ĐẠI HỌC ĐÀ NẴNG
**TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA**

**TRẦN VIẾT THÀNH**

# CÁC PHỤ LỤC CỦA LUẬN ÁN

**Đà Nẵng – 2026**

# PHỤ LỤC I

*Bảng 1. Phân bố công suất các nguồn phát trong hệ thống IEEE 39-Bus được sửa đổi*

| **Thanh cái** | | 2 | 6 | 10 | 19 | 20 | 22 | 23 | 25 | 29 | 39 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| **Máy phát** | **Tên** | PV3 | G2 | G3 | G4 | G5 | G6 | WT1 | PV2 | PV1 | G1 |
| | **Công suất (MW)** | 250 | 527 | 650 | 632 | 508 | 650 | 1,000 | 1,200 | 600 | 1,000 |
| Tổng công suất phát của hệ thống: $\sum P_{sys}$ (MW) | | | | | | | | | | 6,363 | |
| Tổng công suất phát của điện mặt trời và điện gió: $\sum P_{PV+WT}$ (MW) | | | | | | | | | | 2,650 | |
| Tổng công suất phụ tải: $\sum P_{load}$ (MW) [131] | | | | | | | | | | 6,097 | |
| Tỷ lệ các nguồn NLTT trong hệ thống: $\frac{\sum P_{PV+WT}}{\sum P_{sys}} \times 100\%$ | | | | | | | | | | 41,65% | |

*Bảng 2. Nhu cầu phụ tải*

| **Phụ tải** | **Thanh cái** | **P (MW)** | **Q (MVAr)** |
|---|---|---|---|
| 03 | 03 | 322,0 | 2,4 |
| 04 | 04 | 500,0 | 184,0 |
| 07 | 07 | 233,8 | 84,0 |
| 08 | 08 | 522,0 | 176,0 |
| 12 | 12 | 7,5 | 88,0 |
| 15 | 15 | 320,0 | 153,0 |
| 16 | 16 | 329,0 | 32,3 |
| 18 | 18 | 158,0 | 30,0 |
| 20 | 20 | 628,0 | 103,0 |
| 21 | 21 | 274,0 | 115,0 |
| 23 | 23 | 247,5 | 84,6 |
| 24 | 24 | 308,6 | -92,0 |
| 25 | 25 | 224,0 | 47,2 |
| 26 | 26 | 139,0 | 17,0 |
| 27 | 27 | 281,0 | 75,5 |
| 28 | 28 | 206,0 | 27,6 |
| 29 | 29 | 283,5 | 26,9 |
| 31 | 31 | 9,2 | 4,6 |
| 39 | 39 | 1104,0 | 250,0 |

*Bảng 3. Phân phối công suất máy phát*

| **Máy phát** | **Thanh cái** | **Loại thanh cái** | **P (MW)** |
|---|---|---|---|
| G1 | 39 | Power-Voltage | 1.000,0 |
| G2 | 31 | Slack | N.A. |
| G3 | 32 | Power-Voltage | 650,0 |
| G4 | 33 | Power-Voltage | 632,0 |
| G5 | 34 | Power-Voltage | 508,0 |
| G6 | 35 | Power-Voltage | 650,0 |
| PV1 | 38 | Power-Voltage | 600,0 |
| PV2 | 37 | Power-Voltage | 1.200,0 |
| PV3 | 30 | Power-Voltage | 250,0 |
| WTG1 | 36 | Power-Voltage | 1.000,0 |

*Bảng 4. Dữ liệu đường dây (100 MVA)*

| Từ thanh cái | Đến thanh cái | R (p.u.) | X (p.u.) | C (p.u.) |
|---|---|---|---|---|
| 01 | 39 | 0,0010 | 0,0250 | 0,7500 |
| 03 | 04 | 0,0013 | 0,0213 | 0,2214 |
| 03 | 18 | 0,0011 | 0,0133 | 0,2138 |
| 04 | 05 | 0,0008 | 0,0128 | 0,1342 |
| 04 | 14 | 0,0008 | 0,0129 | 0,1382 |
| 05 | 06 | 0,0002 | 0,0026 | 0,0434 |
| 05 | 08 | 0,0008 | 0,0112 | 0,1476 |
| 06 | 07 | 0,0006 | 0,0092 | 0,1130 |
| 06 | 11 | 0,0007 | 0,0082 | 0,1389 |
| 07 | 08 | 0,0004 | 0,0046 | 0,0780 |
| 08 | 09 | 0,0023 | 0,0363 | 0,3804 |
| 09 | 39 | 0,0010 | 0,0250 | 1,2000 |
| 10 | 11 | 0,0004 | 0,0043 | 0,0729 |
| 10 | 13 | 0,0004 | 0,0043 | 0,0729 |
| 13 | 14 | 0,0009 | 0,0101 | 0,1723 |
| 14 | 15 | 0,0018 | 0,0217 | 0,3660 |
| 15 | 16 | 0,0009 | 0,0094 | 0,1710 |
| 16 | 17 | 0,0007 | 0,0089 | 0,1342 |
| 16 | 19 | 0,0016 | 0,0195 | 0,3040 |
| 16 | 21 | 0,0008 | 0,0135 | 0,2548 |
| 16 | 24 | 0,0003 | 0,0059 | 0,0680 |
| 17 | 18 | 0,0007 | 0,0082 | 0,1319 |
| 17 | 27 | 0,0013 | 0,0173 | 0,3216 |
| 21 | 22 | 0,0008 | 0,0140 | 0,2565 |
| 26 | 27 | 0,0014 | 0,0147 | 0,2396 |
| 26 | 28 | 0,0043 | 0,0474 | 0,7802 |

*Bảng 5. Dữ liệu đường dây trong mô hình PowerFactory với điện áp 345kV*

| Đường dây | Từ thanh cái | Đến thanh cái | Chiều dài (km) | R' Ω/km | X' Ω/km | C' µF/km |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 01 – 39 | 01 | 39 | 99,18750 | 0,01200000 | 0,300 | 0,0168514 |
| 03 – 04 | 03 | 04 | 84,50775 | 0,01830986 | 0,300 | 0,0058386 |
| 03 – 18 | 03 | 18 | 52,76775 | 0,02481203 | 0,300 | 0,0090296 |
| 04 – 05 | 04 | 05 | 50,78400 | 0,01875000 | 0,300 | 0,0058892 |
| 04 – 14 | 04 | 14 | 51,18075 | 0,01860465 | 0,300 | 0,0060177 |
| 05 – 06 | 05 | 06 | 10,31550 | 0,02307692 | 0,300 | 0,0093763 |
| 05 – 08 | 05 | 08 | 44,43600 | 0,02142857 | 0,300 | 0,0074026 |
| 06 – 07 | 06 | 07 | 36,50100 | 0,01956522 | 0,300 | 0,0068993 |

| Đường dây | Từ thanh cái | Đến thanh cái | Chiều dài (km) | R' Ω/km | X' Ω/km | C' µF/km |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 06 – 11 | 06 | 11 | 32,53350 | 0,02560976 | 0,300 | 0,0095149 |
| 07 – 08 | 07 | 08 | 18,25050 | 0,02608696 | 0,300 | 0,0095247 |
| 08 – 09 | 08 | 09 | 144,02025 | 0,01900826 | 0,300 | 0,0058864 |
| 09 – 39 | 09 | 39 | 99,18750 | 0,01200000 | 0,300 | 0,0269622 |
| 10 – 11 | 10 | 11 | 17,06025 | 0,02790698 | 0,300 | 0,0095230 |
| 10 – 13 | 10 | 13 | 17,06025 | 0,02790698 | 0,300 | 0,0095230 |
| 13 – 14 | 13 | 14 | 40,07175 | 0,02673267 | 0,300 | 0,0095825 |
| 14 – 15 | 14 | 15 | 86,09475 | 0,02488479 | 0,300 | 0,0094740 |
| 15 – 16 | 15 | 16 | 37,29450 | 0,02872340 | 0,300 | 0,0102184 |
| 16 – 17 | 16 | 17 | 35,31075 | 0,02359551 | 0,300 | 0,0084699 |
| 16 – 19 | 16 | 19 | 77,36625 | 0,02461538 | 0,300 | 0,0087569 |
| 16 – 21 | 16 | 21 | 53,56125 | 0,01777778 | 0,300 | 0,0106018 |
| 16 – 24 | 16 | 24 | 23,40825 | 0,01525424 | 0,300 | 0,0064740 |
| 17 – 18 | 17 | 18 | 32,53350 | 0,02560976 | 0,300 | 0,0090353 |
| 17 – 27 | 17 | 27 | 68,63775 | 0,02254335 | 0,300 | 0,0104420 |
| 21 – 22 | 21 | 22 | 55,54500 | 0,01714286 | 0,300 | 0,0102914 |
| 26 – 27 | 26 | 27 | 58,32225 | 0,02857143 | 0,300 | 0,0091555 |
| 26 – 28 | 26 | 28 | 188,05950 | 0,02721519 | 0,300 | 0,0092457 |

*Bảng 6. Dữ liệu MBA (100 MVA)*

| Từ thanh cái | Đến thanh cái | R (p.u.) | X (p.u.) | Độ lớn nấc MBA (p.u.) | Góc nấc MBA (deg) |
|---|---|---|---|---|---|
| 12 | 11 | 0,0016 | 0,0435 | 1,0060 | 0,00 |
| 12 | 13 | 0,0016 | 0,0435 | 1,0060 | 0,00 |
| 6 | 31 | 0,0000 | 0,0250 | 1,0700 | 0,00 |
| 10 | 32 | 0,0000 | 0,0200 | 1,0700 | 0,00 |
| 19 | 33 | 0,0007 | 0,0142 | 1,0700 | 0,00 |
| 20 | 34 | 0,0009 | 0,0180 | 1,0090 | 0,00 |
| 22 | 35 | 0,0000 | 0,0143 | 1,0250 | 0,00 |
| 19 | 20 | 0,0007 | 0,0138 | 1,0600 | 0,00 |

*Bảng 7. Dữ liệu MBA trong mô hình PowerFactory*

| MBA | Từ thanh cái | Đến thanh cái | Sr (MVA) | Ur HV (kV) | Ur LV (kV) | R (p.u.) | X (p.u.) | Z (p.u.) | uk (%) | ukr (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 12 – 11 | 12 | 11 | 300 | 345,0 | 138,0 | 0,0048 | 0,1305 | 0,1306 | 13,05882 | 0,480000 |
| 12 – 13 | 12 | 13 | 300 | 345,0 | 138,0 | 0,0048 | 0,1305 | 0,1306 | 13,05882 | 0,480000 |
| 06 – 31 | 06 | 31 | 700 | 345,0 | 16,5 | 0,0000 | 0,1750 | 0,1750 | 17,50000 | 0,000000 |
| 10 – 32 | 10 | 32 | 800 | 345,0 | 16,5 | 0,0000 | 0,1600 | 0,1600 | 16,00000 | 0,000000 |
| 19 – 33 | 19 | 33 | 800 | 345,0 | 16,5 | 0,0056 | 0,1136 | 0,1137 | 11,37379 | 0,560000 |

| MBA | Từ thanh cái | Đến thanh cái | Sr (MVA) | Ur HV (kV) | Ur LV (kV) | R (p.u.) | X (p.u.) | Z (p.u.) | uk (%) | ukr (%) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 20 – 34 | 20 | 34 | 2 x 300 | 230,0 | 16,5 | 0,0054 | 0,1080 | 0,1081 | 10,81349 | 0,540000 |
| 22 – 35 | 22 | 35 | 800 | 345,0 | 16,5 | 0,0000 | 0,1144 | 0,1144 | 11,44000 | 0,000000 |
| 19 – 20 | 19 | 20 | 1000 | 345,0 | 230,0 | 0,0070 | 0,1380 | 0,1382 | 13,81774 | 0,700000 |

*Bảng 8. Dữ liệu các tổ máy phát (100 MVA)*

| Tổ máy | H (s) | Ra (p.u.) | x'd (p.u.) | x'q (p.u.) | xd (p.u.) | xq (p.u.) | T'd0 (s) | T'q0 (s) | xl (p.u.) | x" (p.u.) | T"d0 (s) | T"q0 (s) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 500,0 | 0,0000 | 0,0060 | 0,0080 | 0,0200 | 0,0190 | 7,000 | 0,700 | 0,0030 | 0,0040 | 0,050 | 0,035 |
| 2 | 30,3 | 0,0000 | 0,0697 | 0,1700 | 0,2950 | 0,2820 | 6,560 | 1,500 | 0,0350 | 0,0500 | 0,050 | 0,035 |
| 3 | 35,8 | 0,0000 | 0,0531 | 0,0876 | 0,2495 | 0,2370 | 5,700 | 1,500 | 0,0304 | 0,0450 | 0,050 | 0,035 |
| 4 | 28,6 | 0,0000 | 0,0436 | 0,1660 | 0,2620 | 0,2580 | 5,690 | 1,500 | 0,0295 | 0,0350 | 0,050 | 0,035 |
| 5 | 26,0 | 0,0000 | 0,1320 | 0,1660 | 0,6700 | 0,6200 | 5,400 | 0,440 | 0,0540 | 0,0890 | 0,050 | 0,035 |
| 6 | 34,8 | 0,0000 | 0,0500 | 0,0814 | 0,2540 | 0,2410 | 7,300 | 0,400 | 0,0224 | 0,0400 | 0,050 | 0,035 |

*Bảng 9. Dữ liệu các tổ máy phát trong mô hình PowerFactory (x" = x"d = x"q)*

| Tổ máy | Sr (MVA) | H (s) | Ra (p.u.) | x'd (p.u.) | x'q (p.u.) | xd (p.u.) | xq (p.u.) | T'd0 (s) | T'q0 (s) | xl (p.u.) | x" (p.u.) | T"d0 (s) | T"q0 (s) |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 1 | 10.000 | 5,000 | 0,0000 | 0,6000 | 0,8000 | 2,0000 | 1,9000 | 7,000 | 0,7000 | 0,3000 | 0,4000 | 0,050 | 0,035 |
| 2 | 700 | 4,329 | 0,0000 | 0,4879 | 1,1900 | 2,0650 | 1,9740 | 6,560 | 1,5000 | 0,2450 | 0,3500 | 0,050 | 0,035 |
| 3 | 800 | 4,475 | 0,0000 | 0,4248 | 0,7008 | 1,9960 | 1,8960 | 5,700 | 1,5000 | 0,2432 | 0,3600 | 0,050 | 0,035 |
| 4 | 800 | 3,575 | 0,0000 | 0,3488 | 1,3280 | 2,0960 | 2,0640 | 5,690 | 1,5000 | 0,2360 | 0,2800 | 0,050 | 0,035 |
| 5 | 300 | 4,333 | 0,0000 | 0,3960 | 0,4980 | 2,0100 | 1,8600 | 5,400 | 0,4400 | 0,1620 | 0,2670 | 0,050 | 0,035 |
| 6 | 800 | 4,350 | 0,0000 | 0,4000 | 0,6512 | 2,0320 | 1,9280 | 7,300 | 0,4000 | 0,1792 | 0,3200 | 0,050 | 0,035 |

*Bảng 10. Dữ liệu các Bộ điều chỉnh điện áp tự động trong mô hình PowerFactory*

| Tổ máy | Ka = $K_A$ | Ta = $T_A$ | Vrmin = $V_{Rmin}$ | Vrmax = $V_{Rmax}$ | Ke = $K_E$ | Te = $T_E$ | Kf = $K_F$ | Tf = $T_F$ | Se1 = $C_1$ | Se2 = $C_2$ | E1 = $EX_1$ | E1 = $EX_2$ |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2 | 6,2 | 0,05 | -1,0 | 1,0 | -0,6330 | 0,405 | 0,0570 | 0,500 | 0,660 | 0,880 | 3,036437 | 4,048583 |
| 3 | 5,0 | 0,06 | -1,0 | 1,0 | -0,0198 | 0,500 | 0,0800 | 1,000 | 0,130 | 0,340 | 2,342286 | 3,123048 |
| 4 | 5,0 | 0,06 | -1,0 | 1,0 | -0,0525 | 0,500 | 0,0800 | 1,000 | 0,080 | 0,314 | 2,868069 | 3,824092 |
| 5 | 40,0 | 0,02 | -10,0 | 10,0 | 1,0000 | 0,785 | 0,0300 | 1,000 | 0,070 | 0,910 | 3,926702 | 5,235602 |
| 6 | 5,0 | 0,02 | -1,0 | 1,0 | -0,0419 | 0,471 | 0,0754 | 1,246 | 0,064 | 0,251 | 3,586801 | 4,782401 |
| 7 | 40,0 | 0,02 | -6,5 | 6,5 | 1,0000 | 0,730 | 0,0300 | 1,000 | 0,530 | 0,740 | 2,801724 | 3,735632 |
| 8 | 5,0 | 0,02 | -1,0 | 1,0 | -0,0470 | 0,528 | 0,0854 | 1,260 | 0,072 | 0,282 | 3,191489 | 4,255319 |
| 9 | 40,0 | 0,02 | -10,5 | 10,5 | 1,0000 | 1,400 | 0,0300 | 1,000 | 0,620 | 0,850 | 4,256757 | 5,675676 |
| 10 | 5,0 | 0,06 | -1,0 | 1,0 | -0,0485 | 0,250 | 0,0400 | 1,000 | 0,080 | 0,260 | 3,546099 | 4,728132 |

# PHỤ LỤC II: CÁC KỊCH BẢN SỰ CỐ VÀ DỮ LIỆU ĐẦU VÀO CỦA NHÀ MÁY TĐTN BÁC ÁI

## 1. Kịch bản sự cố

Thông thường có 8 loại sự cố chính là đứt dây 1, 2 hoặc 3 pha, ngắn mạch 1 pha, 2 pha và 2 pha chạm đất, 3 pha và 3 pha chạm đất. Tuy nhiên trong thực tế vận hành cũng như kinh nghiệm nghiên cứu của các nước tiên tiến trên thế giới người ta chỉ xét đến 2 trường hợp: ngắn mạch ba pha (là trường hợp nặng nhất) và ngắn mạch một pha chạm đất (là trường hợp tiêu biểu hay xảy ra nhất). Đối với Luận án này sẽ khảo sát với trường hợp ngắn mạch 3 pha vĩnh cửu, điểm sự cố nằm gần thanh cái TĐTN Bác Ái, nhằm đánh giá khả năng phản ứng của hệ thống đối với trường hợp ngắn mạch nặng nề nhất, nếu hệ thống vẫn duy trì ổn định ở chế độ sự cố này thì chắc chắn hệ thống sẽ luôn ổn định đối với trường hợp sự cố 1 pha.

Trình tự mô phỏng tính toán ổn định động theo các bước sau:

- Mô phỏng chế độ xác lập trước khi xảy ra sự cố (chạy chế độ xác lập từ 0 giây đến 1 giây).
- Mô phỏng ngắn mạch ba pha xảy ra trên đường dây ở thời điểm t = 1 giây bằng cách thay điện dẫn tại điểm ngắn mạch bằng điện dẫn sự cố.
- Hệ thống rơ le bắt đầu hoạt động gây ra cắt các máy cắt ở hai đầu của đường dây ngắn mạch tách pha sự cố ra.
- Sự cố được giải trừ ở thời điểm t=1+t0 giây (t0 - thời gian giải trừ sự cố phụ thuộc vào cấp điện áp và tác động nhanh chậm của hệ thống rơ le bảo vệ và các máy cắt sử dụng). Thông thường trong các hệ thống điện hiện đại, thời gian loại trừ sự cố ở cấp điện áp 500kV thường 80ms. Tuy nhiên luận án đề nghị sử dụng thời gian tồn tại sự cố đến 200ms để khảo sát khả năng duy trì ổn định của hệ thống cũng như giới hạn truyền tải của các đường dây 500kV đấu nối đến TBA với hàm ý cố gắng đánh nặng chế độ sự cố để xác định chắc chắn hệ thống luôn giữ được ổn định.
- Tính toán thêm đến thời điểm t=20 giây để đánh giá độ ổn định.

Tiêu chuẩn ổn định động được kiểm tra qua góc lệch tương đối giữa các sức điện động của tất cả các máy phát điện trong hệ thống theo yêu cầu:

- Góc lệch giữa roto máy phát và điện áp đầu cực không vượt quá 1200
- 20sec sau khi sự cố được loại trừ, biên độ dao động của góc pha máy phát không vượt quá 15% biên độ của dao động đầu tiên.
- 5sec sau khi sự cố được loại trừ, điện áp tại điểm sự cố phải được phục hồi đến giá trị 75% so với giá trị trước thời điểm sự cố.

Trong Phụ lục sẽ đưa ra dao động góc lệch của các máy phát điện trong khu vực như nhà

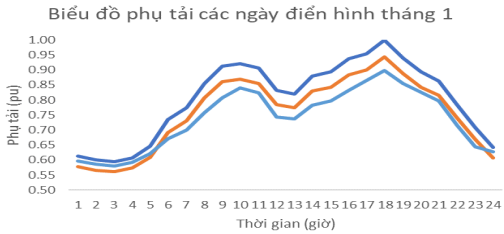
máy nhiệt điện Vĩnh Tân I, II, III, IV và nhà máy TBKHH Cà Ná.

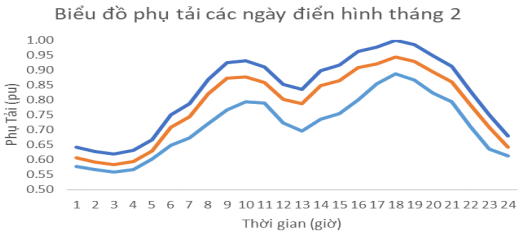
Nhà máy TĐTN Bác Ái có khả năng phát điện lên lưới và bơm tích lũy, do đó luận án sẽ tính toán ổn định động trong các chế độ: ***Chế độ bơm*** và ***Chế độ phát***.

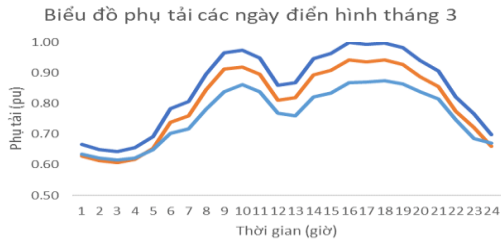
Với cấu hình lưới đấu nối NMTĐTN Bác Ái đấu nối về thanh cái 500kV TBA 500kV Ninh Sơn không thay đổi trong các giai đoạn, các tính toán xem xét cho các trường hợp cắt loại trừ sự cố trên các đường dây 500kV đấu nối về thanh cái 500kV Ninh Sơn như sau:

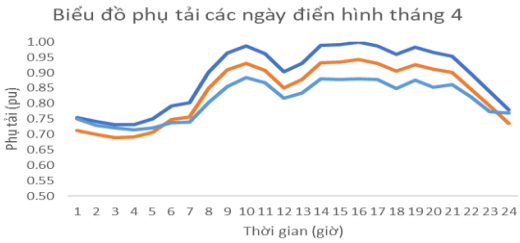
- Sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn;
- Sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành.

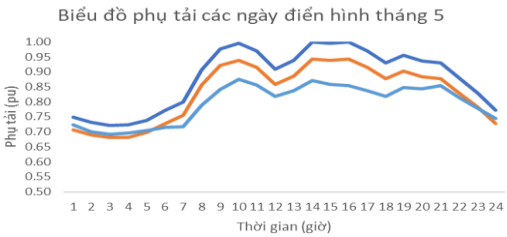
## 2. Mô hình phụ tải

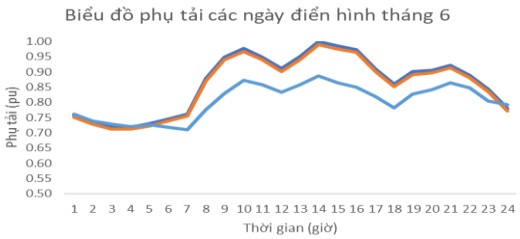


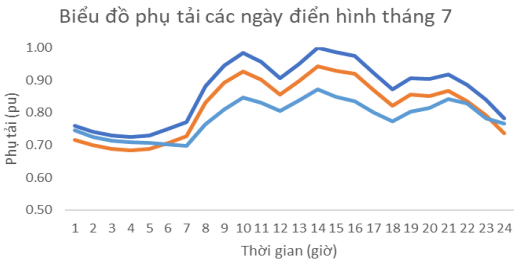



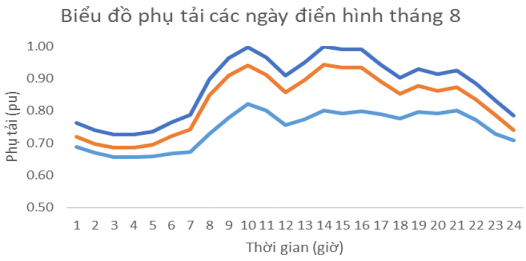



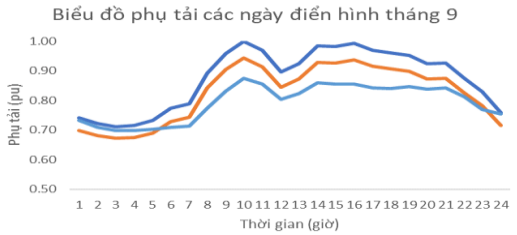



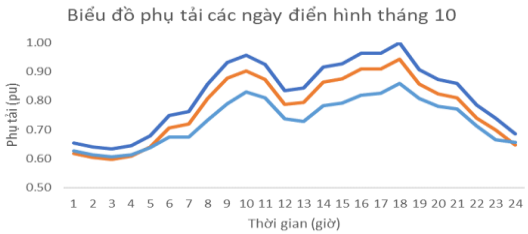



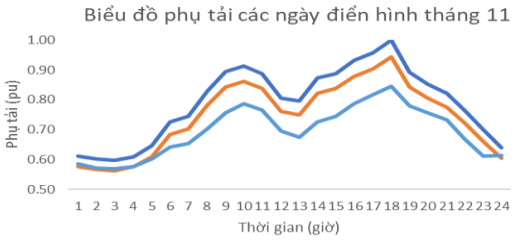



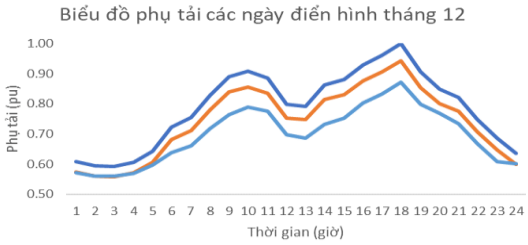





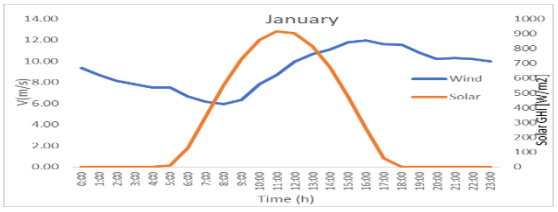



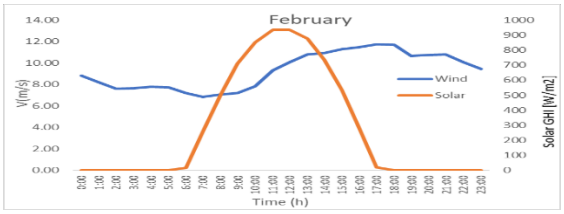

Phụ tải đỉnh Phụ tải ngày làm việc Phụ tải ngày nghỉ

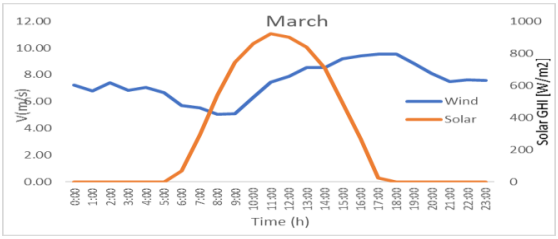
a. Phụ tải mùa mưa b. Phụ tải mùa khô

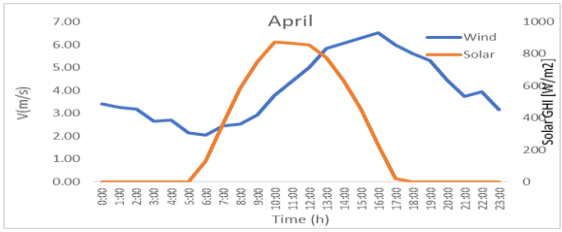
*Hình 1. Biểu đồ phụ tải điển hình tháng 1 và 2 khu vực Nam Trung Bộ*

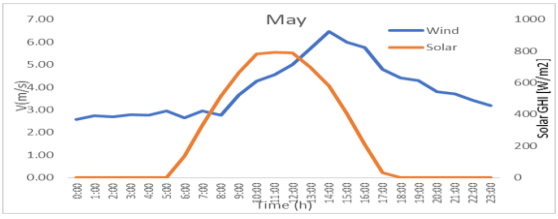
## 3. Mô hình các loại nguồn NLTT

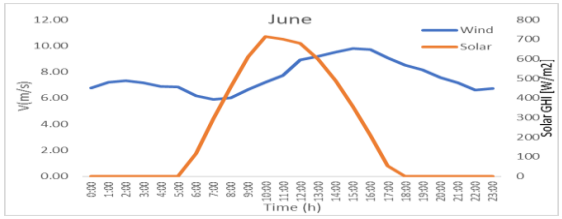


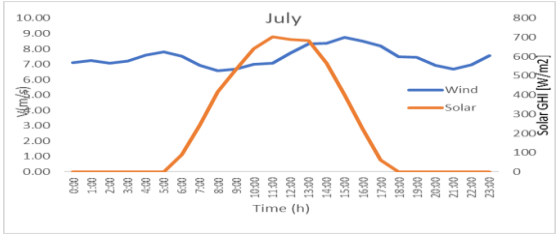



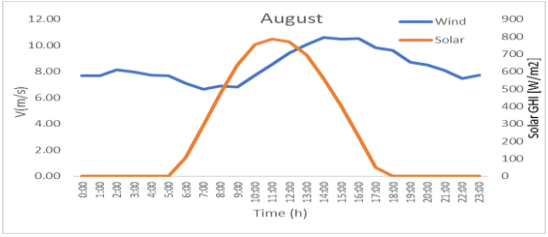



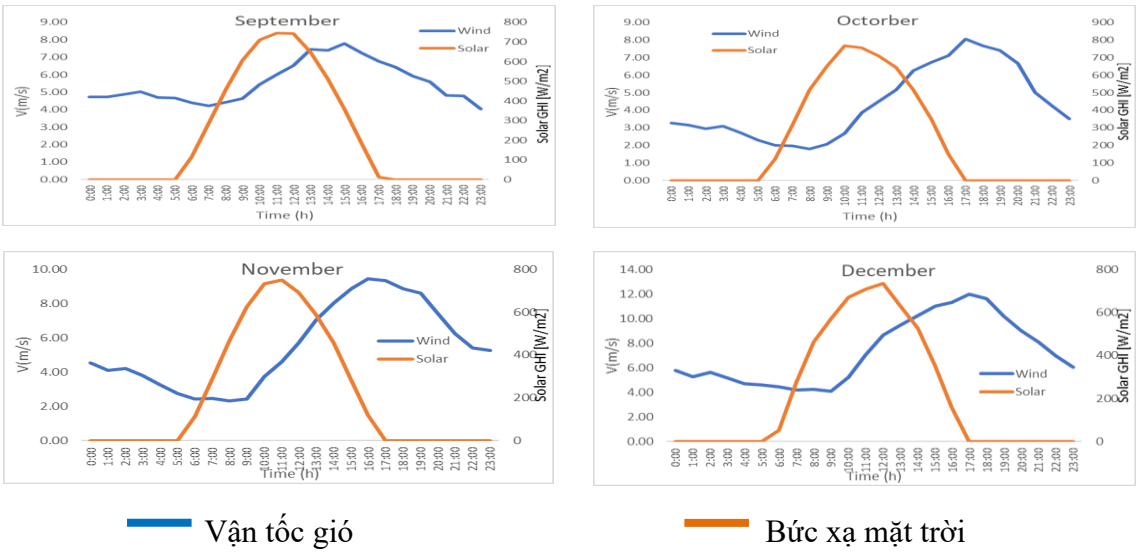



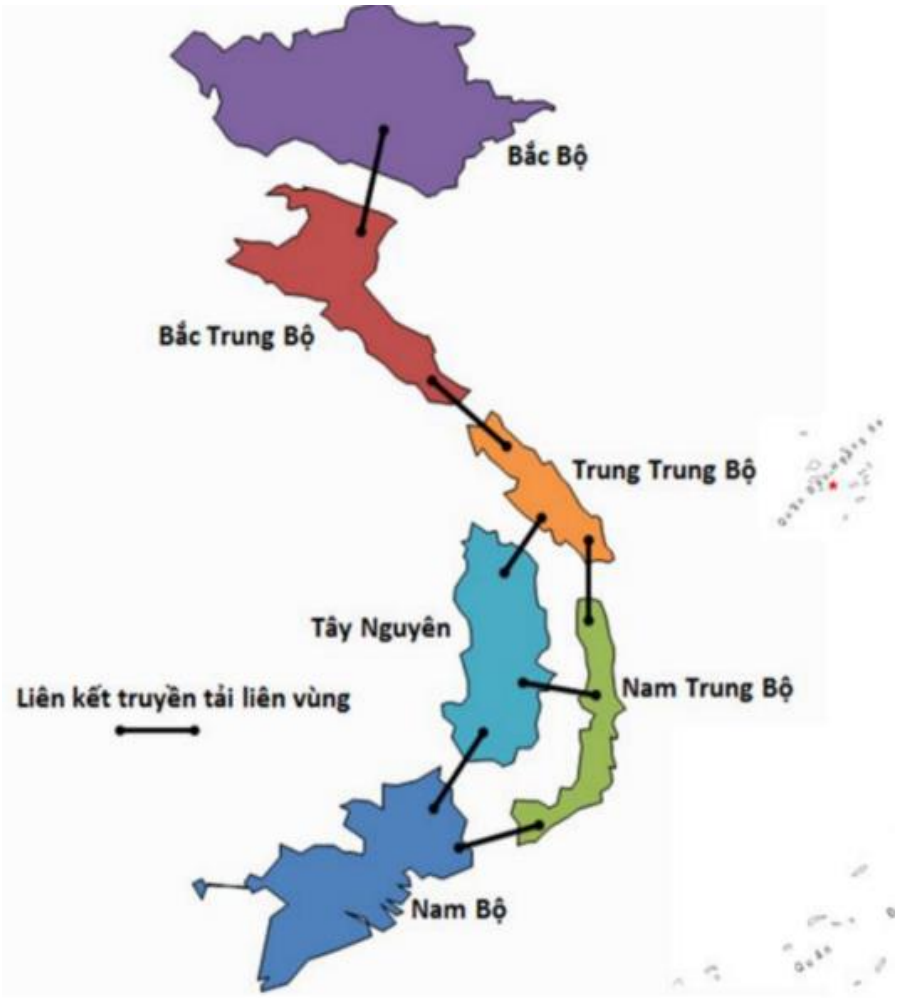






*Hình 2. Dữ liệu tính toán các nguồn NLTT điển hình, khu vực Nam Trung Bộ*

## 4. Phân vùng hệ thống điện liên kết




*Hình 3. Phân vùng hệ thống điện thực hiện tính toán*

## 5. Chi phí nhiên liệu hệ thống

*Bảng 11. Chi phí nhiên liệu (than, biomass,...)[6]*

| Loại nhiên liệu | 2025 (USD/GJ) | 2030 (USD/GJ) | 2040 (USD/GJ) | 2050 (USD/GJ) |
|---|---|---|---|---|
| Than trong nước (4b-5) | 3,24 | 3,51 | 3,63 | 3,74 |
| Than trong nước (6) | 3,18 | 3,44 | 3,55 | 3,67 |
| Than trong nước (7) | 3,12 | 3,37 | 3,48 | 3,6 |
| Than nhập khẩu | 3,43 | 3,9 | 4,02 | 4,14 |
| Trấu | 2,54 | 2,69 | 2,69 | 2,69 |
| Rơm rạ | 5,42 | 5,42 | 5,42 | 5,42 |
| Bã mía | 0,23 | 0,26 | 0,35 | 0,38 |
| Gỗ | 2,13 | 2,33 | 2,33 | 2,33 |
| Khí Đông Nam Bộ | 9,45 | 10,73 | 10,82 | 10,82 |
| Khí Tây Nam Bộ | 9,36 | 11,17 | 11,26 | 11,26 |
| Khí Lô B | 10,31 | 10,31 | 10,31 | 10,31 |
| Khí CVX | 8,57 | 8,57 | 8,57 | 8,57 |
| LNG | 10,41 | 11,17 | 11,26 | 11,23 |
| Dầu FO | 9,36 | 13,08 | 15,25 | 15,25 |
| Dầu DO | 16,55 | 23,13 | 26,98 | 26,98 |

## 6. Chi phí đầu tư

Chi phí đầu tư nhà máy turbine khí chu trình đơn thay thế sẽ được tính toán trên cơ sở suất đầu tư (trước thuế VAT) của 1kW công suất thay thế.

