



(12) BẢN MÔ TẢ SÁNG CHẾ THUỘC BẰNG ĐỘC QUYỀN SÁNG CHẾ

(19) Cộng hòa xã hội chủ nghĩa Việt Nam (VN)
CỤC SỞ HỮU TRÍ TUỆ

(11)



1-0034866

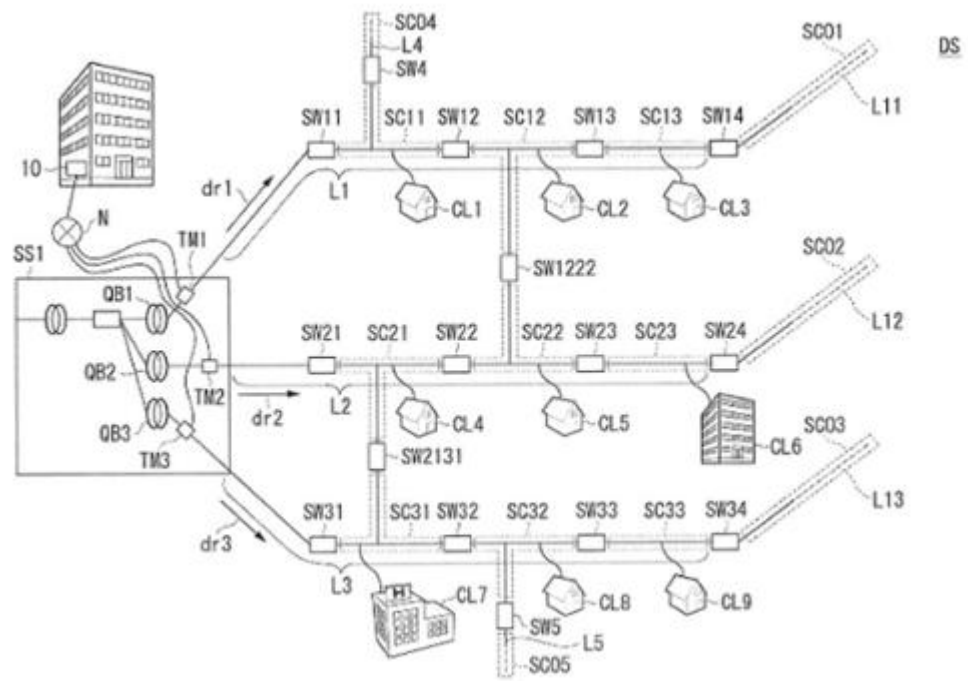
(51)⁸ H02J 3/04; H02J 3/00

(13) B

- (21) 1-2018-01092 (22) 22/08/2016
(86) PCT/JP2016/074363 22/08/2016 (87) WO 2017/038526 A1 09/03/2017
(30) 2015-169467 28/08/2015 JP
(45) 27/02/2023 419 (43) 27/08/2018 365A
(73) Tokyo Electric Power Company Holdings, Incorporated (JP)
1-3, Uchisaiwai-cho 1-chome, Chiyoda-ku, Tokyo 100-8560 Japan
(72) NAKAYAMA Hidetoshi (JP); YOSHIDA Shigeki (JP); TAGUCHI Atsuo (JP);
HAYASHI Akihiro (JP); FURUTANI Hiroki (JP); KANEKO Noriaki (JP);
MIYAMOTO Hideaki (JP); TERASAKI Eiji (JP); FURUYA Hitoshi (JP);
SAKAMOTO Tadashi (JP); MIYATA Katsumi (JP).
(74) Công ty TNHH một thành viên Sở hữu trí tuệ VCCI (VCCI-IP CO.,LTD)

(54) THIẾT BỊ TÍNH TOÁN MỨC ĐỘ ẢNH HƯỞNG VÀ VẬT GHI CHỨA CHƯƠNG TRÌNH TÍNH TOÁN MỨC ĐỘ ẢNH HƯỞNG

(57) Sáng chế đề cập đến thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng (10) bao gồm: đối với hệ thống phân phối điện thứ nhất và hệ thống phân phối điện thứ hai mà chuyển đổi điện năng tới ít nhất các khu vực xuôi dòng từ một khu vực của hệ thống phân phối điện thứ nhất trong đó sự cố đã xảy ra khi sự cố đã xảy ra ở khu vực trong số các hệ thống phân phối điện bao gồm các đường dây phân phối điện mỗi trong số chúng bao gồm các khu vực (SC-section), bộ phận xác định chuyển đổi được tạo cấu hình để xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện, thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng, và thông tin trạm; và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng được tạo cấu hình để tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực phân phối điện khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa. Ngoài ra, sáng chế còn đề cập đến vật ghi chứa chương trình tính toán mức độ ảnh hưởng.



