển.  $K$  là một hệ số khuếch đại.

Hàm truyền đạt giữa đầu vào thứ  $k$  và đầu ra thứ  $j$ .  $G(s)$  có thể được viết dưới dạng phần dư và giá trị riêng của hệ thống như sau:

$$G(s) = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(s - \lambda_i)} \quad (13)$$

trong đó:  $R_i$  là phần dư được liên kết với chế độ thứ  $i$ .  $R_i$  có thể được viết như sau

$$R_i(\lambda_i) = C \cdot \Phi \cdot \Phi^{-1} \cdot B = |c_i(\lambda_i)| \cdot |b_i(\lambda_i)| \quad (14)$$

Phương trình này đã được tính toán để so sánh giữa giá trị đưa vào và các tín hiệu phản hồi. Xác định vị trí  $R$  của phần dư cực đại cho vị trí tốt nhất và bộ điều khiển tín hiệu đầu vào.

#### 2.5. Lựa chọn và so sánh đại lượng điều khiển

Lựa chọn tín hiệu điều khiển đầu vào phù hợp là một vấn đề cơ bản trong tính toán và điều khiển bền vững. Sau đây là một số đặc điểm chính của một tín hiệu đầu vào thích hợp:

- Tín hiệu đầu vào tốt nhất là được đo lường tại chỗ. Đây là mong muốn để tránh phát sinh chi phí về truyền dữ liệu và nâng cao tính an toàn;
- Các dạng dao động tắt dần phải được quan sát ở tín hiệu đầu vào. Chế độ phân tích tính quan sát được có thể được sử dụng để lựa chọn tín hiệu hiệu quả nhất;
- Lựa chọn tín hiệu đầu vào phải nhận được các hành động điều khiển chính xác khi xảy ra một sự cố nghiêm trọng trong hệ thống.

Công suất tác dụng/phản kháng của đường dây truyền tải, giá trị dòng điện tải và mô đun điện áp tại các nút là các thông số có thể được xem như là các tín hiệu điều khiển đầu vào của mạch điều khiển TCSC. Trong các tín hiệu này, công suất tác dụng và dòng điện tải thường được chọn như trong các tài liệu tham khảo. Tác giả trong tài liệu [9] đã chỉ ra rằng không có nhiều khác biệt trên

quan điểm can dao động khi lựa chọn biến điều khiển là công suất tác dụng hay dòng điện tải. Tuy nhiên tài liệu [10, 11, 12] chỉ ra rằng khi công suất tác dụng được chọn như là tín hiệu điều khiển của TCSC thì tạo ra sự chậm pha lớn, tín hiệu điều khiển có thể dẫn đến vấn đề can âm trong trường hợp sự cố với sự thay đổi lớn góc máy phát điện. Do đó, trong bài báo này, cả công suất tác dụng và dòng điện tải đều được so sánh khi lựa chọn là tín hiệu điều khiển cho TCSC.

### 3. ỨNG DỤNG CHO ĐÁNH GIÁ DAO ĐỘNG CÔNG SUẤT TRONG HỆ THỐNG ĐIỆN VIỆT NAM

#### 3.1. Trường hợp cơ bản

Trong phần này chương trình PSS/E được dùng để phân tích dao động công suất của HTĐ Việt Nam. Các thông số của HTĐ Việt Nam bao gồm các thông số trào lưu công suất, thông số động của

các MPĐ cũng như hệ thống kích từ, điều tốc tua bin được dùng với HTĐ Việt Nam năm 2010 trong mùa khô, với 1064 biến trạng thái.

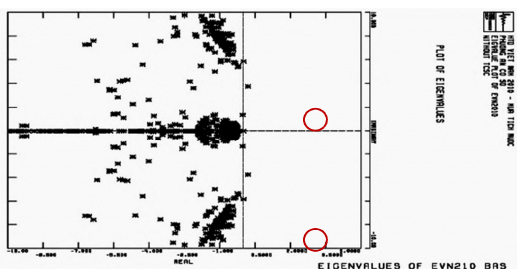
PSS/E được dùng để tuyến tính hoá HTĐ xung quanh điểm làm việc, phương trình mô tả HTĐ bởi phương trình:  $\dot{x} = Ax + Bu$ .