Giả thiết rằng nếu không đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN Bác Ái mà đầu tư xây dựng nhà máy turbine khí chu trình đơn (có cùng quy mô) để phủ đỉnh biểu đồ phụ tải, thì công suất lắp đặt của nhà máy nhiệt điện gọi là công suất thay thế.

Công suất thay thế được xác định như sau:

$$N_{tt} = N_{t\text{đ}} \times K_n \quad (1)$$

*Trong đó:*

$N_{t\text{đ}}$ – Công suất làm việc của nhà máy TĐTN trong biểu đồ phụ tải HTĐ Việt Nam;

$K_n$ – Hệ số chuyển đổi công suất có tính đến sự khác nhau về tổn thất, tự dùng, sự cố, bảo dưỡng thường xuyên giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện.

## 7. Chi phí nhiên liệu:

Chi phí nhiên liệu của nhà máy turbine khí chu trình đơn thay thế được tính dựa trên phần năng lượng tiết kiệm được ở nhà máy nhiệt điện do xây dựng nhà máy thủy điện tích năng, gọi là năng lượng thay thế. Năng lượng này xác định như sau:

$$E_{tt} = E_{t\text{đ}} \times K_e \quad (2)$$

*Trong đó:*

$E_{tđ}$ – Năng lượng của nhà máy TĐTN tham gia vào HTĐ Việt Nam, phụ thuộc vào kết quả dự báo và cân bằng công suất, năng lượng;

$K_e$ – Hệ số chuyển đổi công suất có tính đến sự khác nhau về tổn thất, tự dùng giữa nhà máy thủy điện và nhà máy nhiệt điện.

**8. Chi phí quản lý vận hành (O&M)**

Bao gồm lương cho công nhân, kỹ thuật viên quản lý, vận hành, chi phí tu sửa thường xuyên và định kỳ cho công trình. Chi phí này được tính bằng tỷ lệ % vốn đầu tư. Giá nhiên liệu của nhà máy nhiệt điện khí được lấy theo dự báo của QHĐ VIII như tại Bảng 12.

*Bảng 12. Tổng hợp các chỉ tiêu của nhà máy nhiệt điện thay thế*

| Thông số kỹ thuật | TĐTN Bác Ái | NĐ.Tuabin khí chu trình đơn |
|---|---|---|
| $N_{lm}$ | 1.200MW | |
| $K_n$ | | 1,125 |
| $K_e$ | | 1,04 |
| Tổn thất và điện tự dùng | 1,0% | 4,0% |
| Suất tiêu hao nhiên liệu | | 7.600 BTU/kWh |
| Giá mua/bán | 0,042/0,11 USD/kWh | |
| O&M trên đơn vị công suất | 8,7 kUSD/MW (1%) | 23,2 kUSD/MW (3.7%) |
| Hiệu suất | 70% | 33% |
| Đời sống dự án | 40 năm | 25 năm |
| Suất đầu tư | 870 kUSD/MW | 620 kUSD/MW |

**9. Tính toán Tổng chi phí vận hành**

Tổng chi phí vận hành (TCO) được xác định theo các công thức (3.19) – (3.19b) ở Chương 3, trong đó các thành phần chi phí hằng năm được tính như sau:

$$CAPEX = C_{unit} \cdot P_{inst}$$
$$OPEX = C_{O\&M,unit} \cdot P_{inst} \quad (3)$$
$$C_{CO_2} = Q_{fuel} \cdot EF_{CO_2} \cdot P_{CO_2}$$

Trong đó:

$C_{unit}$ – Suất đầu tư trên đơn vị công suất (USD/MW);

$P_{inst}$ – Công suất lắp đặt của nguồn điện (MW);

$C_{O\&M,unit}$ – Chi phí vận hành và bảo trì trên đơn vị công suất (USD/MW.năm);

$Q_{fuel}$ – Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ trong năm (TJ);

$EF_{CO_2}$ – Hệ số phát thải ($tCO_2/TJ$)

$P_{CO_2}$ – Đơn giá carbon hoặc giá tín chỉ carbon ($USD/tCO_2$).

***a) CAPEX:***

Suất đầu tư trên đơn vị công suất và CAPEX của ba phương án được cho trong Bảng sau:

*Bảng 13. Suất đầu tư trên đơn vị công suất và CAPEX của từng phương án*

| TT | Phương án | $C_{unit}$ (USD/MW) | CAPEX (triệu USD) |
|---|---|---|---|
| 1 | Không đầu tư xây mới, tận dụng các nguồn điện than (600 MW), khí LNG (600 MW) hiện hữu | 0 | 0 |
| 2 | Đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN với công suất 1.200 MW | 870.000 | 1.044 |
| 3 | Đầu tư xây dựng nhà máy LNG với công suất 1.200 MW | 620.000 | 744 |

***b) OPEX:***

Chi phí O&M trên đơn vị công suất của ba phương án được cho trong Bảng sau:

*Bảng 14. Chi phí O&M trên đơn vị công suất của từng phương án*

| TT | Phương án | $C_{O\&M,unit}$ (USD/MW) |
|---|---|---|
| 1 | Không đầu tư xây mới, tận dụng các nguồn điện than (600 MW), khí LNG (600 MW) hiện hữu | Than: 61.600 [132]<br>LNG: 23.200 |
| 2 | Đầu tư xây dựng nhà máy TĐTN với công suất 1.200 MW | 8.700 |
| 3 | Đầu tư xây dựng nhà máy LNG với công suất 1.200 MW | 23.200 |

Chi phí OPEX hằng năm cho từng phương án:

*Bảng 15. Chi phí OPEX hằng năm của từng phương án*

| PA | Công thức | $OPEX_i$ (triệu USD) |
|---|---|---|
| 1 | $OPEX_{PA1} = (61.600 \cdot 600 + 23.200 \cdot 600) \cdot 10^{-6}$ | 50,88 |
| 2 | $OPEX_{PA2} = 8.700 \cdot 1.200 \cdot 10^{-6}$ | 10,44 |
| 3 | $OPEX_{PA3} = 23.200 \cdot 1.200 \cdot 10^{-6}$ | 27,84 |

***c) $C_{CO_2}$:***

Tổng năng lượng nhiệt của nhiên liệu tiêu thụ được tính bằng công thức sau:

$$Q_{fuel} = \frac{E_{fuel} \cdot 3,6}{\eta_{fuel}}$$
$$E_{fuel} = P_{inst} \cdot CF \cdot 8760 \quad (4)$$

Trong đó:

$E_{fuel}$ – Điện năng phát do nhiên liệu sinh ra trong một năm (MWh);

3,6 – Hệ số chuyển đổi MWh ra GJ;

$\eta_{fuel}$ – Hiệu suất nhà máy (%);

$CF$ – Hệ số công suất của nhà máy (%).

Bảng dưới đây trình bày các tham số được sử dụng khi tính toán $C_{CO_2}$ cho nhà máy nhiệt điện than và nhà máy LNG:

*Bảng 16. Giá trị từng tham số khi tính toán cho $C_{CO_2}$*

| Tham số | Than bitum | LNG |
|---|---|---|
| $\eta_{fuel}$ | 33,44%<br>(Chương 3 – Mục 3.4.2.4 – f) | 60%<br>(Chương 3 – Mục 3.4.2.4 – f) |
| $EF_{CO_2,i,y}$ | 94,6 $tCO_2$/TJ ([125], [126]) | 56,1 $tCO_2$/TJ ([125], [126]) |
| $CF$ | 11,24% (Điện năng thay thế) | 11,24% (Điện năng thay thế) |
| $P_{CO_2}$ | 20 USD/$tCO_2$ ([133]) | |

Với cơ sở xác định CF theo điện năng thay thế, chi phí phát thải $CO_2$ hằng năm của nhà máy nhiệt điện than và nhà máy LNG cho phương án 1 và phương án 3 được xác định theo hai bước như sau:

**Bước 1 – Xác định hệ số công suất tương đương từ điện năng thay thế:**

Điện năng mà nhiệt điện phải phát để thay thế TĐTN được xác định theo công thức (2), với $E_{TĐTN}$ = 1.136 GWh/năm (Bảng 3.13) và $K_e$ = 1,04 (Bảng 12):

$$E_{tt} = K_e \cdot E_{TĐTN} = 1{,}04 \cdot 1.136.000 = 1.181.440\ (MWh/năm)$$

$$CF = \frac{E_{tt}}{P_{inst} \cdot 8760} = \frac{1.181.440}{1.200 \cdot 8760} = 0{,}11239 \approx 11{,}24\ \%$$

**Bước 2 – Tính điện năng, tổng năng lượng nhiệt và chi phí phát thải $CO_2$:**

Phương án 1 (nhà máy than 600 MW và nhà máy LNG 600 MW, cùng hệ số CF):

$$E_{coal} = E_{LNG} = P_{inst} \cdot CF \cdot 8760 = 600 \cdot 0{,}1124 \cdot 8760 = 590.720\ (MWh)$$

$$Q_{coal} = \frac{590.720 \cdot 3{,}6}{0{,}3344} = 6.359{,}4\ (TJ)$$

$$Q_{LNG} = \frac{590.720 \cdot 3{,}6}{0{,}6} = 3.544{,}3\ (TJ)$$

$$C_{CO_2} = (6.359{,}4 \cdot 94{,}6 + 3.544{,}3 \cdot 56{,}1) \cdot 20 \cdot 10^{-6} \approx 16{,}01\ (triệu\ USD/năm)$$

Phương án 3 (nhà máy LNG 1.200 MW):

$$E_{LNG} = 1.200 \cdot 0{,}1124 \cdot 8760 = 1.181.440\ (MWh)$$

$$Q_{LNG} = \frac{1.181.440 \cdot 3{,}6}{0{,}6} = 7.088{,}6\ (TJ)$$

$$C_{CO_2} = 7.088{,}6 \cdot 56{,}1 \cdot 20 \cdot 20 \cdot 10^{-6} \approx 7{,}95\ (triệu\ USD)$$

Như vậy, với cùng hệ số CF tương đương, tổng điện năng do nhiệt điện thay thế phát ra ở cả hai phương án đều bằng điện năng thay thế $E_{tt}$. Chênh lệch chi phí phát thải chỉ do khác biệt về hiệu suất và hệ số phát thải giữa nhà máy than và nhà máy LNG.

***d) TCO:***

Bảng dưới đây tổng hợp các thành phần chi phí và TCO (r = 10%, N = 20 năm) cho ba phương án:

*Bảng 17. Các thành phần chi phí và TCO cho từng phương án (r = 10%)*

| Thành phần | PA1 | PA2 | PA3 |
|---|---|---|---|
| CAPEX (triệu USD) | 0 | 1.044 | 744 |
| Đời sống kinh tế $n_i$ (năm) | – | 40 | 25 |
| CRF | – | 0,1023 | 0,1102 |
| CAPEX·CRF (triệu USD/năm) | 0,0 | 106,8 | 82,0 |
| OPEX (triệu USD/năm) | 50,9 | 10,4 | 27,8 |
| $C_{CO2}$ (triệu USD/năm) | 16,0 | 0,0 | 8,0 |
| Chi phí cố định hằng năm (triệu USD/năm) | 66,9 | 117,2 | 117,8 |
| Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm (triệu USD) | 569 | 998 | 1.003 |
| Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm (triệu USD) | 145.682 | 145.436 | 148.344 |
| TCO (triệu USD) | 146.251 | 146.433 | 149.347 |

Các giá trị trong Bảng 17 được xác định như sau:

**Chi phí cố định hằng năm:**

Chi phí cố định hằng năm của phương án i là tổng các thành phần không phụ thuộc vào năm tính toán trong công thức (3.19a):

$$F_i = CAPEX_i \cdot CRF_i + OPEX_i + C_{CO_2,i} \quad (5)$$

Trong đó:

$F_i$ – Chi phí cố định hằng năm của phương án i (triệu USD/năm).

Hệ số thu hồi vốn của TĐTN và nhà máy LNG:

$$CRF_{TĐTN} = \frac{0,1 \cdot 1,1^{40}}{1,1^{40} - 1} = \frac{0,1 \cdot 45,259}{44,259} = 0,10226$$

$$CRF_{LNG} = \frac{0,1 \cdot 1,1^{25}}{1,1^{25} - 1} = \frac{0,1 \cdot 10,835}{9,835} = 0,11017$$

Chi phí cố định hằng năm của từng phương án:

$F_{PA1} = 0 + 50,88 + 16,01 = 66,89$ (*triệu USD/năm*)

$F_{PA2} = 1.044 \cdot 0,10226 + 10,44 + 0 = 106,76 + 10,44 = 117,20$ (*triệu USD/năm*)

$F_{PA3} = 744 \cdot 0,11017 + 27,84 + 7,95 = 81,97 + 27,84 + 7,9 = 117,76$ (*triệu USD/năm*)

**Giá trị hiện tại chi phí cố định 20 năm:**

Do chi phí cố định không đổi theo năm, giá trị hiện tại của chi phí cố định trong giai đoạn N = 20 năm được xác định bằng cách nhân với hệ số chiết khấu chuỗi đều (AF):

$$NPC_{F,i} = \sum_{t=1}^{N} \frac{F_i}{(1+r)^t} = F_i \cdot AF$$
$$AF = \frac{(1+r)^N - 1}{r(1+r)^N} \quad (6)$$

Trong đó:

$NPC_{F,i}$ – Giá trị hiện tại chi phí cố định trong 20 năm của phương án *i* (triệu USD);

$AF$ – Hệ số chiết khấu chuỗi đều (hệ số giá trị hiện tại của dòng tiền đều), bằng nghịch đảo của hệ số thu hồi vốn với n = N.

Do đó:

$$AF = \frac{1,1^{20} - 1}{0,1 \cdot 1,1^{20}} = \frac{6,7275 - 1}{0,67275} = 8,5136$$

$$NPC_{F,PA1} = 66,89 \cdot 8,5136 \approx 569\ (triệu\ USD)$$

$$NPC_{F,PA2} = 117,20 \cdot 8,5136 \approx 998\ (triệu\ USD)$$

$$NPC_{F,PA3} = 117,76 \cdot 8,5136 \approx 1.003\ (triệu\ USD)$$

**Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu 20 năm:**

Chi phí nhiên liệu hệ thống thay đổi theo từng năm (kết quả bài toán tối ưu GA, Bảng 3.9 và Bảng 3.11) nên được chiết khấu riêng cho từng năm ($DF_t$):

$$NPC_{fuel,i} = \sum_{t=1}^{N} \frac{C_{fuel,i,t}}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^{N} C_{fuel,i,t} \cdot DF_t$$
$$DF_t = \frac{1}{(1+r)^t} \quad (7)$$

Trong đó:

$NPC_{fuel,i}$ – Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống trong 20 năm của phương án *i* (triệu USD);

$C_{fuel,i,t}$ – Chi phí nhiên liệu hệ thống của phương án *i* trong năm t (triệu USD/năm), t = 1 tương ứng năm 2026;

$DF_t$ – Hệ số chiết khấu của năm t, dùng để quy một khoản chi phí phát sinh ở năm t về giá trị hiện tại.

Kết quả tính toán theo từng năm được cho trong Bảng 18.

*Bảng 18. Giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu hệ thống theo từng năm (r = 10%)*

| Năm | t | $DF_t$ | $C_{fuel,PA1} \cdot DF_t$ | $C_{fuel,PA2} \cdot DF_t$ | $C_{fuel,PA3} \cdot DF_t$ |
|---|---|---|---|---|---|
| 2026 | 1 | 0,9091 | 9.088,2 | 9.074,5 | 9.256,4 |
| 2027 | 2 | 0,8264 | 9.409,9 | 9.388,4 | 9.576,0 |
| 2028 | 3 | 0,7513 | 9.589,8 | 9.571,0 | 9.762,6 |
| 2029 | 4 | 0,6830 | 9.659,9 | 9.642,1 | 9.834,7 |
| 2030 | 5 | 0,6209 | 9.637,9 | 9.621,2 | 9.813,7 |
| 2031 | 6 | 0,5645 | 9.281,1 | 9.265,3 | 9.450,4 |
| 2032 | 7 | 0,5132 | 8.909,5 | 8.895,1 | 9.073,1 |
| 2033 | 8 | 0,4665 | 8.528,7 | 8.515,2 | 8.685,4 |
| 2034 | 9 | 0,4241 | 8.143,5 | 8.131,2 | 8.293,7 |
| 2035 | 10 | 0,3855 | 7.758,3 | 7.746,3 | 7.901,3 |
| 2036 | 11 | 0,3505 | 7.314,1 | 7.302,5 | 7.448,7 |
| 2037 | 12 | 0,3186 | 6.886,2 | 6.875,7 | 7.013,4 |
| 2038 | 13 | 0,2897 | 6.476,0 | 6.465,9 | 6.595,1 |
| 2039 | 14 | 0,2633 | 6.083,5 | 6.074,0 | 6.195,4 |
| 2040 | 15 | 0,2394 | 5.708,8 | 5.699,7 | 5.813,6 |
| 2041 | 16 | 0,2176 | 5.323,4 | 5.314,7 | 5.420,9 |
| 2042 | 17 | 0,1978 | 4.961,0 | 4.952,6 | 5.051,8 |
| 2043 | 18 | 0,1799 | 4.620,4 | 4.612,7 | 4.704,9 |
| 2044 | 19 | 0,1635 | 4.300,8 | 4.293,4 | 4.379,2 |
| 2045 | 20 | 0,1486 | 4.000,9 | 3.994,1 | 4.073,9 |
| **Tổng** | | **8,5136** | **145.682** | **145.436** | **148.344** |

*Ghi chú: $C_{fuel}$ lấy theo Bảng 3.9 và Bảng 3.11, Chương 3.*

**Tổng chi phí vận hành TCO:**

Từ các công thức (3.19), (5), (6) và (7), TCO của phương án *i* bằng tổng giá trị hiện tại chi phí cố định và giá trị hiện tại chi phí nhiên liệu:

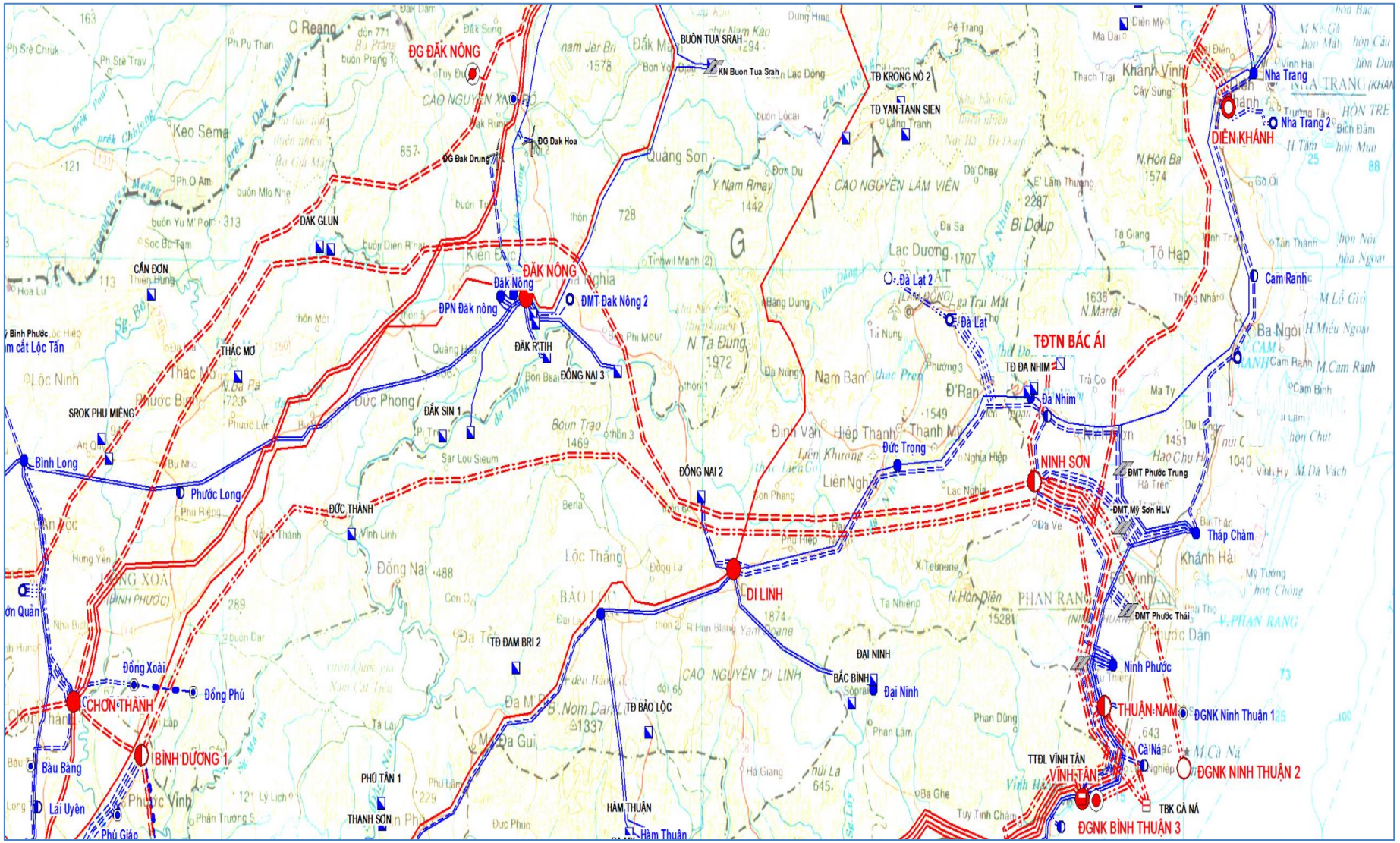
$$TCO_i = NPC_{F,i} + NPC_{fuel,i} \quad (8)$$

Do đó:

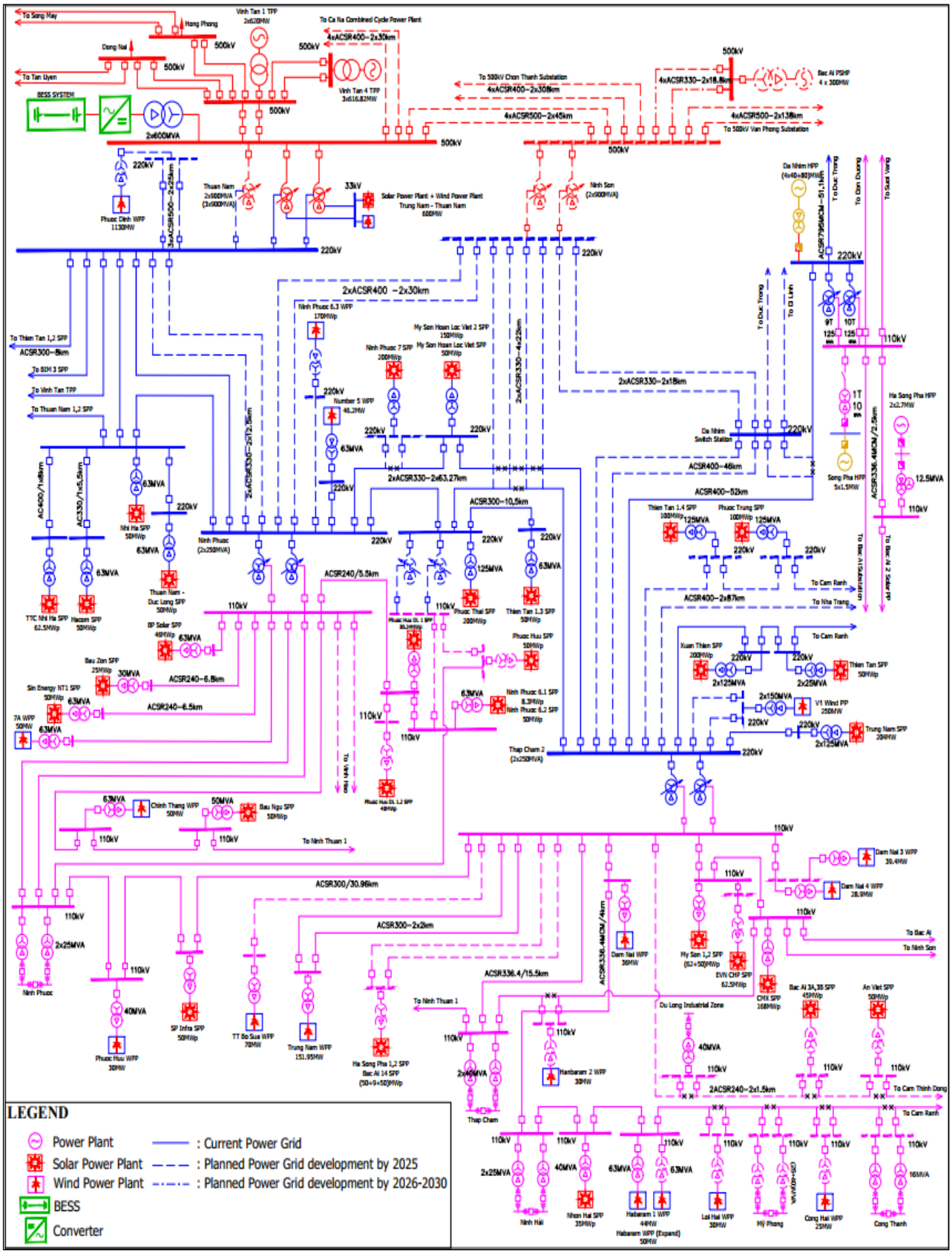
$TCO_{PA1} = 569 + 145.682 \approx 146.251$ (*triệu USD*)

$TCO_{PA2} = 998 + 145.436 \approx 146.433$ (*triệu USD*)

$TCO_{PA3} = 1.003 + 148.344 \approx 149.347$ (*triệu USD*)




