
TRƯỜNG ĐẠI HỌC BÁCH KHOA

KHOA ĐIỆN

ĐỒ ÁN TỐT NGHIỆP

CHUYÊN NGÀNH: KỸ THUẬT ĐIỆN

ĐỀ TÀI:

**ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ DỰ ÁN TBA 110 KV
TIỀN PHƯỚC VÀ ĐẤU NỔI**

Giảng viên hướng dẫn: **TS. LƯU NGỌC AN**

Sinh viên thực hiện : **PHẠM ĐỖ THÀNH GIANG – 105200261 – 21DCLC4**

Đà Nẵng - 2025

MỤC LỤC

CHƯƠNG 1 : GIỚI THIỆU TỔNG QUAN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI KHU VỰC	6
1.1. VỊ TRÍ ĐỊA LÝ KHU VỰC DỰ ÁN	6
1.1.1. Đặc điểm tự nhiên.....	6
1.1.2. Đặc điểm khí hậu.....	7
1.1.4 Phân vùng phụ tải và tổng quan lưới điện 110kV Quảng Nam	7
1.1.3. Hiện trạng lưới điện Tiên Phước.....	10
1.2. TỔNG QUAN DỰ ÁN TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIÊN PHƯỚC	10
1.2.1. Vị trí xây dựng trạm:	10
1.2.2. Quy mô công trình	11
CHƯƠNG 2 : ĐÁNH GIÁ HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN VÀ LÝ DO ĐẦU TƯ TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIÊN PHƯỚC	14
2.1 Hiện trạng lưới điện.....	14
2.1.1 Tổn thất điện năng.....	17
2.1.2 Tổn thất điện áp.....	18
2.1.3 Trạm biến áp.....	18
2.1.4 Hệ thống SCADA/DMS.....	20
2.1.5 Phương thức bảo vệ.....	20
2.2 Lý do đầu tư.....	21
CHƯƠNG 3 : ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KỸ THUẬT SAU KHI ĐẦU TƯ TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIÊN PHƯỚC	23
3.1 Tổng quan kỹ thuật số liệu hệ thống điện sau khi triển khai dự án.....	24
3.1.1 Tổn thất điện năng.....	26
3.1.2 Tổn thất điện áp.....	26
3.1.3 Trạm biến áp.....	27
3.1.4 Hệ thống SCADA/DMS	28
3.1.5 Phương thức bảo vệ.....	29
3.2 Nhận xét đánh giá hiệu quả của dự án so với hiện trạng.....	31
3.2.1 Hiệu quả về ổn thất điện năng của dự án.....	31
3.2.2 Hiệu quả về tổn thất điện áp của dự án.....	33

3.2.4 Hiệu quả của đầu tư TBA 110kV của dự án so với hiện trạng	34
3.2.5 Hiệu quả từ hệ thống SCADA/DMS trong dự án.....	35
3.2.6 Hiệu quả việc đầu tư phương thức bảo vệ.....	38
3.3 Hiệu quả của dự án mang lại	39
CHƯƠNG 4: ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ DỰ ÁN SAU KHI ĐẦU TƯ.....	42
TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIỀN PHƯỚC	42
4.1 Lý do phân tích dự án đánh giá đầu tư	42
4.2 Nội dung phân tích kinh tế dự án	43
4.3 Nội dung phân tích tài chính dự án	44
4.4 Số liệu đầu vào kết quả tính toán	45
4.4.1 Dữ liệu đầu vào tính toán	45
4.4.2 Kết quả tính toán.....	47
4.4.2.1 Kết quả phân tích kinh tế	47
4.4.2.2 Kết quả phân tích tài chính.....	48
4.4.2.3 Kết luận nhận xét.....	50
KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ.....	51
TÀI LIỆU THAM KHẢO.....	52

DANH MỤC BẢNG BIỂU

Bảng 1.1 Bảng kê chi tiết tuyến đường dây trung áp	11
Bảng 2.1 Thống kê phụ tải Vùng 4 tỉnh Quảng Nam trong 4 năm 2016-2019.....	15
Bảng 2.2 Tốc tăng trưởng bình bình quân vùng 4 tỉnh Quảng Nam	16
Bảng 2.3 Cân đối nguồn và phụ tải khu vực vùng 4A.....	16
Bảng 2.4 Tồn thất điện năng của lưới điện hiện trạng	18
Bảng 2.5 Điện áp của lưới điện hiện trạng	18
Bảng 3.1 Tồn thất điện năng sau khi xây dựng dự án	26
Bảng 3.2 Điện áp của lưới điện hiện trạng	27
Bảng 3.3 So sánh tồn thất điện năng của lưới điện hiện trạng và sau khi có dự án	32
Bảng 3.4 Điện áp của lưới điện hiện trạng	33
Bảng 3.5 Điện áp của lưới điện sau khi có dự án.....	33
Bảng 4.1 Tổng mức đầu tư	46
Bảng 4.2 Tổng mức đầu tư chi tiết từng phần tử.....	46
Bảng 4.3 Thông tin thính thời gian hoàn vốn phân tích kinh tế.....	48
Bảng 4.4 Thông tin thính thời gian hoàn vốn phân tích tài chính	49
Bảng 4.5 Bảng tổng kết kết quả phân tích kinh tế và phân tích tài chính	49

DANH MỤC HÌNH ẢNH

Hình 1.1 Sơ đồ trạm biến áp TG T42 hiện trạng	10
Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 471 TTG T42	14
Hình 2.2 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 472 TTG T42	15
Hình 2.4 Tổn thất tính toán mô phỏng trên phần mềm Digsilent của lưới điện.....	17
Hình 2.5 Điện áp tại các xuất tuyến trên lưới điện hiện trạng qua mô phỏng	18
Hình 2.6 Sơ đồ trạm biến áp trung gian T42 hiện trạng	19
Hình 3.1 Sơ đồ đường dây 110kV Tam Kỳ - Tiên Phước và TBA được kết vào lưới điện hệ thống	23
Hình 3.2 Sơ đồ tách lưới điểm đầu nối xuất tuyến 1,2,2 lưới điện 22kV mới	24
Hình 3.3 Sơ đồ tách lưới điểm đầu nối xuất tuyến 4,5,6 lưới điện 22kV mới	25
Hình 3.4 Tổn thất tính toán mô phỏng trên phần mềm Digsilent của dự án	26
Hình 3.5 Tổn thất điện áp tại ác xuất tuyến của dự án qua mô phỏng trên phần mềm Digsilent.....	26
Hình 3.6 Sơ đồ TBA 110kV Tiên Phước	28
Hình 3.7 Phương thức bảo vệ rơ le của TBA 110kV trong dự án	31
Hình 3.8 Tổng quan hệ thống SCADA tại PC Quảng Nam	37

CHƯƠNG 1 : GIỚI THIỆU TỔNG QUAN LƯỚI ĐIỆN PHÂN PHỐI KHU VỰC

1.1. VỊ TRÍ ĐỊA LÝ KHU VỰC DỰ ÁN

1.1.1. Đặc điểm tự nhiên

Địa hình huyện Tiên Phước có tính chất phức tạp, đa dạng với quy mô đồng ruộng phân bố rời rạc, manh mún. Toàn huyện có thể được phân chia thành ba vùng địa hình chính như sau:

Vùng địa hình đồi núi: Chiếm khoảng 55% tổng diện tích tự nhiên của huyện, khu vực này phân bố chủ yếu ở các xã phía Tây, Tây Nam và phía Bắc như: Tiên Lãnh, Tiên Ngọc, Tiên Hiệp, Tiên Cảnh. Độ cao trung bình dao động từ 200m đến 500m so với mực nước biển, địa hình có xu hướng thấp dần theo hướng từ Tây sang Đông. Đây là vùng địa hình có độ dốc lớn, cấu trúc địa mạo chia cắt mạnh, chủ yếu là đồi núi cao và dốc.

Vùng địa hình gò đồi: Là khu vực chuyển tiếp giữa vùng đồi núi và vùng đồng bằng thấp, chiếm khoảng 25% tổng diện tích tự nhiên của huyện. Vùng này phân bố rải rác ở nhiều xã, có địa hình đặc trưng bởi các đồi thấp dạng bát úp hoặc uốn lượn nhẹ, với độ cao trung bình từ 100m đến 180m. Đất đai tại khu vực này chủ yếu được sử dụng cho phát triển nông nghiệp lâu năm, đặc biệt là cây công nghiệp và cây ăn quả như quế, tiêu...

Vùng địa hình thấp dạng bậc thang: Chiếm khoảng 20% tổng diện tích tự nhiên, phân bố chủ yếu ở khu vực trung tâm và phía Đông huyện. Đây là dạng địa hình đồng bằng bậc thang thấp, phân bố không đồng đều, có đặc điểm bằng phẳng hơn so với hai vùng còn lại. Khu vực này được sử dụng chủ yếu để canh tác hoa màu và trồng lúa nước.

Huyện Tiên Phước có địa hình bị chia cắt mạnh, nhiều xã nằm sâu trong khu vực đồi núi, cách xa trung tâm hành chính và các trục giao thông chính, gây khó khăn trong phát triển kinh tế - xã hội. Tuy nhiên, vùng địa hình thấp là nơi tập trung dân cư, thuận lợi cho phát triển các hoạt động kinh tế như nông nghiệp, giao thông vận tải, trao đổi hàng hóa. Đồng thời, đây cũng là không gian lưu giữ các giá trị văn hóa truyền thống,

các di tích lịch sử - văn hóa và các công trình kiến trúc cổ đặc trưng của cư dân địa phương.

1.1.2. Đặc điểm khí hậu

Khí hậu huyện Tiên Phước chịu ảnh hưởng trực tiếp của đặc điểm địa hình đồi núi xen kẽ đồng bằng, mang tính chất chuyển tiếp giữa vùng núi và vùng đồng bằng ven biển miền Trung. Khu vực này nằm trong vùng khí hậu nhiệt đới gió mùa, với hai mùa rõ rệt: mùa mưa và mùa khô.

Do yếu tố địa hình chi phối, mùa mưa tại Tiên Phước thường bắt đầu sớm hơn so với các vùng đồng bằng lân cận, tập trung chủ yếu vào các tháng 7, 8 và 9 với đặc điểm nổi bật là các trận mưa giông, mưa núi cường độ cao. Ngược lại, hiện tượng ẩm lạnh kéo dài và kết thúc muộn hơn, thường duy trì đến tháng 1 và tháng 2 năm sau.

Nhiệt độ trung bình năm đạt khoảng 25,0°C; nhiệt độ cao nhất ghi nhận khoảng 40,0°C vào các tháng 5 và 6, trong khi nhiệt độ thấp nhất xuống đến khoảng 18,0°C. Lượng mưa trung bình năm dao động từ 2.200 mm đến 2.600 mm, với khoảng 120–140 ngày mưa trong năm. Lượng bốc hơi trung bình hàng năm đạt từ 800 mm đến 1.000 mm; bốc hơi cao nhất vào các tháng 6 đến 8 và thấp nhất vào tháng 12. Độ ẩm tương đối trung bình năm ở mức 84,4%, trong đó độ ẩm thấp nhất ghi nhận khoảng 61,6%. Chế độ gió mùa rõ rệt: gió mùa Đông thịnh hành theo hướng Tây Bắc – Bắc, trong khi gió mùa Hạ chủ yếu theo hướng Tây Nam – Nam. Hiện tượng sương mù thường xuất hiện vào các tháng cuối năm, tập trung từ tháng 10 đến tháng 12.

1.1.4 Phân vùng phụ tải và tổng quan lưới điện 110kV Quảng Nam

Theo Quy hoạch phát triển Điện lực tỉnh Quảng Nam, toàn tỉnh được chia thành 04 vùng phụ tải.

Vùng phụ tải 1:

- + Bao gồm phụ tải của 6 huyện, thị xã là: Thành phố Hội An, thị xã Điện Bàn, các huyện Đại Lộc, Duy Xuyên, Nông Sơn và Quế Sơn. Đây là vùng kinh tế động lực phía Bắc của tỉnh.
- + Hiện tại vùng I được cấp điện từ trạm 110kV Hội An, Điện Bàn, Điện Nam-Điện Ngọc, Duy Xuyên và Đại Lộc.

Vùng phụ tải 2:

- + Bao gồm phụ tải 4 huyện thị là: Thành phố Tam Kỳ, huyện Núi Thành, Phú Ninh và Thăng Bình. Đây là vùng kinh tế động lực phía Nam của tỉnh.

-
-
- + Hiện tại Vùng II được cấp điện từ trạm 110kV Tam Kỳ, Tam Kỳ nối cấp, Thăng Bình, Thăng Bình II, Tam Thăng và Kỳ Hà.

Vùng phụ tải 3:

- + Bao gồm phụ tải 3 huyện miền núi phía Tây-Bắc của tỉnh là: Đông Giang, Tây Giang và Nam Giang. Đây là vùng núi cao có rất nhiều thủy điện.
- + Hiện tại Vùng III được cấp điện từ trạm 110kV Thạnh Mỹ và trạm 110kV xi măng Thạnh Mỹ.

Vùng phụ tải 4:

- + Bao gồm phụ tải 5 huyện phía Nam của tỉnh là: Phước Sơn, Hiệp Đức, Tiên Phước, Bắc Trà My và Nam Trà My. Đây là trung du và miền núi. (Dự án nằm ở vùng phụ tải 4.)

Hiện tại lưới điện Quảng Nam đang quản lý 314 km đường dây 110kV và 13 TBA 110kV gồm :

- Trạm 110kV Kỳ Hà (KHA) nhận điện từ trạm 500kV Dốc Sỏi qua 02 đường dây 171/ Kỳ Hà – 187/ Dốc Sỏi 500 và 172/ Kỳ Hà – 188/ Dốc Sỏi 500; cấp điện các phụ tải 22kV khu vực huyện Núi Thành và Khu công nghiệp Bắc Chu Lai.
- Trạm 110kV Tam Anh (TAN) nhận điện từ trạm 500kV Dốc Sỏi qua đường dây 171/ Tam Anh – 186/ Dốc Sỏi 500 và nhận điện từ trạm 110kV Tam Kỳ qua đường dây 172/ Tam Anh – 171/ Tam Kỳ; cấp điện các phụ tải 22kV khu vực phía bắc huyện Núi Thành.
- Trạm 110kV Tam Kỳ (TKY) nhận điện từ trạm 110kV Tam Anh qua đường dây 171/ Tam Kỳ - 172/ Tam Anh và nhận điện từ trạm 220kV Tam Kỳ qua đường dây 172/ Tam Kỳ - 172/ Tam Kỳ 220; kết lưới 35kV các NMTĐ Trà Linh (H21), Tà Vi (H22); kết lưới 22kV NMTĐ Phú Ninh (H4), Trà My (H5); cấp điện các phụ tải 22kV TP.Tam Kỳ, một phần huyện Phú Ninh, một phần huyện Tiên Phước; cấp điện 35kV các TTG Tiên Phước (T42), Nước Xa (T44), Takpor (T45), Bắc Trà My (T46).
- Trạm 110kV Tam Thăng (TTH) nhận điện từ trạm 220kV Tam Kỳ qua đường dây 172/ Tam Thăng – 173/ Tam Kỳ 220 và kết nối với trạm 110kV HYOSUNG qua đường dây 171/ Tam Thăng – 171/ HYOSUNG; cấp điện cho phụ tải 22kV khu vực xã Tam Thăng và Cụm công nghiệp Tam Thăng TP Tam Kỳ và một phần huyện Thăng Bình.