Lĩnh vực kỹ thuật được đề cập

[0001]

Sáng chế đề cập đến thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng và chương trình tính toán mức độ ảnh hưởng.

Tình trạng kỹ thuật của sáng chế

[0002]

Khi sự cố xảy ra trong hệ thống phân phối điện, sự lan truyền sự cố tới các khu vực hoạt động tốt được ngăn ngừa bằng cách ngắt nối khu vực trong đó sự cố đã xảy ra khỏi các khu vực hoạt động tốt khác. Tại thời điểm này, điện được ngừng ở các khu vực gần với đầu xa hơn so với khu vực trong đó sự cố đã xảy ra. Sự chuyển đổi phụ tải điện để cấp tạm thời điện năng từ hệ thống phân phối điện khác được thực hiện để giải quyết sự gián đoạn điện này. Theo kỹ thuật đã biết, kỹ thuật thực hiện một cách thích hợp hơn sự chuyển đổi phụ tải điện tại thời điểm xảy ra sự cố đã được biết đến (ví dụ, xem tài liệu sáng chế 1).

[Danh sách tài liệu trích dẫn]

[Tài liệu sáng chế]

[0003]

[Tài liệu sáng chế 1]

Đơn sáng chế chưa qua xét nghiệm Nhật Bản, công bố thứ nhất số 2000-228825

Bản chất kỹ thuật của sáng chế

Vấn đề cần được giải quyết

[0004]

Công ty điện lực lập kế hoạch trạm hệ thống phân phối điện trên cơ sở sự thay đổi nhu cầu điện năng. Cụ thể là, các điều kiện phụ tải điện trong hệ thống phân phối điện hiện thời được kiểm tra. Trên cơ sở các kết quả kiểm tra, sự thay đổi và sự thiết lập các trạm hệ thống phân phối điện bổ sung chẳng hạn như các đường dây phân phối điện áp cao, các bộ chuyển mạch, và các bộ điều chỉnh điện áp, sự thay đổi phạm vi cấp của các đường dây phân phối điện, sự thiết lập các trạm biến áp và các ngân hàng bổ sung, và tương tự được lập kế hoạch. Các hệ thống phân phối điện cho tương lai được đánh giá xét đến các chất lượng điện chẳng hạn như dòng điện đi qua và sự giảm điện thế trong hệ thống phân phối điện trong tương lai, mất điện do việc cấp điện, và xem có sự cố cấp điện khi các đường dây phân phối điện hoặc sự cố các ngân hàng hoặc các chi phí xây dựng được yêu cầu cho sự thiết lập của các trạm bổ sung, và sự thay đổi và sự thiết lập của hệ thống phân phối điện tối ưu bổ sung dựa vào việc tăng các phụ tải điện trong tương lai được lập kế hoạch hay không. Theo kỹ thuật đã biết, việc đánh giá hệ thống phân phối điện trong hoạt động lập kế hoạch hệ thống phân phối điện như vậy được thực hiện thủ công.

Tuy nhiên, trong việc đánh giá thủ công theo kỹ thuật đã biết, có thể có sự khác biệt về kết quả đánh giá tùy thuộc vào việc ai thực hiện việc này do có sự khác biệt về nhận thức cá nhân. Nghĩa là, theo kỹ thuật đã biết, việc đánh giá các trạm hệ thống phân phối điện không thể được thực hiện một cách định lượng.

[0005]

Mục đích của sáng chế là đề xuất thiết bị tính toán khu vực gặp sự cố và chương trình tính toán khu vực gặp sự cố mà có thể đánh giá một cách định lượng trạm hệ thống phân phối điện.