*Hình 4. Bản đồ địa dư khu vực nhà máy TĐTN Bác Ái*



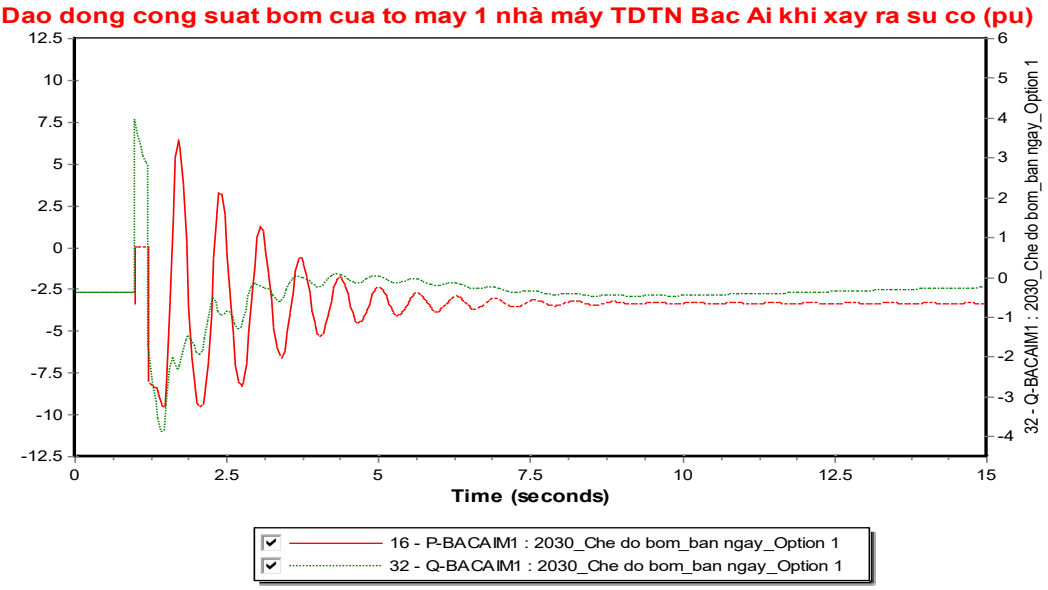

*Hình 5. Sơ đồ liên kết lưới điện nhà máy TĐTN Bác Ái*

## 10. Kết quả tính toán

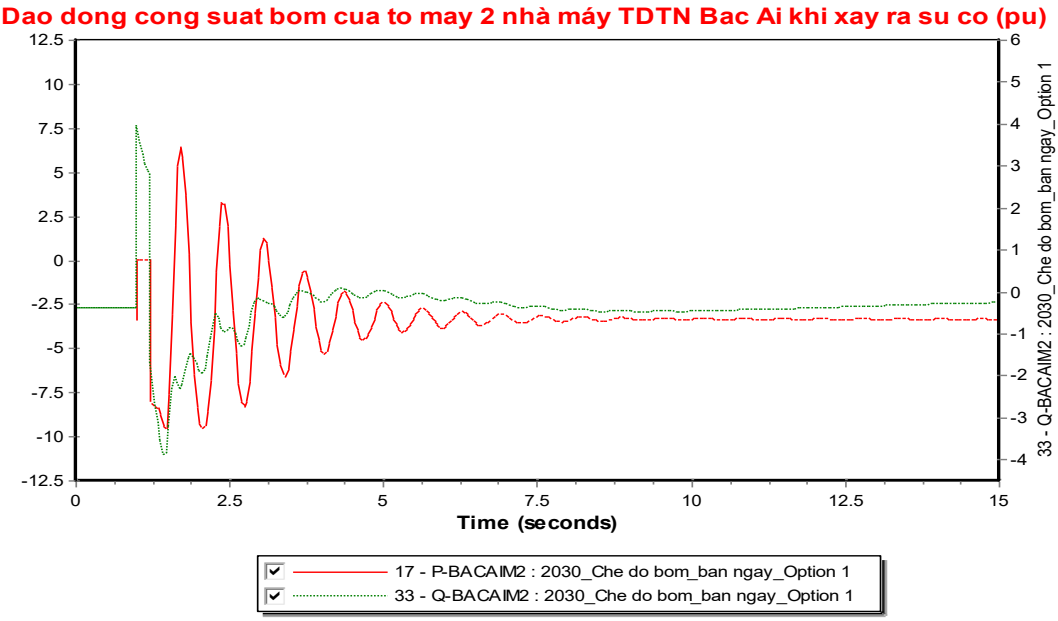
### *a) Chế độ bơm:*

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ bơm ban ngày vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

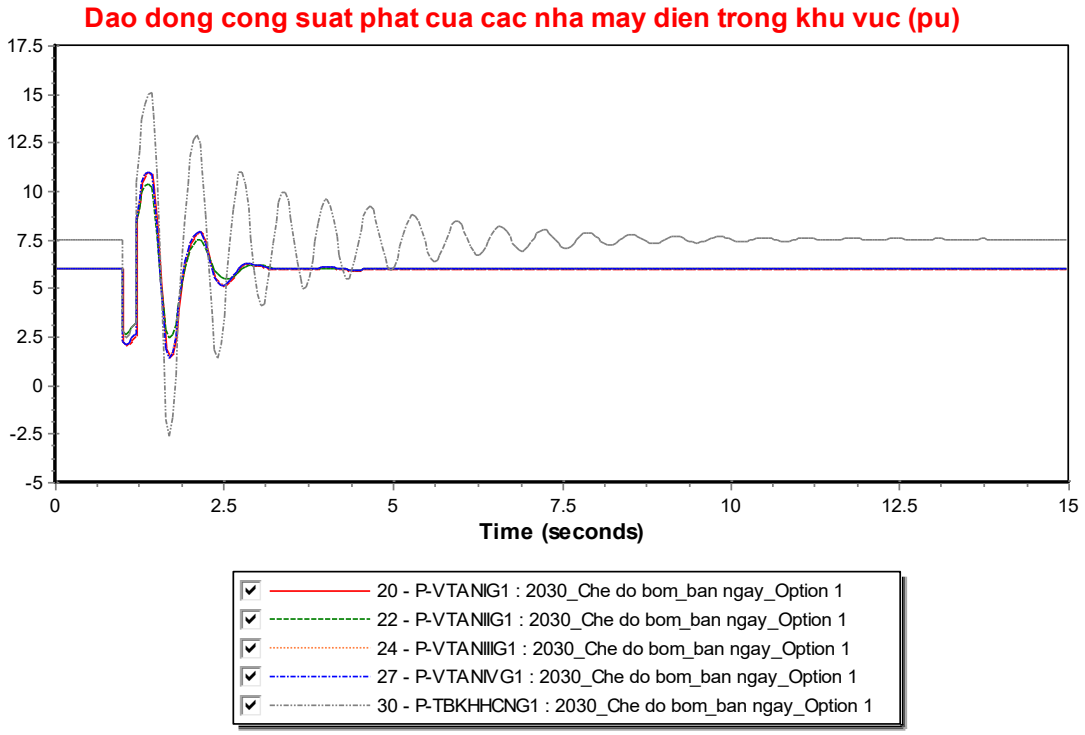
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (Option 1):



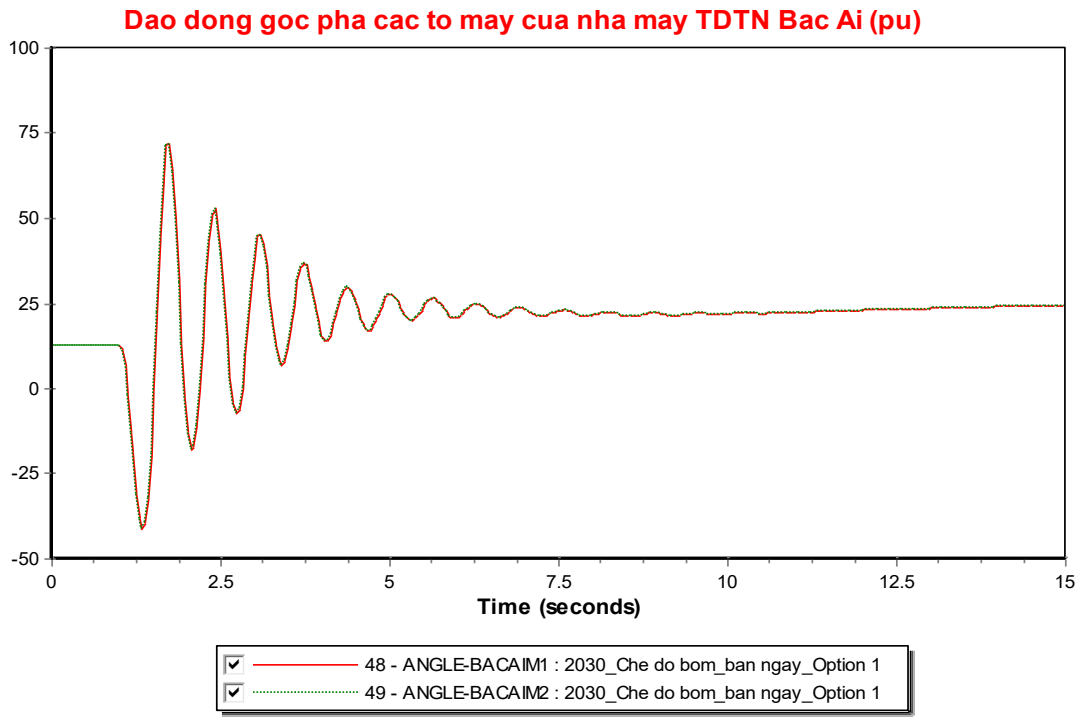

*Hình 6. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



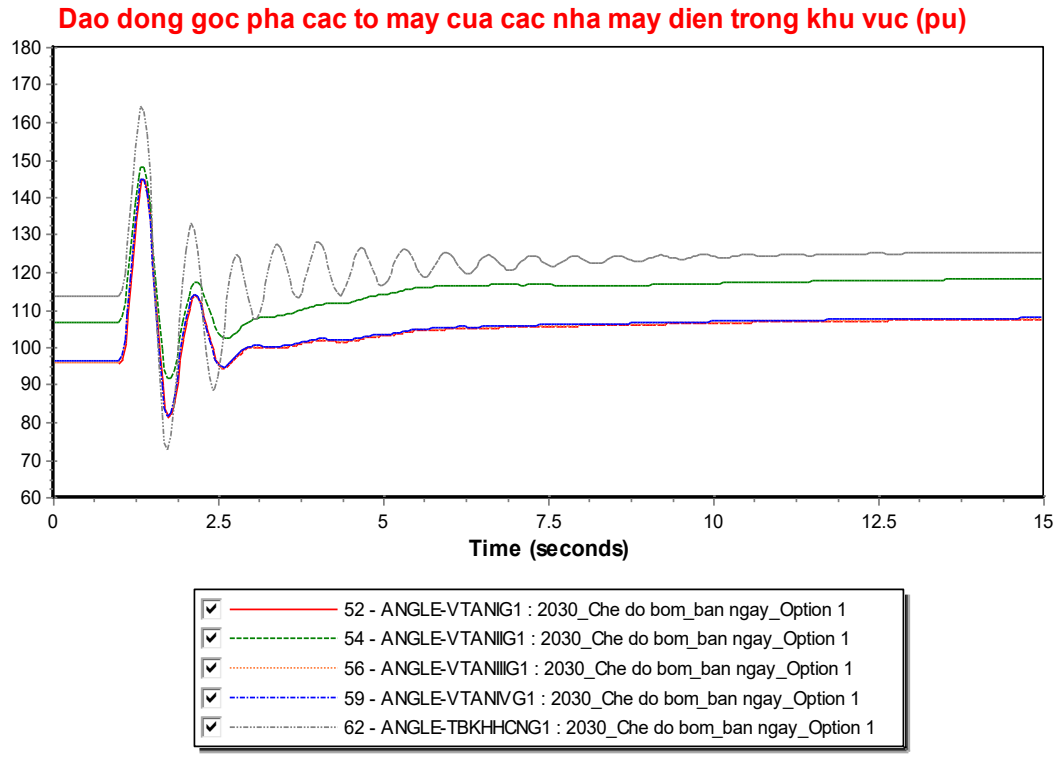

*Hình 7. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



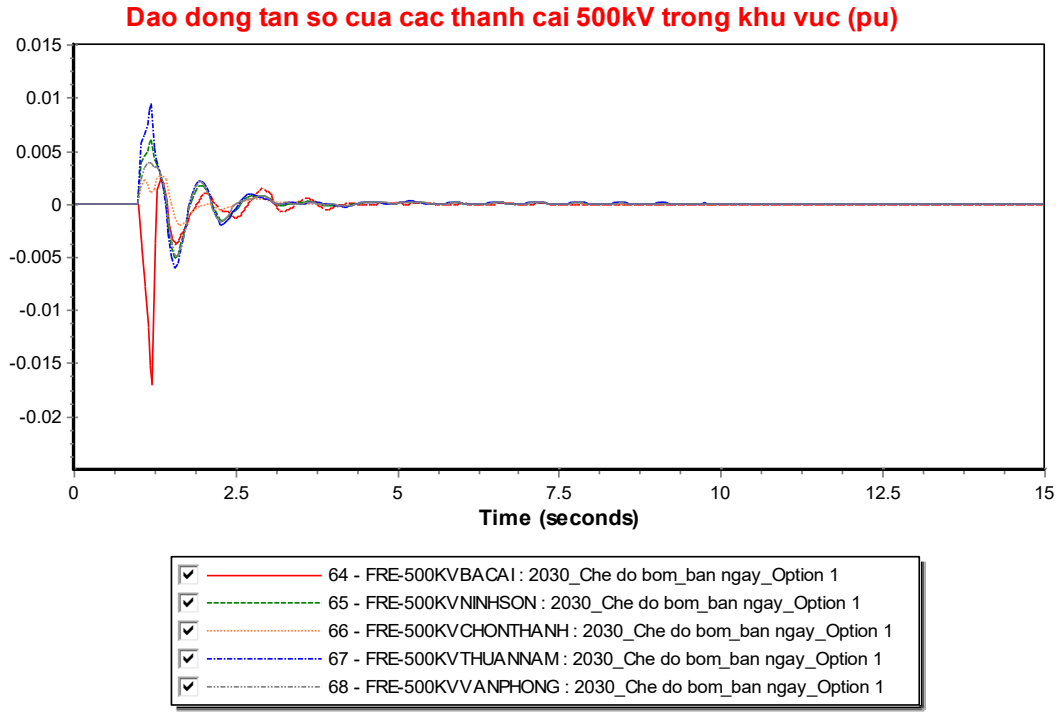

*Hình 8. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*




*Hình 9. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*

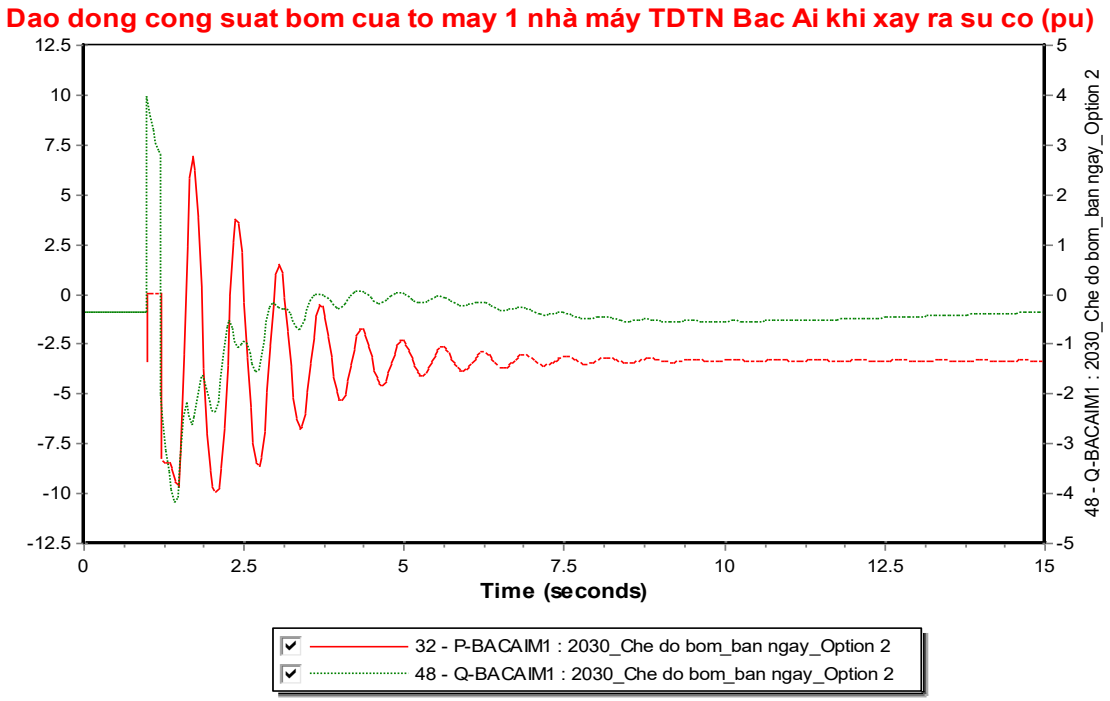



*Hình 10. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*

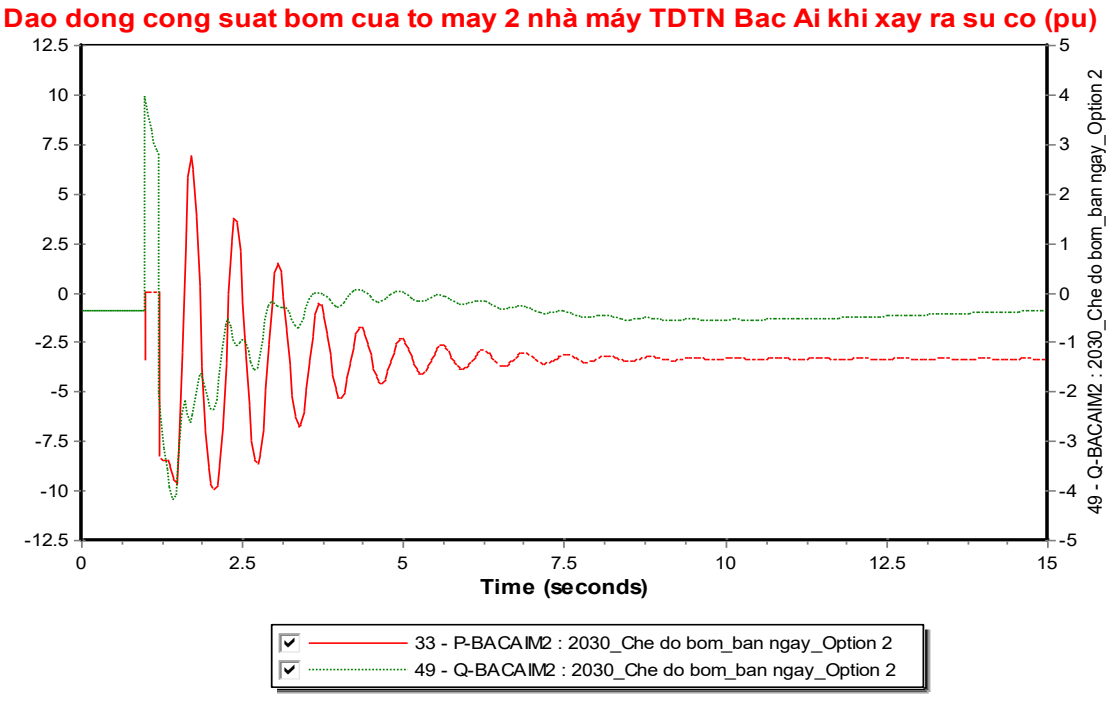



*Hình 11. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố*

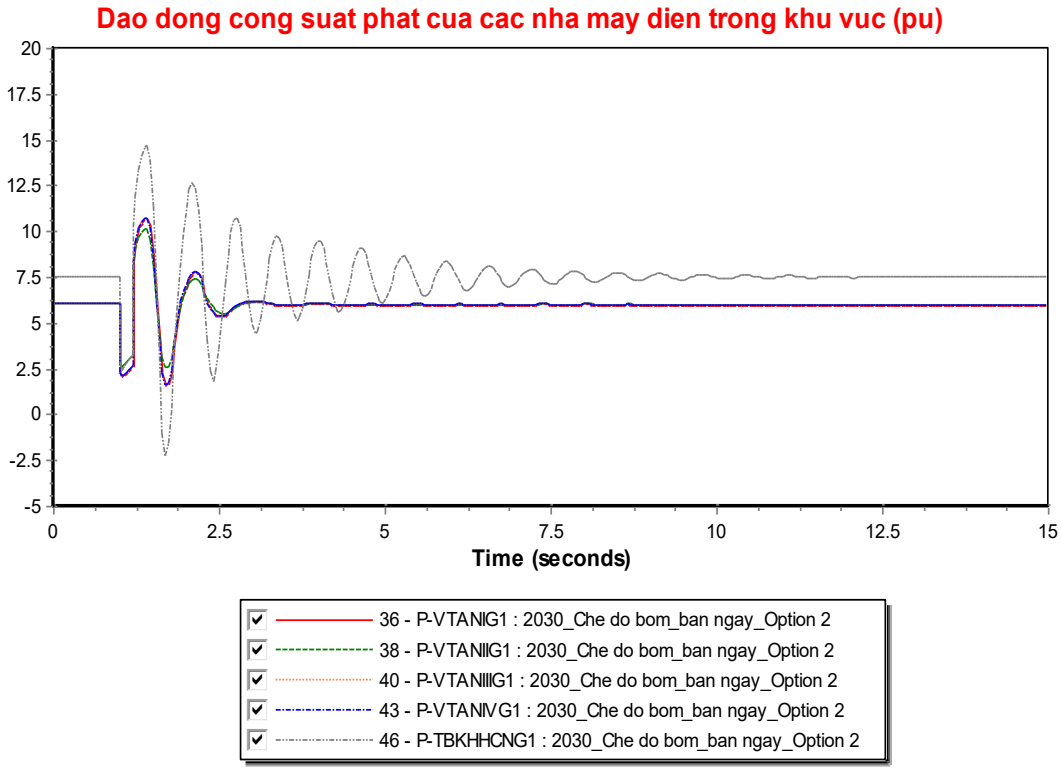
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (Option 2):



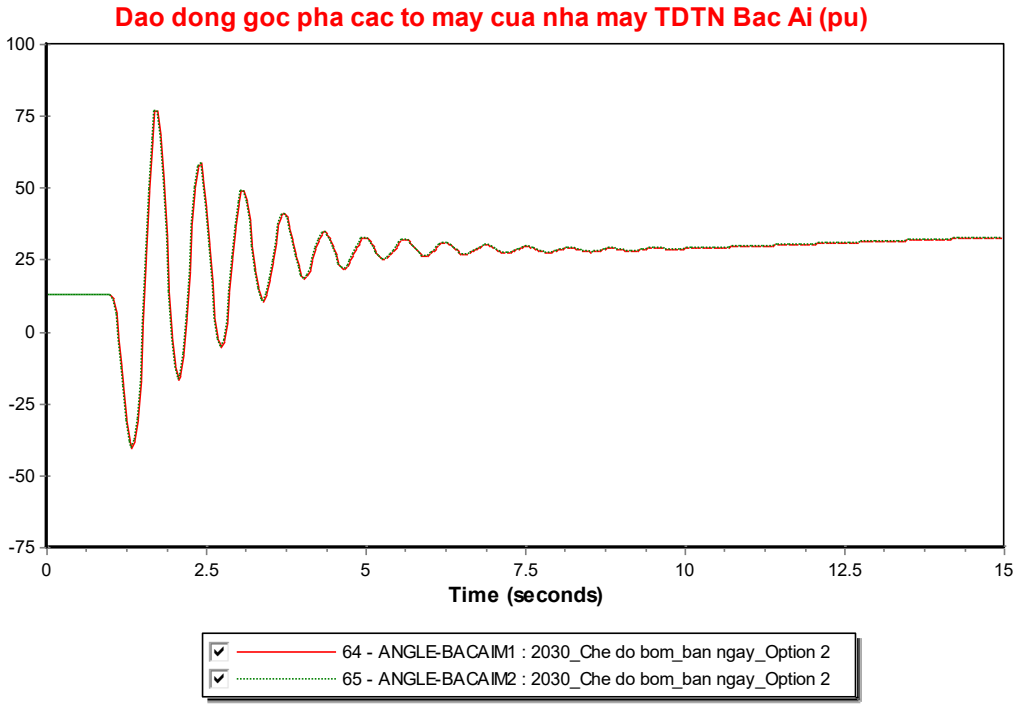

*Hình 12. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



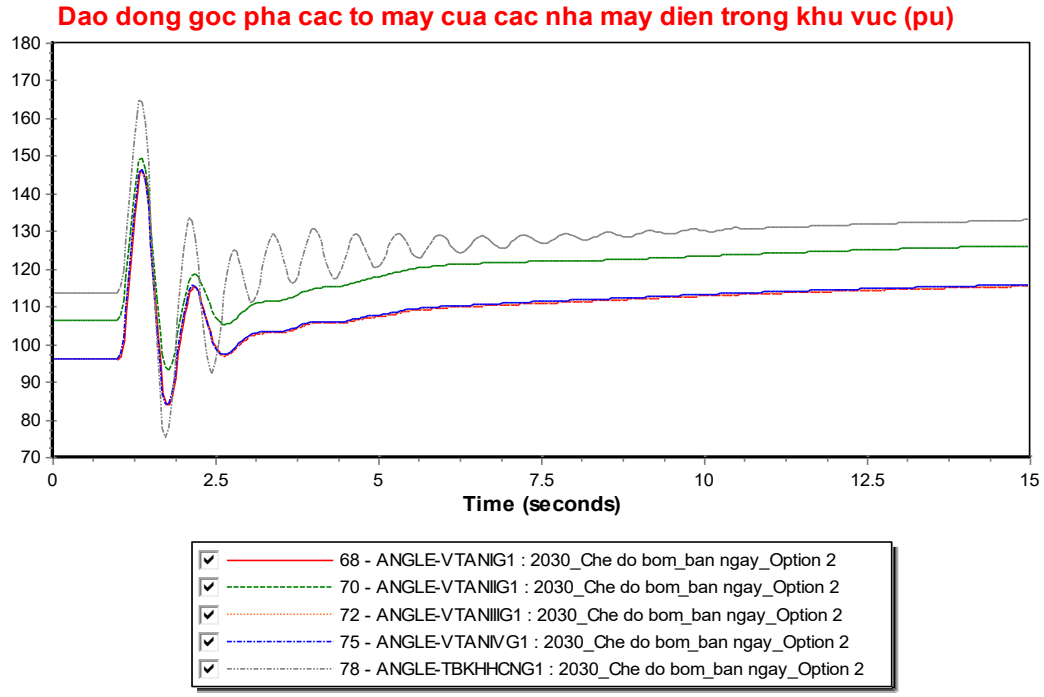

*Hình 13. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



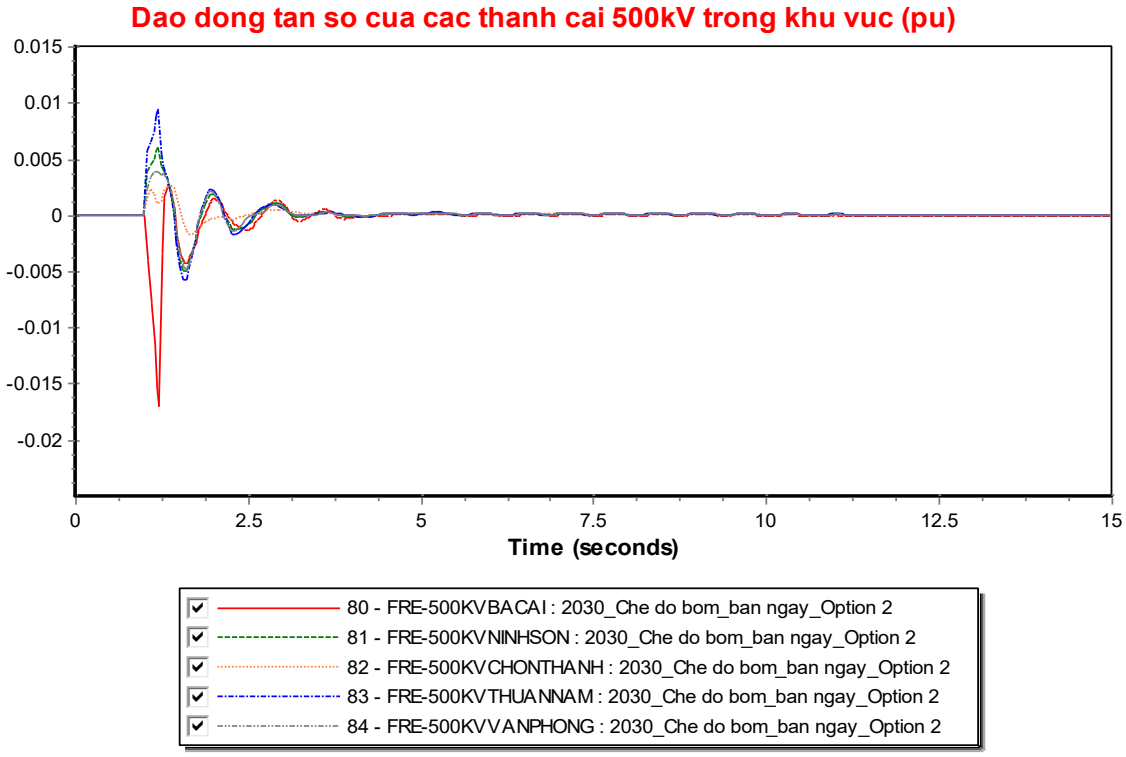

*Hình 14. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*




*Hình 15. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*




*Hình 16. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*

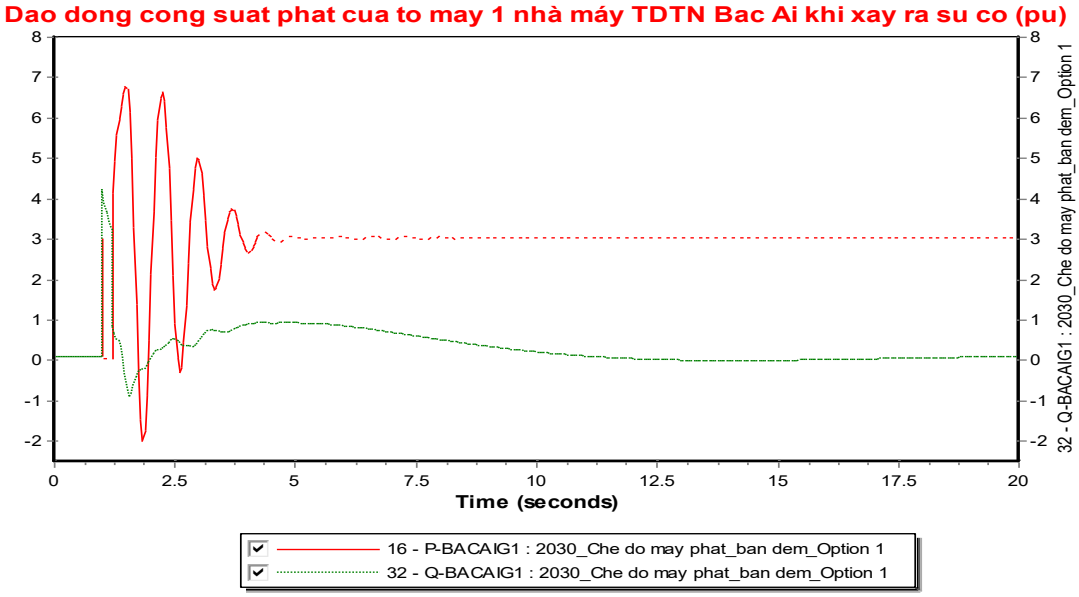



*Hình 17. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố*

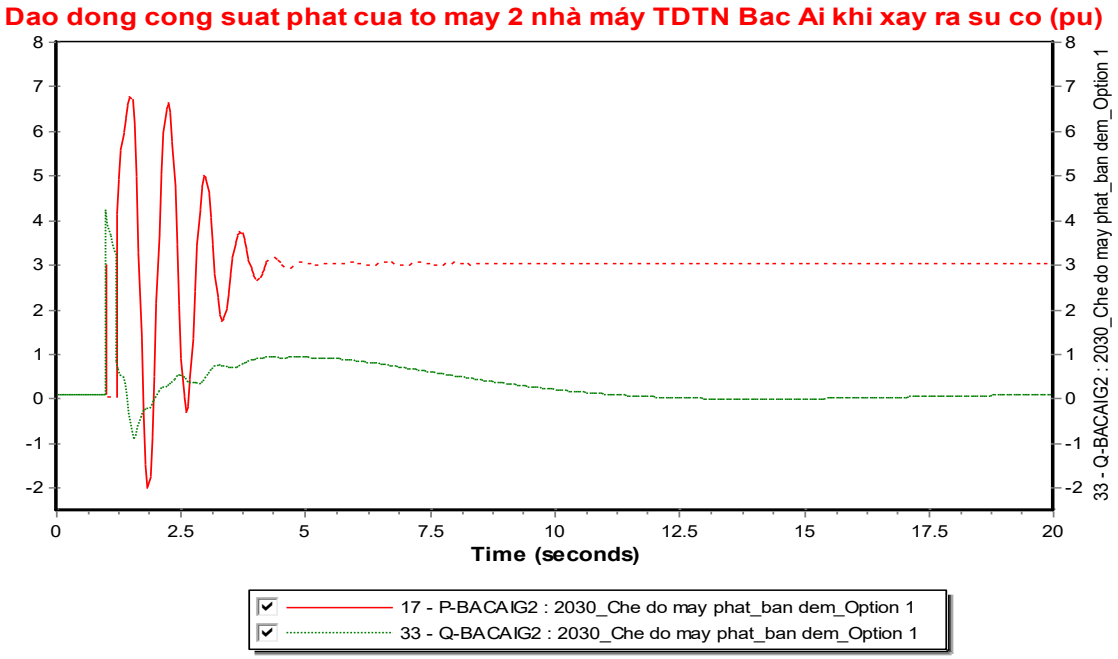
***b) Chế độ phát:***

Xem xét nhà máy Thủy điện tích năng Bác Ái vận hành ở chế độ phát ban đêm vào những ngày mưa, kết quả tính toán nhận được như sau:

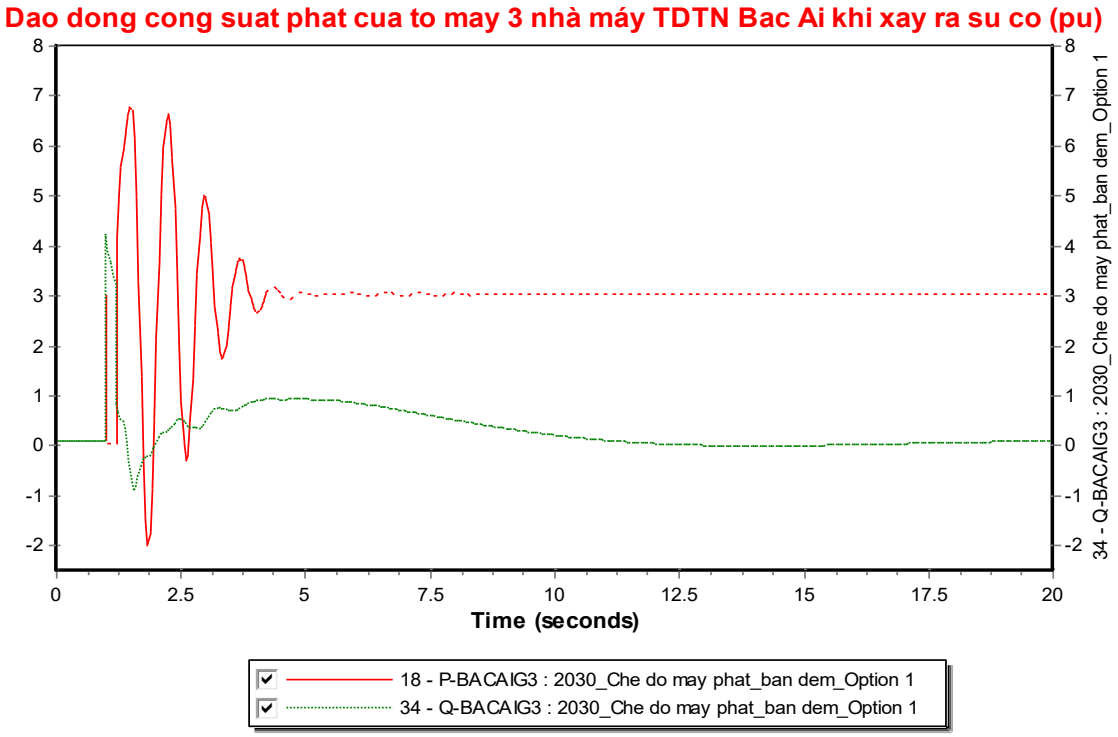
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV TĐTN Bác Ái – Ninh Sơn (Option 1):



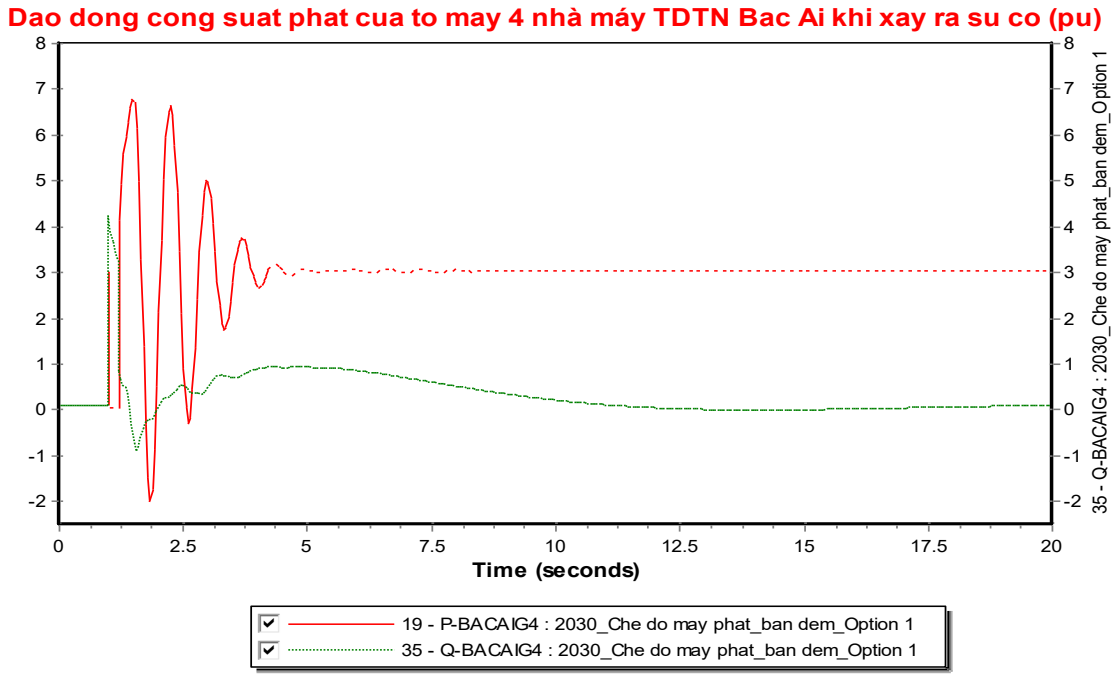

*Hình 18. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



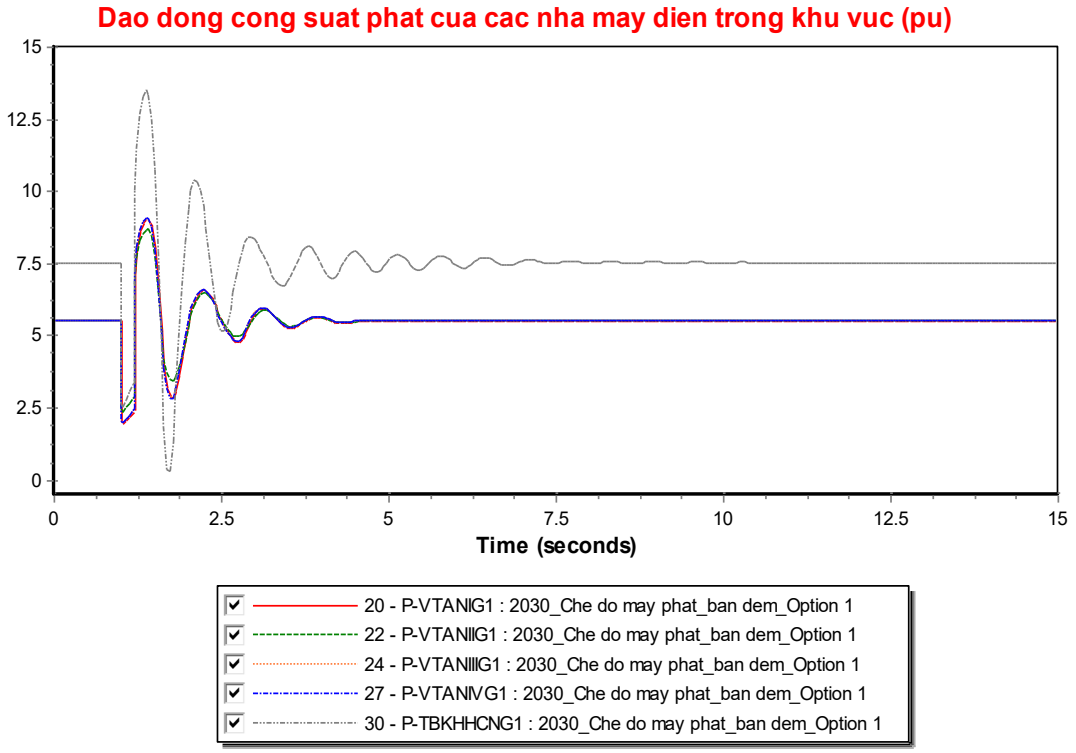

*Hình 19. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



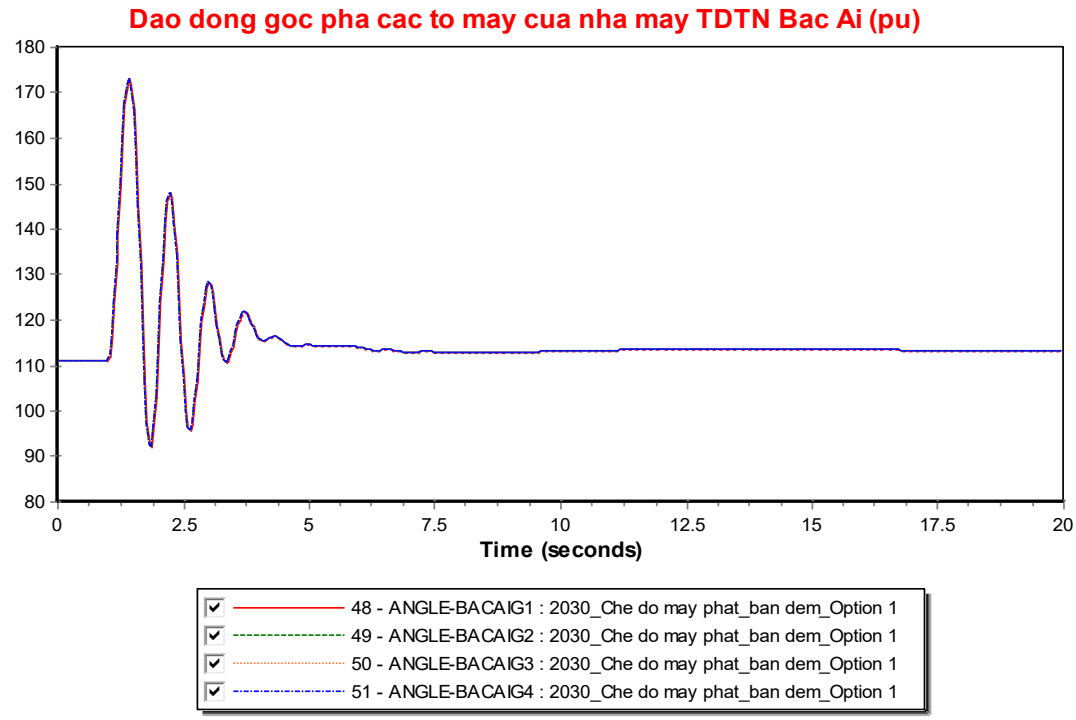

*Hình 20. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



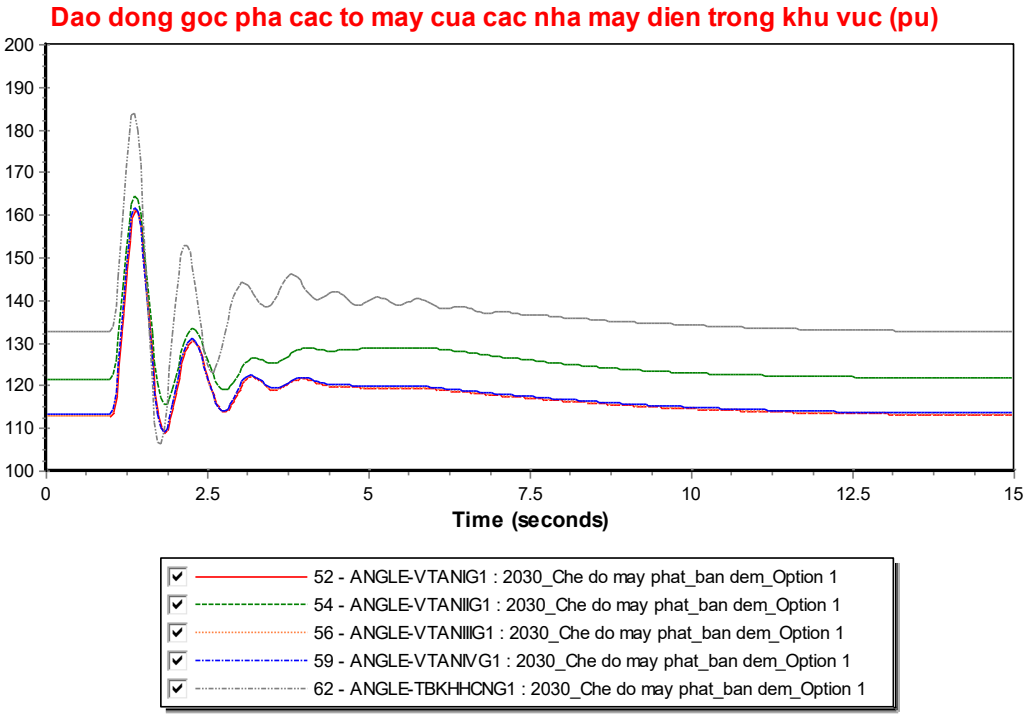

*Hình 21. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



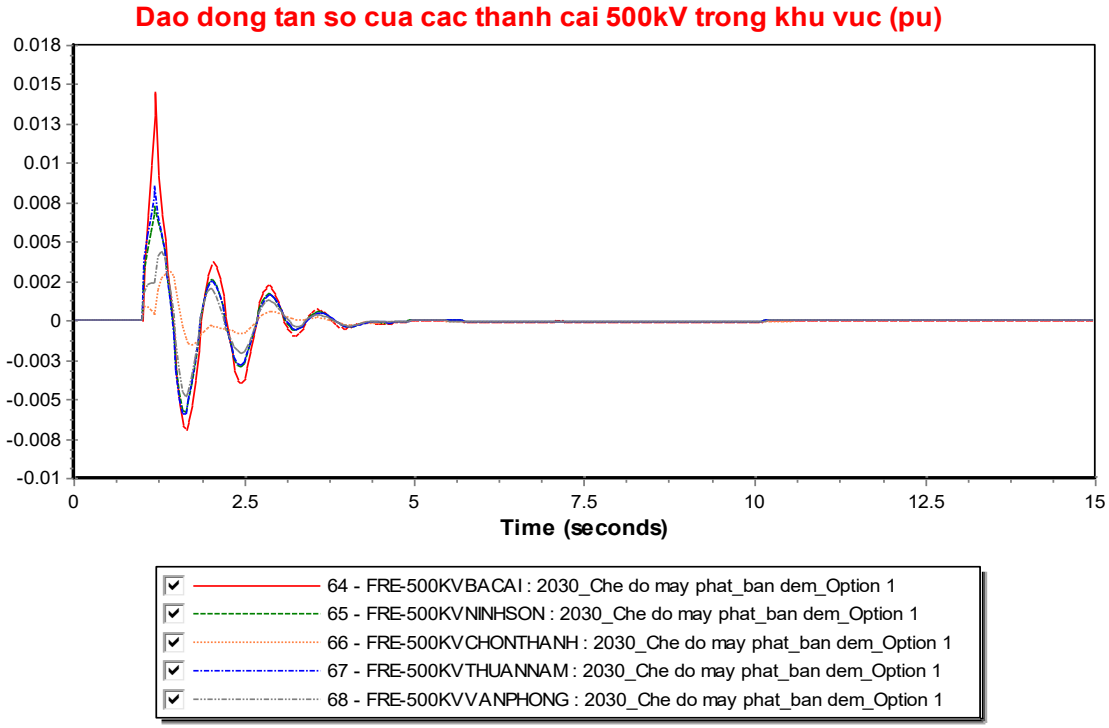

*Hình 22. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*




*Hình 23. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*

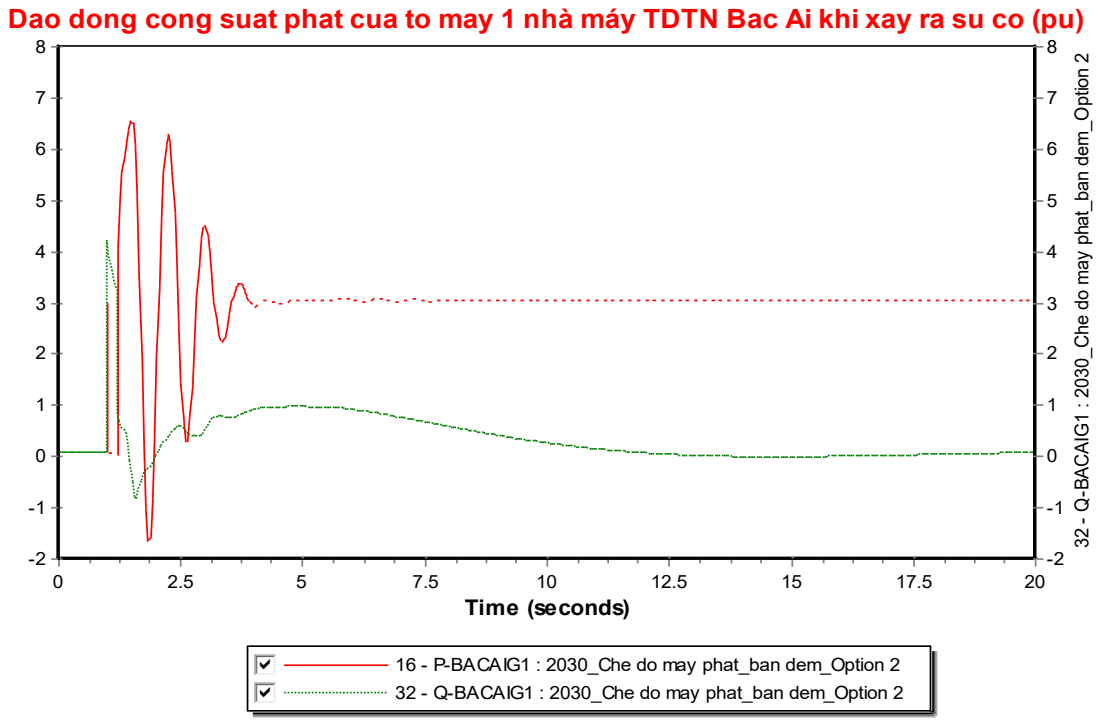



*Hình 24. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*

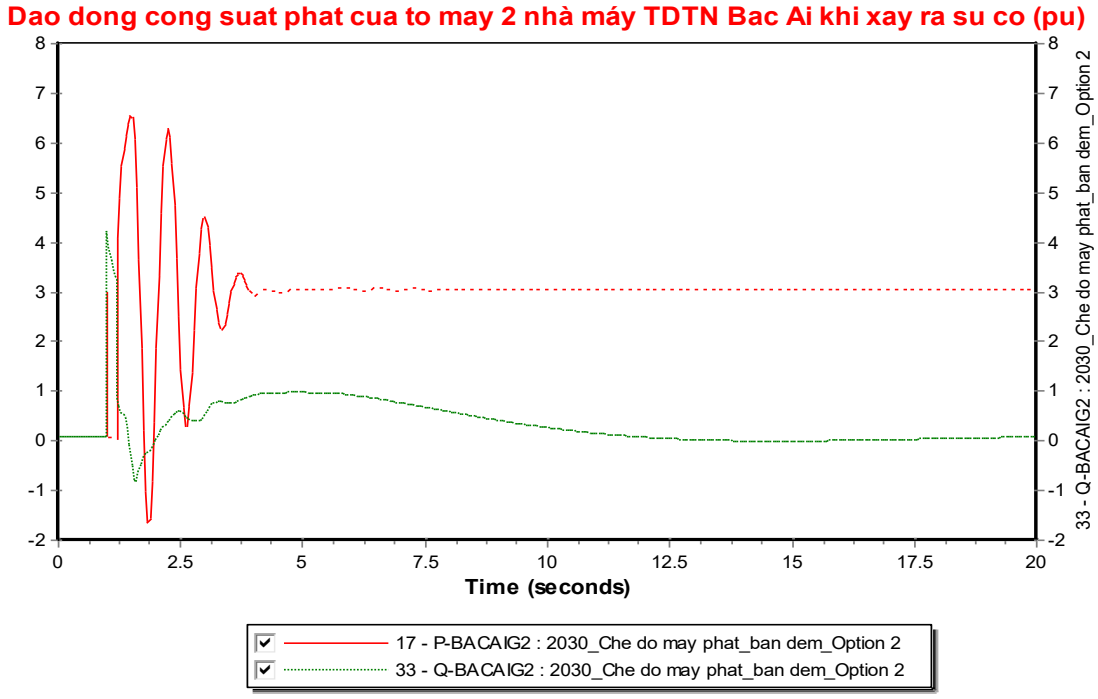



*Hình 25. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố*

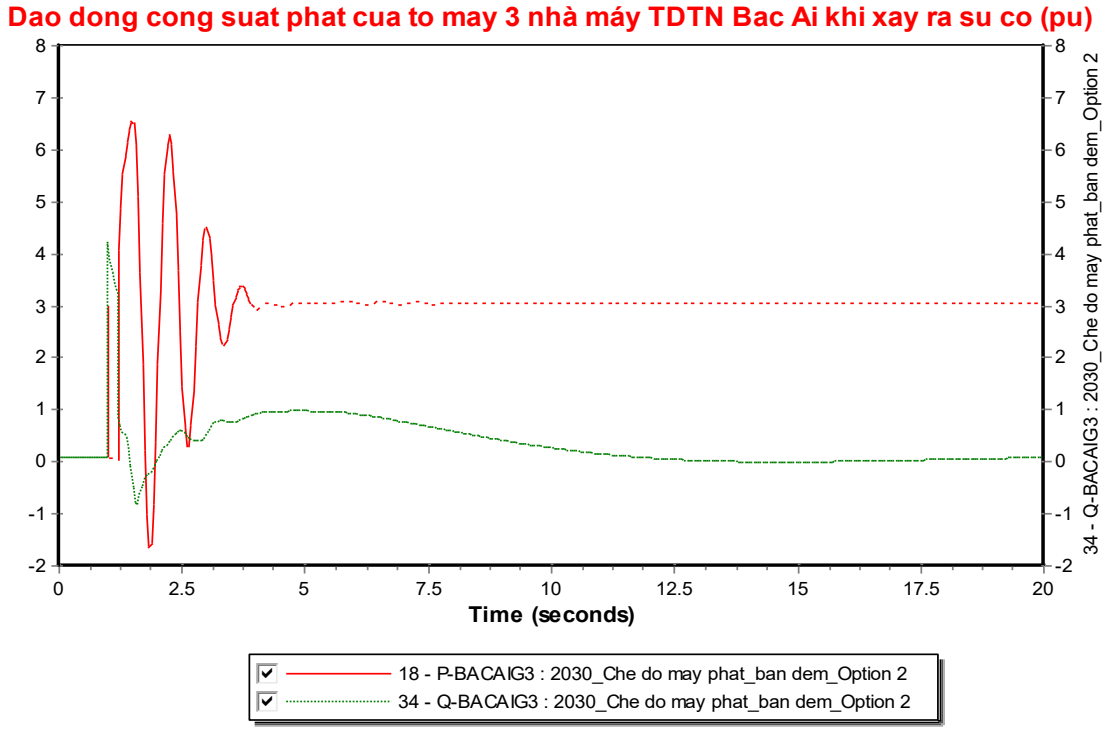
➢ Trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Chơn Thành (Option 2):



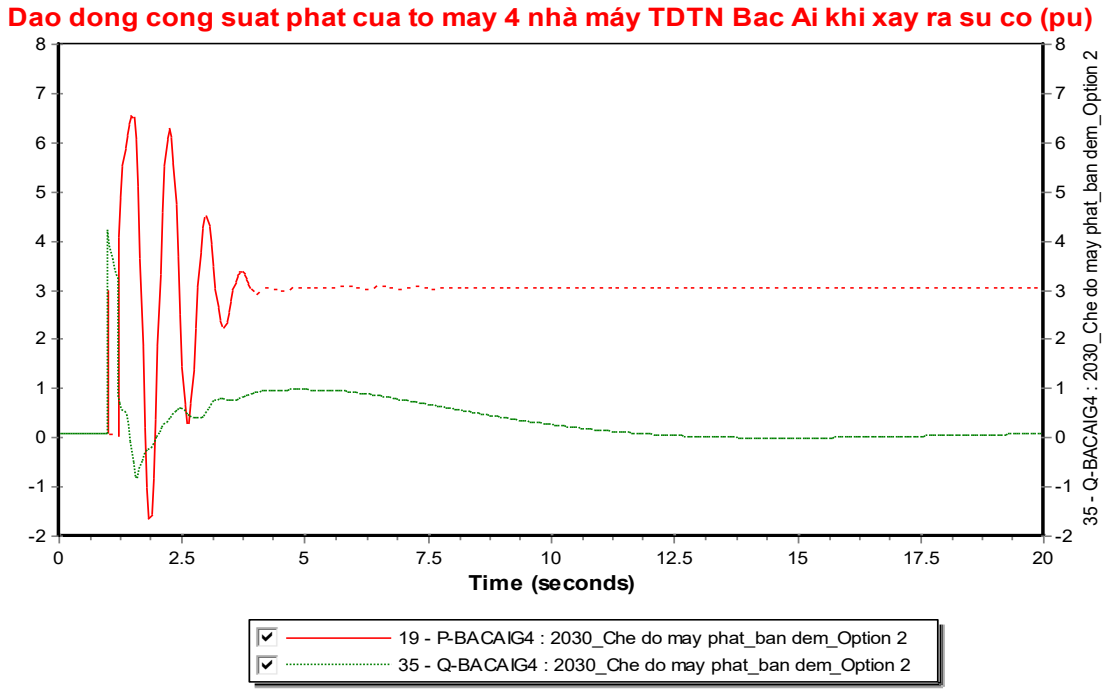

*Hình 26. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 1 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



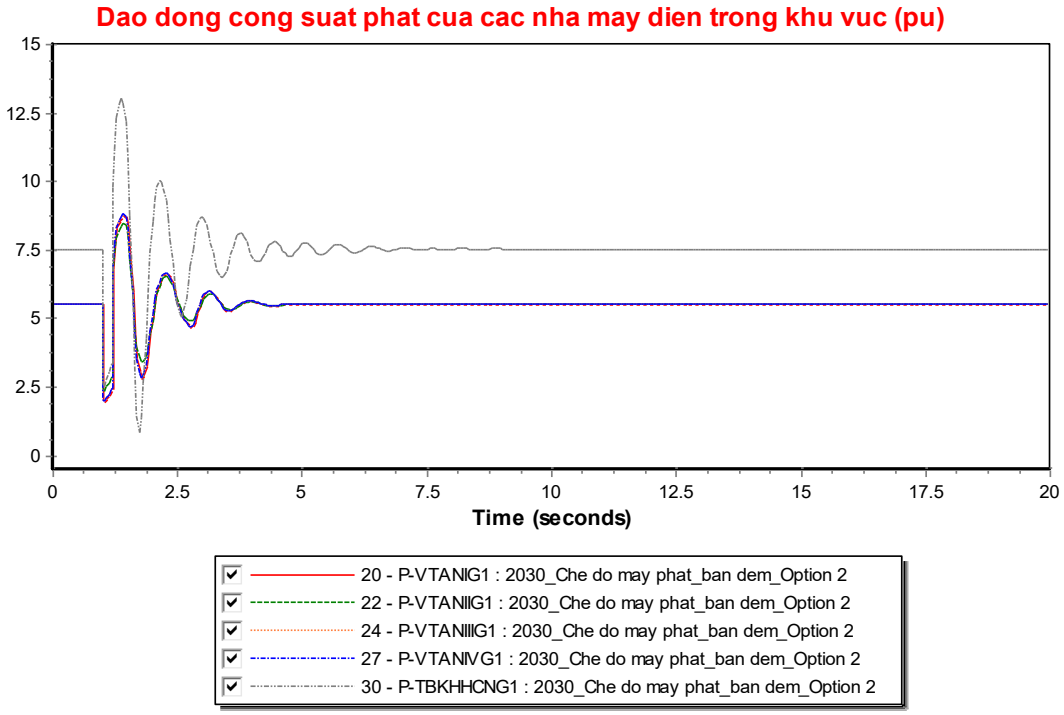

*Hình 27. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 2 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



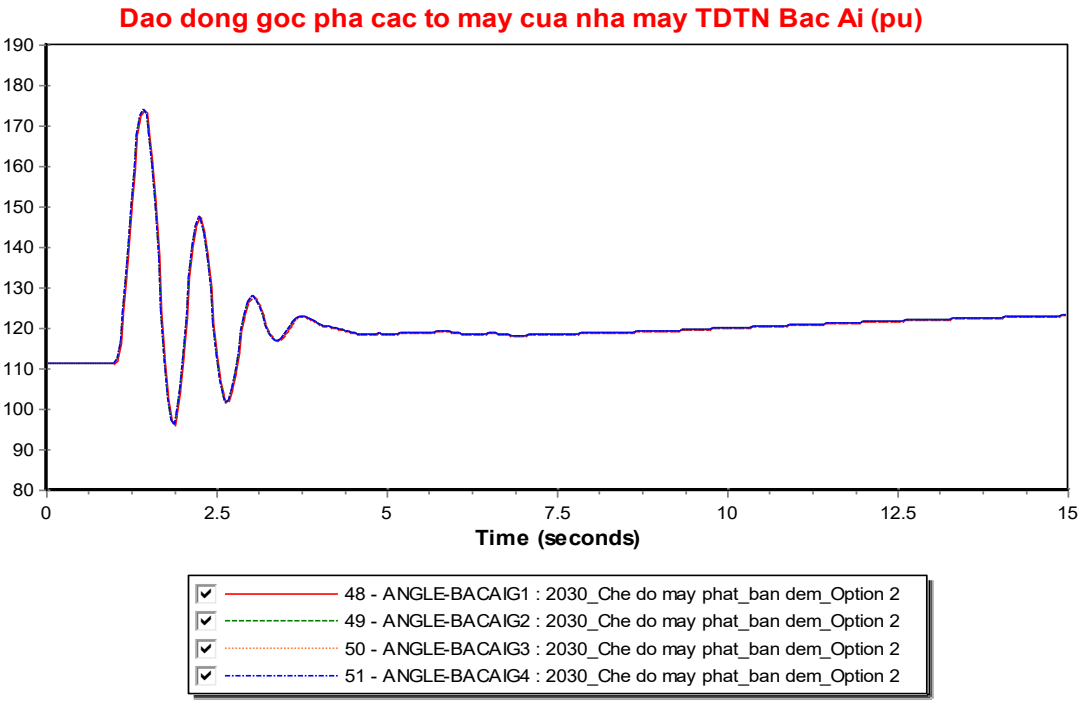

*Hình 28. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 3 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



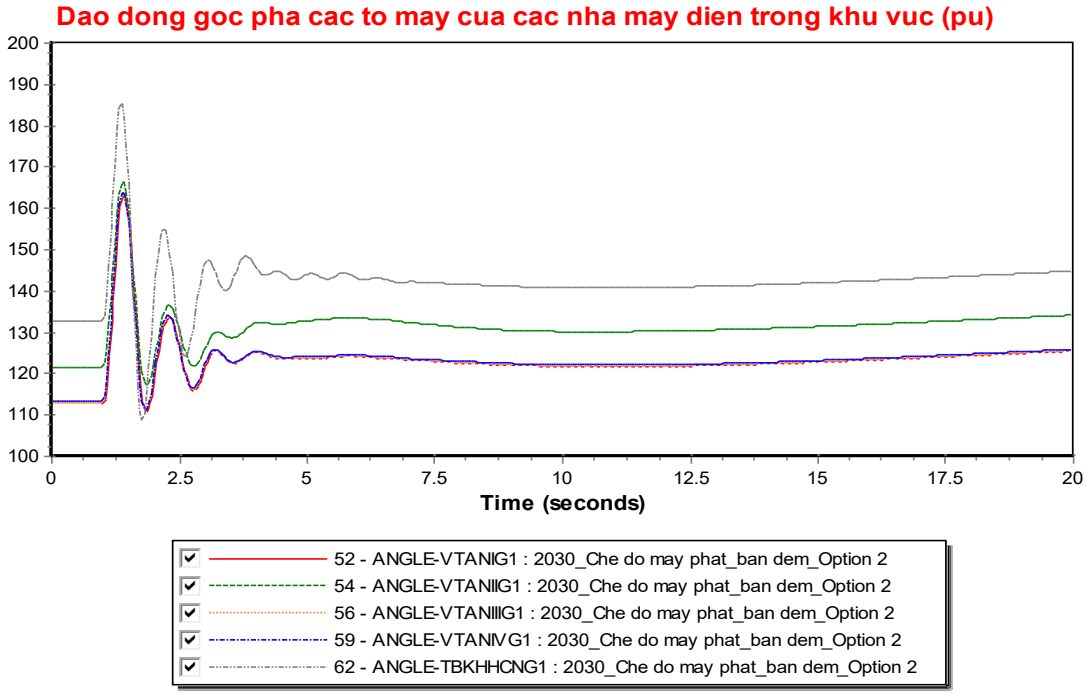

*Hình 29. Biểu đồ dao động công suất phát của tổ máy 4 nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*