-
- Trạm 110kV Thăng Bình (TBI) nhận điện từ trạm 220kV Tam Kỳ qua đường dây 171/ Thăng Bình – 175/ Tam Kỳ 220 và nhận điện từ trạm 110kV Thăng Bình 2 qua đường dây 172/ Thăng Bình – 172/ Thăng Bình 2; cấp điện các phụ tải 22kV khu vực huyện Thăng Bình, CCN Hà Lam – Chợ Đước; cấp điện 35kV các TTG Hiệp Đức (T62).
 - Trạm 110kV Thăng Bình 2 (TBI2) nhận điện từ trạm 220kV Duy Xuyên qua đường dây 171/ Thăng Bình 2 – 174/ Duy Xuyên 220 và nhận điện từ trạm 110kV Thăng Bình qua đường dây 172/ Thăng Bình 2 – 172/ Thăng Bình; cấp điện cho phụ tải 22kV khu vực phía Đông huyện Thăng Bình, CCN Đông Quế Sơn, xã Hương An huyện Quế Sơn, khu nghỉ dưỡng Nam Hội An và một phần xã Duy Nghĩa huyện Duy Xuyên.
 - Trạm 110kV Duy Xuyên (DXU) nhận điện từ trạm 220kV Duy Xuyên qua đường dây 173/ Duy Xuyên 220 – 171/ Duy Xuyên và nhận điện từ trạm 110kV Điện Bàn qua đường dây 172/ Duy Xuyên – 171/ Điện Bàn; kết lưới 22kV NMTĐ Duy Sơn (H3) cấp điện cho NM Tinh bột sản xã Quế Xuân 1, 2 huyện Quế Sơn; cấp điện cho phụ tải 22kV khu vực huyện Duy Xuyên, CCN Tây An, ba xã Gò Nổi thị xã Điện Bàn; cấp điện 35kV TTG Quế Sơn (T61).
 - Trạm 110kV Điện Bàn (ĐBA) nhận điện từ trạm 110kV Duy Xuyên qua đường dây 171/ Điện Bàn – 172/ Duy Xuyên và nhận điện từ trạm 500kV Đà Nẵng qua đường dây 172/ Điện Bàn – 173/ Đà Nẵng 500; cấp điện phụ tải 22kV khu vực thị xã Điện Bàn, CCN Trảng Nhứt, CCN Cẩm Sơn thị xã Điện Bàn.
 - Trạm 110kV Đại Lộc (ĐLO) nhận điện từ trạm 500kV Đà Nẵng qua đường dây 171/ Đại Lộc – 178/ Đà Nẵng 500, 174/ Đại Lộc - 179/ Đà Nẵng 500, nhận điện từ trạm 110kV Đại Đồng qua đường dây 172/ Đại Lộc – 171/ Đại Đồng và nhận điện từ trạm 110kV XM Thanh Mỹ qua đường dây 173/ Đại Lộc – 172/ XM Thanh Mỹ; kết lưới 35kV NMTĐ An Diêm 2 (H2) cấp điện cho các phụ tải 22kV khu vực huyện Đại Lộc; cấp điện phụ tải 35kV các TTG Duy Hoà (T91), Quế Trung (T94), Nông Sơn (T96); cấp điện NM gạch Prime qua XT 374E155, cấp điện NM Groz Beckert qua XT 376E155.
 - Trạm 110kV Đại Đồng (ĐĐO) nhận điện từ trạm 110kV Đại Lộc qua đường dây 171/ Đại Đồng – 172/ Đại Lộc và nhận điện từ TĐ Sông Côn 2 qua đường dây 174/ Đại Đồng – 171/ TĐ Sông Côn 2 và nhận điện từ NMNĐ Nông Sơn qua đường dây 172/ Đại Đồng – 171/NMNĐ Nông Sơn; kết lưới kết lưới 22kV NMTĐ Đại Đồng (H7), NMTĐ Sông cùng (H71) cấp điện cho các phụ tải 22kV khu vực phía Tây huyện Đại Lộc.

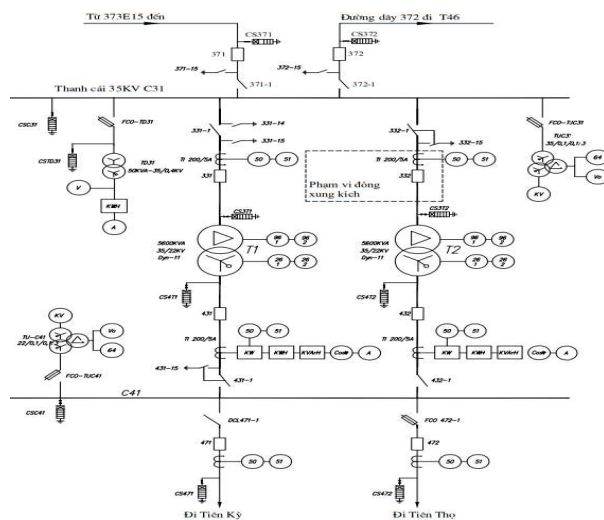
- Trạm 110kV Phước Sơn – Quảng Nam (PSO) nhận điện từ NMTĐ Đăk Mi 4B qua đường dây 174/NMTĐ Đăkmi 4B; kết lưới 22kV NMTĐ ĐăkSa (H61) cấp điện cho phụ tải 22kV khu vực huyện Phước Sơn.

- Trạm 110kV Điện Nam Điện Ngọc (ĐNĐN) nhận điện từ trạm 500kV Đà Nẵng qua 02 đường dây 172/ Điện Nam Điện Ngọc – 177/ Đà Nẵng 500, 173/ Điện Nam Điện Ngọc - 176/ Đà Nẵng 500, nhận điện từ trạm 110kV Ngũ Hành Sơn qua đường dây 174/ Điện Nam Điện Ngọc – 171/ Ngũ Hành Sơn và nhận điện từ trạm 110kV Hội An qua đường dây 176/ Điện Nam Điện Ngọc – 172/ Hội An; cấp điện các phụ tải 22kV khu công nghiệp Điện Nam - Điện Ngọc và khu vực phía Bắc thị xã Điện Bàn.

- Trạm 110kV Hội An (HAN) nhận điện từ trạm 110kV Điện Nam Điện Ngọc qua đường dây 176/ Điện Nam Điện Ngọc - 172/ Hội An và nhận điện từ trạm 220kV qua 2 đường dây 171/ Hội An - 171/ Duy Xuyên 220, đường dây 174/ Hội An - 172/ Duy Xuyên 220 cấp điện các phụ tải TP Hội An, phường Vĩnh Điện và khu vực phía Nam thị xã Điện Bàn.

1.1.3. Hiện trạng lưới điện Tiên Phước

Hiện trạng chưa có lưới và trạm 110kV trong khu vực. Hiện đang được cấp nguồn 22kV từ các trạm trung gian 35/22kV qua các đường dây 35kV từ xuất tuyến 35kV của TBA 110kV Tam Kỳ (E15) về trạm trung gian T42 ra 2 xuất tuyến 22KV là 471 và 472 cấp điện cho huyện Tiên Phước.



Hình 1.1 Sơ đồ trạm biến áp TG T42 hiện trạng

1.2. TỔNG QUAN DỰ ÁN TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIÊN PHƯỚC VÀ ĐẤU NỐI

1.2.1. Vị trí xây dựng trạm:

Điều chỉnh vị trí xây dựng TBA 110kV Tiên Phước từ vị trí tại khu đồi trồng keo lá tràm, thuộc thôn Bình Yên, thị trấn Tiên Kỳ, huyện Tiên Phước sang vị trí mới tại khu

đồi trồng keo lá tràm thuộc thôn Phái Bắc, thị trấn Tiên Kỳ, huyện Tiên Phước, nằm giữa khoảng néo G26 - G27, cạnh đường bê tông tránh lũ liên xã Tiên Thọ - thị trấn Tiên Kỳ, diện tích xây dựng khoảng 6.716m², hiện trạng sử dụng đất là trồng cây lâu năm, cây ăn quả, đất nằm ngoài quy hoạch 3 loại rừng, không ảnh hưởng đến rừng tự nhiên, không ảnh hưởng đến quy hoạch của địa phương.

1.2.2. Quy mô công trình

1.2.2.1. Phần đường dây 110kV

-Địa điểm xây dựng Tuyến đường dây 110kV mạch kép đi qua huyện Phú Ninh và huyện Tiên Phước thuộc tỉnh Quảng Nam.

-Quy mô xây dựng

+ Cấp điện áp : 110kV

+ Điểm đầu : Thanh góp 110kV TBA 220kV Tam Kỳ

+ Điểm cuối : Thanh góp 110kV TBA 110kV Tiên Phước.

+ Chiều dài : 19.252m.

1.2.2.2. Phần đường dây trung 22kV

- Đường dây 35kV; 22kV đấu nối sau TBA 110kV

+ Đường dây 35kV đấu nối sau Trạm biến áp 110kV Tiên Phước gồm có 02 xuất tuyến, tổng chiều dài khoảng 1.352m đường dây trên không xây dựng mới, sử dụng dây nhôm bọc có lõi thép AC-XLPE-240/32-20kV.

+ Đường dây 22kV đấu nối sau Trạm biến áp 110kV Tiên Phước gồm có 06 xuất tuyến, sử dụng dây nhôm trần; bọc có lõi thép AC-240/32-12,7kV; AC-XLPE-240/32-12,7kV cho đường dây trên không và cáp đồng XLPE/PVC/DATA/PVC-M(1x300)-24kV cho đường dây cáp ngầm.

+ Xây dựng mới 2 LBS để phân đoạn và liên lạc tại điểm tách lưới để vận hành của XT5 và XT6.

+ Xây dựng mới đường dây ADSS/24 có chiều dài khoảng 1.874m từ Trạm biến áp 110kV Tiên Phước để Điện lực Tiên Phước để kết nối tín hiệu SCADA.

Bảng 1.1 Bảng kê chi tiết tuyến đường dây trung áp

Nội dung	Đường dây 22kV						ĐD 35kV		Cộng
	XT1	XT2	XT3	XT4	XT5	XT6	XT1	XT2	

Tổng chiều dài tuyến (m):	3625	1784	2689	777	865	658	726	626	11750
+ Trung áp trên không xây dựng mới (m):	2478	1598	2537	696	776	570	726	626	10007
- Đi độc lập:	1549	669	2537	696	105	52	573	626	6807
+ Trung áp trên không cải tạo (m):	1035								1035
+ Trung áp cáp ngầm xây dựng mới (m):	112	186	152	81	89	88			708
LBS xây dựng mới:					1	1			2

1.2.2.3 Sơ đồ nối điện chính

- Hệ thống phân phối 110kV

+ Quy mô hoàn chỉnh: Sử dụng sơ đồ một thanh cái với 04 ngăn đường dây, 02 ngăn lộ tổng và 01 ngăn phân đoạn.

+ Các ngăn lộ được thiết kế như sau:

Giai đoạn này:

- 01 ngăn MBA 110kV – T1.
- ngăn đường dây đi TBA 220kV Tam Kỳ.
- 01 ngăn phân đoạn, chỉ lắp 02 dao cách ly.

- Hệ thống phân phối 35kV

+ Sử dụng sơ đồ “Một hệ thống thanh cái” với 03 ngăn lộ.

+ Các ngăn lộ sử dụng thiết bị ngoài trời, gồm các ngăn như sau:

- 01 ngăn lộ tổng 35kV.
- 02 ngăn xuất tuyến.

- Hệ thống phân phối 22kV

+ Sử dụng sơ đồ “Một hệ thống thanh cái có phân đoạn”. Trong giai đoạn này lắp trước 01 phân đoạn gồm 10 tủ.

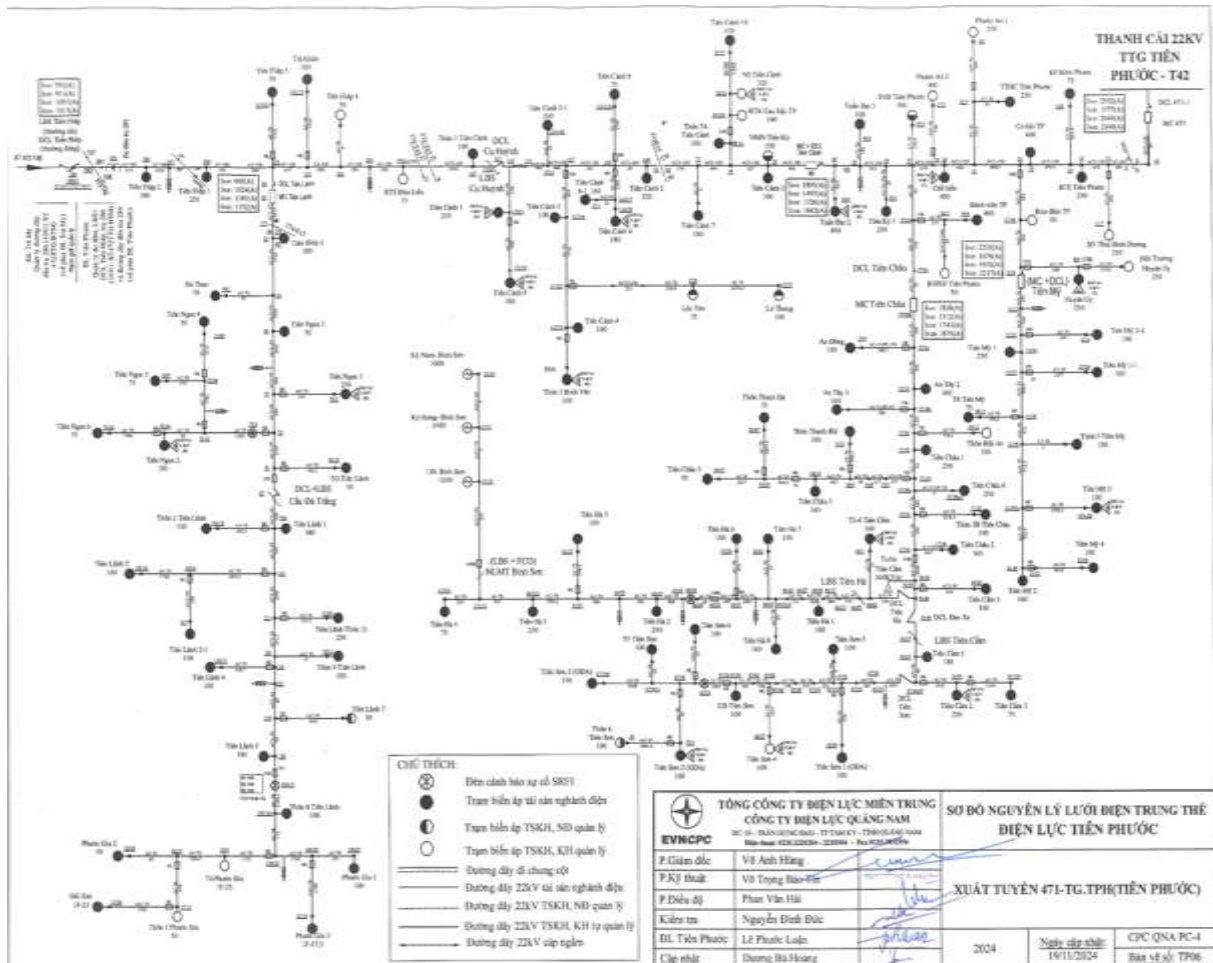
+ Các ngăn lộ sử dụng tủ hợp bộ 22kV đặt trong nhà, gồm các tủ như sau:

- 01 tủ lộ tổng máy biến áp.
- 01 tủ biến điện áp đo lường.
- 01 tủ máy cắt cho MBA tự dùng.
- 06 tủ xuất tuyến.
- 01 tủ phân đoạn.

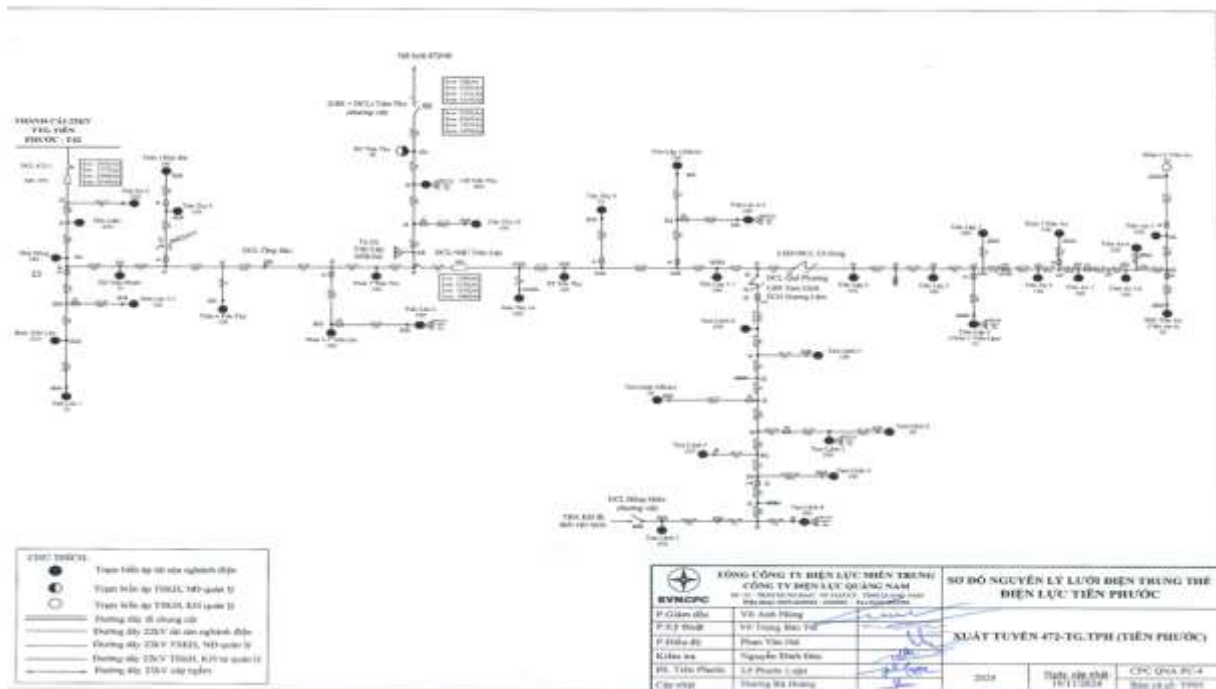
CHƯƠNG 2 : ĐÁNH GIÁ HIỆN TRẠNG LƯỚI ĐIỆN VÀ LÝ DO ĐẦU TƯ TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIỀN PHƯỚC

2.1 Hiện trạng lưới điện

Hiện trạng chưa có trạm biến áp 110kV trong khu vực. Hiện đang được cấp nguồn từ các trạm trung gian 35/22kV có 2 xuất tuyến cấp điện cho toàn Huyện là xuất tuyến 471 và xuất tuyến 472 trạm trung gian chủ yếu là loại hở đặt trên mặt đất qua các đường dây 35kV độc đạo, lại ở xa các trạm biến áp 110kV và đi qua nhiều khu vực rừng núi nên độ tin cậy cấp điện thấp. Bán kính cấp điện của lưới 22kV còn dài nên gây ra tổn thất cao và độ tin cậy cung cấp điện thấp.