Trong đó  $x$  là ma trận các biến trạng thái,  $A$  là ma trận trạng thái. Hệ thống gồm có 1064 biến trạng thái, trong trường hợp xét có các giá trị riêng có phần thực nằm ở phía phải trục tung, hoặc rất gần với trục tung (các critical mode) do đó HTĐ là có xu hướng mất ổn định khi có sự cố xảy ra [13, 15].

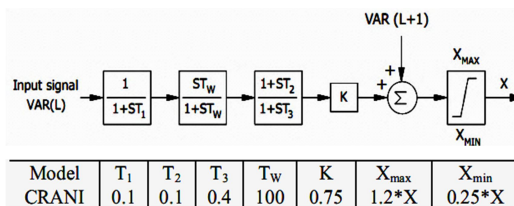
Trong phần dưới đây, liệt kê các giá trị riêng với một số trường hợp, trong đó chủ yếu tập trung vào các biến trạng thái nguy kịch, đồng thời các giá trị riêng của HTĐ được chương trình LYSAN của PSS/E vẽ trên mặt phẳng phức.

Bảng 1. Các giá trị riêng ở chế độ cơ bản

TT	Phần thực	Phần ảo	Hệ số cản	Tần số dao động
393	0.22744	3.6965	-0.614E-01	0.58831
394	0.22744	-3.6965	-0.614E-01	0.58831



Hình 2. Giá trị riêng của các biến trạng thái trong mùa khô



Hình 3. Mô hình CRANI cho TCSC trong PSS/E (X là điện kháng đường dây được bù)

Trong cả hai trường hợp tính toán, có chung các giá trị riêng nguy kịch đó là các biến trạng thái của nhà máy thủy điện HÀM THUẬN (tương ứng với các biến trạng thái số 393 và 394).

Trên quan điểm về ổn định với nhiễu loạn nhỏ, thì nhà máy này gặp vấn đề về ổn định, có thể do thiếu mô men cản dao động. Chính vì vậy để giảm nguy cơ mất ổn định thì cần phải có thêm thiết bị cung cấp mô men cản, ở đây ta xét ảnh hưởng của thiết bị TCSC trên hệ thống 500 kV. Mô hình TCSC được lấy bởi môdel: CRANI trong thư viện của PSS/E với các thông số điển hình (hình 3.2. Dùng phương pháp hệ số phần dư để lựa chọn điểm đặt

Việc chọn biến điều khiển đầu vào cho

thiết bị điều khiển đóng một vai trò quan trọng trong việc nâng cao khả năng làm việc của thiết bị tự động đó.

Theo phần 2, thì các giá trị riêng tương ứng với biến trạng thái 394 được chọn để tính hệ số phần dư (Residue index) cũng như chọn dòng công suất là biến điều khiển của TCSC thì ta có bảng hệ số phần dư như bảng 2.

Như trong bảng, thì hệ số phần dư của đường dây 500 kV Hà Tĩnh - Đà Nẵng là lớn nhất, do đó đường dây này được chọn để đặt thiết bị TCSC. Giả sử rằng, thông số của TCSC được chọn sao cho giá trị điện kháng bằng 40% điện kháng của đường dây đoạn Hà Tĩnh - Đà Nẵng.