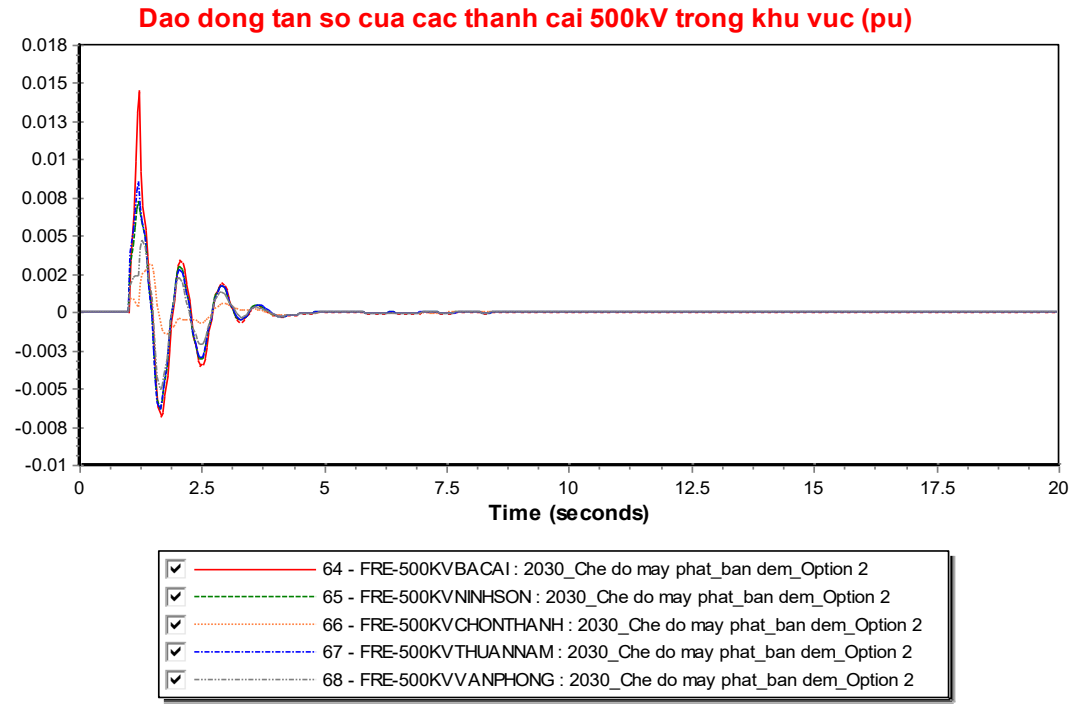

*Hình 30. Biểu đồ dao động công suất phát của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*




*Hình 31. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái khi xảy ra sự cố*




*Hình 32. Biểu đồ dao động góc pha các tổ máy của các nhà máy điện trong khu vực khi xảy ra sự cố*




*Hình 33. Biểu đồ dao động tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái và các thanh cái 500kV trong khu vực khi xảy ra sự cố*

## 11. Kết luận

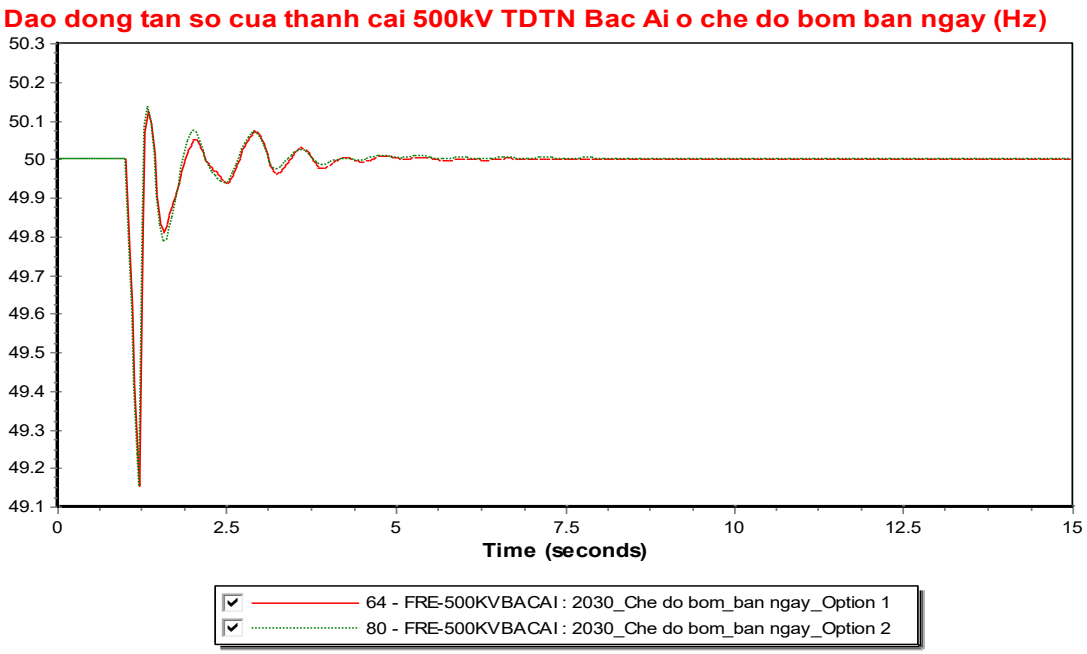
Theo thông tư số 03/VBHN-BCT của Bộ Công Thương về đấu nối NMTĐ, điện áp duy trì trong khoảng 0,9pu đến 1,1pu thì vẫn cho vận hành bình thường. Điện áp từ 1,1pu đến 1,15pu cho phép duy trì trong 3sec.

*Bảng 19. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các điện áp của hệ thống điện*

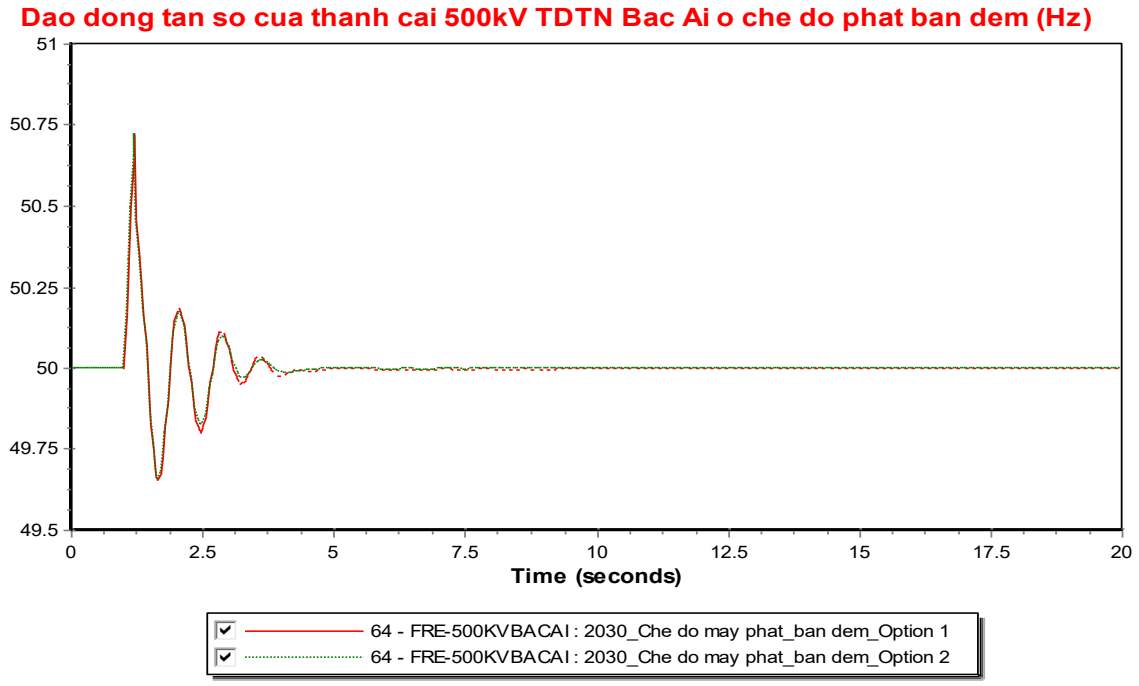
| TT | Dải điện áp của hệ thống điện | Thời gian duy trì tối thiểu |
|---|---|---|
| 1 | Từ 0,9 pu đến 1,1 pu | Phát liên tục |
| 2 | Từ 1,1 pu đến 1,15 pu | 03 giây |
| 3 | Từ 1,15 pu đến 1,2 pu | 0,5 giây |

*Bảng 20. Thời gian tối thiểu duy trì vận hành phát điện của nhà máy thủy điện tương ứng với các dải tần số của hệ thống điện*

| TT | Dải tần số của hệ thống điện | Thời gian duy trì tối thiểu |
|---|---|---|
| 1 | Từ 46 Hz đến 47,5 Hz | 20 giây |
| 2 | Từ 47,5 Hz đến 48,0 Hz | 10 phút |
| 3 | Trên 48 Hz đến dưới 49 Hz | 30 phút |
| 4 | Từ 49 Hz đến 51 Hz | Phát liên tục |
| 5 | Trên 51 Hz đến 51,5 Hz | 30 phút |
| 6 | Trên 51,5 Hz đến 52 Hz | 03 phút |




*Hình 34. Dao động tần số tại các thanh cái 500kV nhà máy TĐTN Bác Ái chế độ bơm ban ngày vào mùa mưa khi xảy ra sự cố*




*Hình 35. Dao động tần số tại các thanh cái 500kV nhà máy TĐTN Bác Ái chế độ phát ban đêm vào mùa mưa khi xảy ra sự cố*

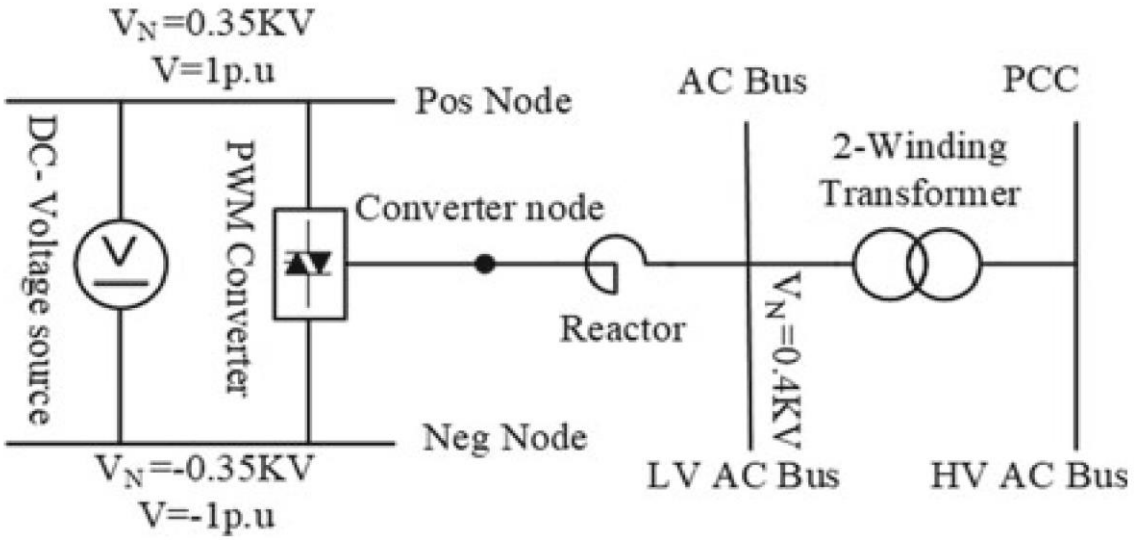
Trường hợp cắt loại trừ sự cố ngắn mạch ba pha liên quan đến nhà máy TĐTN Bác Ái, tần số trên thanh cái 500kV TĐTN Bác Ái dao động lớn nhất 50,73Hz rơi vào trường hợp sự cố đường dây 500kV Ninh Sơn – Vân Phong chế độ phát đêm mùa mưa và thấp nhất là 49,15Hz rơi vào trường hợp sự cố MBA 500kV-900MVA TBA 500kV Ninh Sơn chế độ bơm ngày mùa mưa. Tuy nhiên thời gian duy trì rất thấp và tồn tại trong thời gian sự cố.

Xem xét các tiêu chuẩn về độ lệch tần số, điện áp mà Thông tư số 03/VBHN-BCT đưa ra được liệt kê ở các bảng trên cho thấy tần số, điện áp tại các TBA 500kV trong khu vực đều trở về nằm trong giới hạn cho phép vận hành. Do vậy đấu nối nhà máy TĐTN Bác Ái vào lưới đáp ứng các yêu cầu vận hành.

# PHỤ LỤC III: CÁC MÔ HÌNH LIÊN QUAN ĐƯỢC TRIỂN KHAI TRONG DIgSILENT PowerFactory

## 1. Model of PV

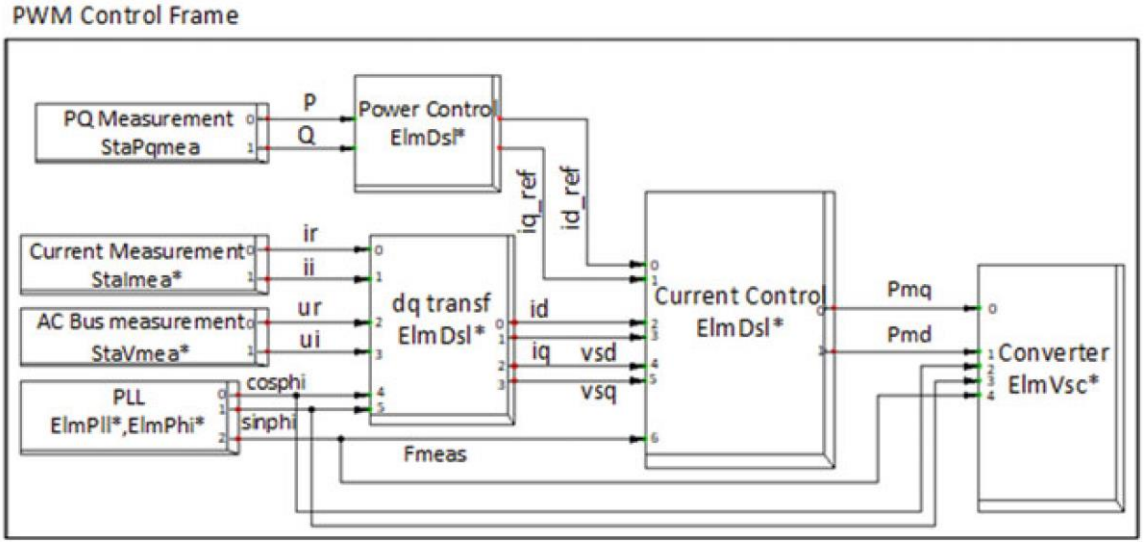
Để mô hình hóa chính xác một nhà máy điện mặt trời quy mô lớn (LS-PVPP – Large scale PV power plant) trong PowerFactory, mảng PV và Bộ điều khiển biến tần (tức Bộ điều khiển PQ tách biệt – Decoupled PQ Controller) cần được khiển khai trong *Ngôn ngữ mô phỏng động DIgSILENT (DSL)* nhằm mô phỏng chính xác cơ chế vận hành "động" của LS-PVPP. Dựa trên Hình 36, việc triển khai các tài nguyên dữ liệu này trong DSL sẽ được mô tả trong các tiểu mục dưới đây (Bộ nghịch lưu có điện áp định mức phía DC là 0,7 kV và điện áp định mức phía AC là 0,4 kV). Cấu trúc mô hình LS-PVPP được xây dựng theo [94].




*Hình 36. Sơ đồ một sợi của LS-PVPP trong PowerFactory*

### 1.1. Mô hình Bộ điều khiển PQ tách biệt

Vì LS-PVPP được kết nối với lưới điện cao áp, nên nó sẽ rất cần vai trò của điều khiển công suất tác dụng và công suất phản kháng để có thể cải thiện độ ổn định của hệ thống. Đề đáp ứng mục tiêu đó, Bộ điều khiển PQ tách biệt đã được tạo ra và triển khai trong môi trường DSL của phần mềm PowerFactory. Hình 37 thể hiện khung tổng hợp và mô hình tổng hợp của bộ điều khiển này *(ElmComp)*, bao gồm một số thành phần sẽ được trình bày dưới đây.




*Hình 37. Khung tổng hợp trong môi trường DSL*

### 1.1.1. Khối PLL (Phase Locked Loop)

Trong Bộ điều khiển PQ, điện áp của thanh cái AC và dòng điện đầu ra của Bộ nghịch lưu cần được chuyển đổi từ hệ tọa độ *abc*- sang hệ tọa độ *dq*-. Vì vậy, *PLL(ElmPhi_pll)* được sử dụng để đo điện áp tại thanh cái AC và tính toán tần số hệ thống *($F_{meas}$)* cũng như góc pha của điện áp thanh cái AC, gồm cos(φ) và sin(φ).

### 1.1.2. Khối đo công suất PQ (PQ Measurement)

Theo Hình 37, Bộ đo công suất PQ được sử dụng để đo công suất tác dụng và công suất phản kháng *(P, Q)* đi qua thanh cái AC. Các giá trị công suất đo được sẽ đem so sánh với các giá trị tham chiếu *($P_{ref}$, $Q_{ref}$)* để điều khiển các tín hiệu $P_{md}$ và $Q_{mq}$.

### 1.1.3. Khối đo dòng điện (Current Measurement)

Theo Hình 37, Bộ đo dòng điện được dùng để đo dòng điện đi qua phía AC của Bộ nghịch lưu. Các đầu ra của mô hình này là $i_r$ và $i_i$, tương ứng với phần thực và phần ảo của dòng điện đo được.

### 1.1.4. Khối đo điện áp thanh cái AC (AC BUS V Measurement)

Dựa theo Hình 37, khối này dùng để đo điện áp tại thanh cái AC. Các đầu ra của mô hình này là $u_r$ và $u_i$ tương ứng với phần thực và phần ảo của điện áp tại thanh cái AC.

### 1.1.5. Bộ biến đổi *dq* (*dq* Transf)

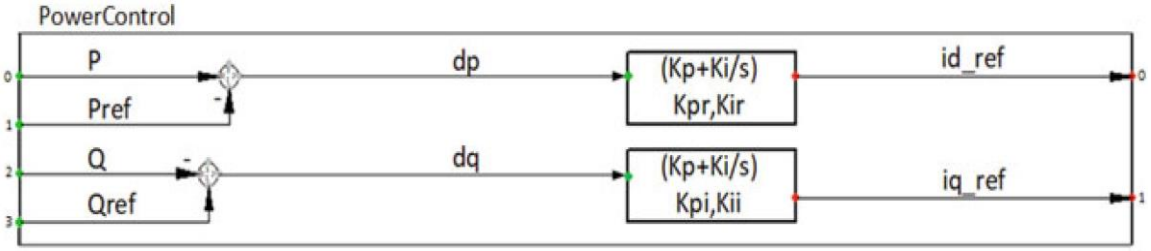
Thành phần này sử dụng góc pha của điện áp tại thanh cái AC (tức cos(φ) và sin(φ)) để chuyển đổi điện áp và dòng điện từ hệ tọa độ *abc*- sang hệ tọa độ *dq*-. Mã DSL được sử dụng để khởi tạo và thực hiện mô hình này như sau:

```
inc(vsd)=(ur*cosphi+ui*sinphi)*sqrt(2/3)                    !1
inc(vsq)=(-ur*sinphi+ui*cosphi)*sqrt(2/3)                   !2
inc(id)=-(ir*cosphi+ii*sinphi)*sqrt(2)                      !3
inc(iq)=-(-ir*sinphi+ii*cosphi)*sqrt(2)                     !4
vsd=(ur*cosphi+ui*sinphi)*sqrt(2/3)                         !5
vsq=(-ur*sinphi+ui*cosphi)*sqrt(2/3)                        !6
id=-(ir*cosphi+ii*sinphi)*sqrt(2)                           !7
iq=-(-ir*sinphi+ii*cosphi)*sqrt(2)                          !8
```

Cần lưu ý rằng vì mô hình đo điện áp đo giá trị RMS của điện áp dây-dây ($u_r$ và $u_i$), nên hệ số *sqrt(2/3)* được sử dụng tại dòng 5-6 sẽ dùng để tính biên độ của điện áp dây-đất, và từ đó tính các giá trị $V_{sd}$ và $V_{sq}$. Tương tự, vì mô hình đo dòng điện đo giá trị RMS của dòng điện ($i_r$ và $i_i$), nên hệ số *sqrt(2/3)* được sử dụng tại dòng 7-8 sẽ dùng để tính các giá trị $i_d$ và $i_q$.

### 1.1.6. Khối điều khiển công suất (Power Control)

Trong điều khiển công suất, công suất tác dụng và công suất phản kháng *(P, Q)* đi qua thanh cái AC được so sánh với giá trị tham chiếu *($P_{ref}$, $Q_{ref}$)*, và phần chênh lệch giữa chúng *(dp, dq)* sẽ là giá trị đầu vào cho các Bộ điều khiển PI. Đầu ra của các Bộ điều khiển này là $i_{d_ref}$ và $i_{q_ref}$. Hình 38 thể hiện cách triển khai điều khiển công suất trong ngôn ngữ DSL.



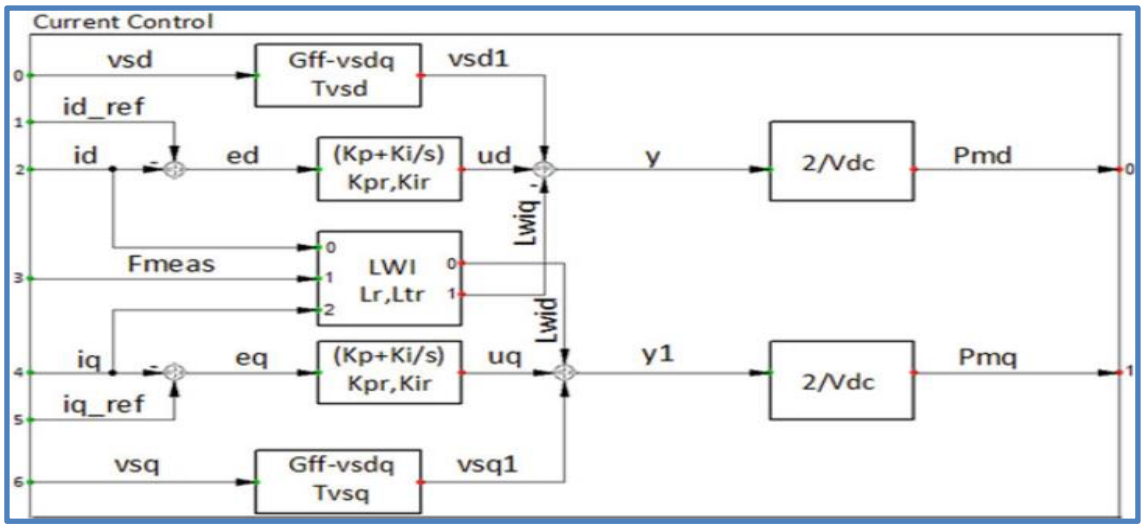

*Hình 38. Sơ đồ Bộ điều công suất trong môi trường DSL*

Quá trình khởi tạo của mô hình này như sau:

```
inc(xp)=id_ref                                              !1
inc(xq)=iq_ref                                              !2
inc0(Pref)=P                                                !3
inc0(Qref)=Q                                                !4
```

### 1.1.7. Khối điều khiển dòng điện (Current Control)

Bộ điều khiển dòng điện được sử dụng để tính $P_{md}$ và $P_{mq}$ nhằm giúp LS-PVPP phát ra lượng công suất đã được chỉ định trước *($P_{ref}$, $Q_{ref}$)*. Mô hình được triển khai trong ngôn ngữ DSL như được thể hiện ở Hình 39.




*Hình 39. Sơ đồ Bộ điều dòng điện trong môi trường DSL*

Quá trình khởi tạo của mô hình này như sau:

```
inc(xr)=Pmd*(0.7/2)-vsd1+Lwiq                                    !1
inc(xi)=Pmq*(0.7/2)-vsq1-Lwid                                    !2
inc(id_ref)=id                                                   !3
inc(iq_ref)=iq                                                   !4
inc(xvsd)=vsd                                                    !5
inc(xvsq)=vsq                                                    !6
vardef(Tvsd)='s';'feed-forward filter Time Constant-d axis'      !7
vardef(Tvsq)='s';'feed-forward filter Time Constant-q axis'      !8
vardef(Lr)='mH';'Inductance of the series reactor'               !9
vardef(Ltr)='mH';'Inductance of the transformer'                 !10
!2/Vdc=2/0.7=2.8571428571428571428571428571429                   !11
```

### 1.1.8. Bộ chuyển đổi (Converter)

Trong PowerFactory, Bộ nghịch lưu DC-AC có thể được điều khiển bởi nhiều biến khác nhau như $P_{md}$, $P_{mq}$ hoặc $P_{mr}$, $P_{mi}$. $P_{md}$ và $P_{mq}$ (các biến đầu ra của Current Control) sẽ điều khiển điện áp phía AC như sau:

$$V_{t_L}^{max} = \frac{V_{dc}}{2}\sqrt{P_{md}^2 + P_{mq}^2}\,; \qquad \angle V_{t_{LG}} = \varphi + \delta$$
$$V_{t_{LL}}^{RMS} = \frac{\sqrt{3}\cdot V_{dc}}{2\sqrt{2}}\sqrt{P_{md}^2 + P_{mq}^2}\,; \qquad \angle V_{t_{LG}} = \varphi + \delta + 30^0 \tag{1}$$

Trong đó:

$\delta = tan^{-1}(P_{mq}/P_{md})$;

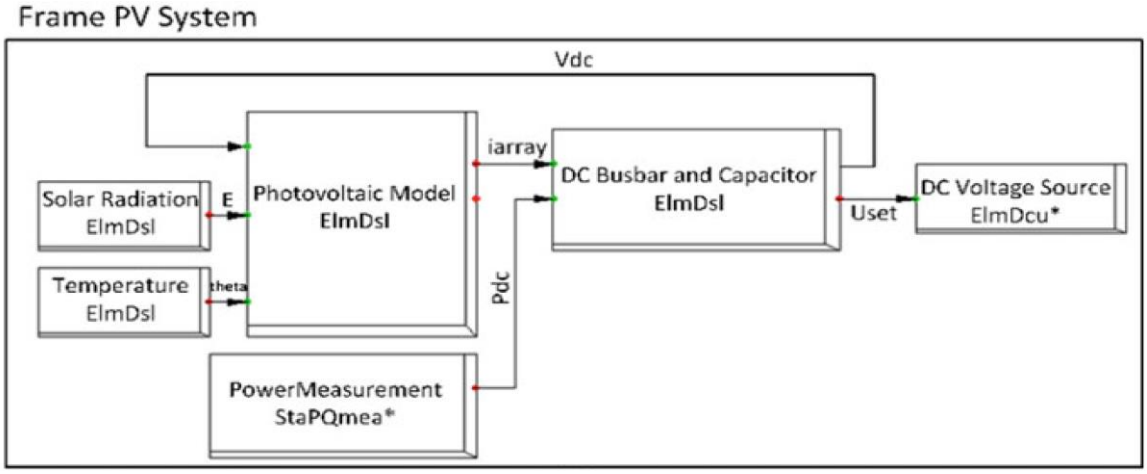
$\varphi$ – Góc pha điện áp của thanh cái AC được tính bởi PLL;

$V_{dc}$ – Điện áp phía DC.

Cần lưu ý rằng, vector điện áp đầu ra $\overrightarrow{V_t}$ sớm pha hơn vector điện áp hệ thống $\overrightarrow{V_s}$ một góc $\delta$.

### 1.2. Mô hình hóa mảng PV trong môi trường DSL

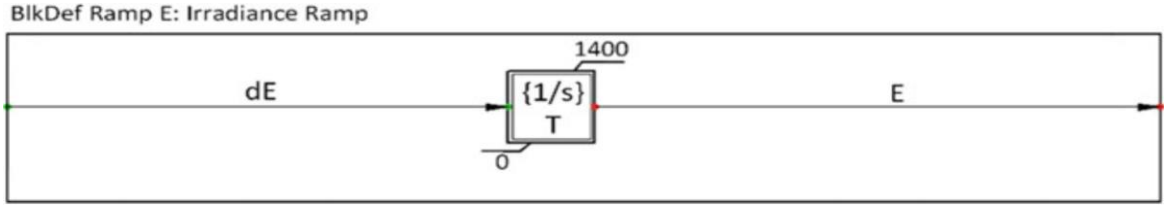
Để mô phỏng chính xác cơ chế vận hành, cần mô hình hóa ảnh hưởng của nhiệt độ và bức xạ mặt trời, cũng như bộ điều khiển của Bộ nghịch lưu đến điện áp và dòng điện đầu ra của các mảng PV *($V_{dc}$* và *$I_{dc}$)*. Vì vậy, mô hình PV đã được triển khai trong DSL nhằm mô phỏng hành vi "động" của các mảng PV. Hình 40 thể hiện khung tổng hợp của các mảng PV.



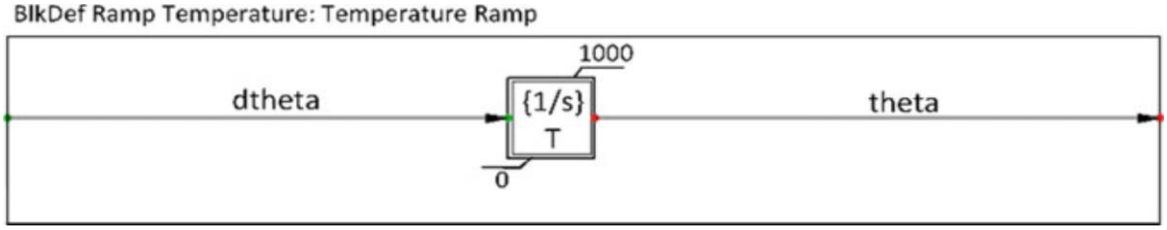

*Hình 40. Khung tổng hợp các mảng PV trong môi trường DSL*

#### 1.2.1. Mô hình Bức xạ mặt trời và Nhiệt độ (Solar Radiation and Temperature)

Hình 41 và Hình 42 thể hiện các mô hình của bức xạ mặt trời và nhiệt độ, trong đó khi *dE* và *dT (dtheta)* mang giá trị dương hoặc âm, thì cường độ bức xạ và nhiệt độ **sẽ** tăng hoặc giảm tương ứng. Cần lưu ý rằng, điều kiện tiêu chuẩn được lấy là E = 1000 W/m² và T = 25 °C.