Hình 2.1 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 471 TTG T42



Hình 2.2 Sơ đồ nguyên lý xuất tuyến 472 TTG T42

Lưới phân phối vẫn sử dụng mô hình hai cấp, cấp phân phối trung gian 35kV và cấp phân phối tải 22kV. Dung lượng trạm trung gian chiếm một tỷ lệ đáng kể, cần xem xét giảm dần trong giai đoạn quy hoạch.

Đường dây trên không chủ yếu là cột bê tông ly tâm. Dây AC chiếm tỷ trọng áp đảo. Ở khu đô thị dùng dây bọc AV với tỷ trọng còn thấp.

Một số tuyến đường dây phân phối chưa đạt tiêu chuẩn cung cấp điện an toàn, nhất là dây hở đi qua vùng nông thôn, miền núi. Việc đảm bảo hành lang an toàn chưa tốt dẫn đến sự cố do cây chạm dây khá phổ biến.

Bảng 2.1 Thống kê phụ tải Vùng 4 tỉnh Quảng Nam trong 4 năm 2016-2019.

	Tiên Phước (MW)	Bắc Trà My và Nam Trà My (MW)	Hiệp Đức và Phước Sơn(MW)	Tổng Pmax	Tốc độ tăng trưởng (%)
2016	4,9	2,18	4,16	11,24	
2017	5,1	2,71	4,2	12,01	6,9
2018	5.61	3,0	4,77	13,38	11,4
2019	6,02	3,23	5,9	15,15	13,2
Trung bình					10,5

Theo Quy hoạch phát triển điện lực Quảng Nam giai đoạn 2016-2025 thì tốc độ tăng trưởng bình quân tỉnh Quảng Nam như sau:

Bảng 2.2 Tốc tăng trưởng bình bình quân vùng 4 tỉnh Quảng Nam

Năm	2016 ÷ 2020	2021 ÷ 2025
Tốc độ tăng trưởng theo quy hoạch	12,1%	10,6%

Kết luận:

Tốc độ tăng trưởng thực tế trong 5 năm gần nhất (2016-2019) nhỏ hơn mức mang tải theo số liệu quy hoạch, do đó, để dự báo tình hình phụ tải vùng 1 giai đoạn 2016-2025, đơn vị tư vấn kiến nghị sử dụng tốc độ tăng trưởng phụ tải theo thực tế (10,5%) và mức mang tải đến tháng 12/2019 theo hiện trạng

Vùng 4 với diện tích rất rộng, với 5 huyện. Hiện tại vùng 4 chưa có TBA 110kV, dự kiến xây dựng TBA 110kv Phước Sơn đưa vào vận hành cuối năm 2020. Tuy nhiên TBA Phước Sơn mục đích cấp nguồn chính cho huyện Phước Sơn và Hiệp Đức. Do đó để cần tiến hành cân đối nguồn và phụ tải huyện Tiên Phước, Bắc và Nam Trà My để thấy rõ hơn sự cần thiết đầu tư dự án

Bảng 2.3 Cân đối nguồn và phụ tải khu vực vùng 4A

Hạng mục	Đơn vị	10,5%		10,51%					8,40%
Năm		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2030
Nhu cầu phụ tải Pmax	MW	9,25	10,2	11,3	12,5	13,8	15,2	16,8	25,2
Nhu cầu nguồn cấp S	MVA	9,7	10,8	11,9	13,1	14,5	16,0	17,7	26,5
Nguồn hiện có	MVA	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
TBA TG T4	MVA	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2	11,2
Cân đối thừa/thiếu			0,4	-0,7	-1,9	-3,3	-4,8	-6,5	-15,3

Nhận xét:

Với nguồn và phụ tải hiện trạng vùng 4A thiếu nguồn cấp từ năm 2021 (thiếu -0,7MVA) trong trường hợp bình thường, trường hợp sự cố 01 MBA trung gian T4, thì vùng 4A thiếu nguồn trầm trọng và sự cố MBA 25MVA tại trạm 110kV Tam Kỳ thì vùng 4A không có nguồn cấp.

Qua theo dõi, thời tiết mới bắt đầu vào mùa nắng nóng nhưng nhu cầu sử dụng điện trên

địa bàn huyện tăng cao đột biến, ghi nhận mức tải tại T42 là 9,4MW (93% $S_{đm}$). Vì vậy, nguy cơ TBA T42 sẽ bị quá tải vào mùa nắng nóng năm 2024 và cấp điện trong dịp Tết Nguyên đán 2025, điều này sẽ ảnh hưởng đến chất lượng cung cấp điện cho khu vực huyện Tiên Phước trong thời gian đến.

Hiện tại, khu vực huyện Tiên Phước nhận điện từ trạm trung gian 35/22kV Tiên Phước (T42) có công suất 2x5600kVA. Qua theo dõi, tốc độ tăng trưởng phụ tải tự nhiên trên địa bàn từ năm 2019÷2023 là 10,2%. Để đáp ứng nhu cầu sử dụng điện trên địa bàn, trong những năm qua Tổng công ty Điện lực miền Trung (EVNCPC) đã huy động nguồn vốn để đầu tư xây dựng công trình “TBA 110kV Tiên Phước và đầu nối”.

2.1.1 Tổn thất điện năng

Với hiện trạng sử dụng đường dây 35kV từ trạm 110kV Tam Kỳ đi qua địa bàn huyện Phú Ninh đến trạm TG T42 tại Tiên Phước đi qua nhiều địa hình đồi núi rừng keo lá tràm sử dụng dây AC 120 tiết diện dây nhỏ không đồ bộ dẫn đến tổn thất công suất lớn.

Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No-load Losses	
[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	[MW]/[Mvar]	
\Thanh Giang\T42\Network Model\Network Data\Grid									
0.10	0.00	10.64	0.00	11.03	0.00	0.49	0.49	0.00	
0.00	0.00	1.09	0.00	1.30	0.00	0.21	0.21	-0.00	
Total:									
0.10	0.00	10.64	0.00	11.03		0.49	0.49	0.00	
0.00	0.00	1.09	0.00	1.30		0.21	0.21	-0.00	

Hình 2.4 Tổn thất tính toán mô phỏng trên phần mềm Digsilent của lưới điện hiện trạng

- Xét cho chế độ thời gian mạng điện liên tục truyền tải công suất cực đại ($P_{\max}$) thì sẽ gây nên tổn thất điện năng trong mạng điện đúng bằng tổn thất điện năng thực tế. Từ đó tổn thất điện năng được xác định theo biểu thức:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot T_{\max} \text{ với } T_{\max} = 3586 \text{ (giờ)}$$

- Tổn thất điện năng theo (%):

$$\Delta A\% = \frac{\Delta A}{A} \times 100$$

Từ đó ta có kết quả về tổn thất điện năng như sau:

Bảng 2.4 Tồn thất điện năng của lưới điện hiện trạng

TT	Công suất $P_{\max}$ (MW)	Tồn thất công suất $\Delta P_{\max}$ (MW)	Sản lượng điện năng A (MWh)	Tồn thất điện năng ΔA (MWh)	Tỷ lệ tồn thất điện năng ΔA (%)
1	11.04	0.49	96.710,4	4292,4	4.43

2.1.2 Tổn thất điện áp

Thực hiện mô phỏng lưới điện trên Phần mềm Digsilent ta có bảng kết quả sau :

	rtd.V [kV]	Bus - voltage [p.u.]	Bus - voltage [kV]	deg]	-10	-5	Voltage - Deviation [%] 0	+5	+10
XT 471	22.00	0.957	21.06	-3.51					
XT 472	22.00	0.958	21.08	-3.46					
TG35 110kvTamsky	35.00	1.000	35.00	0.00					
TG35kv T42	35.00	0.959	33.58	-2.06					

Hình 2.5 Điện áp tại các xuất tuyến trên lưới điện hiện trạng qua mô phỏng trên Digsilent

- Qua kết quả mô phỏng ta có được bảng sau :

Bảng 2.5 Điện áp của lưới điện hiện trạng

TT	Xuất tuyến	Điện áp điểm đầu (kV)	Điện áp điểm cuối (kV)	Độ sụt điện áp (kV)	Tồn thất điện áp ΔU (%)
1	35kV T42	35	33.58	1.42	4.05
2	471	22	21.06	0.94	4.27
3	472	22	21.08	0.92	4.18

- Kết quả tính toán phân bố điện áp trên lưới điện cho thấy xuất hiện hiện tượng sụt áp đáng kể tại các điểm cuối đường dây. Cụ thể, tại điểm điện áp thuộc lưới 35 kV, điện áp giảm từ 35 kV xuống còn 33,58 kV, chênh lệch 1.42kV tương ứng với mức sụt áp – 4.05%. Mức độ này tuy vẫn nằm trong giới hạn cho phép của quy định (+10% / –5%), nhưng đã gần chạm ngưỡng cảnh báo dưới.

- Đối với lưới 22 kV, tại điểm cuối của xuất tuyến điện áp thực tế chỉ đạt 21.06 kV so với giá trị danh định 22 kV, chênh lệch 0.94 kV tương ứng với độ lệch –4.27%. Mức sụt áp này đã gần với giới hạn $\pm 5\%$ cho phép tại điểm đầu nối gây ảnh hưởng đến chất lượng điện năng và ổn định vận hành của hệ thống.

2.1.3 Trạm biến áp

Hiện trạng Tiên Phước đang vận hành TBA TG T42 sử dụng 2 máy biến áp với công suất 5.6MVA .

2.1.4 Hệ thống SCADA/DMS

Hiện trạng trạm trung gian 35kV không được trang bị hệ thống SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) hoặc DMS (Distribution Management System) gây ra nhiều hạn chế và khó khăn trong quá trình vận hành như sau:

- Không giám sát được trạng thái thiết bị theo thời gian thực . Khi không có SCADA, các thông tin như điện áp, dòng điện, công suất, trạng thái máy cắt, rơle bảo vệ... không thể truyền về trung tâm điều khiển. Điều này khiến đơn vị vận hành không thể theo dõi kịp thời tình trạng hoạt động của trạm, đặc biệt trong các tình huống bất thường.
- Chậm phát hiện và xử lý sự cố . Không có khả năng phát hiện tự động vị trí và nguyên nhân sự cố. Khi xảy ra mất điện, nhân viên phải đi kiểm tra trực tiếp hiện trường, gây trễ thời gian xử lý sự cố và kéo dài thời gian mất điện cho phụ tải. –
- Không điều khiển từ xa, phụ thuộc hoàn toàn vào vận hành tại chỗ . Tất cả thao tác đóng/cắt thiết bị phải thực hiện thủ công tại hiện trường, gây mất thời gian, tăng rủi ro sai sót và nguy hiểm cho nhân viên vận hành. Trong trường hợp khẩn cấp (cháy nổ, chạm đất...), không thể cô lập nhanh khu vực bị sự cố từ xa.
- Thiếu dữ liệu lịch sử để phân tích và tối ưu hóa vận hành . Việc không lưu trữ và phân tích dữ liệu vận hành như tải, điện áp, tần số, sự kiện rơle... khiến quá trình đánh giá hiệu suất vận hành, dự báo phụ tải, hoặc lập phương án cải tạo lưới gặp nhiều khó khăn.
- Không thể tích hợp vào hệ thống điều khiển tập trung của toàn lưới. Khi không có DMS/SCADA, trạm trung gian không thể kết nối với trung tâm điều độ hoặc hệ thống quản lý phân phối khu vực, gây ra sự chia cắt thông tin trong hệ thống và giảm hiệu quả điều phối phụ tải.

2.1.5 Phương thức bảo vệ

Bảo vệ chính: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 50/51 tín hiệu dòng được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 35kV, 22kV và biến dòng chân sứ trung tính 35kV, 22kV của máy biến áp.

+ Thanh cái 35kV, 22kV

 Bảo vệ chạm đất 64

+ Bảo vệ nội bộ MBA

* 96B: Bảo vệ hơi của dòng dầu MBA lực, 2 cấp tác động.

* 96P: Bảo vệ hơi của dòng dầu của bộ điều chỉnh điện áp

* 26Q: Bảo vệ nhiệt độ dầu của máy biến áp tăng cao, 2 cấp tác động.

* 26W: Bảo vệ nhiệt độ cuộn dây máy biến áp tăng cao, 2 cấp tác động.

+Đường dây 22kV

Bảo vệ quá dòng cắt nhanh 50/51

2.2 Lý do đầu tư

Trên cơ sở phân tích đặc điểm tự nhiên, điều kiện khí hậu đặc thù và xu hướng phát triển phụ tải tại khu vực huyện Tiên Phước, có thể nhận thấy rằng nhu cầu sử dụng điện trên địa bàn đang tăng trưởng ổn định và có xu hướng tiếp tục gia tăng trong những năm tới, đặc biệt trong các lĩnh vực sản xuất nông - lâm nghiệp, tiểu thủ công nghiệp, dịch vụ và sinh hoạt dân cư.

Tuy nhiên, hệ thống lưới điện hiện hữu trên địa bàn vẫn còn hạn chế về năng lực truyền tải, phạm vi cấp điện và khả năng vận hành ổn định, đặc biệt trong điều kiện địa hình chia cắt, thời tiết diễn biến phức tạp và phụ tải phân bố không đồng đều. Việc nâng cấp, củng cố lưới điện khu vực, đặc biệt là xây dựng Trạm biến áp 110kV Tiên Phước và đấu nối không chỉ góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, giảm tổn thất điện năng mà còn đảm bảo khả năng đáp ứng phụ tải trong trung và dài hạn.

Qua các phân tích nêu trên, nhận thấy rằng việc đầu tư xây dựng TBA 110kV Tiên Phước là thật sự cần thiết vì các lý do sau:

-Theo tính toán, đến năm 2021 thì trạm trung gian T42 không đảm bảo cấp điện cho huyện Tiên Phước. Như vậy, để cấp điện cho phụ tải của huyện Tiên Phước và các vùng phụ cận, cần thiết phải xây dựng TBA 110kV Tiên Phước vào năm 2021.

- Khi xây dựng TBA 110kV Tiên Phước và đường dây 110kV đấu nối sẽ giảm bán kính cấp điện các đường dây 35kV và 22kV, xác suất sự cố cũng sẽ giảm đáng kể. Như vậy sẽ nâng cao được độ tin cậy, an toàn cung cấp điện cho huyện Tiên Phước, Nam & Bắc Trà My và vùng 4 nói chung. Đồng thời, tổn thất điện năng, điện áp trên đường dây sẽ giảm đáng kể và đảm bảo được nguồn cung cấp cho khu vực trong tương lai.

- Xây dựng TBA 110kV Tiên Phước là phù hợp với quy hoạch phát triển điện lực giai đoạn 2016-2026, xét đến 2035.

- Xây dựng TBA 110kV Tiên Phước tối ưu về mặt kỹ thuật, kinh tế cho việc đảm bảo nguồn cấp ổn định cho khu vực huyện Tiên Phước, Nam Bắc Trà My nói riêng và vùng 4 nói chung. Góp phần phát triển kinh tế xã hội địa phương.