Cách thức giải quyết vấn đề

[0006]

Theo phương án của sáng chế, có đề xuất thiết bị tính toán mức độ ảnh

hưởng bao gồm: đối với hệ thống phân phối điện thứ nhất và hệ thống phân phối điện thứ hai mà chuyển đổi điện năng tới ít nhất các khu vực xuôi dòng từ một khu vực của hệ thống phân phối điện thứ nhất trong đó sự cố đã xảy ra khi sự cố đã xảy ra ở khu vực trong số các hệ thống phân phối điện mỗi trong số chúng bao gồm thiết bị đầu cuối cấp điện được kết nối với nguồn cấp điện và đường dây phân phối điện bao gồm các khu vực được kết nối tuần tự từ thiết bị đầu cuối cấp điện thông qua các bộ chuyển mạch, bộ phận xác định chuyển đổi được tạo cấu hình để xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực của các đường dây phân phối điện, và thông tin trạm bao gồm thông tin chỉ ra giới hạn trên của điện năng mà có thể được cấp từ trạm phân phối điện mà phân phối điện năng của nguồn cấp điện cho mỗi khu vực của các hệ thống phân phối điện; và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng được tạo cấu hình để tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

[0007]

Trong thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án của sáng chế, bộ phận xác định chuyển đổi có thể xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được đo bởi thiết bị đo mà đo trị số dòng điện được cấp thông qua đường dây phân phối điện của hệ thống phân phối điện thứ nhất là trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm.

[0008]

Trong thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án của sáng chế, bộ phận xác định chuyển đổi có thể xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được dự báo theo nhu cầu chỉ ra trị số nhu cầu được dự báo của trị số dòng điện được cấp từ hệ thống phân phối điện thứ nhất là trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm.

[0009]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án của sáng chế có thể còn bao gồm bộ xác định hệ số vô hiệu hóa chuyển đổi được tạo cấu hình để xác định hệ số được xác định để vô hiệu hóa sự chuyển đổi trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi bị vô hiệu hóa.

[0010]

Trong thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án của sáng chế, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng có thể tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở bổ sung của mức ưu tiên được thiết đặt cho mỗi trong số các người tiêu thụ điện khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

[0011]

Trong thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án của sáng chế, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng có thể tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở bổ sung của mức ưu tiên được thiết đặt cho mỗi trong số các khu vực của các hệ thống phân phối điện khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

[0012]

Theo phương án khác của sáng chế, có đề xuất chương trình tính toán mức

độ ảnh hưởng khiến máy tính thực hiện: đối với hệ thống phân phối điện thứ nhất và hệ thống phân phối điện thứ hai mà chuyển đổi điện năng tới ít nhất các khu vực xuôi dòng từ một khu vực của hệ thống phân phối điện thứ nhất trong đó sự cố đã xảy ra khi sự cố đã xảy ra ở khu vực trong số các hệ thống phân phối điện mỗi trong số chúng bao gồm thiết bị đầu cuối cấp điện được kết nối với nguồn cấp điện và đường dây phân phối điện bao gồm các khu vực được kết nối tuần tự từ thiết bị đầu cuối cấp điện thông qua các bộ chuyển mạch, bước xác định chuyển đổi xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực của các đường dây phân phối điện, và thông tin trạm bao gồm thông tin chỉ ra giới hạn trên của điện năng mà có thể được cấp từ trạm phân phối điện mà phân phối điện năng của nguồn cấp điện cho mỗi khu vực của các hệ thống phân phối điện; và bước tính toán mức độ ảnh hưởng tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực khi nó được xác định ở bước xác định chuyển đổi rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

Hiệu quả của sáng chế

[0013]

Theo sáng chế, có thể thực hiện một cách định lượng việc đánh giá trạm hệ thống phân phối điện.

Mô tả vắn tắt các hình vẽ

[0014]

Fig.1 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của trạm phân phối điện theo phương án thứ nhất.

Fig.2 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán

mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ nhất.

Fig.3 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trạm theo phương án thứ nhất.

Fig.4 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng theo phương án thứ nhất.

Fig.5 là bảng minh họa ví dụ về thông tin đo hệ thống theo phương án thứ nhất.

Fig.6 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán theo phương án thứ nhất.

Fig.7 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số dòng điện đi qua theo phương án thứ nhất.

Fig.8 là bảng minh họa ví dụ về thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 theo phương án thứ nhất.

Fig.9 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ nhất.

Fig.10 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của trạm phân phối điện và mức sử dụng trạm theo phương án thứ nhất.

Fig.11 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ hai.

Fig.12 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số dòng điện đi qua dựa vào thông tin hợp đồng theo phương án thứ hai.

Fig.13 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ ba.

Fig.14 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ ba.

Fig.15 là bảng minh họa ví dụ về thông tin đo khu vực theo phương án thứ ba.