**Bảng 2. Hệ số phần dư trong mùa khô năm 2010**

Từ	Đến	Giá trị riêng	Hệ số phần dư
Sơn La	Sóc Sơn	-2.3541 - 0.3808i	2.3847
Nho Quan	Thường Tín	17.8453 - 2.9926i	18.0945
Thường Tín	Quảng Ninh	4.9844 - 0.7614i	5.0422
Hoà Bình	Nho Quan	-11.6886 + 0.9345i	11.7258
Nho Quan	Hà Tĩnh	-18.3373 + 2.5724i	18.5169
<b>Hà Tĩnh</b>	<b>Đà Nẵng</b>	<b>-19.5661 + 2.8772i</b>	<b>19.7765</b>
Đà Nẵng	Plêiku	-18.3001 + 2.4319i	19.654
Plêiku	ĐăkNinh	7.6363 - 1.2351i	18.4384
Plêiku	ĐăkNông	11.9431 - 1.7286i	18.461
Phú Lâm	Nhà Bè	5.0585 - 0.5050i	7.7356
Nhà Bè	Ômôn	-6.6427 + 0.4788i	12.0676

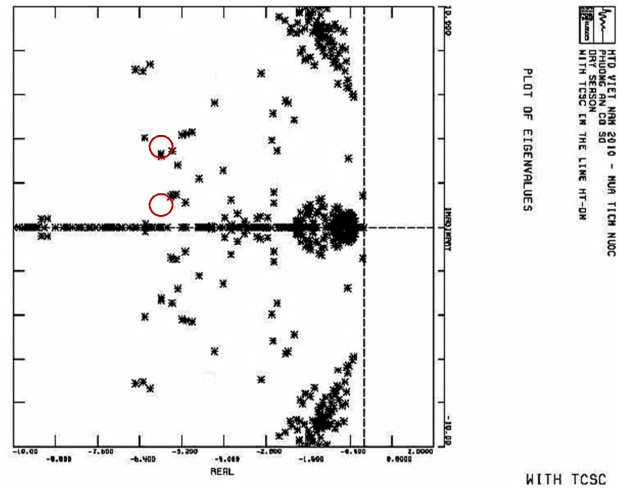
### 3.3. Các mô phỏng khi có TCSC

#### 3.3.1. Các giá trị riêng

Sau khi có thêm thiết bị TCSC ở trên đường dây Hà Tĩnh - Đà Nẵng, các giá trị riêng đều có phần thực nằm phía bên

trái trục tung điều này chứng tỏ khả năng nâng cao ổn định của thiết bị TCSC khi so sánh với trường hợp không có TCSC. Hình vẽ 3 in ra tất cả các giá trị riêng trong trường hợp có TCSC.





Hình 4. Các giá trị riêng của hệ thống khi đặt TCSC trên đường dây Hà Tĩnh - Đà Nẵng

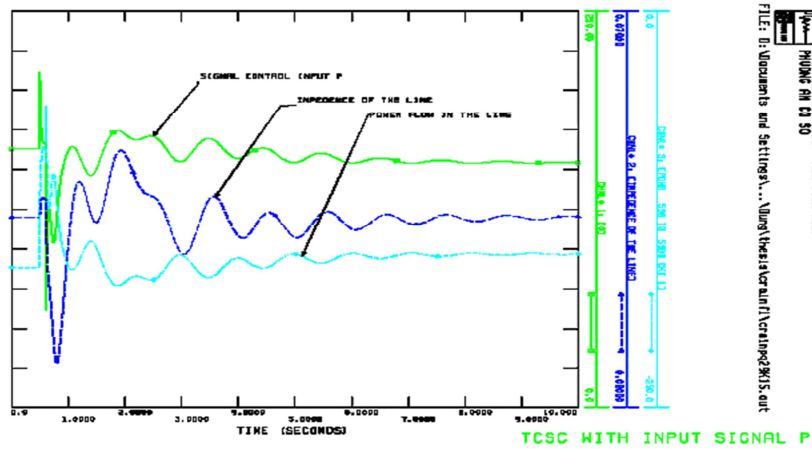
Bảng 3. Giá trị riêng sau khi đặt TCSC - mùa khô 2010

TT	Phần thực	Phần ảo	Hệ số cản	Tần số dao động
393	-0.42511	2.5276	0.16582	0.4024
394	-0.42511	-2.5276	0.16582	0.4024

### 3.3.2. Dao động điện với tín hiệu đầu vào khác nhau

Trong phần này, PSS/E được dùng để mô phỏng đáp ứng của hệ thống, và xét tác

dụng của TCSC khi có sự cố ngắn mạch 3 pha tại nút 560 Pleiku trong khoảng thời gian 7ms.