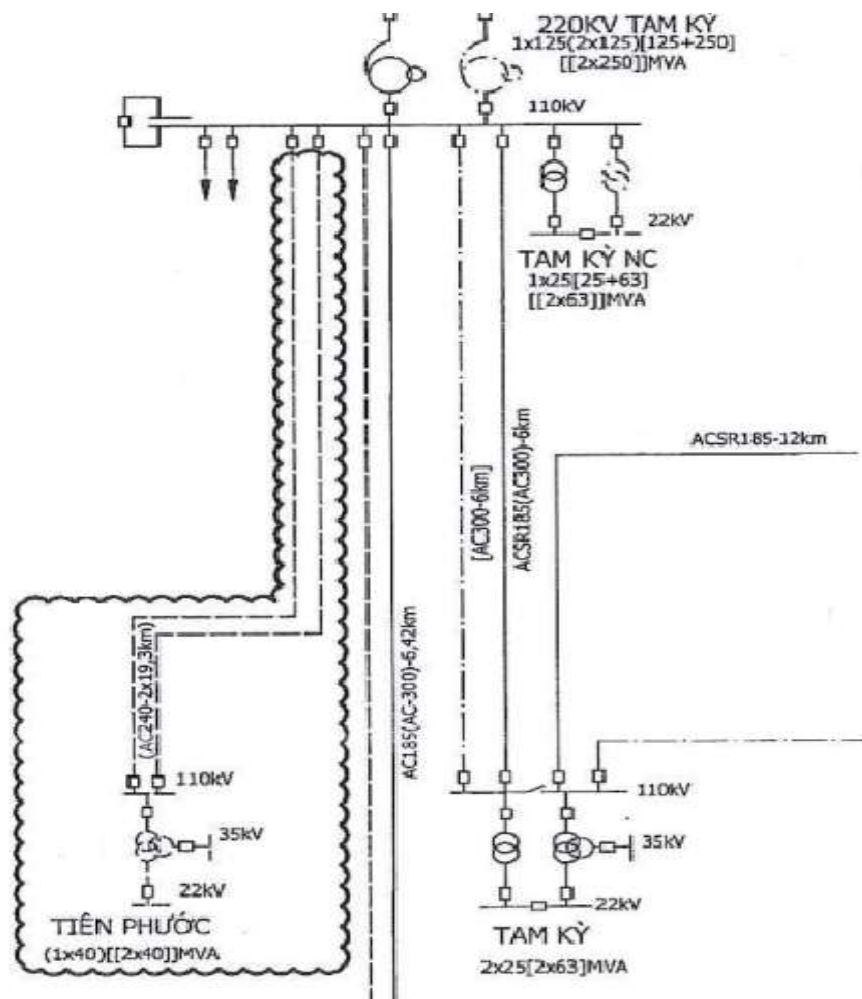
Dự án Trạm biến áp 110kV Tiên Phước và đấu nối vì vậy được đánh giá là cần thiết và có ý nghĩa chiến lược trong việc từng bước hoàn thiện hạ tầng kỹ thuật điện lực địa

phương, góp phần thúc đẩy phát triển kinh tế - xã hội bền vững, nâng cao chất lượng đời sống của người dân, đồng thời phù hợp với quy hoạch phát triển Điện lực tỉnh Quảng Nam giai đoạn hiện tại và tầm nhìn tương lai.

CHƯƠNG 3 : ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KỸ THUẬT SAU KHI ĐẦU TƯ TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIÊN PHƯỚC

Trên cơ sở các thông tin, số liệu về quy hoạch cũng như hiện trạng của TBA 110kV Tiên Phước và đầu nói nêu ở Chương 1 và Chương 2, trong phần nội dung Chương 3 sẽ phân tích đánh giá hiệu quả của dự án với tình hình lưới điện và TBA so với lưới điện và TBA TG T42 hiện tại

Và sơ đồ đường dây 110kV Tam Kỳ - Tiên Phước và TBA được kết vào lưới điện hệ thống đã được phê duyệt.



Hình 3.1 Sơ đồ đường dây 110kV Tam Kỳ - Tiên Phước và TBA được kết vào lưới điện hệ thống

3.1 Tổng quan kỹ thuật số liệu hệ thống điện sau khi triển khai dự án

Trạm biến áp 110kV Tiên Phước có 6 xuất tuyến được tách lưới từ 2 xuất tuyến hiện trạng như sau :

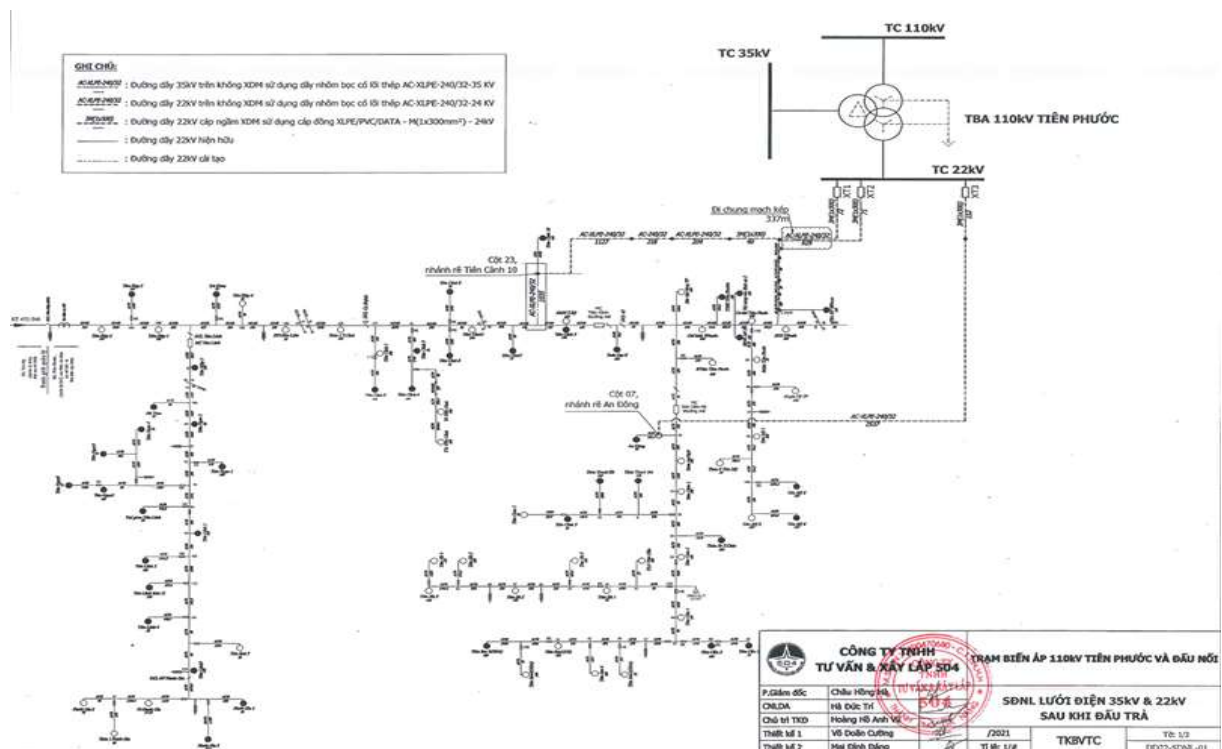
- Xuất tuyến 1 : Đầu vào xuất tuyến 471T42 hiện hữu cấp điện cho xã Tiên Cảnh – Tiên Lãnh , đầu nối vào cột 23 nhánh rẽ Tiên Cảnh 10 thuộc xuất tuyến 471T42.
- Xuất tuyến 2 : Đầu vào xuất tuyến 471T42 hiện hữu cấp điện cho thị trấn Tiên Kỳ, đầu nối vào cột C14/4 23XT471T42.

Xuất tuyến 3 : Đầu vào xuất tuyến 471T42 hiện hữu cấp điện cho xã Tiên Mỹ, Tiên Sơn, Tiên Hà, đầu nối vào cột số 7 nhánh rẽ đi trạm biến áp An Đông.

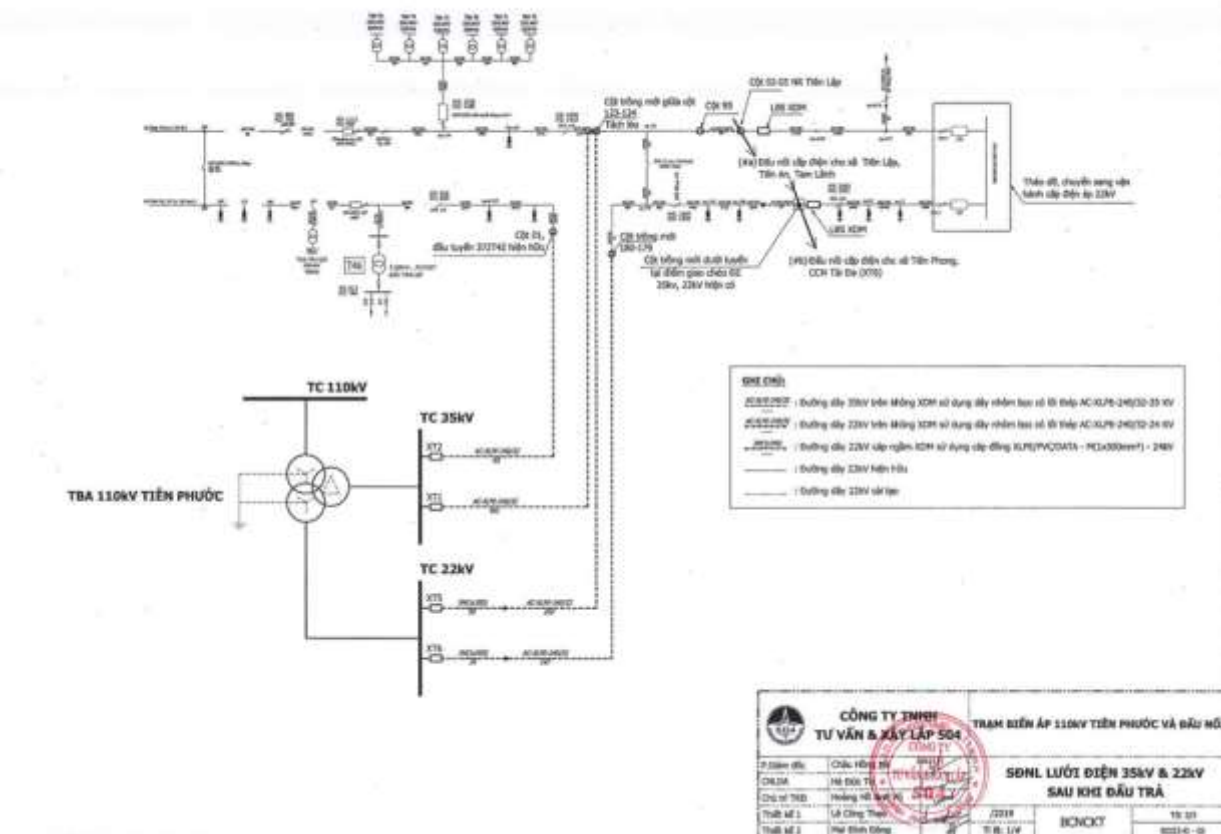
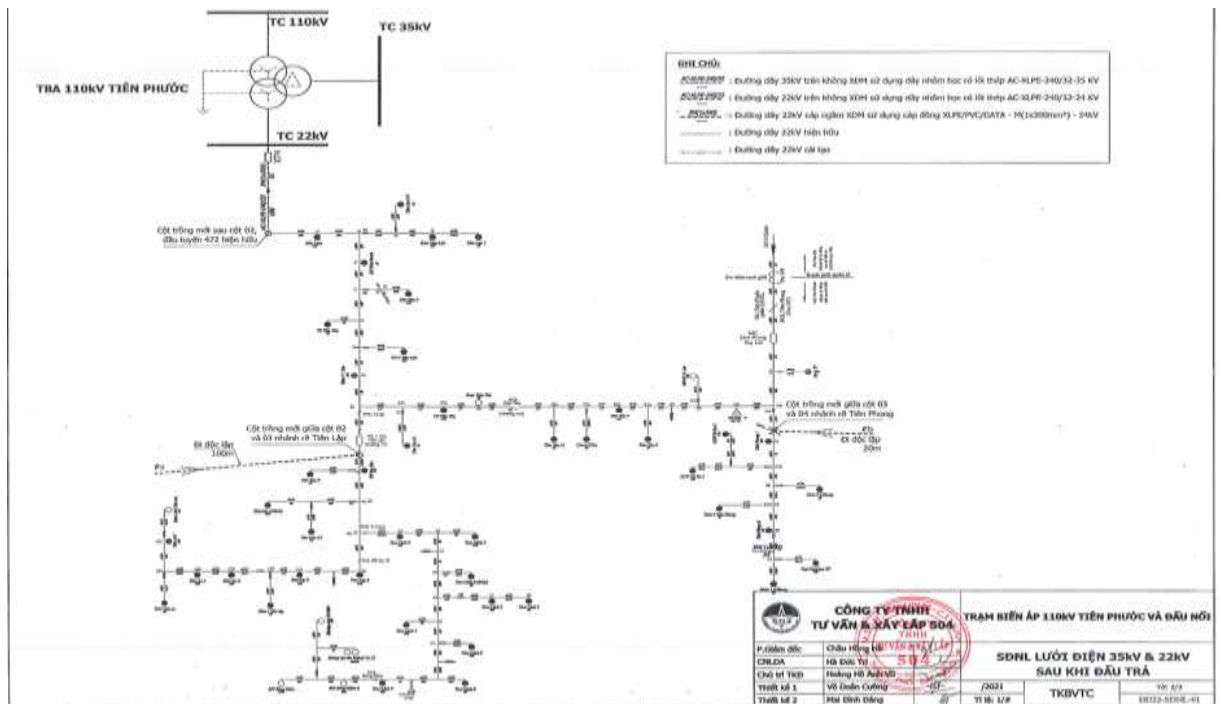
Xuất tuyến 4 : Đầu vào xuất tuyến 472T42 hiện hữu cấp điện cho xã Tiên Thọ, đầu nối vào cột hiện trạng 02A XT472T42

Xuất tuyến 5 : Đầu vào xuất tuyến 472T42 hiện hữu cấp điện cho xã Tiên Lập, Tiên An, Tam Lãnh, đầu nối vào cột 02 nhánh rẽ Tiên Lập thuộc XT472T42.

Xuất tuyến 6 : Đầu vào xuất tuyến 472T42 hiện hữu cấp điện cho xã Tiên Phong, CCN Tài Đa, đầu nối vào trụ xây dựng mới giữa khoảng cột 03 và 04 nhánh rẽ tiên Phong thuộc XT472T42.