Fig.16 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo phương án thứ ba.

Fig.17 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng bao gồm thông tin về các mức ưu tiên của người tiêu thụ theo ví dụ cải biến thứ hai.

Fig.18 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng bao gồm thông tin về các mức ưu tiên khu vực theo ví dụ cải biến thứ ba.

Mô tả chi tiết sáng chế

[0015]

Tổng quan về trạm phân phối điện

Dưới đây là tổng quan về trạm phân phối điện DS sẽ được mô tả dựa vào Fig.1.

Fig.1 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của trạm phân phối điện DS. Trạm phân phối điện DS là trạm mà cấp điện năng tới các người tiêu thụ CL mà được cấp điện năng từ trạm biến áp SS. Trạm biến áp SS bao gồm các máy biến áp QB. Trong ví dụ này, được giả sử rằng trạm biến áp SS1 bao gồm máy biến áp QB1, máy biến áp QB2, và máy biến áp QB3. Trong phần mô tả dưới đây, máy biến áp QB1, máy biến áp QB2, và máy biến áp QB3 được gọi chung là máy biến áp QB khi các máy biến áp không được phân biệt với nhau.

Các đường dây phân phối điện L được kết nối với các máy biến áp QB. Các đường dây phân phối điện L kết nối các máy biến áp QB với các người tiêu thụ CL. Các bộ chuyển mạch SW được mắc nối tiếp với mỗi đường dây phân phối điện L. Đường dây phân phối điện L được phân chia thành các khu vực SC bởi các bộ chuyển mạch SW. Khu vực SC là phạm vi của đường dây phân phối điện L mà được phân chia bởi các bộ chuyển mạch SW xung quanh trong số các bộ chuyển

mạch SW được kết nối với đường dây phân phối điện L.

Bộ chuyển mạch SW điều khiển việc cấp điện năng tới khu vực SC được kết nối ở đó. Trạng thái chuyển mạch của bộ chuyển mạch SW được thay đổi bằng thao tác thủ công tại chỗ, thao tác từ xa, hoặc bằng điều khiển tự động.

Trong ví dụ này, được giả sử rằng đường dây phân phối điện L1 được kết nối với máy biến áp QB1. Cũng được giả sử rằng đường dây phân phối điện L2 được kết nối với máy biến áp QB2. Được giả sử rằng đường dây phân phối điện L3 được kết nối với máy biến áp QB3.

[0016]

Bốn bộ chuyển mạch SW, nghĩa là, các bộ chuyển mạch từ SW11 đến SW14, được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L1. Đường dây phân phối điện L1 được phân chia thành ba khu vực SC, nghĩa là, các khu vực từ SC11 đến SC13. Phạm vi khu vực SC11 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW11 và bộ chuyển mạch SW12. Phạm vi khu vực SC12 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW12 và bộ chuyển mạch SW13. Phạm vi khu vực SC13 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW13 và bộ chuyển mạch SW14.

Bốn bộ chuyển mạch SW, nghĩa là, các bộ chuyển mạch từ SW21 đến SW24, được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L2. Đường dây phân phối điện L2 được phân chia thành ba khu vực SC, nghĩa là, các khu vực từ SC21 đến SC23. Phạm vi khu vực SC21 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW21 và bộ chuyển mạch SW22. Phạm vi khu vực SC22 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW22 và bộ chuyển mạch SW23. Phạm vi khu vực SC23 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW23 và bộ chuyển mạch SW24.

[0017]

Bốn bộ chuyển mạch SW, nghĩa là, các bộ chuyển mạch từ SW31 đến SW34, được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L3. Đường dây phân phối điện L3 được phân chia thành ba khu vực SC, nghĩa là, các khu vực từ SC31 đến SC33. Phạm vi khu vực SC31 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW31 và bộ

chuyển mạch SW32. Phạm vi khu vực SC32 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW32 và bộ chuyển mạch SW33. Phạm vi khu vực SC33 mà được định rõ bởi bộ chuyển mạch SW33 và bộ chuyển mạch SW34.