*Hình 41. Cấu trúc của khối bức xạ mặt trời*



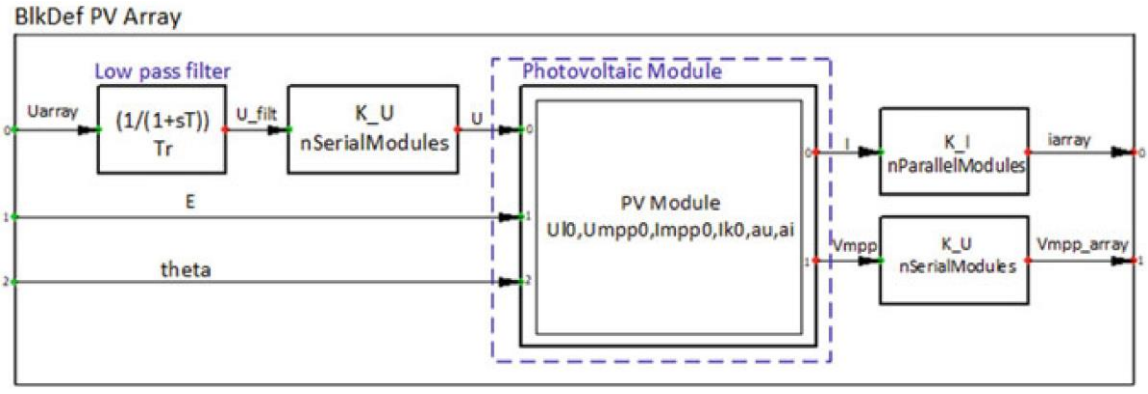

*Hình 42. Cấu trúc của khối nhiệt độ*

Việc khởi tạo cho các mô hình bức xạ mặt trời và nhiệt độ như sau:

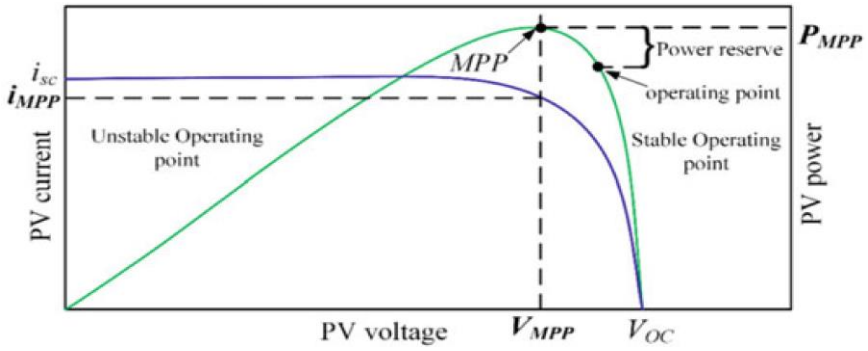
```
! The initialisation of solar radiation
inc(xrmp)=E
inc(dE)=0
vardef(E)='W/m²';'Irradiance'
vardef(dE)='W/(m²*s)';'Change of Irradiance per s'
!The initialisation of temperature
inc(xrmp)=theta
inc(dtheta)=0
inc(theta)=25
vardef(theta)='°C';'Temperature'
vardef(dtheta)='°C/s';'Change of Temperature per s'
```

### 1.2.2. Mô hình Quang điện (Photovoltaic Model)

Cấu trúc của mô hình được minh họa trong Hình 43. Thành phần chonhs của mô hình mà *mô-đun PV*, vốn có sẵn trong Thư viện (Global Library) của phần mềm PowerFactory. Điện áp đầu ra của mảng PV ($U_{array}$, được truyền qua một Bộ lọc thông thấp để loại bỏ các thành phần tần số cao) sẽ được chia cho số lượng mô-đun nối tiếp *(nSerialModules)* để tính toán Điện áp đầu ra của mỗi mô-đun *(U)*. Sau đó, giá trị điện áp này cùng với Cường độ bức xạ mặt trời *(E)* và Nhiệt độ *(T)* sẽ được sử dụng làm giá trị đầu vào của mô-đun PV để tính toán Dòng điện đầu ra của mỗi mô-đun *(I)* và Điện áp tại điểm có công suất cực đại của mô-đun PV *($V_{MPP}$)*. Hình 44 thể hiện các đường đặc tính I-V và P-V, trong đó tất cả các điểm vận hành nằm ở bên phải điểm công suất cực đại (MPP) đều là các điểm vận hành ổn định, và hệ thống PV có thể hoạt động trong vùng này. Cuối cùng, số lượng mô-đun nối tiếp *(nSerialModules)* và mô-đun song song *(nParallelModules)* sẽ được dùng để tính dòng điện đầu ra *($i_{array}$)* và $V_{MPP}$ của toàn bộ mảng PV.



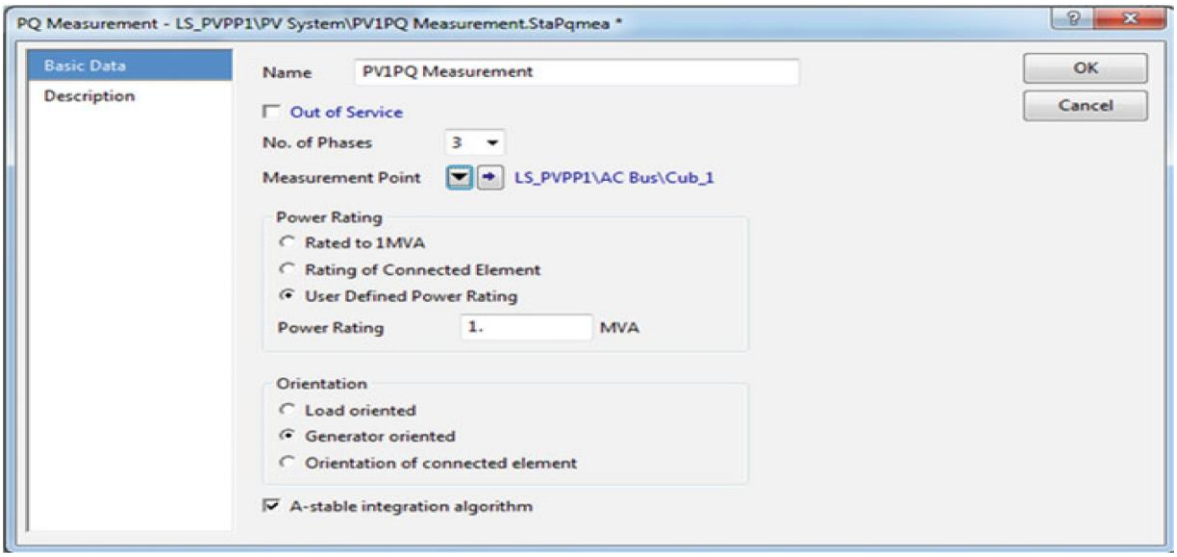

*Hình 43. Mô hình mảng PV trong môi trường DSL*




*Hình 44. Đường cong đặc tính I-V và P-V của một PV*

### 1.2.3. Khối đo công suất (Power Measurement)

Khối này được sử dụng để đo công suất tác dụng phía DC của Bộ nghịch lưu và gửi giá trị này đến *Mô hình thanh cái DC và tụ điện*. Trong trường hợp này, khi bỏ qua tổn thất của Bộ nghịch lưu (vốn nhỏ hơn đáng kể so với công suất đầu vào), thì *Mô hình đo công suất* (Hình 45) sẽ đo công suất đầu ra của Bộ nghịch lưu phía AC, ký hiệu là $P_{dc}$.




*Hình 45. Cửa sổ giao diện của Khối đo công suất cho hệ thống LS-PVPP thử nghiệm*

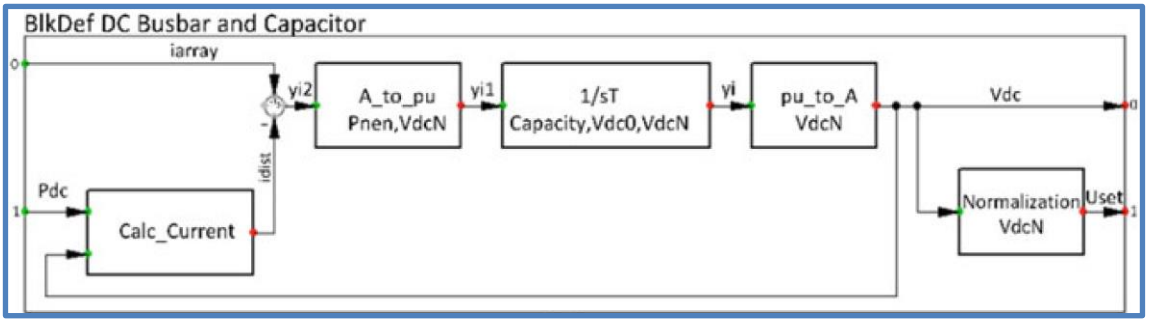
### 1.2.4. Mô hình thanh cái DC và tụ điện (DC Bus and Capacitor Model)

Điện áp của tụ DC thay đổi theo phương trình sau:

$$i_{array} - i_{dc} = C\frac{dV_{dc}}{dt}; \qquad i_{dc} = \frac{P_{dc}}{V_{dc}} \tag{2}$$

$V_{dc}$ được tính toán từ phương trình (2). Trong mô hình này, $U_{set}$ là điện áp phía DC đã được chuẩn hóa, các tham số của thanh cái DC và tụ điện được sử dụng để mô phỏng nhà máy LS-PVPP trong hệ thống thử nghiệm Phần khởi tạo của mô hình như sau:

```
vardef(Capacity)='s';'of capacitor on DC busbar'
vardef(Vdc0)='V';'Initial DC-voltage'
vardef(VdcN)='kV';'Nominal DC Voltage'
vardef(Pnen)='MW';'Rated Power'
vardef(Vdc)='V';'DC busbar voltage'
inc(Vdc)=VdcN
inc(iv)=Pdc/Vdc0*1000000
```




*Hình 46. Mô hình thanh cái DC và tụ điện, hệ thống LS-PVPP thử nghiệm*

### 1.2.5. Nguồn điện áp DC (DC Voltage Source)

Khối này nhận $U_{set}$ (điện áp đầu ra của nguồn điện áp DC ở đơn vị per unit – p.u.) từ *Mô hình thanh cái DC và tụ* và tạo ra $V_{dc}$ .

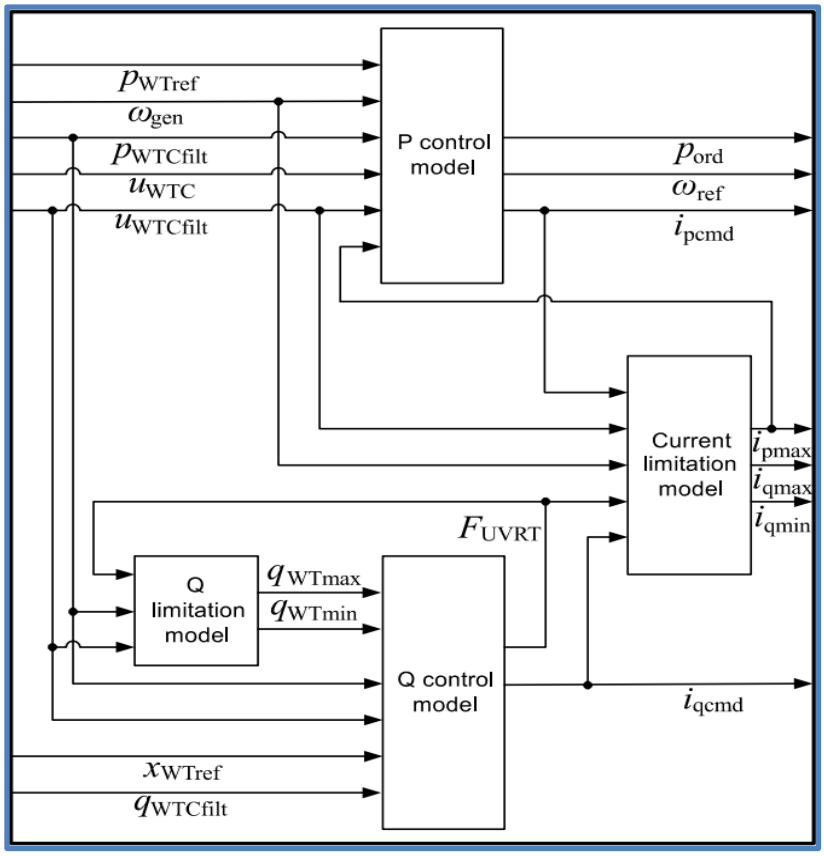
## 2. Model of Wind

Turbine gió Loại 3 (Type 3 WT) tương ứng với cấu trúc turbine gió sử dụng máy phát điện cảm ứng kích từ - động cơ hai nguồn cấp (DFIG). Cấu tạo chung của mô hình Type 3 WT cấu thành từ năm mô hình động học chính, thể hiện ở Hình 47b (Cấu trúc mô hình và chiến lược FRT của DFIG được kế thừa từ [100], [101]):

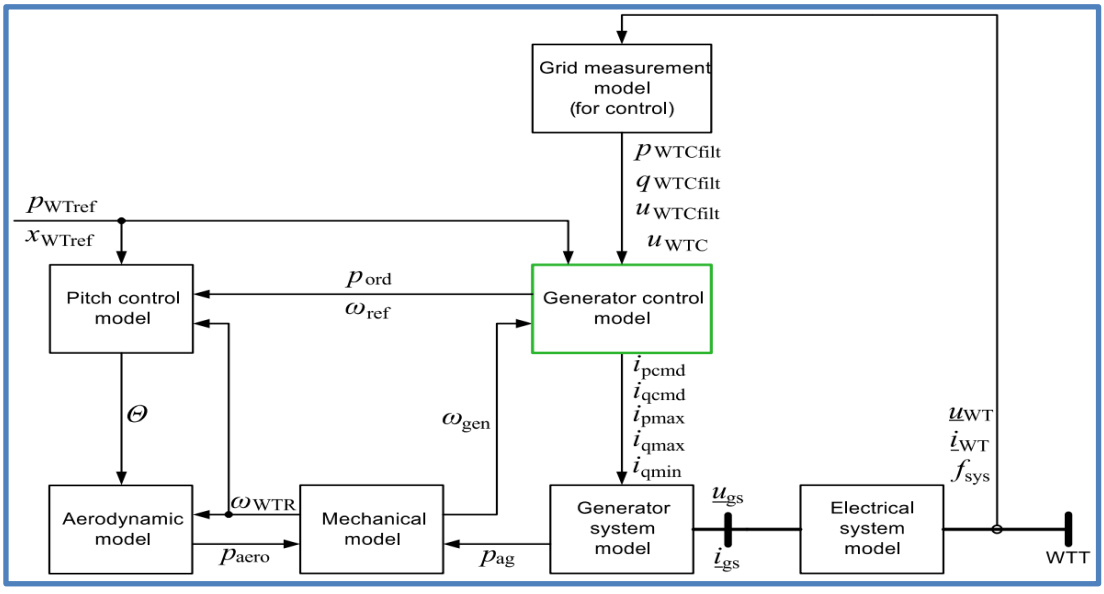
1. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);
2. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model);
3. Mô hình cơ học (Mechanical Model);
4. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control);
5. Mô hình điều khiển máy phát (Generator Control Model);

Trong đó, *Mô hình điều khiển máy phát* gồm bốn thành phần con:

- Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model);
- Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model);
- Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model);
- Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model).




*a/ Cấu tạo Mô hình điều khiển máy phát*




*b/ Cấu tạo mô hình Type 3 WT*

*Hình 47. Cấu trúc các mô-đun của Turbine gió loại 3 và Mô hình điều khiển máy phát*

## 2.1. Triển khai Type 3 WT trong DSL

Mô hình mô phỏng turbine gió loại 3 được xây dựng theo tiêu chuẩn IEC 61400-27-1, cụ thể:

### 2.1.1. Khung tổng hợp của mô hình Type 3 WT

Các *Slot* chứa mô hình điều khiển động học của turbine gió, cũng như thiết bị điện dùng để kết nối các mô hình này với lưới điện. Các Slot này không chứa thông tin toán học như các phương trình hay macros tiêu chuẩn (như Bộ khuếch đại – Gain, Giới hạn – Limiter hoặc các hàm logic), mà có vai trò chỉ định tên của các tín hiệu đầu vào và đầu ra. Hình 48 minh họa *Khung tổng hợp (.BlkDef)* của turbine gió loại 3 được xây dựng dựa trên cấu trúc tổng thể đã được mô tả trong Hình 48.

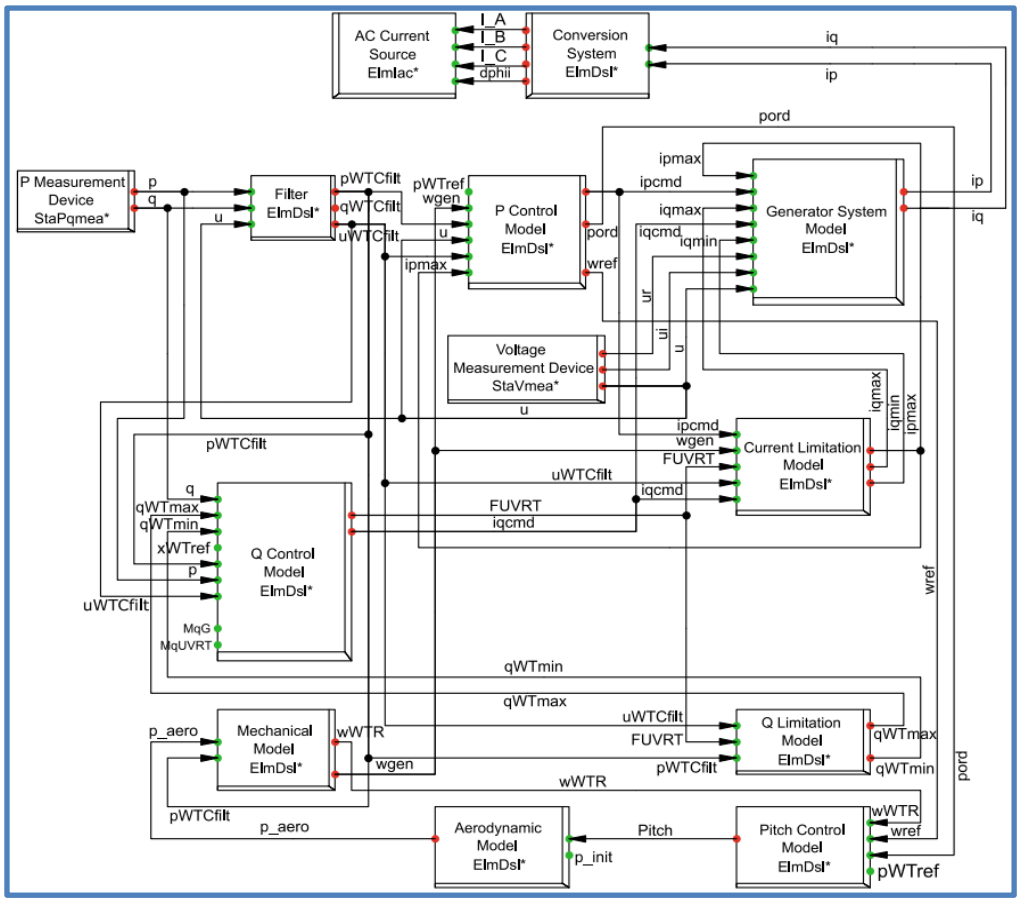
Theo Hình 48, có tổng cộng 13 *Slots* trong *Khung tổng hợp (.BlkDef)*, trong đó 8 *Slots* chính là các mô hình điều khiển chính mô phỏng cơ chế vận hành của một turbine gió loại 3 xây dựng bằng ngôn ngữ DSL:

1. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);
2. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model);
3. Mô hình cơ học (Mechanical Model);
4. Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model);
5. Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model);
6. Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model);
7. Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model);
8. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control).

Ngoài 8 mô hình trên, Khung tổng hợp còn bao gồm:

- *AC Current Source*: Dùng để kết nối mô hình turbine gió với lưới điện;
- *Conversion System* và *Filter Models*: Sử dụng để điều chỉnh tín hiệu đầu ra từ mô hình turbine gió theo chuẩn IEC;

*Voltage Measurement Device* và *P Measurement Device*: Dùng để đo điện áp, công suất tác dụng và công suất phản kháng, từ đó gửi các tín hiệu này đến các mô hình điều khiển tương ứng. Các loại tín hiệu này không theer được ấy trực tiếp từ các tham số tính toán của AC Current Source.




*Hình 48. Khung tổng hợp của mô hình Turbine gió loại 3*

### 2.1.2. Các khối mô hình

#### *2.1.2.1. Mô hình khí động học (Aerodynamic Model)*

Mô hình khí động học được sử dụng là mô hình một chiều, bỏ qua ảnh hưởng của tốc độ quay rotor, nhưng có xét đến góc nghiêng cánh quạt *(pitch angle)*. Công suất khí động học đầu ra *(p_aero)* được tính bằng công thức sau:

$$p_aero = p_init - K_a \cdot Pitch \cdot (Pitch - Pitch_wo) \qquad (3)$$

Trong đó:

$p_aero$ – Công suất khí động học đầu ra, phụ thuộc vào tốc độ gió;

$p_init$ – Công suất gió Mô hinhd ban đầu, giá trị này do người dùng thiết lập;

$K_a$ – Hệ số khuếch đại khí động học;

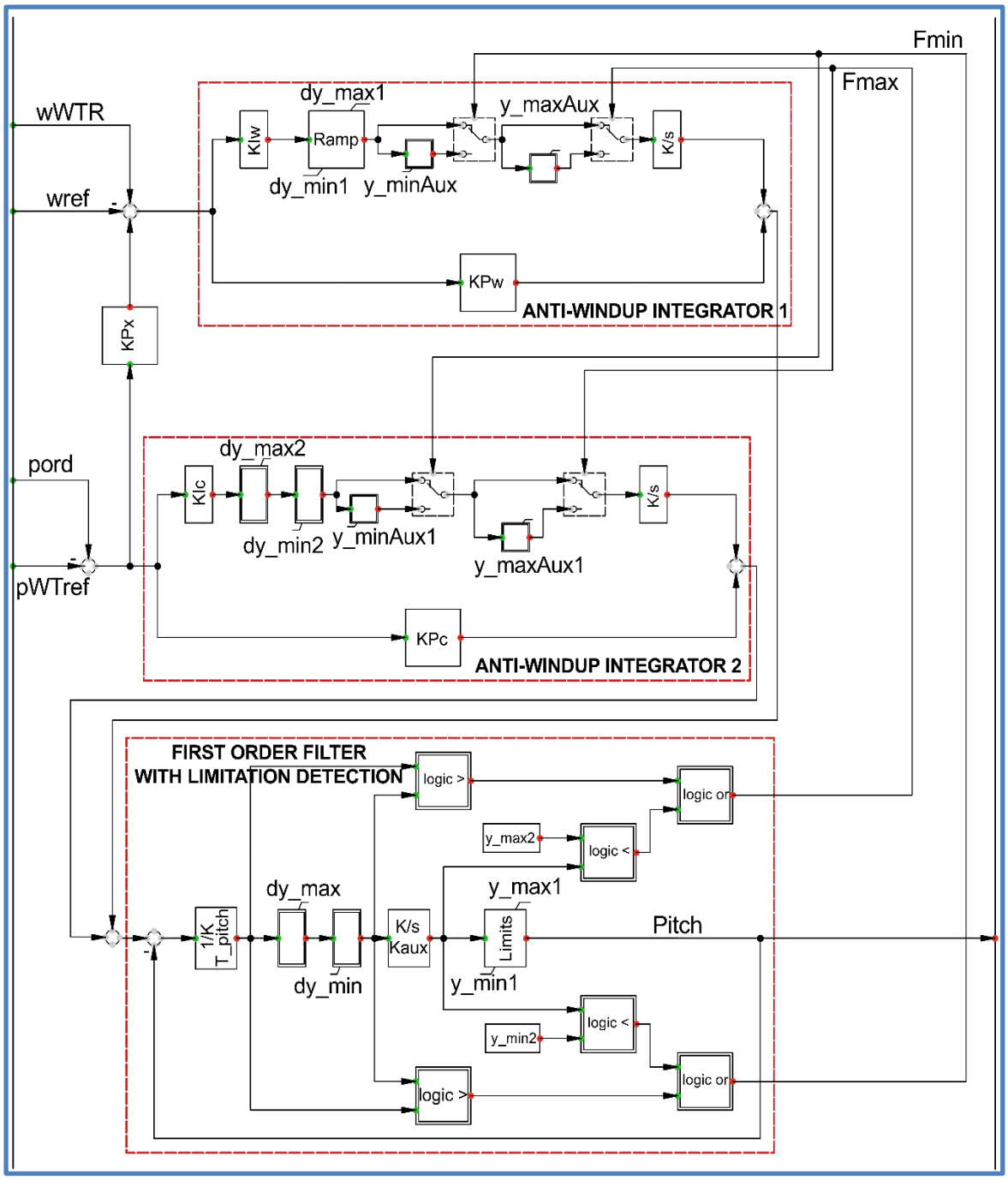
$Pitch$ – Góc nghiêng của cánh turbine, giá trị được cấp bởi Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model);

$Pitch_wo$ – Giá trị góc nghiêng ban đầu.

Từ phương trình cho thấy, giá trị Pitch càng lớn thì giá trị p_aero càng nhỏ. Mô

hình khí động học sẽ cung cấp p_aero cho *Mô hình cơ học (Mechanical Model)*, từ đó sẽ tạo ra dòng công suất tác dụng được bơm lên hệ thống với giá trị bằng với giá trị công suất tác dụng được thiết lập bởi người dùng trong cả *Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model)* và Mô hình điều khiển góc cánh, tức là bằng với giá trị công suất tác dụng tham chiếu *(pWTref)*.

*2.1.2.2. Mô hình điều khiển góc cánh (Pitch Control Model)*




*Hình 49. Mô hình điều khiển góc cánh trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory*

Mô hình được minh họa trong Hình 49, dùng để tính toán góc nghiêng cần thiết nhằm điều chỉnh sự chênh lệch giữa lệnh công suất *(pord)* từ Mô hình điều khiển công suất tác dụng và giá trị công suất tác dụng tham chiếu (pWTref), cũng như sự chênh lệch giữa tốc độ quay của rotor turbine (*wWTR* – được tính bởi Mô hình cơ học) và tốc độ quay tham chiếu (*wref* – lấy từ Mô hình điều khiển công suất tác dụng). Góc nghiêng cánh được điều chỉnh sao cho phải đạt được giá trị công suất tác dụng đã cho trước, đồng thời tránh sự gia tăng đột ngột của tốc độ rotor. Quá trình này được thực hiện thông qua hai bộ điều khiển PI là *Bộ tích phân chống quá giới hạn (Anti-Windup Integrators)* nhằm tránh tình trạng tín hiệu đầu ra bị mất kiểm soát khi giá trị Pitch đạt quá cao hay quá thấp. Các bộ tích phân sẽ ngừng tăng nếu tín hiệu *Fmax* = 1 hoặc ngừng giảm nếu *Fmin* = 1.

*2.1.2.3. Mô hình cơ học (Mechanical Model)*

Mô hình cơ học được triển khai dưới dạng *mô hình hai khối lượng (two-mass model)*, đại điện cho phía tốc độ thấp và phía tốc độ cao, minh học Hình 50. Trục turbine gió được mô phỏng như một lò xo kết nối với một bộ giảm chấn, được biểu diễn thông qua *Hệ số độ cứng truyền động (K_drt)* và *Hệ số giảm chấn truyền động (C_drt)*. Rotor của turbine gió và máy phát điện được biểu diễn bằng các hằng số quán tính tương ứng. Mối quan hệ giữa các tham số này được biểu diễn bằng các phương trình sau:

$$2H_WTR \cdot \frac{dwWTR}{dt} = T_{WTR} - K_drt \cdot (\theta_{gen} - \theta_{WTR}) - C_drt \cdot (wWTR - wgen) \quad (4)$$

$$2H_gen \cdot \frac{dwgen}{dt} = -T_{gen} + K_drt \cdot (\theta_{gen} - \theta_{WTR}) + C_drt \cdot (wWTR - wgen) \quad (5)$$

Trong đó:

$H_WTR$ – Hằng số quán tính của rotor turbine gió;

$H_gen$ – Hằng số quán tính của máy phát điện;

$K_drt$ – Hệ số độ cứng truyền động;

$C_drt$ – Hệ số giảm chấn truyền động;

$T_{WTR}$ – Mô-men xoắn khí động học;

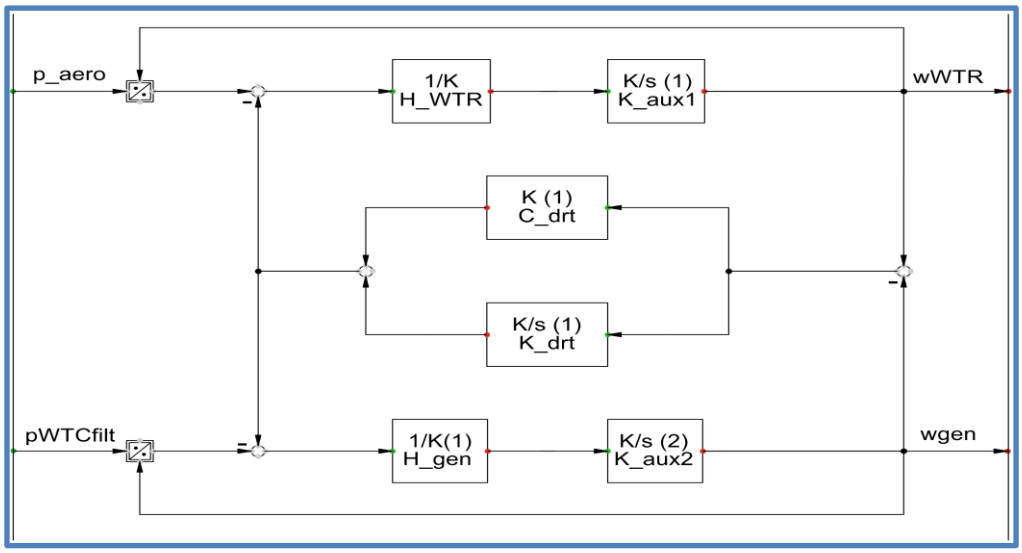
$T_{gen}$ – Mô-men xoắn điện;

$\theta_{WTR}$ – Góc của rotor turbine;

$\theta_{gen}$ – Góc của máy phát điện;

$wWTR$ – Tốc độ quay của rotor turbine;

$wgen$ – Tốc độ quay của máy phát điện.




*Hình 50. Mô hình cơ học trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory*

Trong các giai đoạn quá độ, khi turbine gió phải chịu sự mất cân bằng mô-men xoắn, các phương trình này sẽ mô phỏng sự tăng tốc của rotor và sự giảm tốc độ quay của máy phát nhằm cân bằng hai phía của trục truyền động. Tốc độ quay của rotor turbine *(wWTR)* và của máy phát *(wgen)* sẽ là tín hiệu đầu ra của Mô hình cơ học, trong khi đó *công suất tác dụng đã lọc được đo tại đầu cực của turbine (pWTCfilt)* và *công suất khí động học (p_aero)* là tín hiệu đầu vào cần thiết cho mô hình.

*2.1.2.4. Mô hình điều khiển công suất tác dụng (P Control Model)*

Bộ điều khiển PI mô-men xoắn *(Torque PI)* – tiểu mô hình quan trọng nhất trong Mô hình điều khiển P – được thiết kế để tính toán giá trị mô-men xoắn cần thiết nhằm khắc phục sai lệch giữa *tốc độ quay của máy phát (wgen)* và *tốc độ quay tham chiếu (wref)*. Giá trị wref được lấy từ bảng tra cứu cung cấp tốc độ quay tham chiếu dựa trên công suất tác dụng đo được tại các đầu cực của turbine sau khi đã được lọc *(pWTCfilt)*.

Đầu ra của Torque PI, cùng với điện áp đo được *(u)*, giá trị dòng công suất tác dụng tối đa (*ipmax* – lấy từ Mô hình giới hạn dòng) và wgen, sẽ tạo thành *lệnh công suất (pord)* từ bộ điều khiển của turbine gió. Như đã đề cập trước đó, pord chính là tín hiệu đầu vào của Mô hình điều khiển góc cánh.

Ngoài ra, *pWTref* cũng là một tín hiệu đầu vào trong việc tính toán giá trị mô-men xoắn, còn *lệnh dòng công suất tác dụng (ipcmd)* là một tín hiệu đầu ra khác từ Mô hình điều khiển P, và sẽ trở thành đầu vào của Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Control). Giá trị *wref* vừa ảnh hưởng đến quá trình tính toán mô-men xoắn, đồng thời cũng là tín hiệu đầu vào của Mô hình điều khiển góc cánh.