Hình 3.2 Sơ đồ tách lưới điểm đầu nối xuất tuyến 1,2,2 lưới điện 22kV mới



Hình 3.3 Sơ đồ tách lưới điện đầu nối xuất tuyến 4,5,6 lưới điện 22kV mới

3.1.1 Tổn thất điện năng

Generation	Motor Load	Load	Compensation	External Infeed	Inter Area Flow	Total Losses	Load Losses	No-load Losses
[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]	[MW]/ [Mvar]
\Thanh Giang\110kVTP\Network Model\Network Data\Grid								
0.11	0.00	10.64	0.00	10.65	0.00	0.12	0.12	0.00
0.00	0.00	1.09	0.00	1.16	0.00	0.07	0.06	-0.01
Total:								
0.11	0.00	10.64	0.00	10.65		0.12	0.12	0.00
0.00	0.00	1.09	0.00	1.16		0.07	0.06	-0.01

Hình 3.4 Tổn thất tính toán mô phỏng trên phần mềm Digsilent của dự án

- Xét cho chế độ thời gian mạng điện liên tục truyền tải công suất cực đại ($P_{\max}$) thì sẽ gây nên tổn thất điện năng trong mạng điện đúng bằng tổn thất điện năng thực tế. Từ đó tổn thất điện năng được xác định theo biểu thức:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot T_{\max} \text{ với } T_{\max} = 3586 \text{ (giờ)}$$

- Tổn thất điện năng theo (%):

$$\Delta A\% = \frac{\Delta A}{A} \times 100$$

Từ đó ta có kết quả về tổn thất điện năng như sau:

Bảng 3.1 Tổn thất điện năng sau khi xây dựng dự án

TT	Công suất $P_{\max}$ (MW)	Tổn thất công suất $\Delta P_{\max}$ (MW)	Sản lượng điện năm A (MWh)	Tổn thất điện năm ΔA (MWh)	Tỷ lệ tổn thất điện năm ΔA (%)
1	10.76	0.12	94.257,6	1.051,2	1.12

3.1.2 Tổn thất điện áp

	rtd.V [kV]	Bus - voltage			Voltage - Deviation [%]				
		[p.u.]	[kV]		-10	-5	0	+5	+10
ITG110kv Tram 220 Tamky	110.00	1.000	110.00	0.00					
ITG110kv tram220Tamky	110.00	1.000	110.00	0.00					
ITG 110KV TP	110.00	0.997	109.64	-0.26					
XT1 35KV	35.00	0.993	34.74	-0.95					
XT2 35KV	35.00	0.994	34.78	-0.88					
XT1 22KV	22.00	0.991	21.79	-1.25					
XT2 22KV	22.00	0.991	21.80	-1.21					
XT3 22KV	22.00	0.991	21.79	-1.24					
XT4 22KV	22.00	0.991	21.80	-1.23					
XT5 22KV	22.00	0.990	21.78	-1.27					
XT6 22KV	22.00	0.990	21.77	-1.31					

Hình 3.5 Tổn thất điện áp tại ác xuất tuyến của dự án qua mô phỏng trên phần mềm Digsilent

- Qua kết quả mô phỏng ta có được bảng sau :

Bảng 3.2 Điện áp của lưới điện hiện trạng

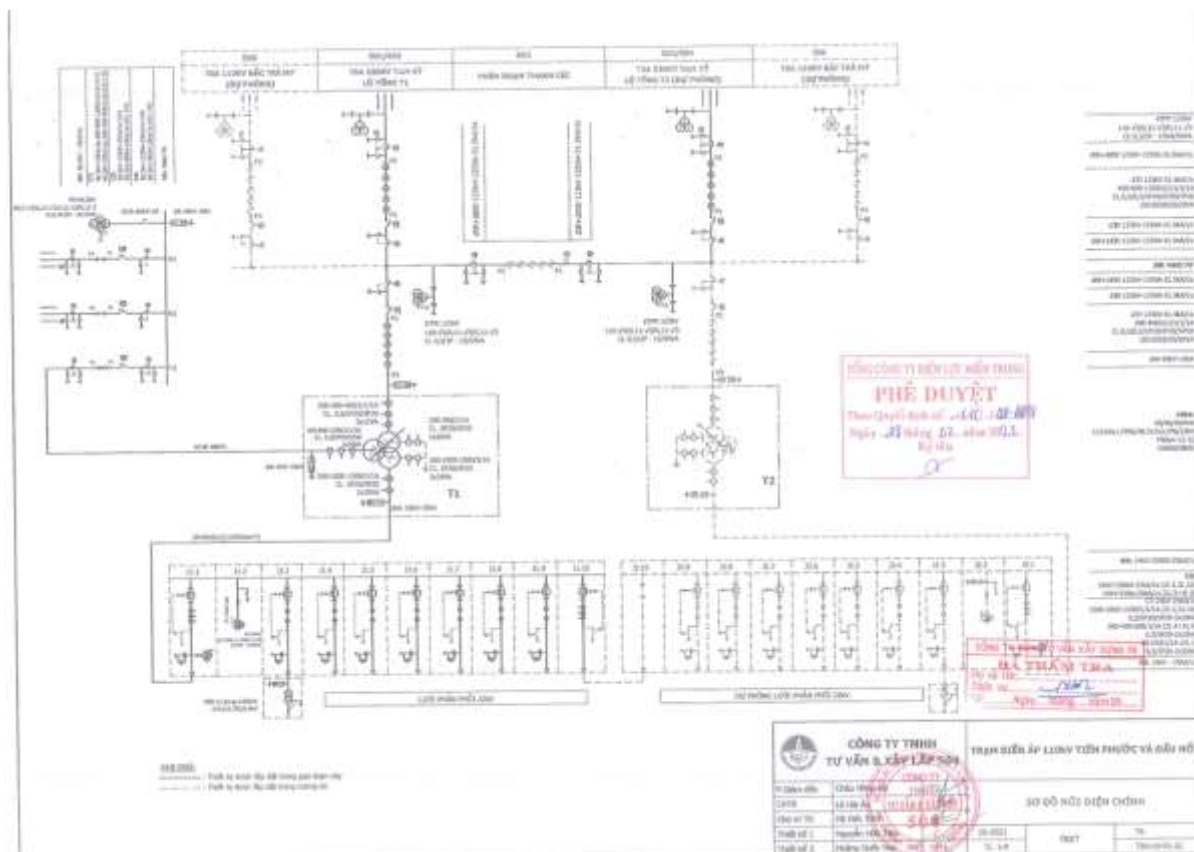
TT	Xuất tuyến	Điện áp điểm đầu (kV)	Điện áp điểm cuối (kV)	Độ sụt điện áp (kV)	Tổn thất điện áp ΔU (%)
1	TG110kV TP	110	109.64	0.36	0.33
2	XT1 35kV	35	34.74	0.26	0.74
3	XT2 35kV	35	34.78	0.22	0.63
4	XT1 22kV	22	21.79	0.21	0.95
5	XT2 22kV	22	21.80	0.20	0.9
6	XT3 22kV	22	21.79	0.21	0.95
7	XT4 22kV	22	21.80	0.20	0.9
8	XT5 22kV	22	21.78	0.22	1
9	XT6 22kV	22	21.77	0.23	1.05

3.1.3 Trạm biến áp

Trong dự án TBA 110kV Tiên Phước sử dụng sơ đồ hệ thống một thanh góp có phân đoạn . Với cấp điện áp là 110/35/22kV, công suất lắp đặt 40MVA :

Về cấu hình, trạm có:

- + 06 ngăn xuất tuyến 22kV cấp điện cho phụ tải địa phương;
- + 02 ngăn xuất tuyến 35kV đấu nối liên vùng hoặc dự phòng mở rộng;
- + Các ngăn MBA, đo lường, chống sét và đường dây 110kV.



Hình 3.6 Sơ đồ TBA 110kV Tiên Phước

3.1.4 Hệ thống SCADA/DMS

TBA 110kV Tiên Phước đầu tư hệ thống SCADA/DSM kết nối kênh dẫn về Điện lực Tiên Phước , TTĐK tại công ty Điện lực Quảng Nam và A3.

-Hệ thống Gateway/HMI: gồm có

- + Trang bị 01 hệ thống máy tính Gateway/HIM đảm bảo số cổng kết nối theo giao thức IEC-60870-5-104/101 về các Trung tâm điều độ.
- + Thiết bị mạng Ethernet Switch kết nối Gateway và rơ le bảo vệ theo giao thức IEC 61850, giao diện điện hoặc quang.
- + Phần mềm HMI có bản quyền
- + Hệ điều hành Windows 7 32bit hoặc 64bit có bản quyền
- + 02 màn hình LCD 21"
- + 01 máy in laser A4
- + Bàn ghế điều khiển
- + Trang bị 01 thiết bị GPS đồng bộ thời gian vệ tinh theo giao thức SNTP/NTP bao gồm khung giá và cáp đồng bộ.
- + Trọn bộ phụ kiện: rơ le trung gian, rơ le trạng thái, cáp tín hiệu, điều khiển ...

- Hệ thống máy tính Engineer

+ Trang bị máy tính Engineer phục vụ cài đặt rơ le từ xa.

+ Phần mềm cài đặt rơ le bản quyền và các phần mềm truy xuất dữ liệu sự cố, thông số vận hành ...

3.1.5 Phương thức bảo vệ

Hệ thống bảo vệ cho TBA 110kV Tiệp Phước sử dụng rơ le kỹ thuật số, có khả năng giao tiếp với máy tính để điều khiển từ xa và kết nối với hệ thống SCADA.

Để thực hiện các chức năng bảo vệ và giám sát hoạt động của các thiết bị, bảo vệ các phần tử trong trạm được trang bị các rơ le bảo vệ như sau:

- Ngăn lộ tổng 110kV, 35kV, 22kV và máy biến áp

+ Bảo vệ chính: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 87T, 87N1, 87N2, 50/51, 50/51N, 50BF, 49, FR... tín hiệu dòng được lấy từ máy biến dòng ngăn máy cắt đầu vào phía 110kV, 35kV, 22kV và biến dòng chân sứ trung tính 110kV, 22kV của máy biến áp.

Bảo vệ dự phòng phía 110kV: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 27/59, SOTF, FR... tín hiệu dòng điện được lấy từ biến dòng chân sứ phía 110kV máy biến áp, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV.

+ Bảo vệ dự phòng phía 35kV: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 27/59, 25, FR, BCU... tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ phía 35kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp thanh cái 35kV.

+ Bảo vệ dự phòng phía 22kV: Được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 27/59, 25, 74, FR, BCU... tín hiệu dòng điện được lấy từ máy biến dòng chân sứ phía 22kV của MBA, tín hiệu điện áp được lấy từ biến điện áp tủ lộ tổng 22kV.

+ Rơ le điều áp (T90): Độc lập, không tích hợp trong các rơ le bảo vệ khác.

Bảo vệ nội bộ MBA được nhà máy chế tạo có tủ điều khiển tại chỗ trong đó trang bị các thiết bị để truyền tín hiệu đi khởi động mạch quạt mát MBA, điều chỉnh nấc phân áp (OLTC)... đồng thời phải có khả năng nhận các tín hiệu đi cắt máy cắt cũng như đi báo tín hiệu từ các rơ le bảo vệ nội bộ MBA như sau (đã trang bị theo MBA lực):

* 96B: Bảo vệ hơi của dòng dầu MBA lực, 2 cấp tác động.

* 96P: Bảo vệ hơi của dòng dầu của bộ điều chỉnh điện áp

* 26Q: Bảo vệ nhiệt độ dầu của máy biến áp tăng cao, 2 cấp tác động.

* 26W: Bảo vệ nhiệt độ cuộn dây máy biến áp tăng cao, 2 cấp tác động.

* 71Q1: Bảo vệ mức dầu MBA giảm thấp cấp I.

* 71Q2: Bảo vệ mức dầu MBA giảm thấp cấp 2.

* 63Q: Bảo vệ áp lực dầu MBA.

+ Ngoài ra còn có các bảo vệ:

* Rơ le giám sát mạch cắt máy cắt (F74).

* Rơ le cắt và khóa (F86).

+ *Đường dây 110kV*

Bảo vệ so lệch đường dây, được tích hợp các chức năng bảo vệ 87, 21/21N, 67/67N, 79/25, 50/51, 50/51N, 50BF, SOTF, 85, FL, 68(B/T),FR... tín hiệu dòng điện được lấy từ biến dòng phía đường dây 110kV, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV.

Bảo vệ quá dòng có hướng, được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 27/59, 50BF, FR... tín hiệu dòng điện được lấy từ biến dòng phía đường dây 110kV, tín hiệu điện áp được lấy từ máy biến điện áp thanh cái 110kV.

+ Ngoài ra còn có các bảo vệ:

* Rơ le giám sát mạch cắt máy cắt (F74).

* Rơ le cắt và khóa (F86).

+ *Thanh cái 110kV*

Bảo vệ so lệch thanh cái, được tích hợp các chức năng bảo vệ 87B, 50BF,FR ... tín hiệu dòng điện được lấy từ biến dòng điện các ngăn 110KV.

+ *Đường dây 35kV*

Bảo vệ quá dòng có hướng, được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51,50/51N, 50BF, 27/59, 81, 79/25, FR, BCU...

+ *Thanh cái 35kV*

Bảo vệ quá áp kém áp 27/59, bảo vệ chạm đất (64).

+ *Ngăn máy cắt phân đoạn 22kV*

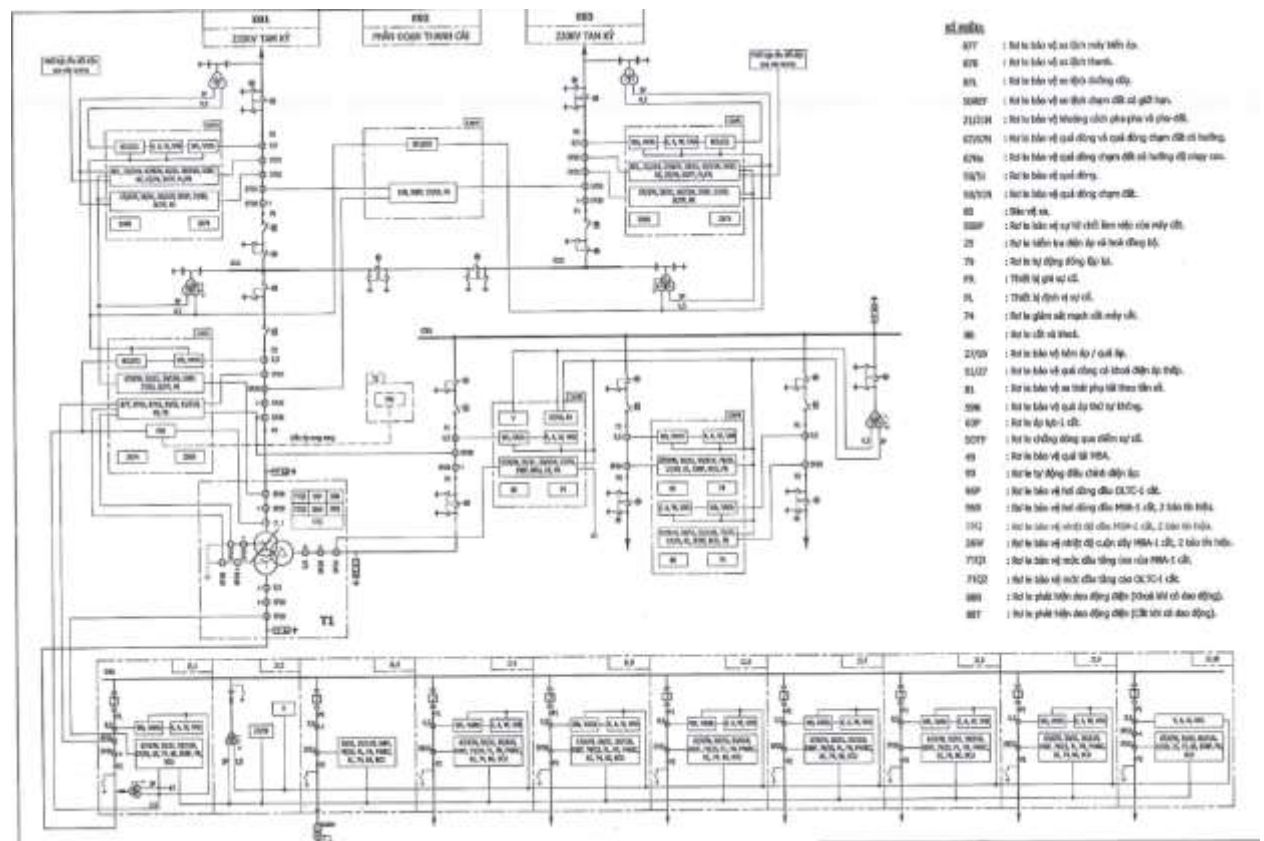
Bảo vệ quá dòng có hướng, được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51,50/51N, 50BF, 25, 27/59, 74, 86, FR, BCU...

+ *Xuất tuyến 22kV*

Bảo vệ quá dòng có hướng, được tích hợp các chức năng bảo vệ 67/67N, 50/51, 50/51N, 50BF, 46, FL, 81, 79, 74, 86, FR, BCU...

+ *Ngăn MBA tự dùng 22kV*

Bảo vệ quá áp kém áp 27/59.