Ở đây, máy biến áp QB nhất định, đường dây phân phối điện L được kết nối với máy biến áp QB, và các bộ chuyển mạch SW được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L cũng được gọi chung là hệ thống LA. Cụ thể là, máy biến áp QB1, đường dây phân phối điện L1, bộ chuyển mạch SW11, bộ chuyển mạch SW12, và bộ chuyển mạch SW13 được gọi chung là hệ thống LA1. Máy biến áp QB2, đường dây phân phối điện L2, bộ chuyển mạch SW21, bộ chuyển mạch SW22, và bộ chuyển mạch SW23 được gọi chung là hệ thống LA2. Máy biến áp QB3, đường dây phân phối điện L3, bộ chuyển mạch SW31, bộ chuyển mạch SW32, và bộ chuyển mạch SW33 được gọi chung là hệ thống LA3. Nghĩa là, trạm biến áp SS1 bao gồm ba hệ thống LA là hệ thống LA1, hệ thống LA2, và hệ thống LA3.

[0018]

Điện năng được cấp từ các máy biến áp QB của trạm biến áp SS được cấp tới các khu vực SC thông qua các đường dây phân phối điện L. Cụ thể là, điện năng được cấp từ khu vực SC11 tới khu vực SC12 và từ khu vực SC12 tới khu vực SC13 thông qua đường dây phân phối điện L1. Nghĩa là, điện năng được cấp theo hướng dr1 được minh họa trên Fig.1 thông qua đường dây phân phối điện L1. Điện năng được cấp từ khu vực SC21 tới khu vực SC22 và từ khu vực SC22 tới khu vực SC23 thông qua đường dây phân phối điện L2. Nghĩa là, điện năng được cấp theo hướng dr2 được minh họa trên Fig.1 thông qua đường dây phân phối điện L2. Điện năng được cấp từ khu vực SC31 tới khu vực SC32 và từ khu vực SC32 tới khu vực SC33 thông qua đường dây phân phối điện L3. Nghĩa là, điện năng được cấp theo hướng dr3 được minh họa trên Fig.1 thông qua đường dây phân phối điện L3.

Ở đây, phía gần hơn với trạm biến áp SS1 theo các hướng trong đó điện năng được cấp và mà được chỉ ra bởi hướng dr1, hướng dr2, và hướng dr3, nghĩa là, phía điểm bắt đầu theo các hướng cấp, được gọi là ngược dòng. Phía gần hơn

với khu vực SC13, khu vực SC23, và khu vực SC33, nghĩa là, phía điểm cuối theo các hướng cấp, được gọi là xuôi dòng. Ví dụ, khu vực SC11 là ngược dòng từ khu vực SC12. Khu vực SC13 là xuôi dòng từ khu vực SC12.

[0019]

Các người tiêu thụ CL mà được cấp điện năng từ trạm biến áp SS có mặt ở mỗi khu vực SC. Trong ví dụ này, người tiêu thụ CL1 được cấp điện năng từ khu vực SC11. Người tiêu thụ CL2 được cấp điện năng từ khu vực SC12. Người tiêu thụ CL3 được cấp điện năng từ khu vực SC13. Người tiêu thụ CL4 được cấp điện năng từ khu vực SC21. Người tiêu thụ CL5 được cấp điện năng từ khu vực SC22. Người tiêu thụ CL6 được cấp điện năng từ khu vực SC23. Người tiêu thụ CL7 được cấp điện năng từ khu vực SC31. Người tiêu thụ CL8 được cấp điện năng từ khu vực SC32. Người tiêu thụ CL9 được cấp điện năng từ khu vực SC33.

[0020]

Khi sự cố chẳng hạn như lỗi nối đất xảy ra ở khu vực SC nhất định, trạm phân phối điện DS ngăn ngừa điện năng quá mức khỏi được cấp từ máy biến áp QB tới khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra. Cụ thể là, khi sự cố xảy ra ở khu vực SC nhất định, trạm phân phối điện DS ngắt việc cấp điện năng bằng cách mở các bộ chuyển mạch từ SW ở cả hai đầu của khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra. Theo đó, các khu vực hoạt động tốt SC mà được bố trí xuôi dòng từ khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra và trong đó sự cố đã không xảy ra không được cấp điện năng.