*2.1.2.5. Mô hình điều khiển công suất phản kháng (Q Control Model)*

Mô hình có khả năng hoạt động ở 05 chế độ điều khiển phản kháng của turbine gió, tùy vào giá trị của chế độ điều khiển *(MqG)*:

- Điều khiển điện áp;
- Điều khiển công suất phản kháng;
- Điều khiển công suất phản kháng trong mạch hở (open-loop);
- Điều khiển hệ số công suất;
- Điều khiển hệ số công suất trong mạch hở (open-loop);

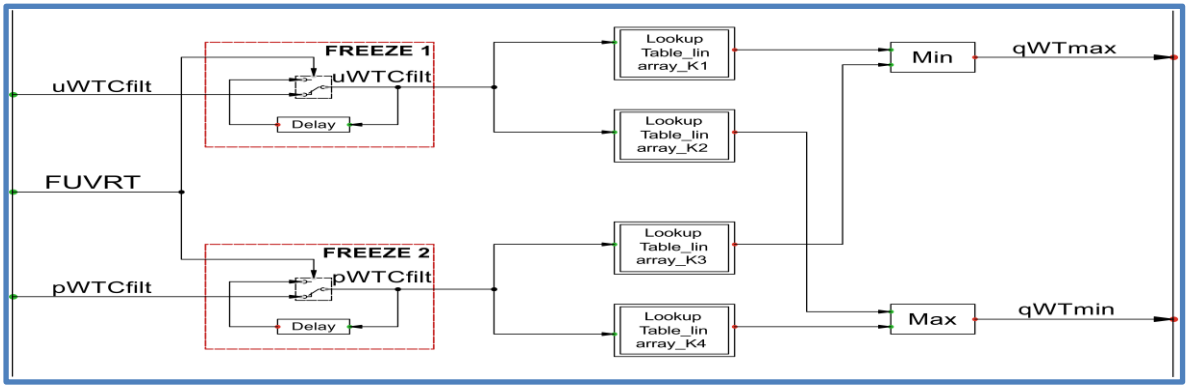
Khi vận hành ở chế độ điều khiển công suất phản kháng, người dùng có thể thiết lập giá trị đặt cho công suất phản kháng tại đầu cực của turbine *(xWTref)*. Mô hình điều khiển Q sẽ điều khiển *lệnh dòng công suất phản kháng (iqmcd)* – tín hiệu đầu vào của Mô hình hệ thống máy phát và Mô hình giới hạn dòng (Hình 15) – để đảm bảo turbine gió cung cấp công suất phản kháng theo giá trị *xWTref.*

Chế độ điều khiển chịu điện áp thấp *(MqUVRT)* sẽ thiết lập lượng dòng công suất phản kháng được bơm vào khi xảy ra sự cố sụt áp. Tín hiệu iqmcd cũng phụ thuộc vào *FUVRT (the under-voltage ride-through flag signal)*, có nhiệm vụ điều chỉnh giá trị của iqmcd tùy theo trạng thái vận hành của turbine: vận hành bình thường, trong và sau sự cố.

*2.1.2.6. Mô hình giới hạn công suất phản kháng (Q Limitation Model)*

Mô hình giới hạn Q (Hình 51) có nhiệm vụ cung cấp cho Mô hình điều khiển Q giá trị công suất phản kháng cực đại *(qWTmax)* và cực tiểu *(qWTmin)* tại các đầu cực của turbine. Đây là các giá trị "động", tức là chúng có thể thay đổi trong suốt quá trình mô phỏng. Sự biến thiên này phụ thuộc vào 03 yếu tố:

- FUVRT;
- pWTCfilt;
- uWTCfilt (điện áp đo được tại đầu cực của turbine gió sau khi lọc).




*Hình 51. Mô hình giới hạn Q trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory*

*2.1.2.7. Mô hình giới hạn dòng (Current Limitation Model)*

Mô hình sẽ thiết lập các giá trị giới hạn lớn nhất và nhỏ nhất của dòng công suất phản kháng được phép, cũng như giá trị lớn nhất của dòng công suất tác dụng – lần lượt là *iqmax, iqmin và ipmax*. Các biến đầu ra của mô hình này phụ thuộc vào các thông số sau: uWTCfilt, ipcmd, iqcmd, wgen, và FUVRT. Chiến lược giới hạn dòng khi xảy ra sự cố điện áp thấp được xây dựng theo [100], [101].

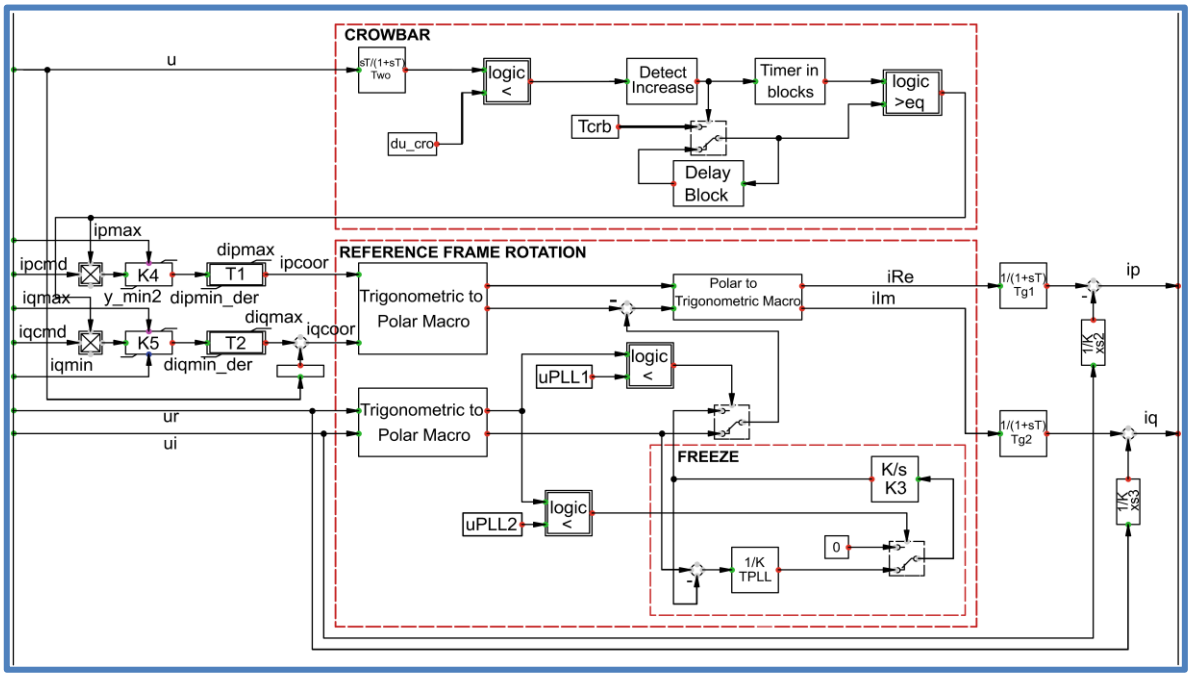
*2.1.2.8. Mô hình hệ thống máy phát (Generator System Model)*

Hệ thống máy phát được chia thành 02 thành phần:

- Hệ thống crowbar;
- Hệ tọa độ quay tham chiếu (Reference Frame Rotation);

Hệ thống crowbar sẽ nhân tín hiệu lệnh dòng công suất tác dụng và phản kháng (ipcmd và iqcmd) với giá trị 0 khi điện áp đo được *(u)* giảm xuống dưới một ngưỡng nhất định, tức khi xảy ra sự cố sụt áp. Trong trường hợp như vậy, máy phát sẽ hoạt động giống như một máy phát không đồng bộ rotor dạng lồng sóc.

Hệ tọa độ quay tham chiếu có nhiệm vụ điều phối pha của dòng điện theo pha của điện áp đo được, từ đó cung cấp cho thiết bị AC Current Source giá trị cuối cùng của dòng công suất tác dụng *(ip)* và dòng công suất phản kháng *(iq)*. Tuy nhiên, các tín hiệu đầu ra này từ hệ thống máy phát chuẩn IEC lại được biểu diễn ở dạng tọa độ chữ nhật, trong khi thiết bị AC Current Source yêu cầu tín hiệu đầu vào là biên độ và pha của dòng điện cho các pha A, B và C. Vì lý do đó, một mô hình Chuyển đổi Hệ tọa độ (Conversion System) sẽ được sử dụng.



*Hình 52. Mô hình hệ thống máy phát trong phần mềm DIgSILENT PowerFactory*

*2.1.2.9. Mô hình hệ thống chuyển đổi hệ tọa độ (Conversion System Model)*

Hệ thống được xây dựng dựa trên một hợp các phương trình chuyển đổi các giá trị dòng công suất tác dụng (ip) và dòng công suất phản kháng (iq) sang hệ tọa độ cực của dòng điện, với độ lớn được đo bằng đơn vị kA. Trong mô hình AC Current Source, do có thể điều khiển độc lập độ lớn và pha của 03 pha dòng điện nên các tín hiệu đầu vào cần được xác định là:

- $I_A$, $I_B$, $I_C$: Độ lớn dòng điện ở từng pha;
- $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$: Góc pha tương ứng với từng pha;

Tuy nhiên, do các mô hình turbine gió chỉ tập trung vào phân tích hệ thống điện ba pha cân bằng thứ tự thuận nên: Độ lớn dòng điện ở cả ba pha là như nhau (phương trình 6) và Các góc pha của ba pha luôn lệch nhau $120^0$.

$$I_A = I_B = I_C \tag{6}$$

Dựa trên tài liệu kỹ thuật của mô hình AC Current Source, góc pha $\varphi_A, \varphi_B, \varphi_C$ được tính bằng công thức sau (Giá trị $phii$ bằng 0 do tần số hệ thống không thay đổi trong suốt quá trình mô phỏng):

$$phii = 0 \tag{7}$$

$$\varphi_A = phii + dphii = dphii \tag{8}$$

$$\varphi_B = \varphi_A - 120^0 = dphii - 120^0 \tag{9}$$

$$\varphi_C = \varphi_A + 120^0 = dphii + 120^0 \tag{10}$$

*2.1.2.10. Mô hình bộ lọc (Filter Model)*

Mô hình sử dụng *các khối trễ bậc nhất (first-order delay blocks)* để lọc giá trị của công suất tác dụng *(p)*, công suất phản kháng *(q)* và điện áp *(u)*. Các tín hiệu đầu ra sau khi lọc là:

- *pWTCfilt*: Công suất tác dụng đã lọc;
- *qWTCfilt*: Công suất phản kháng đã lọc;
- *uWTCfilt*: Điện áp đã lọc

**2.2. Thiết lập điều kiện khởi tạo**

Mô hình cơ học được sử dụng làm ví dụ cho quá trình khởi tạo trong phần mềm. Điều kiện khởi tạo được thiết lập trong "Equation" của Mô hình cơ học hai khối lượng như sau:

```
! ### Definition of Parameters and Initial Conditions of the Two-Mass
Mechanical Model ###
vardef(H_WTR) = 's';'Inertia constant of WT rotor'!Definition of Parameters
vardef(H_gen) = 's';'Inertia constant of electrical generator'
vardef(K_drt) = 'p.u.';'Drive train stiffness coefficient'
vardef(C_drt) = 'p.u.';'Drive train damping coefficient'

inc(wWTR) = wgen !Initial Condition of Unknow Output Signal

inc(x) = wWTR !Initial Conditions of State Variables
inc(x1) = wgen
inc(x2)= (pWTCfilt/wgen)
```

Mô hình khí động học được khởi tạo như sau:

```
! ### Definition of Parameters and Initial Conditions of the Aerodynamic
Model ###
vardef(Pitch_wo) = 'deg';'Inertia pitch angle'!Definition of Parameters
vardef(K_a) = '-';'Aerodynamic gain'

inc(p_aero) = 1 !Initial Condition of Unknow Signals
inc(p_init) = 1
inc(Pitch) = sqrt((p_init-p_aero)/K_a)
```

## 3. Model of PSHP

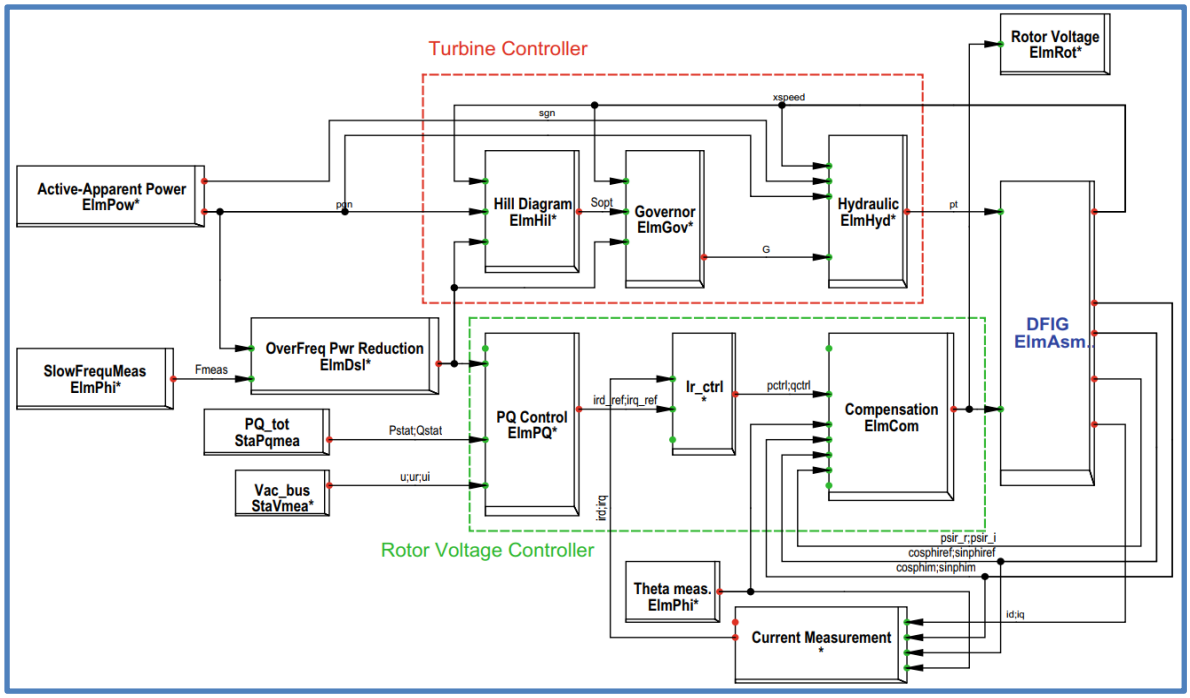
### 3.1. Xây dựng mô hình nhà máy TĐTN trên phần mềm DIgSILENT

#### 3.1.1. Mô hình nhà máy TĐTN có tốc độ thay đổi được (VS-PSHP)

Một số khối (ví dụ: DFIG) được chọn từ thư viện có sẵn, trong khi các khối khác được sử dụng để tạo ra các mô hình chung và liên kết với các định nghĩa mô hình tương ứng. Hình 53 minh họa mô hình của Turbine thủy lực (HT) và hệ thống DFIG/MSC, được xây dựng như một mô hình tổng hợp và bao gồm các thành phần:

16. DFIG (ElmAsm): Mô hình tiêu chuẩn của DFIG và MSC trong PowerFactory;
17. Bộ đo dòng điện: Chuyển đổi hệ quy chiếu theo hướng điện áp stator;
18. Ir_ctrl: Bộ điều khiển dòng điện;
19. Vac_gen (StaVmea): Đo điện áp stator;
20. Vac_bus (StaVmea): Đo điện áp thanh cái;
21. PQ_tot (StaPqmea): Đo tổng công suất tác dụng và phản kháng của máy;
22. PQ control (ElmPQ): Bộ điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của MSC;
23. Theat_meas (ElmPhi): Đo góc pha.
24. Hill diagram (ElmHil): Biểu đồ đường đặc tính hiệu suất, tính toán tốc độ tham chiếu.

25. Over Freq Pwr Reduction: Ngăn chặn sự gia tăng công suất khi tần số vượt quá mức giới hạn;
26. Slow Freq Meas (ElmPhi): Đo tần số;
27. Rotor Voltage (ElmRot): Điện áp rotor;
28. Hydraulic (ElmHyd): Mô hình hệ thống thủy lực;
29. Compensation (ElmCom): Bộ bù;
30. Protection (ElmPro): Bảo vệ thanh cái, bao gồm bảo vệ Crowbar.




*Hình 53. Sơ đồ mô hình hệ thống VS-PSHP*

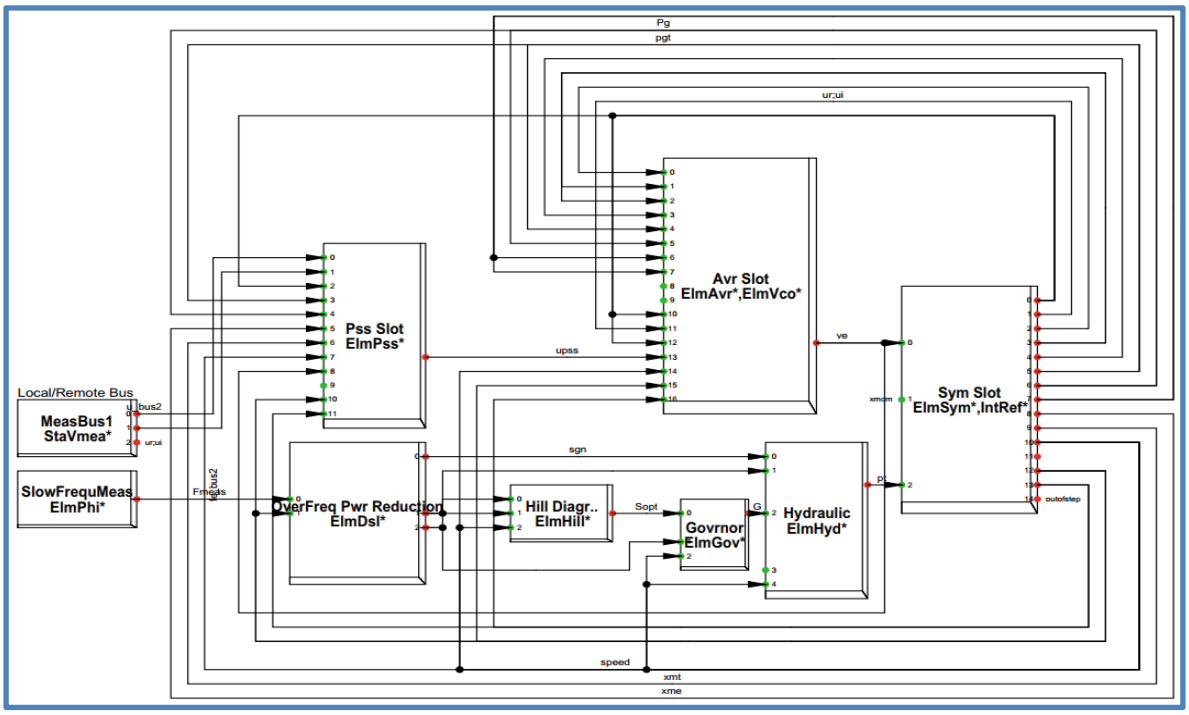
Các biến trong Hình 53 bao gồm:

10. Pt: Công suất của Turbine thủy lực (HT) theo đơn vị p.u.;
11. usr, usi: Phần thực và phần ảo của điện áp rotor theo đơn vị p.u.;
12. xspeed: Tốc độ định mức của rotor theo đơn vị p.u.;
13. pgn: Công suất định mức của HT tính theo kW;
14. sgn: Công suất biểu kiến của DFIG tính theo kVA;
15. sinphim, cosphim: Giá trị sin và cos của góc rotor;
16. sinphi, cosphi: Giá trị sin và cos của góc công suất;
17. psir_r, psir_i: Phần thực và phần ảo của từ thông qua rotor theo đơn vị p.u;
18. $i_{rd}$, $i_{rq}$: Dòng điện của rotor theo trục d-q theo đơn vị p.u.

### 3.1.2. Mô hình nhà máy TĐTN có tốc độ cố định (FS-PSHP)

Hình 54 minh họa mô hình tổng hợp của FS-PSHP. Vì đã có sẵn mô hình tích hợp cho máy phát đồng bộ, bộ điều tốc thủy lực và các phần tử khác (ngoại trừ biểu

đồ hiệu suất *hill diagram*), do đó không cần phải định nghĩa lại các phần tử này.




*Hình 54. Sơ đồ mô hình hệ thống FS-PSHP*

### 3.1.3. Mô hình Turbine thủy lực (HT)

Phạm vi thay đổi tốc độ của VS-PSHP phụ thuộc vào hai yếu tố chính:

- Cải thiện hiệu suất ở chế độ turbine;
- Mức độ tham gia của VS-PSHP trong điều khiển tần số ở chế độ bơm.

Ngoài ra, kích thước của Bộ chuyển đổi cũng được xác định dựa trên phạm vi thay đổi tốc độ của máy. Việc cải thiện hiệu suất trong chế độ turbine được thể hiện thông qua biểu đồ đường đặc tính hiệu suất của HT, được mô tả dưới đây

Các đường cong hiệu suất của turbine Francis được cung cấp bởi nhà sản xuất hoặc nhà thiết kế HT cho một số tốc độ nhất định, thể hiện hiệu suất tại các điểm vận hành khác nhau. Đối với một turbine Francis điển hình, biểu đồ hiệu suất được biểu diễn dưới dạng các giá trị đơn vị $N_{11}$–$Q_{11}$. Tuy nhiên, trong luận án này, đường cong hiệu suất được sử dụng dưới dạng $N_{11}$–$P_{11}$. Các giá trị đơn vị: Công suất ($P_{11}$); Tốc độ ($N_{11}$) và Lưu lượng xả ($Q_{11}$) này được xác định như sau:

$$\begin{cases} P_{11} = \dfrac{P}{D_1^2\sqrt{H_p{}^3}} \\ N_{11} = \dfrac{D_1 n_q}{\sqrt{H_p}} \\ Q_{11} = \dfrac{Q}{D_1^2\sqrt{H_p}} \end{cases} \quad (1)$$

Trong đó:

$D_1$ – Đường kính của turbine, m;

$Q$ – Lưu lượng, $m^3/s$;

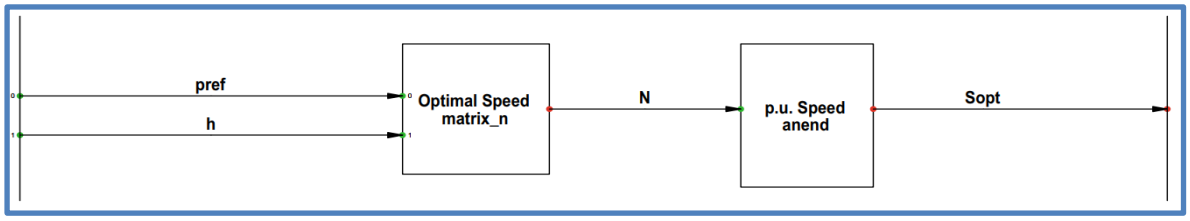
$n_q$ – Tốc độ quay của turbine, vòng/phút;

$P$ – Công suất đầu vào của turbine, kW;

$H_p$ – Chiều cao cột áp, m.

Từ các công thức trên, có thể đạt được hiệu suất tối đa của VS-PSHP bằng cách giảm tốc độ, khi mà cả cột nước và công suất đầu ra của tổ máy đều thấp trong chế độ turbine. Nói cách khác, tốc độ tối thiểu của VS-PSHP được xác định dựa trên phân tích chi phí của việc cải thiện hiệu suất trong chế độ tải một phần của turbine. Ngoài ra, phạm vi thay đổi công suất trong chế độ bơm cũng là một thông số ảnh hưởng đến phạm vi thay đổi tốc độ cần thiết [114].

Hình 55 minh họa mô hình của quá trình tính toán tốc độ tham chiếu của FS-PSHP, được gọi là *hill diagram slot*. Như đã đề cập, đường cong biểu đồ hiệu suất $P_{11}$–$N_{11}$ của HT (do nhà thiết kế cung cấp) cho thấy hiệu suất tại các điểm vận hành khác nhau. Trước tiên, tốc độ rotor và công suất tác dụng được chuyển đổi thành công suất đơn vị ($P_{11}$) và tốc độ đơn vị ($N_{11}$). Các thông số được xác định trong mô hình này bao gồm: Công suất tham chiếu (*pref*); Tốc độ định mức của rotor (*xspeed*); Đường kính trong (*D*); Chiều cao cột áp tĩnh (*H*). Căn cứ vào các điểm vận hành tối ưu trên biểu đồ hiệu suất, vận tốc tối ưu ($N$-$_{11o}$) được tính toán. Sau đó $N$-$_{11o}$ được chuyển đổi thành tốc độ rotor tham chiếu (*Sopt*).




*Hình 55. Sơ đồ mô hình tính toán tốc độ tham chiếu của FS-PSHP*

### 3.2. Hỗ trợ công suất phản kháng

Đường cong P-Q của một tổ máy không chỉ cần thiết cho việc thiết kế Bộ điều khiển của nhà máy, mà còn cực kỳ quan trọng đối với dòng công suất của lưới điện. Một tổ máy FS được trang bị *salient pole SM* chỉ có thể điều chỉnh công suất phản kháng của nhà máy thông qua hệ thống kích từ, bằng cách điều chỉnh điện áp đầu ra của máy. Ngược lại, tổ máy VS sử dụng DFIG có thể điều chỉnh công suất phản kháng bằng cuộn stator hoặc bằng MSC và GSC. Mặc dù việc sử dụng đồng thời stator của DFIG và GSC có thể là một giải pháp giúp tiết kiệm chi phí điều khiển công suất phản kháng, nhưng nếu không được điều phối hợp lý, nó có thể làm xuất hiện dòng phản kháng tuần hoàn giữa GSC và stator. Vì GSC không được đưa vào mô hình DFIG, nên hệ số công suất của GSC được giả định bằng 1 (tức GSC chỉ trao đổi công suất tác dụng, không phát hoặc tiêu thụ công suất phản kháng) khi vẽ đường cong P-Q. Nói cách khác, trong nghiên cứu này DFIG chỉ có thể phát công suất phản kháng từ phía stator. Cách tiếp cận này cho phép người dùng DIgSILENT định nghĩa DFIG như một nút PV trong mô phỏng. Dòng công suất phản kháng và tác dụng của DFIG được thể hiện trong Bảng 21.

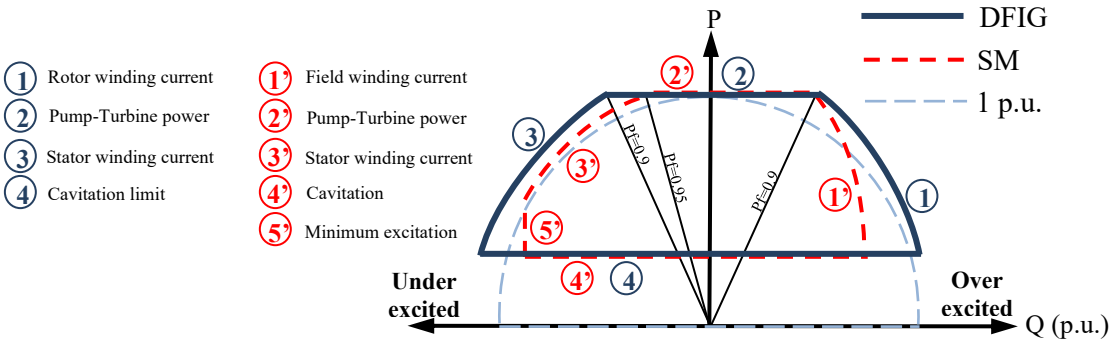
*Bảng 21. Dòng điện định mức của DFIG theo đơn vị p.u.*

| **Hệ số công suất của stator và GSC lần lượt là 0.9 và 1.0** | | | |
|---|---|---|---|
| **Dòng** | **Tác dụng** | **Phản kháng** | **Biểu kiến** |
| Đơn vị (p.u.) | 1.000 | 0.484 | 1.111 |
| Stator (p.u.) | 0.935 | 0.484 | 1.503 |
| MSC/rotor (p.u.) | 0.935 | 0.734 | 1.189 |
| GSC (p.u.) | 0.0785 | 0.000 | 0.0785 |

Hình 56 minh họa biểu đồ khả năng dòng điện tác dụng - phản kháng của DFIG so với SM. Đối với các tổ máy VS, vận hành quá kích từ (over-excited) bị giới hạn bởi dòng điện định mức của MSC (tức là dòng điện rotor). Trong khi đó, đối với các tổ máy FS, dòng điện định mức của cuộn kích từ giới hạn vận hành quá kích từ. Cần lưu ý rằng TĐTN dựa trên DFIG có thể điều khiển công suất phản kháng thông qua cả dây quấn stator và GSC. Mặt khác, tổng dòng điện biểu kiến của GSC được thiết kế dựa trên quy tắc tổng vector của dòng điện tác dụng và phản kháng. Điều này có nghĩa là khả năng trao đổi công suất phản kháng của GSC phụ thuộc vào điểm vận hành tốc độ rotor, tức là công suất đầu ra thực tế của TĐTN. Nếu cần cung cấp công suất phản kháng khi nhà máy đang phát công suất thực tối đa, thì GSC phải được thiết kế với kích thước lớn hơn (over-sized).

Trong PowerFactory, tất cả các mô hình động và biến số như điện áp lưới, công suất tác dụng, công suất phản kháng, mức tải,... đều được khởi tạo ở trạng thái vận hành ổn định, sau đó được đưa vào bài toán load flow. Vì vậy, trước khi chạy mô

phỏng miền thời gian, cần đảm bảo rằng trạng thái load flow đã được cấu hình chính xác. Các phương trình khởi tạo cho từng khối của VS-PSHP được xác định như sau:




*Hình 56. So sánh biểu đồ dòng điện tác dụng – phản kháng của DFIG và SM ở chế độ phát*

### 3.3. Governor Block

```
inc(x)      =0
inc(x1)     =x4
inc(x2)     =x1*R_t
inc(x4)     =G
inc(xspeed)=Sopt
inc(Sopt)   =1
inc(G)      =pref
```

### 3.4. Hydraulic Block

```
inc(pturb) = (x-Q_nl)*h
inc(x)     = sqrt(H_s/(f_p1+f_p2+1/(G*G)))
inc(x1)    = x
inc(x2)    = H_s-x*x*f_p2
inc(h)     = pow((x/G),2)
inc0(G)    = 1
```

### 3.5. Active Power Reduction Block

```
inc(x1)       =yi1
inc(x)        =Fmeas
inc(pref_out)=pref
inc(pgn)      =P
vardef(P)     ='KW';'Rated Active Power'
```

### 3.6. Hill Diagram Block

```
inc(pturb) = (x-Q_nl)*h
inc(x)     = sqrt(H_s/(f_p1+f_p2+1/(G*G)))
inc(x1)    = x
inc(x2)    = H_s-x*x*f_p2
inc(h)     = pow((x/G),2)
inc0(G)    = 1
```

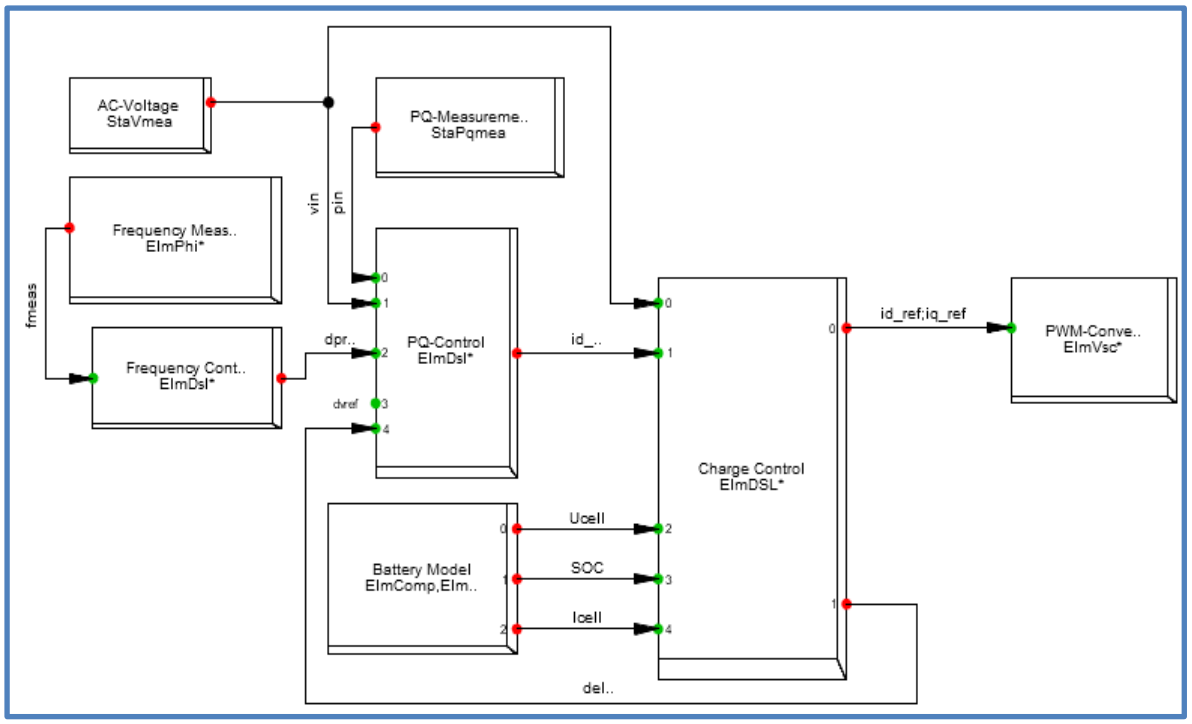
## 4. Model of BESS

### 4.1. Xây dựng mô hình BESS trên phần mềm DIgSILENT

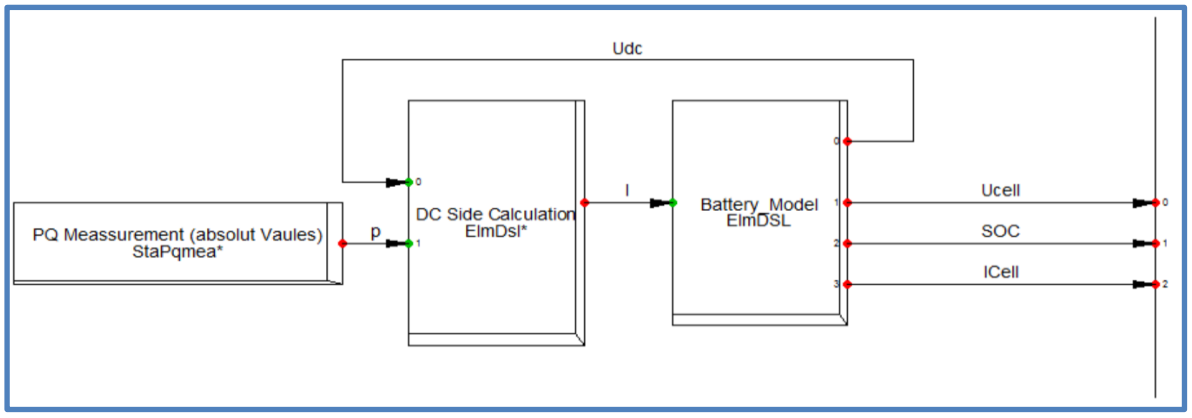
Trong sơ đồ một sợi, BESS được biểu diễn dưới dạng một máy phát tĩnh (static generator). Các mô hình của bộ điều khiển cũng như của pin được tập hợp trong các mô hình hợp thành (composite models). Bộ điều khiển được đặt trong mô hình hợp thành *BESS-Control*, trong khi mô hình của pin được đặt trong mô hình hợp thành *Battery*.