Hình 3.7 Phương thức bảo vệ rơ le của TBA 110kV trong dự án

3.2.1 Hiệu quả về ổn thất điện năng của dự án

- Xét cho chế độ thời gian mạng điện liên tục truyền tải công suất cực đại ($P_{\max}$) thì sẽ gây nên tổn thất điện năng trong mạng điện đúng bằng tổn thất điện năng thực tế. Từ đó tổn thất điện năng được xác định theo biểu thức:

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot T_{\max} \text{ với } T_{\max} = 3586 \text{ (giờ)}$$

- Tổn thất điện năng theo (%):

$$\Delta A\% = \frac{\Delta A}{A} \times 100$$

Từ đó ta có kết quả về tổn thất điện năng như sau:

Bảng 3.3 So sánh tổn thất điện năng của lưới điện hiện trạng và sau khi có dự án

	Hiện trạng	Sau khi có dự án
Công suất $P_{\max}$ (MW)	11.04	10.76
Tổn thất công suất $\Delta P_{\max}$ (MW)	0.49	0.12
Sản lượng điện năng A (MWh)	96.710,4	94.257,6
Tổn thất điện năng ΔA (MWh)	4.292,4	1.051,2
Tỷ lệ tổn thất điện năng ΔA (%)	4.43	1.12

Nhận xét :

- Ta nhận thấy qua bảng so sánh tổn thất điện năng trước và sau khi thực hiện dự án, có thể thấy rằng tổn thất điện năng đã được cải thiện rõ rệt tổn thất công suất từ 4.43% giảm xún chỉ còn 1.12%
- Tổn thất của lưới điện hiện trạng 4.43 % với 3.766,8 MWh/năm và tổn thất của lưới điện sau dự án là 1.12% với 1.051,2MWh/năm qua kết quả tổn thất điện năng của lưới điện hiện trạng cao hơn đáng kể với tổn thất của lưới điện sau dự án điều này cho thấy rằng việc truyền tải công suất sau khi có dự án là tối ưu hơn qua đó ta có thể tiết kiệm được hơn 3.241,2 MW/h trong 1 năm.
- Sự chênh lệch lớn này chủ yếu xuất phát từ bản chất kỹ thuật của hai cấp điện áp. Ở cấp 35kV do điện áp thấp hơn nên dòng điện truyền tải sẽ lớn hơn đáng kể so với cấp 110kV khi cùng truyền cùng một công suất. Theo công thức tổn thất công suất trên đường dây dòng điện lớn hơn sẽ làm tăng tổn thất theo cấp số mũ.
- Ngoài ra, các đường dây trung áp 35kV thường có tiết diện nhỏ hơn và chiều dài truyền tải không được tối ưu hóa như ở cấp 110kV, làm tăng điện trở và kéo theo tổn thất năng lượng nhiều hơn. Việc tổn thất ở lưới điện hiện trạng cao gấp hơn 3 lần so với sau khi có dự án cho thấy lựa chọn cấp điện áp thấp cho các tuyến truyền tải xa hoặc công suất lớn sẽ gây thiệt hại đáng kể về mặt kinh tế và kỹ thuật.

- Ngược lại, phương án sử dụng điện áp cao hơn như 110kV không chỉ giúp giảm tổn thất điện năng mà còn tăng hiệu quả truyền tải, giảm sụt áp và tăng khả năng cung cấp điện ổn định cho phụ tải. Từ đó có thể kết luận, trong các dự án cần truyền tải công suất lớn trên khoảng cách tương đối xa (trên 10–15 km), việc lựa chọn cấp điện áp 110kV là hợp lý và mang lại hiệu quả hơn so với cấp điện áp 35kV. Đây cũng là xu hướng thiết kế phổ biến trong hệ thống điện hiện đại nhằm tối ưu hóa tổn thất, nâng cao độ tin cậy và hiệu quả vận hành của lưới điện.

3.2.2 Hiệu quả về tổn thất điện áp của dự án

Bảng 3.4 Điện áp của lưới điện hiện trạng

TT	Xuất tuyến	Điện áp điểm đầu (kV)	Điện áp điểm cuối (kV)	Độ sụt điện áp (kV)	Tổn thất điện áp ΔU (%)
1	35kV T42	35	33.58	1.42	4.05
2	471	22	21.06	0.94	4.27
3	472	22	21.08	0.92	4.18

- Lưới hiện tại đang vận hành gần sát với giới hạn độ lệch điện áp cho phép, đặc biệt với phụ tải 22kV. Cần sớm có biện pháp kỹ thuật can thiệp để đảm bảo chất lượng điện năng và tránh cảnh báo vận hành.

Bảng 3.5 Điện áp của lưới điện sau khi có dự án

TT	Xuất tuyến	Điện áp điểm đầu (kV)	Điện áp điểm cuối (kV)	Độ sụt điện áp (kV)	Tổn thất điện áp ΔU (%)
1	TG110kV TP	110	109.64	0.36	0.33
2	XT1 35kV	35	34.74	0.26	0.74
3	XT2 35kV	35	34.78	0.22	0.63
4	XT1 22kV	22	21.79	0.21	0.95
5	XT2 22kV	22	21.80	0.20	0.9
6	XT3 22kV	22	21.79	0.21	0.95
7	XT4 22kV	22	21.80	0.20	0.9
8	XT5 22kV	22	21.78	0.22	1
9	XT6 22kV	22	21.77	0.23	1.05

Nhận xét:

Dựa trên kết quả tính toán trào lưu công suất bằng phần mềm DIgSILENT PowerFactory, có thể thấy rằng điện áp của lưới điện hệ thống sau khi có dự án đều nằm trong giới hạn cho phép.

Sau khi có dự án ta thấy được từ tổn thất điện áp của lưới điện hiện trạng đều ở mức lớn hơn 4% nhưng sau khi có dự án tổn thất điện áp được cải thiện đáng kể xuống dưới mức hơn 1%.

Cụ thể:

- + Tại cấp điện áp 110kV, giá trị điện áp tại các nút dao động trong khoảng 109,64 kV đến 110,00 kV, tương ứng với tổn thất điện áp lớn nhất là -0,33%.
- + Tại cấp điện áp 35kV, điện áp tại các nút ở mức 34,74 – 34,78 kV với tổn thất điện áp khoảng -0,74% so với giá trị danh định.
- + Tại cấp điện áp 22kV, giá trị điện áp dao động từ 21,77 – 21,80kV tổn thất điện áp nhỏ nhất là -0,9% và lớn nhất là -1,05%.

Tất cả các giá trị điện áp nêu trên đều nằm trong giới hạn $\pm 5\%$ theo tiêu chuẩn cho phép đối với điện áp vận hành trong hệ thống điện. Đặc biệt, tổn thất điện áp cao nhất chỉ hơn hơn 1.05%, cho thấy hệ thống có tổn thất điện áp thấp, thiết kế lưới hợp lý và máy biến áp đang vận hành trong chế độ ổn định. Trong bảng cũng thể hiện rõ rằng tất cả các nút đều nằm trong vùng vận hành an toàn, không có nút nào vượt ngưỡng giới hạn $\pm 5\%$.

Qua so sánh kết quả mô phỏng điện áp của dự án so với lưới điện hiện trạng, có thể thấy chất lượng điện áp tại các điểm đầu nối đã được nâng lên rõ rệt. Mức tổn thất điện áp giảm từ khoảng hơn -4% về -1%, đảm bảo yêu cầu về giới hạn điện áp theo quy định hiện hành. Điều này cho thấy hiệu quả rõ rệt của dự án. Việc cải thiện điện áp không chỉ đảm bảo ổn định vận hành mà còn nâng cao chất lượng cung cấp điện đến khách hàng sử dụng điện áp.

3.2.4 Hiệu quả của đầu tư TBA 110kV của dự án so với hiện trạng

Về mặt khả năng vận hành, trạm biến áp 110kV sử dụng máy biến áp 40MVA có nhiều ưu điểm rõ rệt so với hiện trạng trạm trung gian sử dụng hai máy biến áp 5,6MVA, mặc dù tổng công suất lắp đặt của phương án trung gian là 11,2MVA. Nhìn vào sơ đồ trên ta thấy hiện tại lưới điện huyện Tiên Phước chỉ có 2 xuất tuyến 22kV dẫn đến chiều dài của đường dây dài làm tăng tổn thất điện năng, khó khăn trong công tác giám sát vận hành đường dây, lưới điện bị hạn chế khó khăn trong việc mở rộng lưới điện. Trong khi ở dự án này trạm 110kV Tiên Phước được thiết kế với 6 xuất tuyến 22kV ta dễ dàng nhận thấy khả năng cung cấp điện sẽ được nâng cao đáp ứng nhu cầu phát triển dân cư công nghiệp và dịch vụ trong tương lai. Có thể phân bổ tải đều hơn, giảm tải cho từng tuyến giảm

tổn thất điện năng . Ngoài ra còn có thể tăng tính linh hoạt trong vận hành bảo trì với các phương án hoán chuyển giúp tăng độ tin cậy lưới điện.

Trước hết, trạm 110kV vận hành ở cấp điện áp cao hơn nên có lợi thế trong việc truyền tải công suất lớn trên khoảng cách xa, với tổn thất điện năng thấp và sụt áp nhỏ hơn đáng kể so với trạm trung gian. Máy biến áp 40MVA được thiết kế với khả năng mang tải cao, ổn định và có độ dự phòng lớn, phù hợp để cấp điện cho các khu vực có phụ tải hiện tại lớn và tiềm năng phát triển cao trong tương lai. Trong khi đó, phương án sử dụng 2 máy biến áp 5,6MVA (tổng công suất 11,2MVA) chỉ phù hợp cho khu vực có phụ tải nhỏ và trung bình. Mặc dù việc lắp đặt hai máy biến áp song song có thể tăng tính linh hoạt trong vận hành (một máy vận hành, một máy dự phòng hoặc cùng vận hành chia tải), tuy nhiên tổng công suất vẫn thấp hơn rất nhiều so với máy biến áp 40MVA của trạm 110kV. Điều này khiến phương án trạm trung gian dễ rơi vào tình trạng quá tải khi phụ tải tăng trưởng nhanh, làm giảm độ tin cậy trong cung cấp điện.

- Ngoài ra, trạm 110kV thường được trang bị hệ thống bảo vệ, điều khiển hiện đại có khả năng giám sát từ xa và xử lý sự cố nhanh chóng, trong khi trạm trung gian sử dụng thiết bị trung áp có cấu hình đơn giản, khả năng tự động hóa hạn chế. Khả năng mở rộng, đấu nối nguồn dự phòng hoặc cấp điện vòng ở trạm 110kV cũng linh hoạt và hiệu quả hơn rất nhiều so với phương án trung áp. Xét về vận hành lâu dài, trạm 110kV cho phép khai thác tối ưu lưới điện, đáp ứng được sự phát triển phụ tải theo quy hoạch, đồng thời giảm áp lực đầu tư cải tạo, nâng cấp trong tương lai. Trong khi đó, phương án trạm trung gian sẽ gặp hạn chế nếu phụ tải vượt ngưỡng thiết kế hoặc yêu cầu cấp điện ổn định, liên tục

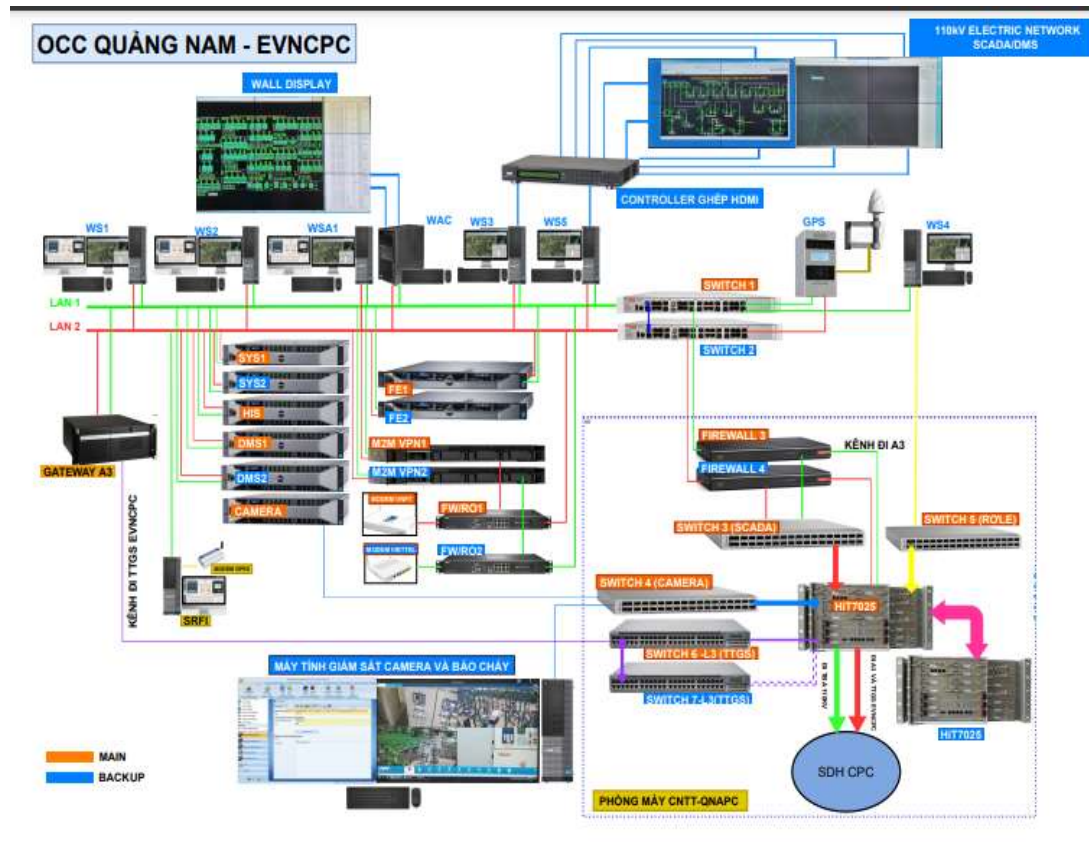
3.2.5 Hiệu quả từ hệ thống SCADA/DMS trong dự án

Trong bối cảnh hệ thống điện hiện đại ngày càng yêu cầu cao về độ tin cậy, khả năng giám sát và điều khiển từ xa, việc trạm trung gian 35kV không được trang bị hệ thống SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) hoặc DMS (Distribution Management System) gây ra nhiều hạn chế và khó khăn trong quá trình vận hành như sau:

- Không giám sát được trạng thái thiết bị theo thời gian thực . Khi không có SCADA, các thông tin như điện áp, dòng điện, công suất, trạng thái máy cắt, role bảo vệ... không thể truyền về trung tâm điều khiển. Điều này khiến đơn vị vận hành không thể theo dõi kịp thời tình trạng hoạt động của trạm, đặc biệt trong các tình huống bất thường.

-
- Chậm phát hiện và xử lý sự cố . Không có khả năng phát hiện tự động vị trí và nguyên nhân sự cố. Khi xảy ra mất điện, nhân viên phải đi kiểm tra trực tiếp hiện trường, gây trễ thời gian xử lý sự cố và kéo dài thời gian mất điện cho phụ tải. –
 - Không điều khiển từ xa, phụ thuộc hoàn toàn vào vận hành tại chỗ . Tất cả thao tác đóng/cắt thiết bị phải thực hiện thủ công tại hiện trường, gây mất thời gian, tăng rủi ro sai sót và nguy hiểm cho nhân viên vận hành. Trong trường hợp khẩn cấp (cháy nổ, chạm đất...), không thể cô lập nhanh khu vực bị sự cố từ xa.
 - Thiếu dữ liệu lịch sử để phân tích và tối ưu hóa vận hành . Việc không lưu trữ và phân tích dữ liệu vận hành như tải, điện áp, tần số, sự kiện role... khiến quá trình đánh giá hiệu suất vận hành, dự báo phụ tải, hoặc lập phương án cải tạo lưới gặp nhiều khó khăn.
 - Không thể tích hợp vào hệ thống điều khiển tập trung của toàn lưới. Khi không có DMS/SCADA, trạm trung gian không thể kết nối với trung tâm điều độ hoặc hệ thống quản lý phân phối khu vực, gây ra sự chia cắt thông tin trong hệ thống và giảm hiệu quả điều phối phụ tải.

Việc không trang bị SCADA/DMS khiến trạm trung gian 35kV gặp nhiều khó khăn trong công tác quản lý, điều hành và bảo trì vận hành. Điều này không chỉ ảnh hưởng đến độ tin cậy cung cấp điện, mà còn làm tăng chi phí nhân công, kéo dài thời gian khắc phục sự cố và giảm khả năng hiện đại hóa lưới điện so với trạm 110kV không người trực. Do đó, trong xu thế phát triển lưới điện thông minh việc thay thế trạm trung gian 35kV đầu tư xây dựng trạm 110kV tích hợp hệ thống SCADA/DMS là hết sức cần thiết.



Hình 3.8 Tổng quan hệ thống SCADA tại PC Quảng Nam

Qua đó có thể nhận thấy rằng việc trang bị hệ thống SCADA tại trạm biến áp 110kV mang lại nhiều lợi ích rõ rệt, thể hiện tính ưu việt so với các trạm 35kV không có hệ thống giám sát điều khiển tự động.

Cụ thể, SCADA giúp nâng cao mức độ tự động hóa trong vận hành, cho phép giám sát, điều khiển và thu thập dữ liệu từ xa một cách liên tục và chính xác. Nhờ đó, công tác vận hành trở nên linh hoạt, hiệu quả hơn và giảm phụ thuộc vào lực lượng vận hành tại chỗ. Ngoài ra, hệ thống còn hỗ trợ phân tích sự cố, cảnh báo sớm các tín hiệu bất thường, góp phần nâng cao độ tin cậy cung cấp điện và đảm bảo an toàn cho thiết bị.