Ở đây, trạm phân phối điện DS có cấu hình trong đó điện năng có thể được cấp từ hệ thống LA khác ngoài hệ thống LA bao gồm khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra như sự chuẩn bị khi sự cố đã xảy ra ở khu vực SC nhất định do lỗi nối đất hoặc hoả hoạn do điện. Cụ thể hơn là, khi sự cố đã xảy ra ở khu vực SC nhất định, trạm phân phối điện DS cấp điện năng tới các khu vực hoạt động tốt SC xuôi dòng từ khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra từ khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA khác ngoài hệ thống LA bao gồm khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra, mà là hệ thống LA liền kề với khu vực thông qua bộ chuyển mạch SW. Khi điện

năng được cấp từ hệ thống LA khác ngoài hệ thống LA bao gồm khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra tới khu vực hoạt động tốt SC được bố trí xuôi dòng từ khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra, điều này được đề cập đến là sự hỗ trợ. Theo đó, trạm phân phối điện DS có cấu hình trong đó điện năng có thể được cấp từ hai hoặc nhiều máy biến áp QB tới mỗi khu vực SC thông qua các đường dây phân phối điện L và các bộ chuyển mạch SW.

[0021]

Trong ví dụ này, được giả sử rằng khu vực SC11 được cấp điện năng từ máy biến áp QB1 thông qua đường dây phân phối điện L1. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC11, khu vực SC11 được hỗ trợ bởi khu vực SCO4 thông qua đường dây phân phối điện L4 được kết nối với máy biến áp QBO4 khác được bao gồm trong trạm biến áp SS khác ngoài trạm biến áp SS1 và bộ chuyển mạch SW4.

Khu vực SC12 được cấp điện năng từ máy biến áp QB1 thông qua hệ thống LA1. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC12, khu vực SC12 được hỗ trợ bởi khu vực SC22 thông qua đường dây phân phối điện L2 được bao gồm trong hệ thống LA2 mà là hệ thống LA khác và bộ chuyển mạch SW1222.

Khu vực SC13 được cấp điện năng từ máy biến áp QB1 thông qua hệ thống LA1. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC13, khu vực SC13 được hỗ trợ bởi khu vực SC01 thông qua đường dây phân phối điện L11 được kết nối với máy biến áp QBO1 khác được bao gồm trong trạm biến áp SS khác ngoài trạm biến áp SS1 và bộ chuyển mạch SW14.

[0022]

Khu vực SC21 được cấp điện năng từ máy biến áp QB2 thông qua đường dây phân phối điện L2. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC21, khu vực SC21 được hỗ trợ bởi khu vực SC31 thông qua đường dây phân phối điện L3 được bao gồm trong hệ thống LA3 mà là hệ thống LA khác và bộ chuyển mạch SW2131.

Khu vực SC22 được cấp điện năng từ máy biến áp QB2 thông qua đường

dây phân phối điện L2. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC22, khu vực SC22 được hỗ trợ bởi khu vực SC12 thông qua đường dây phân phối điện L1 được bao gồm trong hệ thống LA1 mà là hệ thống LA khác và bộ chuyển mạch SW1222.

Khu vực SC23 được cấp điện năng từ máy biến áp QB2 thông qua đường dây phân phối điện L2. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC23, khu vực SC23 được hỗ trợ bởi khu vực SC02 thông qua đường dây phân phối điện L12 được kết nối với máy biến áp QBO2 khác được bao gồm trong trạm biến áp SS khác ngoài trạm biến áp SS1 và bộ chuyển mạch SW24.

[0023]

Khu vực SC31 được cấp điện năng từ máy biến áp QB3 thông qua đường dây phân phối điện L3. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC31, khu vực SC31 được hỗ trợ bởi khu vực SC21 thông qua đường dây phân phối điện L2 được bao gồm trong hệ thống LA2 mà là hệ thống LA khác và bộ chuyển mạch SW2131.

Khu vực SC32 được cấp điện năng từ máy biến áp QB3 thông qua đường dây phân phối điện L3. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC32, khu vực SC32 được hỗ trợ bởi khu vực SC05 thông qua đường dây phân phối điện L5 được kết nối với máy biến áp QBO5 khác được bao gồm trong trạm biến áp SS khác ngoài trạm biến áp SS1 và bộ chuyển mạch SW5.

Khu vực SC33 được hỗ trợ với điện năng từ máy biến áp QB3 thông qua đường dây phân phối điện L3. Khi sự cố xảy ra ngược dòng từ khu vực SC33, khu vực SC33 được hỗ trợ bởi khu vực SC03 thông qua đường dây phân phối điện L13 được kết nối với máy biến áp QBO5 khác được bao gồm trong trạm biến áp SS khác ngoài trạm biến áp SS1 và bộ chuyển mạch SW34.