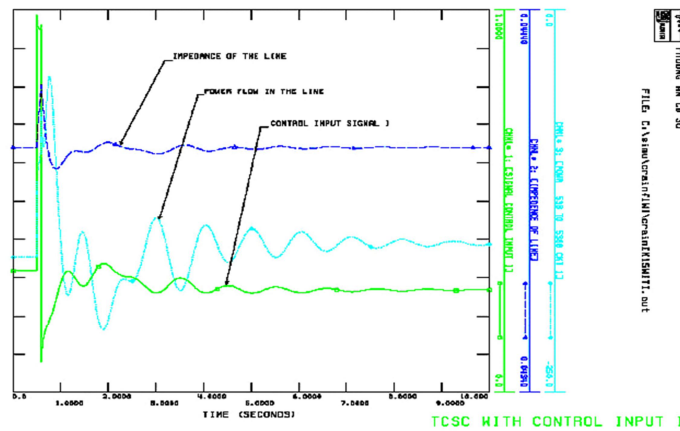


Hình 5. Dòng công suất với tín hiệu đầu vào là công suất

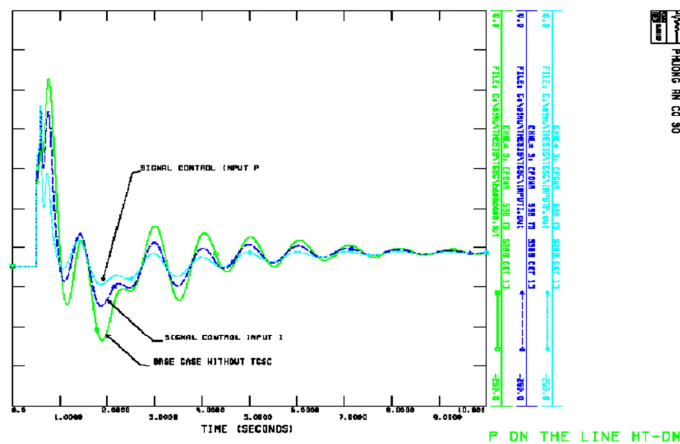
Hình 5 mô tả sự thay đổi của dòng công suất trên đường dây Hà Tĩnh - Đà Nẵng khi có sự cố. Ta thấy, dòng công suất được dùng làm tín hiệu điều khiển của TCSC, tổng trở của đường dây đều dao động và tắt dần khi thời gian tăng lên. Tín hiệu điều khiển P và tổng trở của đường dây có hình dáng giống nhau. Sự dao động của tổng trở đường dây cũng thay đổi theo tín hiệu điều khiển của TCSC và tắt dần sau gần 10 s sau khi xảy

ra sự cố chứng tỏ tác dụng cản dao động của thiết bị TCSC.

Như đã được thảo luận trong phần trước, việc lựa chọn tín hiệu điều khiển của thiết bị TCSC là hết sức quan trọng. Trong phần này, tác giả tiến hành mô phỏng khi tín hiệu dòng điện chạy trên đường dây được chọn làm tín hiệu điều khiển TCSC. Hình 6 vẽ ra công suất, cũng như tổng trở của đường dây khi tín hiệu điều khiển là dòng điện tải.



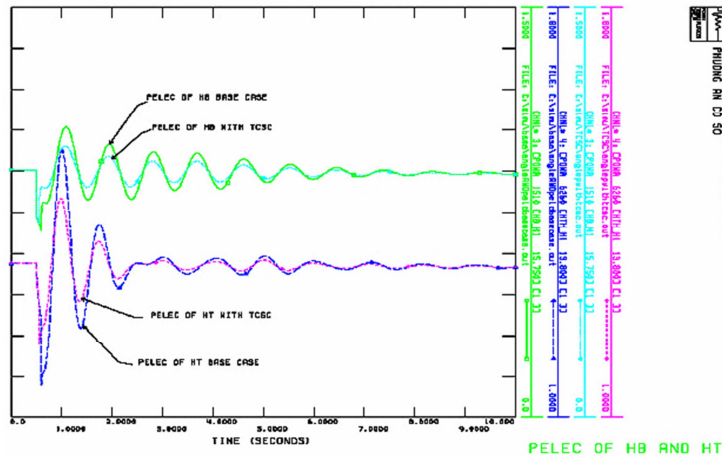
Hình 6. Dòng công suất với tín hiệu đầu vào dòng điện