Mô hình hợp thành cho bộ điều khiển có thể được truy cập thông qua liên kết *Plant Model* trên trang **Basic Data** của máy phát tĩnh hoặc thông qua **Data Manager** trong lưới điện đang sử dụng. Mô hình hợp thành BESS-Control được tạo ra từ khung *BatteryCntrl Frame*, minh họa tại Hình 57. Tương tự, mô hình hợp thành Battery được tạo ra từ khung *Frame Battery*, được minh họa tại Hình 58.

Các slot thành phần được mô tả ngắn gọn trong Bảng 22 và Hình 58. Mỗi slot có thể được điền bởi một mô hình DSL, một thiết bị đo lường, hoặc một phần tử trong PowerFactory, chẳng hạn như một máy phát tĩnh. Tất cả các thiết bị đo lường đều được kết nối hoặc trực tiếp tới terminal, hoặc tới cubicle – phần tử kết nối máy phát tĩnh với terminal. Cách tiếp cận này đảm bảo rằng toàn bộ thiết bị đo lường được kết nối chính xác sau khi đưa mô hình vào bằng cách sử dụng mẫu (template).




*Hình 57. Mô hình hợp thành BESS-Control trong BatteryCntrl Frame*

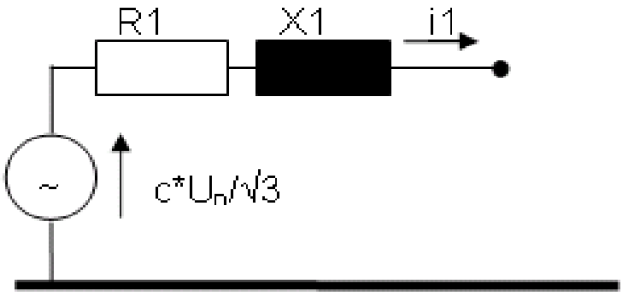



*Hình 58. Mô hình hợp thành Battery trong Frame Battery*

*Bảng 22. Mô tả các thành phần trong BatteryCntrl Frame*

| Tên thành phần | Mô tả | Loại yêu cầu |
|---|---|---|
| Converter | Liên kết đến máy phát tĩnh (Hình 65), đại diện cho bộ nghịch lưu. | *.ElmGenstat |
| PQ – Control | Điều khiển công suất tác dụng và phản kháng của bộ nghịch lưu. | DSL – Model |
| Frequency Control | Tính toán giá trị tham chiếu cho công suất tác dụng dựa trên tần số. | DSL – Model |
| PQ – Measurement | Thiết bị đo PQ (phản hồi). | *.StaPqmea |
| Frequency Measurement | Đo tần số để cấp dữ liệu cho Frequency Control. | *.ElmPhi |

| Tên thành phần | Mô tả | Loại yêu cầu |
|---|---|---|
| AC – Voltage | Thiết bị đo điện áp xoay chiều để phát hiện sự cố và hỗ trợ điều áp. | *.StaVmea |
| Charge Control | Xác định xem pin có cần sạc hay không. | DSL – Model |
| Battery Model | Liên kết đến mô hình hợp thành Battery. | *.ElmComp |

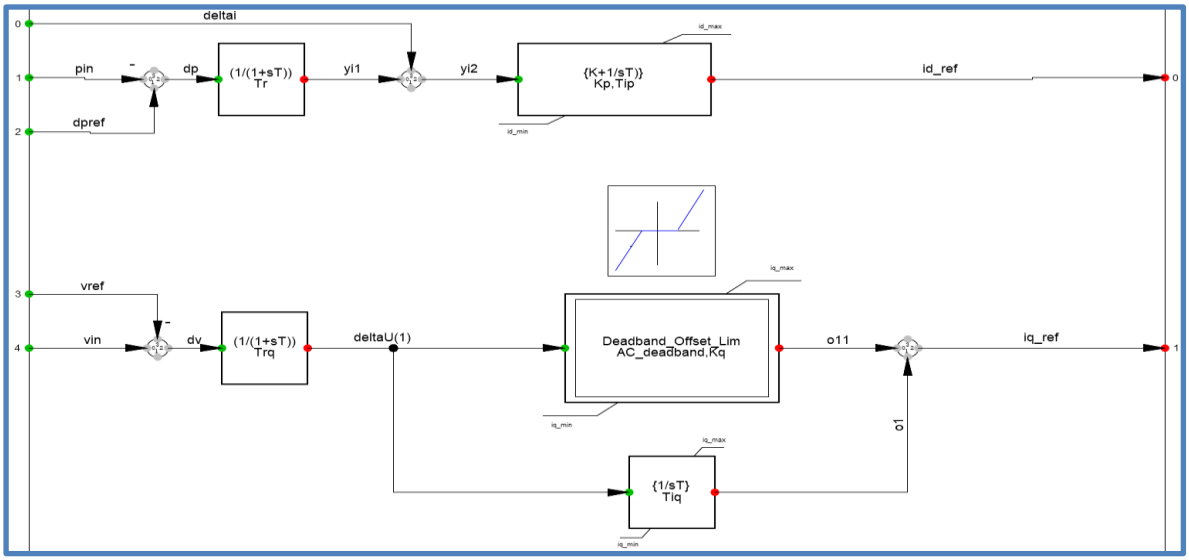



*Hình 59. Mô hình máy phát tĩnh tương đương cho Static Converter*

## 4.2. Các thành phần chính

### 4.2.1. PQ – Control

Mô hình PQ – Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 60.




*Hình 60. Mô hình PQ – Control*

Các phương trình khởi tạo cho PQ – Control được xác định như sau:

```
inc(xp)          =id_ref
inc(xpr)         =0
inc(xq)          =iq_ref
```

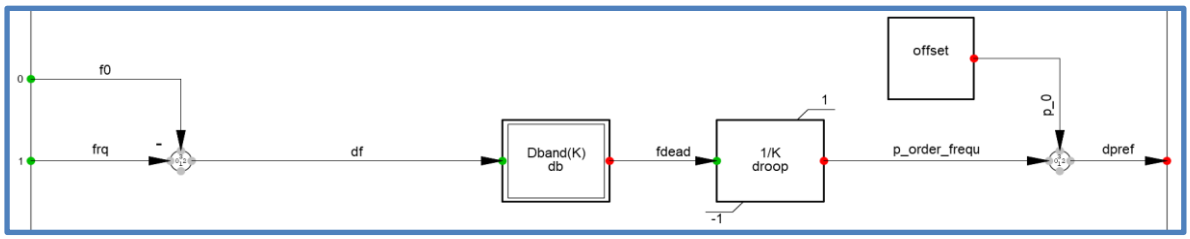
```
inc(xqr)            =0
inc(deltai)         =0
inc(vref)           =vin
inc(dpref)          =0
vardef(Tr)          ='s';'Filter time constant, active path'
vardef(Trq)         ='s';'Filter time constant, reactive path'
vardef(Kp)          ='pu';'Proporional gain - id-PI-controller'
vardef(Tip)         ='s';'Integrator time constant -id-PI-contr.'
vardef(Kq)          ='pu';'Proporional gain for AC-voltg. support'
vardef(AC_deadband)='pu';'deadband for proportional gain'
vardef(Tiq)         ='s';'Integrator time constant -iq-I-contrl.'
```

### 4.2.2. Frequency Control

Mô hình Frequency Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 61.

Các phương trình khởi tạo cho Frequency Control được xác định như sau:

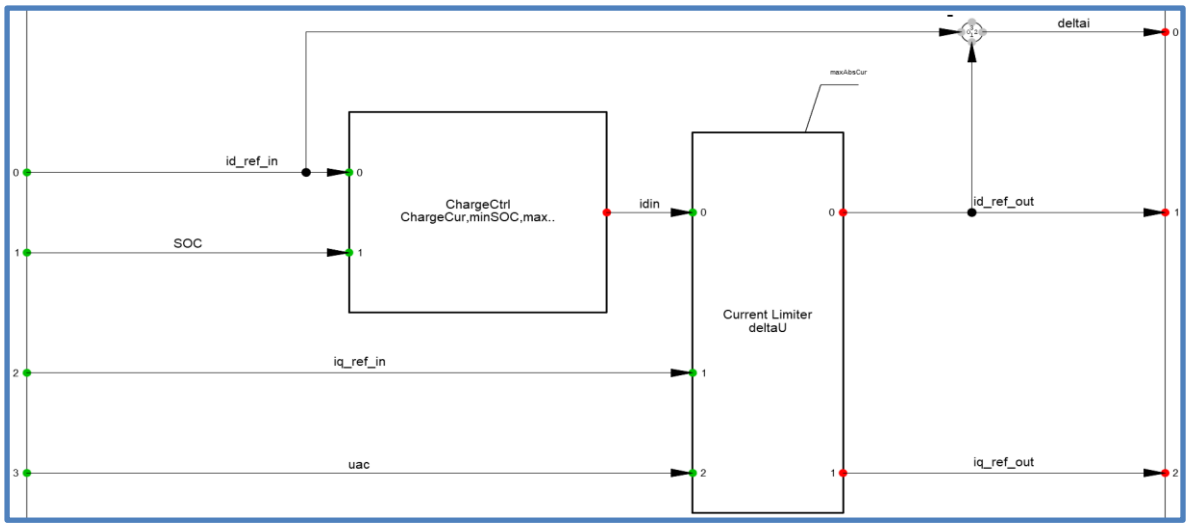
```
inc(p0)    =dpref
inc0(f0)   =frq
!inc(xfilt)  =0
inc0(dpref)  =0
vardef(db)   ='pu';'deadband for frequ. control'
vardef(droop)=;'0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz'
```




*Hình 61. Mô hình Frequency Control*

### 4.2.3. Charge Control

Mô hình Charge Control được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như minh họa Hình 62.



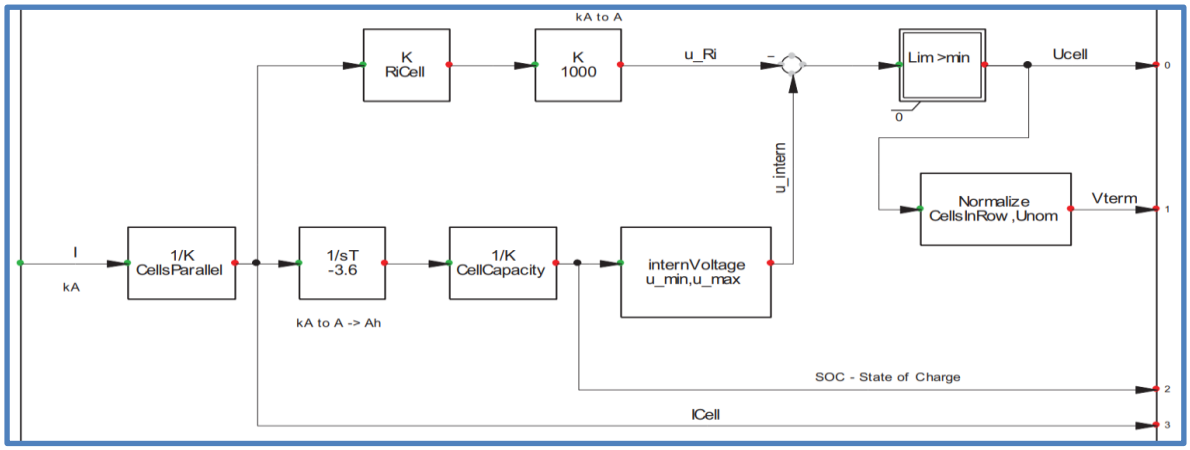

*Hình 62. Mô hình Charge Control*

Các phương trình khởi tạo cho Charge Control được xác định như sau:

```
inc(id_ref_in)    =id_ref_out
inc(iq_ref_in)    =iq_ref_out
inc(deltai)       =0
inc0(SOC)         =0.8
inc0(uac)         =1
vardef(ChargeCur)='pu';'min charging current';
vardef(maxSOC)    ='pu';'maximal SOC, charging will be stopped';
vardef(minSOC)    ='pu';'minimal SOC, discharging will be stopped';
vardef(deltaU)    ='pu';'threshold for iq preference';
```

### 4.2.4. Battery Model

Mô hình Battery được biểu biễn trong PowerFactory có dạng như Hình 63.




*Hình 63. Mô hình Battery Model*

Việc triển khai mô hình pin được thực hiện trong DSL (Hình 63). Chỉ cần dòng

DC làm tín hiệu đầu vào cho mô hình. Mô hình xuất ra điện áp DC đầu ra, trạng thái sạc (SOC) và cả điện áp từng cell DC (DC-cell-voltage), dữ liệu này cần thiết cho bộ Charge Control.

*Bảng 23. Các thông số trong Battery Model*

| Tên thông số | Đơn vị | Mô tả |
|---|---|---|
| u_min | V | Điện áp của cell khi đã xả hết điện. |
| u_max | V | Điện áp của cell khi đã được sạc đầy. |
| CellCapacity | Ah | Dung lượng của một cell tại dòng xả được sử dụng (theo định luật Peukert). |
| CellsParallel | Int | Số lượng cell mắc song song (làm tăng tổng dung lượng). |
| CellsInRow | Int | Số lượng cell mắc nối tiếp (làm tăng điện áp đầu ra). |
| RiCell | Ohm | Điện trở trong của mỗi cell (giá trị trung bình). |
| Unom | kV | Điện áp định mức của thanh góp DC được kết nối. |
| SOC0 | Int | Trạng thái sạc tại thời điểm bắt đầu mô phỏng. |

Bộ tích phân (1/sT) dùng để tính toán tổng lượng dòng điện vào và ra của pin cần một điều kiện ban đầu (SOC0). Giá trị này là một phần của các tham số mô hình. Trong quá trình khởi tạo, giả định rằng pin không thực hiện quá trình sạc hoặc xả. Do đó, công suất tác dụng trao đổi của BESS bằng 0 trong bài toán phân bố công suất (load flow).

Trong phần mềm PowerFactory, pin được hiển thị trong sơ đồ một sợi như một nguồn DC. Để áp dụng điện áp đầu ra từ mô hình pin (Hình 63) cho nguồn DC này, cần sử dụng một khung DSL (DSL-frame) như đã minh họa ở Hình 58.

## 5. Model of CBEST

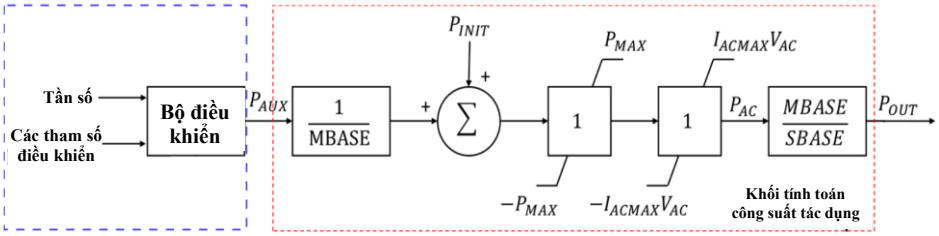
Mục này trình bày chi tiết cấu trúc các khối của mô hình CBEST (EPRI) được sử dụng làm mô hình đối chứng tại mục 2.4 Chương 2.

*5.1.1.1. Điều khiển SOC của CBEST:*

Sơ đồ "Điều khiển SOC của CBEST" được cấu thành từ 03 khối con, gồm: Khối tính toán công suất tác dụng; Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS và Khối tính toán SOC của BESS.

***a) Khối tính toán công suất tác dụng:***

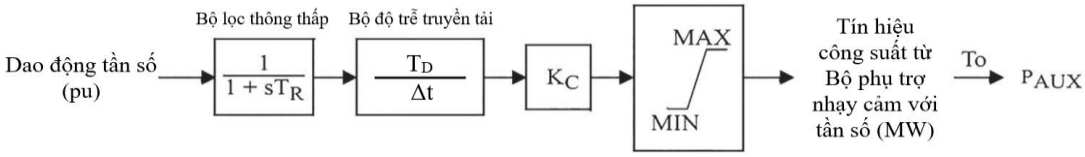
Khối này được thể hiện là một mô hình động của CBEST, nó mô tả một số đặc tính động của BESS:




*Hình 64. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất tác dụng của CBEST [97]*

Toàn bộ cấu trúc này có thể được chia nhỏ thành 02 sơ đồ con như sau:

❖ *Sơ đồ điều khiển công suất phụ trợ $P_{AUX}$:*




*Hình 65. Sơ đồ khối mô hình "động" điều khiển công suất phụ trợ $P_{AUX}$ [99]*

$P_{AUX}$ là tín hiệu đầu vào cho mô hình pin. Trong trường hợp này, vì chức năng của BESS là hạn chế các dao động của tần số tại thanh cái có pin đấu nối, nên một mô hình phụ trợ nhạy cảm với tần số (frequency-sensitive auxiliary model) sẽ được sử dụng với vai trò là một bộ điều khiển tỷ lệ với hệ số khuếch đại $K_C$ [99], áp đặt công suất đầu ra theo độ lệch tần số so với giá trị định mức.

Công suất đầu ra của bộ điều khiển được gửi đến mô hình CBEST qua tín hiệu $P_{AUX}$, có độ lớn tỷ lệ với độ lệch tần số tại thanh cái nơi pin được đấu nối. Ngoài ra, sơ đồ còn có một Bộ lọc thông thấp – Low pass filter (hằng số thời gian $T_R$), một Bộ độ trễ truyền tải – Transport Delay (hằng số thời gian $T_D$) và một Bộ giới hạn đầu ra – Ouput limiter (các giới hạn được đặt theo giới hạn công suất tác dụng của mô hình phân bố công suất tải của BESS). Trong trường hợp xảy ra nhiễu loạn trong lưới điện, độ lệch tần số tại thanh cái có BESS đấu nối sẽ mang giá trị dương. Do đó, tín hiệu $P_{AUX}$ và hệ số khuếch đại của bộ điều khiển $K_C$ đều mang giá trị âm. Hằng số thời gian $T_D$ lấy giá trị là 1 ms, bằng với bước thời gian của các mô phỏng được thực hiện. Tương tự, hằng số thời gian $T_R$ cũng lấy giá trị 1 ms, đại diện cho Bộ lọc thông thấp (Low-Pass Filter) với tần số cut-off là 1 kHz.

❖ *Sơ đồ điều khiển công suất đầu ra $P_{OUT}$:*

Sơ đồ này mô phỏng các giới hạn công suất mà BESS có thể sạc/xả (biểu diễn bởi $P_{MAX}$ và $-P_{MAX}$), giới hạn dòng điện xoay chiều của Bộ chuyển đổi (biểu diễn bởi $I_{ACMAX}$ và $-I_{ACMAX}$). Mục tiêu của khối này là xác định công suất tác dụng đầu ra của BESS dựa trên giá trị công suất khởi tạo $P_{INIT}$ và công suất phụ trợ $P_{AUX}$, cụ thể:

1. Tín hiệu $P_{AUX}$, $P_{INIT}$ được đưa vào hệ thống;
2. Tính toán Công suất đưa vào (P) theo công thức sau:

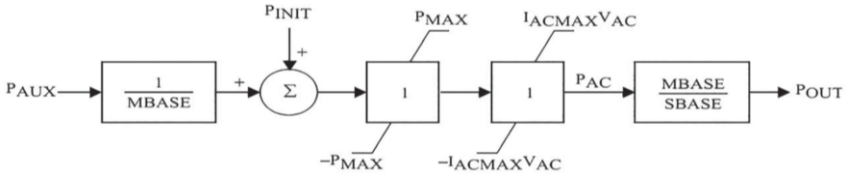
$$P = \frac{P_{AUX}}{M_{BASE}} + P_{INIT} \quad (1)$$

Trong đó:

$P_{AUX}$ – Công suất phụ trợ (MW);

$P_{INIT}$ – Công suất khởi tạo trước khi có điều khiển (MW);

$M_{BASE}$ – Công suất cơ sở của BESS (MW hoặc MVA tùy vào hệ mô hình đang xét).




*Hình 66. Sơ đồ khối mô hình điều khiển công suất tác dụng mà BESS có thể phát ($P_{OUT}$) [99]*

3. Giới hạn công suất đầu ra theo [-$P_{MAX}$; $P_{MAX}$]

Đảm bảo rằng công suất đưa vào không vượt quá giới hạn vật lý của BESS:

$$-P_{MAX} \leq P \leq P_{MAX} \quad (2)$$

4. Tính toán Công suất AC ($P_{AC}$) có thể phát

Công suất bị giới hạn bởi dòng AC tối đa [-$I_{ACMAX}$; $I_{ACMAX}$] và điện áp $V_{AC}$ của Bộ chuyển đổi:

$$-I_{ACMAX} \cdot V_{AC} \leq P_{AC} \leq I_{ACMAX} \cdot V_{AC} \quad (3)$$

5. Chuẩn hóa lại theo công suất cơ sở để có Công suất đầu ra ($P_{OUT}$)

$$P_{OUT} = P_{AC} \cdot \frac{M_{BASE}}{S_{BASE}} \quad (4)$$

Trong đó:

$P_{AC}$ – Công suất AC khả dụng (MW);

$S_{BASE}$ – Công suất cơ sở của toàn hệ thống (MVA);

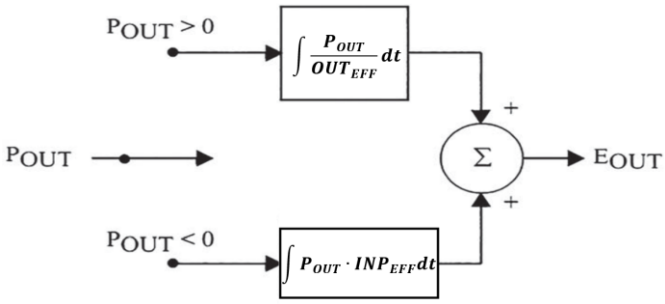
$\frac{M_{BASE}}{S_{BASE}}$ – Hệ số quy đổi giữa BESS với hệ thống điện.

Đây là công suất tác dụng mà BESS có thể phát lên lưới.

***b) Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS:***

Mục tiêu của sơ đồ này là tính toán tổng năng lượng ($E_{OUT}$) đi vào/đi ra khỏi BESS bằng cách tích phân công suất đầu ra ($P_{OUT}$) theo thời gian [99], có tính đến tổn hao trong quá trình lưu trữ và thu hồi năng lượng (biểu diễn bằng $IN_{EFF}$ và $OUT_{EFF}$ tương ứng). Khi $P_{OUT}$ mang dấu dương tức pin đang ở trạng thái xả, và khi mang dấu âm tức pin đang ở trạng thái sạc:

1. Nhận giá trị $P_{OUT}$ từ *Khối tính toán công suất tác dụng*;
2. Kiểm tra điều kiện sạc/xả:
   - Nếu $P_{OUT} > 0$ (BESS đang xả);
   - Nếu $P_{OUT} < 0$ (BESS đang sạc).
3. Xác định $E_{OUT}$ tại thời điểm đang xét (sạc/xả):




*Hình 67. Sơ đồ khối mô hình tính toán năng lượng lưu trữ mà BESS có thể phát ($E_{OUT}$)[99]*

Gộp hai nhánh tương ứng với hai chế độ vận hành (sạc/xả) để tạo ra một biến năng lượng tích lũy $E_{OUT}$ duy nhất. Chỉ một nhánh vận hành tại một thời điểm:

$$E_{OUT} = \int \begin{cases} \dfrac{P_{OUT}}{OUT_{EFF}} dt, & P_{OUT} > 0 \\ (P_{OUT} \cdot INP_{EFF}) dt, & P_{OUT} < 0 \end{cases} (MWh) \quad (5)$$

(6)

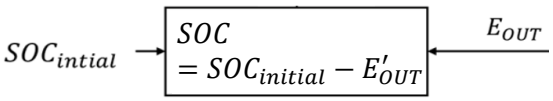
Trong đó:

$P_{OUT}$ – Công suất đầu ra (MW);

$OUT_{EFF}$ – Hiệu suất chuyển đổi khi BESS xả năng lượng (%);

$INP_{EFF}$ – Hiệu suất chuyển đổi khi BESS sạc năng lượng (%).

***c) Khối tính toán SOC của BESS:***




*Hình 68. Khối mô hình tính toán Trạng thái sạc của BESS [99]*

Vai trò của khối này là quản lý và cập nhật liên tục dung lượng còn lại của BESS dựa trên SOC theo năng lượng đã trao đổi ở Khối $E_{OUT}$:

1. Nhận giá trị $E_{OUT}$ từ *Khối tính toán năng lượng lưu trữ của BESS*;
2. Cập nhật trạng thái SOC tương ứng với lượng năng lượng đã trao đổi:

$$SOC = SOC_{initial} - E'_{OUT} = SOC_{initial} - \frac{E_{OUT}}{E_{rated}} \quad (7)$$

Trong đó:

$SOC_{initial}$ – Trạng thái sạc ban đầu (%);

$E_{OUT}$ – Năng lượng được rút ra/sạc lại vào BESS (MWh);

$E_{rated}$ – Dung lượng danh định của BESS (MWh);

Giá trị của SOC sẽ thay đổi phụ thuộc vào $P_{OUT}$, cụ thể:

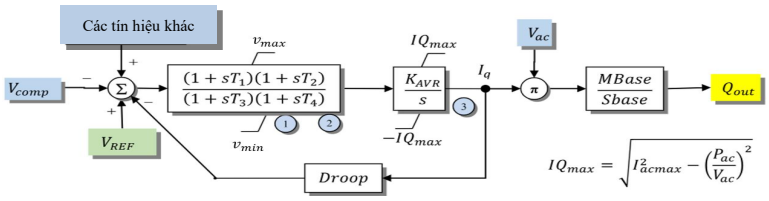
- Nếu $P_{OUT} > 0$ (BESS đang xả) => SOC giảm dần do năng lượng bị tiêu hao khi BESS xả điện ($SOC_{min} = 0\%$);
- Nếu $P_{OUT} < 0$ (BESS đang sạc) => SOC tăng dần do năng lượng được tích trữ lại khi BESS sạc điện.

3. Cung cấp SOC cho Bộ điều khiển

Giá trị SOC được phản hồi lại cho khối "Bộ điều khiển", giúp hệ thống quyết định:

- Khi nào ngừng xả điện để tránh làm cạn kiệt SOC;
- Khi nào ngừng sạc điện để tránh vượt quá dung lượng tối đa của BESS;
- Điều chỉnh công suất dựa trên mức SOC để bảo vệ tuổi thọ của pin.

*5.1.1.2. Điều khiển Công suất phản kháng:*




*Hình 69. Sơ đồ điều khiển công suất phản kháng $Q_{out}$ [98]*

Mục tiêu của khối này là điều chỉnh công suất phản kháng nhằm hỗ trợ điện áp cho hệ thống, cụ thể:

1. So sánh điện áp hệ thống $V_{comp}$ với giá trị tham chiếu $V_{REF}$:

$$\Delta V = V_{REF} - V_{comp} \tag{8}$$

Trong đó:

$\Delta V$ – Sai lệch điện áp giữa $V_{comp}$ và $V_{REF}$ (V).

2. Bộ điều khiển điện áp (AVR)

Bộ điều khiển với đặc tính truyền, được giới hạn bởi tốc độ của nó $[v_{min}\ ;\ v_{max}]$:

$$v_{min} \leq \frac{(1+sT_1)(1+sT_2)}{(1+sT_3)(1+sT_4)} \leq v_{max} \tag{9}$$

Trong đó:

$T_1, T_2, T_3, T_4$ – Các hằng số thời gian (s);

$s$ – Toán tử Laplace;

$v_{min}, v_{max}$ – Giới hạn tốc độ của Bộ điều khiển AVR.

- Xét $(1 + sT_1)(1 + sT_2)$ → Bộ hiệu chỉnh pha (Lead Compensation):
  - Giúp tăng tốc độ phản hồi của Bộ điều khiển;
  - Cải thiện độ ổn định tạm thời và tăng cường đáp ứng động;
- Xét $(1 + sT_3)(1 + sT_4)$ → Bộ lọc thông thấp (Low-Pass Filter):
  - Giúp giảm biên độ của nhiễu tần số cao;
  - Giúp Bộ AVR vận hành mượt mà hơn, tránh bị dao động quá mức;
- $v_{max}$ quyết định tốc độ điều chỉnh tối đa của AVR, tránh thay đổi điện áp quá nhanh gây mất ổn định;
- $v_{min}$ giúp AVR tránh bị điều khiển quá chậm, không thể phản ứng linh hoạt với sự thay đổi điện áp khi có sự cố.

3. Xác định dòng điện $I_q$ thông qua Bộ AVR có hệ số khuếch đại là $\frac{K_{AVR}}{S}$ ;
4. Áp dụng giới hạn dòng điện AC [$-IQ_{max}$; $IQ_{max}$]
   - Dòng điện bị giới hạn trong phạm vi:

$$-IQ_{max} \leq I_q \leq IQ_{max} \tag{10}$$

   - Giá trị $IQ_{max}$ được tính theo dòng AC tối đa với công thức sau:

$$IQ_{max} = \sqrt{I_{acmax}^2 - \left(\frac{P_{ac}}{V_{ac}}\right)^2} \tag{11}$$

5. Khối Droop điều chỉnh dòng $I_q$ bằng cách nhận tín hiệu $V_{AC}$ từ hệ thống và so sánh với $V_{REF}$ để tính toán độ chênh lệch điện áp;
   - Khi $V_{AC}$ giảm xuống dưới $V_{REF}$, hệ thống tự động tăng $Q_{out}$ để hỗ trợ điện áp;
   - Nếu nhiều BESS hoạt động trong lưới điện, khối Droop giúp chia sẻ công suất phản kháng mà không cần các giao thức liên lạc giữa các thiết bị;
6. Tính công suất phản kháng đầu ra $Q_{out}$:

$$Q_{out} = \frac{I_q \cdot M_{base}}{S_{base}} \tag{12}$$