Khi sự cố đã xảy ra ở khu vực SC nhất định, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 xác định xem khu vực hoạt động tốt SC xuôi dòng từ khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra có thể được hỗ trợ bởi hệ thống LA khác ngoài hệ thống LA bao

gồm khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra trên cơ sở các thông tin hay không. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 tính toán các thông tin dựa vào kết quả xác định.

[0024]

[Phương án thứ nhất: xác định dựa vào thông tin đo hệ thống]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ nhất sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.1.

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này xác định trị số dòng điện mà được cấp từ mỗi hệ thống LA trên cơ sở kết quả đo. Trong ví dụ này, được giả sử rằng trạm biến áp SS1 bao gồm thiết bị đo TM để đo trị số dòng điện được cấp từ mỗi hệ thống LA. Cụ thể là, trạm biến áp SS1 bao gồm thiết bị đo TM1, thiết bị đo TM2, và thiết bị đo TM3. Thiết bị đo TM1 đo dòng điện được cấp từ hệ thống LA1. Thiết bị đo TM2 đo trị số dòng điện được cấp từ hệ thống LA2. Thiết bị đo TM3 đo dòng điện được cấp từ hệ thống LA3. Các thiết bị đo TM được kết nối với mạng N. Ví dụ về mạng N là mạng vùng cục bộ (LAN - local area network). Các thiết bị đo TM cấp các kết quả đo của các trị số dòng điện được cấp từ các hệ thống LA tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 thông qua mạng N. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 thu nhận các kết quả đo mà được đo bởi các thiết bị đo TM thông qua mạng N. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở các kết quả đo được thu nhận.

[0025]

Trong ví dụ này, trường hợp trong đó trạm biến áp SS1 bao gồm các thiết bị đo TM được mô tả, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Các thiết bị đo TM có thể được lắp đặt ở bất kỳ vị trí nào miễn là chúng có thể đo dòng điện được cấp từ các hệ thống LA.

Trong ví dụ này, trường hợp trong đó mạng N là LAN được mô tả, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Phương pháp kết nối giữa các thiết bị đo TM và thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 không được giới hạn cụ thể miễn là sự truyền thông có thể truyền và thu thông tin được đề xuất.

[0026]

Các chi tiết về thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.2. Fig.2 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này.

Thiết bị đo TM sẽ được mô tả đầu tiên. Thiết bị đo TM bao gồm bộ phận đo MS và bộ phận truyền SD. Bộ phận đo MS đo trị số dòng điện mà được cấp từ hệ thống LA. Bộ phận đo MS cấp kết quả đo chỉ ra trị số dòng điện đo được tới bộ phận truyền SD. Bộ phận truyền SD truyền kết quả đo chỉ ra trị số dòng điện được đo bởi bộ phận đo MS tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 thông qua mạng N.

Trong ví dụ này, được giả sử rằng thiết bị đo TM1 bao gồm bộ phận đo MS1 và bộ phận truyền SD1 là các bộ phận chức năng. Cũng được giả sử rằng thiết bị đo TM2 bao gồm bộ phận đo MS2 và bộ phận truyền SD2 là các bộ phận chức năng. Cũng được giả sử rằng thiết bị đo TM3 bao gồm bộ phận đo MS3 và bộ phận truyền SD3 là các bộ phận chức năng. Thiết bị đo TM1 truyền kết quả đo MR1 chỉ ra trị số dòng điện được cấp từ hệ thống LA1 tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10. Thiết bị đo TM2 truyền kết quả đo MR2 chỉ ra trị số dòng điện được cấp từ hệ thống LA2 tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10. Thiết bị đo TM3 truyền kết quả đo MR3 chỉ ra trị số dòng điện được cấp từ hệ thống LA3 tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10.

[0027]

Trường hợp trong đó các thiết bị đo TM đo các trị số dòng điện được cấp từ các hệ thống LA được mô tả ở trên, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Các thiết bị đo TM có thể đo ampe, nghĩa là, sản phẩm của trị số dòng điện và thời gian, mà được cấp từ các hệ thống LA. Các thiết bị đo TM có thể đo năng lượng điện, nghĩa là, sản phẩm của điện năng và thời gian, mà được cấp từ các hệ thống LA.

[0028]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận điều khiển 110

và bộ phận lưu trữ 120. Thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI được lưu trữ trong bộ phận lưu trữ 120.