Trong khi đó, các trạm 35kV không có SCADA vẫn còn phụ thuộc nhiều vào thao tác thủ công, việc theo dõi thông số, ghi nhận dữ liệu và xử lý sự cố còn chậm trễ, dễ dẫn đến sai sót và làm tăng thời gian gián đoạn điện.

Từ những phân tích trên, có thể khẳng định rằng việc triển khai SCADA tại các trạm biến áp là xu hướng tất yếu nhằm hiện đại hóa lưới điện, tăng cường hiệu quả vận hành và từng bước tiến tới xây dựng hệ thống điện thông minh.

3.2.6 Hiệu quả việc đầu tư phương thức bảo vệ

Trong hệ thống điện, bảo vệ rơ le đóng vai trò quan trọng trong việc phát hiện và loại trừ nhanh các sự cố, đảm bảo an toàn cho thiết bị và duy trì độ tin cậy trong cung cấp điện. So sánh giữa phương thức bảo vệ rơ le của trạm 110kV Tiên Phước và trạm trung gian 35kV hiện hữu, có thể nhận thấy sự khác biệt rõ rệt về mức độ hiện đại, khả năng xử lý và mức độ tự động hóa.

Nhận xét :

- Cấp độ bảo vệ và vùng bảo vệ

+ Trạm 35kV: Thường sử dụng các rơ le đơn lẻ, với chức năng đơn giản như bảo vệ quá dòng, chạm đất. Vùng bảo vệ thường giới hạn ở từng thiết bị, không có khả năng phối hợp toàn diện trong hệ thống.

+ Trạm 110kV: Áp dụng rơ le kỹ thuật có khả năng tích hợp nhiều chức năng bảo vệ trong cùng một thiết bị: bảo vệ quá dòng, chạm đất, chạm pha – đất, bảo vệ khác biệt máy biến áp, bảo vệ sự cố phía 110kV và 22kV, cảnh báo nhiệt độ, bảo vệ quá áp – thấp áp, tần số...

- Khả năng phối hợp và điều khiển

+ Trạm 35kV: Thiết bị đóng cắt và rơ le bảo vệ thường làm việc độc lập, thiếu khả năng phối hợp linh hoạt theo thời gian và mức độ dòng sự cố, dẫn đến hiện tượng cắt không chọn lọc, gây mất điện diện rộng không cần thiết.

+ Trạm 110kV: Các rơ le số kết nối với hệ thống điều khiển trung tâm (SCADA, RTU), cho phép thiết lập đặc tuyến bảo vệ phối hợp chọn lọc, đồng thời có thể ghi lại sự kiện ,ghi dao động phục vụ phân tích sau sự cố.

- Tốc độ và độ chính xác xử lý sự cố

+ Rơ le số tại trạm 110kV thường có thời gian tác động nhanh độ nhạy cao và chống nhiễu tốt, giúp loại trừ nhanh sự cố, giảm thiểu hư hỏng lan rộng.

+ Trong khi đó, rơ le cơ điện tại trạm 35kV có thời gian tác động lâu hơn, khả năng chống nhiễu và phân biệt loại sự cố thấp hơn.

- Khả năng tích hợp và mở rộng

+ Hệ thống bảo vệ của trạm 110kV dễ dàng tích hợp trong lưới điện thông minh, hỗ trợ giao thức , điều khiển từ xa, cập nhật và truyền dữ liệu thời gian thực.

+ Hệ thống rơ le tại trạm 35kV thường là hệ thống độc lập, không hỗ trợ điều khiển từ xa, khó mở rộng hoặc thay đổi cấu hình khi phụ tải thay đổi.

So với trạm trung gian 35kV, phương thức bảo vệ rơ le tại trạm biến áp 110kV Tiên Phước thể hiện sự vượt trội rõ rệt về độ chính xác, tính chọn lọc, khả năng phối hợp, tốc độ tác động và mức độ hiện đại hóa. Điều này góp phần quan trọng trong việc đảm bảo an toàn thiết bị, nâng cao độ tin cậy cung cấp điện, và tối ưu hóa vận hành hệ thống điện khu vực trong cả ngắn và dài hạn.

3.3 Hiệu quả của dự án mang lại

Trong bối cảnh nhu cầu phụ tải tại khu vực ngày càng tăng cao, đặc biệt là tại các khu vực đang phát triển hạ tầng như đô thị hóa, công nghiệp hóa, việc duy trì hình thức cấp điện qua trạm trung gian 35kV không còn phù hợp về mặt công suất, độ tin cậy cũng như khả năng mở rộng trong tương lai. Phương án đầu tư xây dựng trạm biến áp 110kV với công suất 40MVA không chỉ đáp ứng yêu cầu hiện tại mà còn định hướng phát triển lâu dài. So sánh hiệu quả giữa hai phương án cho thấy các lợi ích rõ rệt như sau:

- Nâng cao năng lực cung cấp điện

Hiện trạng trạm trung gian 35kV có công suất lắp đặt 11.2MVA, chỉ đủ để cung cấp cho phụ tải dân sinh và sản xuất ở mức trung bình, khó có khả năng đáp ứng khi phụ tải tăng trưởng nhanh. Đặc biệt, trong các khung giờ cao điểm hoặc mùa khô, trạm thường hoạt động gần mức giới hạn, dẫn đến tình trạng sụt áp, giảm chất lượng điện năng, thậm chí có nguy cơ quá tải cục bộ.

Trong khi đó, trạm 110kV với công suất 40MVA cung cấp khả năng đáp ứng phụ tải lớn hơn. Điều này đảm bảo vùng cấp điện được mở rộng, có đủ dự phòng công suất cho các tình huống tăng trưởng phụ tải đột biến hoặc đầu nối thêm các khu công nghiệp, khu đô thị mới trong tương lai. Ngoài ra, nhờ công suất lớn và điện áp cao, trạm có khả năng chia tải linh hoạt cho nhiều xuất tuyến 22kV hoặc 35kV phía hạ áp.

Đảm bảo ổn định cung cấp điện cả trong hiện tại và trung – dài hạn, đáp ứng đúng định hướng quy hoạch phát triển phụ tải..

- Giảm tổn thất điện năng, nâng cao chất lượng điện áp

Việc duy trì truyền tải từ cấp điện áp 35kV thường chỉ phù hợp cho khoảng cách ngắn và phụ tải nhỏ. Khi phải truyền tải ở khoảng cách xa, điện áp 35kV làm tăng dòng điện trên đường dây, dẫn đến tổn thất điện năng lớn và sụt áp đáng kể, gây ảnh hưởng đến chất lượng cung cấp điện, đặc biệt ở các điểm cuối nguồn.

Ngược lại, cấp điện từ trạm 110kV giúp truyền tải ở điện áp cao hơn, giảm cường độ dòng điện trên đường dây, từ đó giảm tổn thất công suất, nâng cao hiệu quả sử dụng năng

lượng và giảm chi phí vận hành. Đồng thời, điện áp tại các điểm phụ tải cũng ổn định hơn, ít xảy ra hiện tượng dao động điện áp khi thay đổi tải, đặc biệt là khi đóng cắt thiết bị công suất lớn.

- Hiện đại hóa công tác điều khiển và vận hành

Trạm trung gian 35kV thông thường được vận hành theo hình thức bán thủ công, thiết bị đóng cắt chủ yếu sử dụng cầu dao hoặc máy cắt khí SF6 thế hệ cũ, chưa được kết nối SCADA. Khi xảy ra sự cố, cần có sự can thiệp trực tiếp tại hiện trường, làm kéo dài thời gian xử lý và tăng nguy cơ mất điện trên diện rộng.

Trạm 110kV được thiết kế tích hợp hệ thống điều khiển, bảo vệ và giám sát hiện đại, có thể kết nối hệ thống SCADA, RTU, phục vụ vận hành từ xa, giám sát liên tục các thông số vận hành (dòng, áp, $\cos\varphi$, nhiệt độ, áp suất...). Việc điều khiển có thể thực hiện tại trung tâm điều độ khu vực mà không cần đến nhân lực thường xuyên túc trực tại trạm.

Rút ngắn thời gian xử lý sự cố, giảm nguy cơ gián đoạn cấp điện, tăng độ tin cậy và an toàn vận hành cho toàn hệ thống điện.

- Đáp ứng định hướng quy hoạch và phát triển hạ tầng điện lực

Theo quy hoạch phát triển điện lực quốc gia xu hướng chung là nâng cấp và chuẩn hóa lưới điện trung – cao áp từ 22kV và 35kV lên cấp 110kV, nhằm tăng khả năng truyền tải, linh hoạt trong đấu nối, và chuẩn hóa cấu trúc lưới điện.

Trạm 110kV giữ vai trò là điểm nút trung gian kết nối từ lưới điện truyền tải xuống lưới phân phối khu vực, tạo điều kiện thuận lợi để mở rộng thêm các xuất tuyến 22kV, cấp điện cho các khu quy hoạch mới, các cụm công nghiệp, thương mại, du lịch, đô thị hóa nông thôn. Trạm cũng có thể đấu nối linh hoạt với các nguồn năng lượng tái tạo (điện mặt trời, điện gió) trong tương lai.

Phù hợp với định hướng quy hoạch ngành, nâng cao tính linh hoạt và khả năng mở rộng dài hạn của hệ thống điện khu vực.

Kết luận chương 3: Với các nội dung, kết quả đánh giá giải pháp kỹ thuật nhận thấy việc xây dựng, đưa vào vận hành dự án TBA 110kV Tiên Phước và đấu nối là dự án tối ưu hơn hiện trạng có vai trò quan trọng trong việc truyền tải công suất và dự báo phụ tải toàn bộ hệ thống điện khu vực, đảm bảo cung cấp điện liên tục, giảm tổn thất điện năng khi mang tải cao, nâng cao độ tin cậy và an toàn cung cấp điện huyện Tiên Phước thuộc tỉnh Quảng Nam, phục vụ nhu cầu phát triển kinh tế - xã hội, đảm bảo các khoảng cách an toàn theo quy phạm hiện hành, góp phần thúc đẩy phát triển cơ sở hạ tầng khu vực.

CHƯƠNG 4: ĐÁNH GIÁ HIỆU QUẢ KINH TẾ DỰ ÁN SAU KHI ĐẦU TƯ TRẠM BIẾN ÁP 110KV TIỀN PHƯỚC

4.1 Lý do phân tích dự án đánh giá đầu tư

Để dự án đem lại mang lại hiệu quả cao trong việc đầu tư chúng ta cần phân tích, đánh giá các chỉ tiêu về kinh tế và tài chính.

Phân tích kinh tế, tài chính nhằm đánh giá sơ bộ hiệu quả kinh tế, tài chính của dự án về mặt định tính và định lượng. Trong quá trình phân tích sẽ tiến hành phân tích định lượng, đưa ra số liệu về vốn đã đầu tư, chi phí, doanh thu, phân tích các khả năng trả nợ và các chỉ tiêu kinh tế, tài chính.

Ngoài ra phân tích hiệu quả kinh tế xã hội là phân tích định tính những hiệu quả mà dự án đem lại cho sự phát triển kinh tế khu vực và nền kinh tế quốc dân.

Từ các kết quả phân tích, đưa ra kết luận, kiến nghị nhằm đảm bảo tính khả thi của dự án dưới góc độ kinh tế, tài chính.

Một số từ ngữ được hiểu như sau:

- *Giá trị hiện tại ròng NPV (Net Present Value)*: là chênh lệch giữa giá trị hiện tại của các dòng tiền vào và giá trị hiện tại của các dòng tiền ra trong một khoảng thời gian.
- *Tỷ suất sinh lợi nội tại IRR (Internal Rate of Return)*: Hay còn gọi là hệ số hoàn vốn nội bộ, chính là lãi suất chiết khấu (IRR) mà ứng với nó tổng giá trị hiện tại của thu hồi thuần bằng đúng tổng hiện giá vốn đầu tư tức là tổng thu của dự án sẽ cân bằng với tổng chi trong cùng mặt bằng thời gian hiện tại.
- *Tỷ số Lợi ích/Chi phí kinh tế B/C (Benefit/Cost)*: là tỷ số giữa lợi ích thu được và chi phí bỏ ra. Lợi ích và chi phí của dự án có thể tính theo giá trị ở mặt bằng thời điểm hiện tại hoặc thời điểm tương lai.
- *Thời gian hoàn vốn*: là khoảng thời gian dự án hoàn được vốn đầu tư ban đầu và vẫn đảm bảo tỷ lệ sinh lời.
- *Tổng vốn đầu tư (I)*: là tổng chi phí đầu tư để xây dựng và đưa công trình vào hoạt động. Tổng vốn đầu tư của dự án có thể được hình thành từ: Vốn chủ sở hữu (I_{csh}) và vốn vay (I_v).

- *Tỷ suất chiết khấu (i):* là chi phí của vốn đầu tư tính bằng (%), dùng để quy đổi các dòng thu, chi trong phân tích kinh tế, tài chính của các năm trong thời hạn dự án về năm đầu tiên bỏ vốn. Tỷ suất chiết khấu áp dụng trong phân tích kinh tế, tài chính bao gồm: tỷ suất chiết khấu kinh tế ($i_k\%$) và tỷ suất chiết khấu tài chính ($i_f\%$).
- *Thời gian hoàn vốn T :* là khoảng thời gian cần thiết để thu hồi chi phí của các khoản đầu tư ban đầu cho dự án. Hiểu một cách đơn giản thì đó là khoảng thời gian mà dự án đạt đến điểm hòa vốn. Khi đó, doanh thu thuần từ việc đầu tư mang lại đã đủ để bù đắp cho các khoản phí bỏ ra ban đầu mà không quan tâm đến sự khác biệt của tiền tệ theo thời gian.

Sau đây ta đi phân tích kinh tế, tài chính nhằm đánh giá lại các chỉ tiêu để đưa ra kết luận về hiệu quả đầu tư mà dự án đem lại.

4.2 Nội dung phân tích kinh tế dự án

Tại Điều 5. Quyết định số 2014/QĐ-BCN ngày 13/6/2007 của Bộ Công nghiệp nội dung Phân tích kinh tế của dự án đầu tư nhằm đánh giá lần lượt các chỉ tiêu sau:

- Tỷ suất sinh lợi nội tại về kinh tế (EIRR %);
- Thời gian hoàn vốn kinh tế có chiết khấu ($CFBT_k/I$);
- Giá trị hiện tại ròng kinh tế (NPV_k);
- Tỷ số Lợi ích/Chi phí kinh tế (B/C_k).

Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án được tính trên cơ sở dòng tích lũy kinh tế ($CFBT_k$) của các năm trong thời hạn dự án và tỷ suất chiết khấu kinh tế $i_k\% = 10\%$.

- Xét chỉ tiêu NPV_k :

$$NPV_k = PV_n - PI_n$$

Với:

$$PV_n = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

$$PI_n = \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t}$$

Trong đó:

- + PV_n : Dòng thu nhập mà dự án mang lại trong suốt quá trình hoạt động.
- + PI_n : Dòng chi phí đầu tư của dự án.

+ n: vòng đời dự án.

+ F_t : Dòng thu nhập của dự án tại năm (t) tính từ năm bắt đầu.

+ I_t : Dòng chi phí đầu tư tại năm (t) tính từ năm gốc.

Dự án mang lại hiệu quả khi $NPV_k > 0$.

- Xét chỉ tiêu EIRR:

$$\sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + \text{IRR})^t} = \sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1 + \text{IRR})^t}$$

Dự án chấp nhận được nếu $\text{EIRR} > i_k\% = 10\%$.

- Xét chỉ tiêu về tỷ số B/C_k.

$$\frac{B}{C_k} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{B_t}{(1 + i_{kt})^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1 + i_{kt})^t}}$$

Trong đó:

+ B_t : Dòng thu nhập (doanh thu) tại năm thứ t.

+ C_t : Dòng chi phí đầu tư tại năm thứ t.

Dự án chấp nhận được nếu tỷ số $B/C_k > 1$

- Thời gian hoàn vốn kinh tế có chiết khấu (CFBT_k/I):

$$T = \frac{CFBT_k}{I} = (t-1) + \frac{D_t - H_{t-1}}{H_t - H_{t-1}}$$

Dự án được chấp nhận khi mà thời gian hoàn vốn của dự án tính toán được nhỏ hơn hoặc bằng thời hạn hoàn vốn quy định.

4.3 Nội dung phân tích tài chính dự án

Tại Điều 6. Quyết định số 2014/QĐ-BCN ngày 13/6/2007 của Bộ Công nghiệp nội dung Phân tích tài chính cần xác định lần lượt trong phân tích tài chính dự án gồm:

- Giá trị hiện tại ròng tài chính (NPV_f);
- Thời gian hoàn vốn chủ sở hữu có chiết khấu ($CFAT_f/I_{csh}$);
- Tỷ suất sinh lợi nội tại về tài chính ($FIRR\%$);
- Tỷ số Lợi ích/chi phí tài chính (B/C_r);.