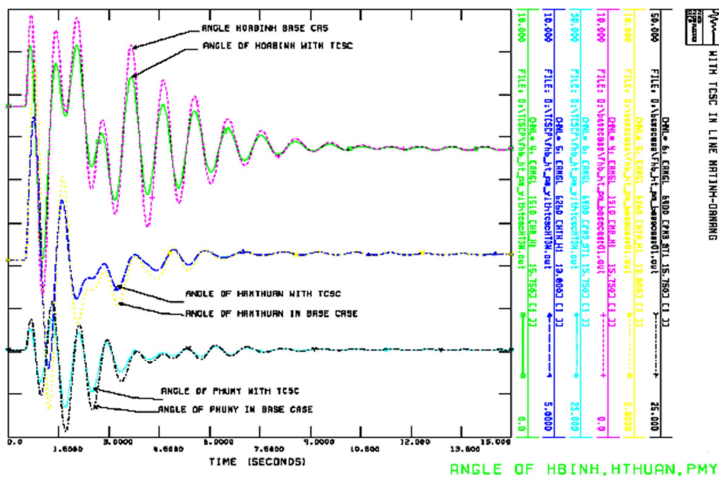
Hình 7. Dòng công suất trên đường dây Hà Tĩnh - Đà Nẵng với tín hiệu đầu vào là công suất và dòng điện

Nếu so sánh việc chọn hai loại tín hiệu điều khiển P và I, thì Hình 7 chỉ ra rằng: khi chưa có TCSC, thì dòng công suất trên đường dây Hà Tĩnh - Đà Nẵng (Base-case: đường màu xanh lá mạ) dao

động khá lớn. Khi có TCSC thì dao động tắt nhanh hơn. Tuy nhiên trường hợp dùng dùng tín hiệu P (đường màu xanh dương) có hiệu quả cao hơn trong việc nâng cao ổn định với nhiễu loạn nhỏ.



Hình 8. Công suất phát của NMD Hòa Bình và Hàm Thuận



Hình 9. Góc rotor của NMD Hòa Bình, Hàm Thuận, Phú Mỹ

Trong hình 8, 9 và chứng tỏ hiệu quả của TCSC trong việc cân dao động góc rotor và công suất của hai nhà máy Hòa Bình và Hàm Thuận. Trong đó Hòa Bình được chọn là nút cân bằng, và nút Hàm Thuận

là nút yếu nhất. Trong trường hợp cơ bản dao động nhiều hơn, và khi có TCSC thì dao động ít hơn, hay nói cách khác là HTĐ an toàn hơn.

#### 4. KẾT LUẬN

Bài báo đưa ra lập luận về việc dùng phương pháp giá trị riêng, để phân tích sự dao động trong HTĐ truyền tải Việt nam. Sau đó sử dụng phương pháp hệ số phần dư để lựa chọn tối ưu điểm đặt của một thiết bị TCSC trên hệ thống truyền tải điện Việt Nam nhằm cản dao động công suất. Mặc dù trong bài báo không

trình bày phương pháp tối ưu chọn bộ thông số, nhưng các mô phỏng với bộ thông số điển hình đã chứng minh hiệu quả của vị trí đặt thiết bị TCSC trong việc nâng cao khả năng cản dao động của hệ thống điện. Đồng thời cũng chứng minh rằng với tín hiệu điều khiển TCSC là dòng công suất trên đường dây có hiệu quả cao hơn so với tín hiệu điều khiển là dòng điện tải.

#### TÀI LIỆU THAM KHẢO

- [1] Prabha Kundur, Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [2] Dang Toan NGUYEN, "Contribution à l'analyse et à la prévention des blackouts de réseaux électriques," in GIPSA-Lab - Grenoble INP, 2008.
- [3] Prabha Kundur et al, "Definition and Classification of Power System Stability- IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no 3, pp. 1387-1401, May 2004.
- [4] L. Rouco, "Eigenvalue-Based Methods for Analysis and Control of Power System Oscillations," IEE Colloquium on Power System Dynamics Stabilisation (Digest No 1998/196 and 1998/278), vol. 7, February 1998.
- [5] J. Persson, "Using Linear Analysis to find Eigenvalues and Eigenvectors in Power Systems," available at website: <http://www.stri.se/metadot/index.pl?id=2426&isa=Category&op=show>
- [6] H. F. Wang, " Modal Dynamic Equivalent for Electric power system - Part I: Theory," IEEE Trans on Power System, vol. Vol. 3, pp. 1723-739, November 1988
- [7] E. Z. Zhout, O. P. Malik, and G. S. Hope, "Theory and Method for Selection of Power System Stabilizer Location," IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 6, no 1, pp. 170-176, March 1991.
- [8] F. D. Freitas and A. S. Costa, "Computationally Efficient Optimal Control Methods Applied to Power Systems," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 14, no 3, pp. 1036-1045, August 1999.
- [9] S. S. Ahmed, "A Robust Power System Stabiliser for an Overseas Application," in IEE Colloquium on Generator Excitation Systems and Stability London, UK, Feb 1996.
- [10] M. M. Farsangi, Y. H. Song, and K. Y. Lee, "Choice of FACTS Device Control Inputs for Damping Interarea Oscillations," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no 2, pp. 1135-1143, May 2004.

- [11] L. Zhang, F. Wang, Y. Liu, M. R. Ingram, S. Eckroad, and M. L. Crow, "FACTS/ESS Allocation Research for Damping Bulk Power System Low Frequency Oscillation," in Proceeding of IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2005.
- [12] P. Vuorenpää, T. Rauhala, P. Järventausta, and T. Känslä, "On Effect of TCSC Structure and Synchronization Response on Subsynchronous Damping," the International Conference on Power Systems Transients (IPST'07) in Lyon, France June 4-7, 2007.
- [13] L. Rouco and I. J. Perez-Arriaga, "Multi-Area Analysis of Small Signal Stability in Large Electric Power Systems by SMA," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 8, no 3, pp. 1257-1265, August 1993.
- [14] N. Martins, "The Dominant Pole Spectrum Eigensolver," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no 1, pp. 245-254, February 1997.
- [15] "PSS/E 29 Online Documentation," PTI, INC, October 2002.
- [16] "National Dispatch Center Report-Master Plan IV," 2004.
- [17] Tran Quoc Dung, "Locating TCSC in Power Systems for Improving Oscillation Damping," in AIT-SERD-EP-EPSM, 2007.

### **Giới thiệu tác giả:**



Tác giả Trần Quốc Dũng sinh năm 1978 tại Nam Định, tốt nghiệp Trường Đại học Bách khoa Hà Nội năm 2001, Thạc sỹ năm 2007 tại Học viện AIT-Thái Lan chuyên ngành Hệ thống điện. Tác giả hiện đang công tác tại Công ty ATS. Lĩnh vực nghiên cứu: ổn định hệ thống điện, bảo vệ rơ le và tự động hóa hệ thống điện.



Tác giả Nguyễn Đăng Toàn, tốt nghiệp Trường Đại học Bách khoa Hà Nội năm 2001, Thạc sỹ năm 2004 tại Học viện AIT - Thái Lan, Tiến sĩ năm 2008 tại Grenoble - INP - Cộng hòa Pháp chuyên ngành Hệ thống điện. Tác giả hiện đang công tác tại Khoa Hệ thống điện - Trường Đại học Điện lực.