Tương tự như các biểu thức Phân tích kinh tế nêu trên thì Dự án có hiệu quả tài chính khi: $FIRR\% > i_f\%$; $NPV > 0$ và $B/C_f > 1$.

Các chỉ tiêu đánh giá hiệu quả tài chính của dự án được tính trên cơ sở dòng tích lũy tài chính ($CFAT_f$) của các năm trong thời hạn dự án và tỷ suất chiết khấu tài chính $i_f\%$ (tỷ suất chiết khấu tài chính bình quân gia quyền cho các nguồn vốn) được xác định theo biểu thức:

$$i_f\% = \frac{I_{csh}}{I} i_{csh}\% + \frac{I_v}{I} i_v\% (1 - t\%)$$

- Trong đó:
 - + I_{csh} : Tổng vốn chủ sở hữu trong tổng vốn đầu tư dự án.
 - + I_v : Tổng vốn vay trong tổng vốn đầu tư dự án.
 - + I : Tổng vốn đầu tư dự án.
 - + $i_{csh}\%$: Tỷ suất sinh lợi của vốn chủ sở hữu.
 - + $i_v\%$: Tỷ lệ lãi suất của vốn vay.
 - + $t\%$: Thuế suất thu nhập doanh nghiệp.

4.4 Số liệu đầu vào kết quả tính toán

4.4.1 Dữ liệu đầu vào tính toán

Các số liệu được thu thập từ thực tế đến thời điểm hiện tại về đơn giá, chi phí, thuế dùng để phân tích kinh tế, tài chính dự án. Mặt khác phải tuân thủ theo các quy định tại Thông tư, Nghị định của các bộ ngành liên quan. Cụ thể:

- Thuế thu nhập doanh nghiệp: 20% (căn cứ Thông tư số 78/2014/TT-BTC ngày 18/06/2014 của Bộ Tài chính hướng dẫn thi hành Nghị định số 218/2013/NĐ-CP của Chính phủ).
- Thuế GTGT: 8% (căn cứ theo Nghị định 15/2022/NĐ-CP ngày 28/01/2022 Quy định chính sách miễn, giảm thuế theo Nghị quyết 43/2022/QH15 của Quốc hội).
- Đồng tiền tính toán: đồng Việt Nam.
- Tỷ suất chiết khấu kinh tế $i_k\%$: 10%.
- Tỷ suất chiết khấu tài chính là: $i_f\%$: 7,51%
- Giá bán điện cấp 0,4kV: 1.890 đồng

- Giá mua điện thủy điện: 1.110 đồng là giá lấy theo Quyết định số 820/QĐ-BCT ngày 29/4/2022 của Bộ Công Thương.
- Thời gian trả nợ: Vay trả trong 10 năm với thời gian ân hạn bằng thời gian xây dựng.
- $T_{max} = 3.586$ giờ.
- Đời sống dự án: 20 năm.
- Chi phí vận hành và bảo dưỡng: 2% vốn đầu tư (TBA 110kV và nhánh rẽ).
- Sản lượng điện năng sau khi có dự án.
- Về tỷ lệ tổn thất điện năng sau dự án: 0,33%.
- Tổng mức đầu tư (Do PC Quảng Nam cấp)

Bảng 4.1 Tổng mức đầu tư

STT	Hạng mục	Giá trị sau thuế (đồng)
1	Chi phí bồi thường, GPMB, TĐC	8.045.177.751
2	Chi phí xây dựng	96.988.590.856
3	Chi phí thiết bị	46.822.177.944
4	Chi phí quản lý dự án	2.590.786.195
5	Chi phí tư vấn đầu tư xây dựng	12.238.851.915
6	Chi phí khác	13.839.474.632
7	Chi phí dự phòng	18.237.815.912
	Tổng cộng	198.762.875.204

Cụ thể như sau :

Bảng 4.2 Tổng mức đầu tư chi tiết từng phần tử

TT	Khoản mục chi phí	TBA 110kV	Đường dây 110kV	Đường dây 22kV và 35kV
1	Chi phí xây dựng	9,918,308,140	64,261,846,491	23,328,893,076
2	Chi phí thiết bị	46,095,338,870	1,703,450,928	635,331,627

3	Chi phí quản lý dự án	812,634,956	1,196,264,425	428,257,443
4	Chi phí tư vấn ĐTXD	1,317,086,693	2,356,672,315	639,709,739
5	Chi phí khác	965,956,213	876,527,579	308,943,462
6	Chi phí dự phòng	2,243,323,299	2,672,495,312	948,827,447

- Vốn đầu tư của dự án đã tính đến hệ số capex (Do PC Quảng Nam cấp):
- + Vốn đầu tư phân tích kinh tế: 293.199.900.849 đồng (TMĐT không bao gồm GTGT, lãi vay và dự phòng cho yếu tố trượt giá).
- + Vốn đầu tư phân tích tài chính: 337.906.483.619 đồng (TMĐT).
- + Doanh thu hằng năm : 73.472.000.000 đồng (Doanh thu đã trừ thuế thu nhập doanh nghiệp, chi phí vận hành bảo dưỡng TBA và đường dây 110kV)

4.4.2 Kết quả tính toán

4.4.2.1 Kết quả phân tích kinh tế

Kết quả phân tích kinh tế sau khi triển khai dự án như sau :

- Giá trị hiện tại thuần (NPV_k): 322,31 tỷ đồng.

$$NPV_k = \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+k)^n} - I_0 = \sum_{n=1}^{20} \frac{73,472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1+10\%)^n} - 293,2 \text{ tỷ VNĐ}$$

$$= 625,51 - 293,2 = 332,309 \text{ tỷ VNĐ}$$

- Chỉ tiêu tỷ số lợi ích/ chi phí (B/C_k): 2.13 lần.

$$B/C = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+k)^n}}{I_0} = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{73,472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1+10\%)^n}}{293,2 \text{ tỷ VNĐ}} = \frac{625,51 \text{ tỷ VNĐ}}{293,2 \text{ tỷ VNĐ}} = 2.13$$

- Tỷ suất thu hồi nội bộ (EIRR): 24.76 %.

$$\sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1+EIRR)^n} = I_0 \Leftrightarrow \sum_{n=1}^{20} \frac{73,472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1+EIRR)^n} = 293,2 \text{ tỷ VNĐ}$$

$$\Rightarrow EIRR \approx 24.76\%$$

- Thời gian hoàn vốn: 5.08 năm.

Bảng 4.3 Thông tin tính thời gian hoàn vốn phân tích kinh tế

Thông tin	Giá trị
Dòng tiền sau thuế mỗi năm	$CF_n = 73,472$ tỷ VNĐ
Vốn đầu tư phân tích kinh tế	$I_0 = 293,2$ tỷ VNĐ
Tỷ lệ chiết khấu	$ik\% = 10\%$
Năm thứ $n = 6$	PV cộng dồn vượt I_0
Tổng PV đến năm thứ 5	$\approx 286,33$ tỷ VNĐ
PV năm thứ 6	$\approx 82,29$ tỷ VNĐ

$$PP = n - 1 + \frac{I_0 - \sum_{i=1}^{n-1} PV_i}{PV_n} = 5 + \frac{293.2 - 286.33}{82.29} = 5 + \frac{6.87}{82.29} \approx 5.08 \text{ năm}$$

4.4.2.2 Kết quả phân tích tài chính

Kết quả phân tích tài chính sau khi triển khai dự án như sau

- Giá trị hiện tại thuần (NPV_f):

$$\begin{aligned} NPV_f &= \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + if)^n} - I_0 = \sum_{n=1}^{20} \frac{73,472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1 + 7.51\%)^n} - 337,906 \text{ tỷ VNĐ} \\ &= 748,44 \text{ tỷ VNĐ} - 337,906 \text{ tỷ VNĐ} = 410,53 \text{ tỷ VNĐ} \end{aligned}$$

- Chỉ tiêu tỷ số lợi ích/chi phí (B/C_r):

$$B/C_r = \frac{\sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + if)^n}}{I_0} = \frac{\sum_{n=1}^{20} \frac{73.472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1 + 7.51\%)^n}}{337.906 \text{ tỷ VNĐ}} \Rightarrow \frac{748.44 \text{ tỷ VNĐ}}{337.906 \text{ tỷ VNĐ}} \approx 2.21$$

- Tỷ suất thu hồi nội bộ (FIRR):

$$\begin{aligned} \sum_{n=1}^N \frac{CF_n}{(1 + EIRR)^n} &= I_0 \Leftrightarrow \sum_{n=1}^{20} \frac{73.472 \text{ tỷ VNĐ}}{(1 + EIRR)^n} = 337,906 \text{ tỷ VNĐ} \\ &\Rightarrow EIRR \approx 21.28\% \end{aligned}$$

- Thời gian hoàn vốn:

Bảng 4.4 Thông tin tính thời gian hoàn vốn phân tích tài chính

Thông tin	Giá trị
Dòng tiền sau thuế mỗi năm	$CF_n = 73,472$ tỷ VNĐ
Vốn đầu tư phân tích tài chính	$I_0 = 337,906$ tỷ VNĐ
Tỷ lệ chiết khấu	$if\% = 7.51\%$
Năm thứ $n = 6$	PV cộng dồn vượt I_0
Tổng PV đến năm thứ 5	$\approx 324,87$ tỷ VNĐ
PV năm thứ 6	$\approx 73,21$ tỷ VNĐ

$$PP = n - 1 + \frac{I_0 - \sum_{i=1}^{n-1} PV_i}{PV_n} = 5 + \frac{337,906 - 324,87}{73,21} = 5 + \frac{13,036}{73,21} \approx 5.18 \text{ năm}$$

- Tổng kết :

Bảng 4.5 Bảng tổng kết kết quả phân tích kinh tế và phân tích tài chính

Các chỉ tiêu	Đơn vị tính	Kết quả phân tích kinh tế	Kết quả phân tích tài chính
Giá trị hiện tại ròng NPV	Tỷ VNĐ	332,309	410,53
Tỷ suất lợi nhuận B/Cr		2.13	2.21
Suất doanh lợi nội bộ IRR	%	24.76	21.28
Thời gian hoàn vốn	Năm	5.08	5.15

4.4.2.3 Kết luận nhận xét

- Phân tích kinh tế là việc đánh giá tính khả thi và hiệu quả của dự án đầu tư đối với nền kinh tế. Từ kết quả phân tích kinh tế cho thấy việc quyết định đầu tư dự án là phù hợp, có đóng góp cho sự phát triển chung của lưới điện Quảng Nam giúp đem lại lợi ích cho nền kinh tế quốc dân, thể hiện qua các chỉ tiêu $NPV > 0$; $EIRR > 10\%$; $B/Ck > 1$ và thời gian hoàn vốn tốt.
- Phân tích tài chính là việc đánh giá hiệu quả dự án nhằm định hướng cho Nhà đầu tư về phương thức huy động vốn, các cơ chế về tài chính để dự án đạt được mức sinh lợi hợp lý, bảo đảm cho dự án hoạt động bền vững, lâu dài và hiệu quả. Từ kết quả phân tích tài chính dự án thỏa mãn các điều kiện để dự án: $NPV > 0$; $FIRR > i_f\%$; $B/Cf > 1$ và thời gian hoàn vốn ngắn lại so với tính toán ban đầu.
- Ngoài ra xét về phương diện tổng thể, đến thời điểm hiện tại khi các thông số được cập nhật như nguồn vốn đầu tư, giá khung bán điện, tổn thất điện năng và chỉ số độ tin cậy thì các chỉ tiêu về kinh tế và tài chính sẽ được đạt hiệu quả cao hơn so với kết quả tính toán ban đầu đưa ra. Cụ thể:
 - + Giá trị hiện tại thuần $NPV_k = 322.309$ tỷ đồng và $NPV_f = 410.53$ tỷ đồng đều > 0 có nghĩa là tổng khoản thu dự án lớn tổng khoản chi phí sau khi đã đưa về mặt bằng hiện tại, dự án khả thi.
 - + Tỷ suất thu hồi nội bộ IRR mô tả như tỷ lệ tăng trưởng của dự án, nó xác định một tỷ suất chiết khấu sao cho giá trị hiện tại của số dư bằng tiền dự kiến thu được từ dự án đầu tư lớn hơn hoặc bằng giá trị hiện tại của số tiền bỏ ra để đầu tư. Kết quả cho biết các chỉ tiêu $EIRR = 24.76\% > 10\%$; $FIRR = 21.28\% > 7,51\%$. Dự án này khả thi.
 - + Tỷ suất lợi ích/chi phí (B/Ck): 2.13 và (B/Cr): 2.21 đều > 1 cho thấy tổng các khoản lợi ích của dự án đủ bù đắp chi phí phải bỏ ra của dự án và dự án có khả năng sinh lợi.
 - + Xét sự cân bằng giữa thu hồi thuần và đầu tư ban đầu thì thời gian hoàn vốn của dự án đều < 10 năm giúp dự án hoàn vốn và mang lại lợi nhuận trong khoảng thời gian hoạt động của dự án.

- Nhận xét :

Mặc dù tổng mức đầu tư xây dựng trạm 110kV cao hơn đáng kể so với duy trì trạm trung gian 35kV, tuy nhiên xét trong chu kỳ vận hành dài hạn (20 năm), hiệu quả kinh tế mang lại là rất rõ rệt:

- + Chi phí vận hành – bảo trì thấp hơn do ứng dụng thiết bị hiện đại, bền vững;
- + Giảm chi phí tổn thất điện năng, tăng hiệu quả khai thác nguồn điện;
- + Thu hút đầu tư từ các doanh nghiệp nhờ hạ tầng điện mạnh và ổn định;
- + Tăng trưởng kinh tế địa phương nhờ đảm bảo cung cấp điện cho sản xuất, dịch vụ và dân sinh;
- + Cải thiện môi trường đầu tư, nâng cao chất lượng sống và năng lực cạnh tranh vùng.

KẾT LUẬN VÀ KIẾN NGHỊ

KẾT LUẬN

- TBA 110kV Tiên Phước với nhiệm vụ chính là nhận nguồn từ lưới điện quốc gia để cung cấp cho phụ tải của huyện Tiên Phước và hỗ trợ nguồn công suất cho khu vực lân cận. Sự xuất hiện của trạm góp phần đảm bảo nguồn cấp, giảm bán kính cấp điện trên lưới 22kV, qua đó giảm tổn thất điện năng và cải thiện chất lượng điện áp trên lưới phân phối, làm tăng độ tin cậy vận hành trong việc cung cấp điện cho khu vực. Do vậy việc đưa vào vận hành TBA 110kV Tiên Phước đảm bảo mang lại hiệu quả cao về mặt xã hội.

- Qua kết quả phân tích kinh tế - tài chính của dự án cho thấy việc đầu tư xây dựng Trạm 110kV Tiên Phước là hợp lý và đạt hiệu quả về mặt kinh tế - tài chính.

KIẾN NGHỊ

- Việc đầu tư xây dựng công trình TBA 110kV Tiên Phước và đấu nối nhằm đảm bảo an ninh năng lượng cho tỉnh Quảng Nam thúc đẩy phát triển địa phương, mang lại hiệu quả cao về mặt kinh tế xã hội.

- Do đó, kiến nghị các cơ quan chức năng và chủ đầu tư sớm triển khai thực hiện giai đoạn tiếp theo để việc thực hiện đầu tư xây dựng dự án đáp ứng được tiến độ yêu cầu.

TÀI LIỆU THAM KHẢO

-
-
- [1] Quyết định số 820/QĐ-BCT ngày 29/4/2022 của Bộ Công Thương ban hành giá mua điện thủy điện: 1.110 đồng.
 - [2] Các số liệu tính toán do Phòng kỹ thuật PC Quảng Nam cung
 - [3] Quyết định số 887/QĐ-HĐTV ngày 28/12/2020 về việc phê duyệt Báo cáo nghiên cứu khả thi đầu tư xây dựng Dự án: Trạm biến áp 110kV Tiên Phước và đấu nối
 - [4] Quyết định số 2014/QĐ-BCN ngày 13/06/2007 về việc quy định tạm thời nội dung tính toán phân tích kinh tế, tài chính đầu tư theo của Bộ Công nghiệp.
 - [5] Thông tư số 39/2015/TT-BCT ngày 18/11/2015 Quy định hệ thống điện phân phối, ban hành của Bộ Công Thương.
 - [6] Một số tài liệu khác và các webside khác