Thông tin trạm EI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.3. Fig.3 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trạm EI theo phương án này. Thông tin trạm EI là bảng chỉ ra các trị số dòng điện cho phép mà có thể được cấp bởi các trạm phân phối điện DS. Cụ thể là, thông tin trạm EI là bảng chỉ ra các trị số dòng điện cho phép mà có thể được cấp cho mỗi máy biến áp QB, cho mỗi đường dây phân phối điện L, cho mỗi khu vực SC, và cho mỗi bộ chuyển mạch SW. Trị số dòng điện cho phép là trị số dòng điện mà hiệu suất của trạm có thể được duy trì. Trị số dòng điện cho phép là trị số dòng điện mà có thể được cấp tới các người tiêu thụ CL từ trạm phân phối điện DS trong khi chức năng của nó được duy trì. Khi trạm phân phối điện DS cấp dòng điện qua trị số dòng điện cho phép, điều quan tâm là trạm phân phối điện DS sẽ chịu sự chập mạch, sự nổ cầu chì, hoặc tương tự. Theo đó, trị số dòng điện cho phép được thiết đặt cho trạm phân phối điện DS.

Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.3, được giả sử rằng thông tin trạm EI bao gồm tên của hệ thống LA, trị số dòng điện biến áp cho phép PQB chỉ ra trị số dòng điện cho phép của mỗi máy biến áp QB được bao gồm trong hệ thống LA, trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL chỉ ra trị số dòng điện cho phép của mỗi đường dây phân phối điện L, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS mà là trị số dòng điện cho phép của mỗi khu vực SC của mỗi đường dây phân phối điện L, và trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW mà là trị số dòng điện cho phép của mỗi bộ chuyển mạch SW. Trong ví dụ này, được giả sử rằng trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL và trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS có cùng trị số.

[0029]

Cụ thể là, trong ví dụ này, trị số dòng điện biến áp cho phép PQB1 của máy biến áp QB1 được bao gồm trong hệ thống LA1 là 550 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL1 của đường dây phân phối điện L1 được bao gồm

trong hệ thống LA1 là 510 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS11 trong đường dây phân phối điện L1 của khu vực SC11 được bao gồm trong hệ thống LA1, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS12 trong đường dây phân phối điện L1 của khu vực SC12, và trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS13 trong đường dây phân phối điện L1 của khu vực SC13 tất cả là 510 A.

Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW11 của bộ chuyển mạch SW11 mà phân chia thiết bị đầu cuối cấp điện của máy biến áp QB1 được bao gồm trong hệ thống LA1 và khu vực SC11, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW12 của bộ chuyển mạch SW12 mà phân chia khu vực SC11 và khu vực SC12, và trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW13 của bộ chuyển mạch SW13 mà phân chia khu vực SC12 và khu vực SC13 tất cả là 600 A.

[0030]

Trị số dòng điện biến áp cho phép PQB2 của máy biến áp QB2 được bao gồm trong hệ thống LA2 là 550 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL2 của đường dây phân phối điện L2 được bao gồm trong hệ thống LA2 là 510 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS21 trong đường dây phân phối điện L2 của khu vực SC21 được bao gồm trong hệ thống LA2, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS22 trong đường dây phân phối điện L2 của khu vực SC22, và trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS23 trong đường dây phân phối điện L2 của khu vực SC23 tất cả là 510 A.

Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW21 của bộ chuyển mạch SW21 mà phân chia thiết bị đầu cuối cấp điện của máy biến áp QB2 được bao gồm trong hệ thống LA2 và khu vực SC21, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW22 của bộ chuyển mạch SW12 mà phân chia khu vực SC21 và khu vực SC22, và trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW23 của bộ chuyển mạch SW13 mà phân chia khu vực SC22 và khu vực SC23 tất cả là 600 A.

[0031]

Trị số dòng điện biến áp cho phép PQB3 của máy biến áp QB3 được bao gồm trong hệ thống LA3 là 550 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL3 của đường dây phân phối điện L3 được bao gồm trong hệ thống LA3 là 480 A. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS31 trong đường dây phân phối điện L3 của khu vực SC31 được bao gồm trong hệ thống LA3, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS32 trong đường dây phân phối điện L3 của khu vực SC32, và trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS33 trong đường dây phân phối điện L3 của khu vực SC33 tất cả là 480 A.

Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW31 của bộ chuyển mạch SW31 mà phân chia thiết bị đầu cuối cấp điện của máy biến áp QB3 được bao gồm trong hệ thống LA3 và khu vực SC31, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW32 của bộ chuyển mạch SW32 mà phân chia khu vực SC31 và khu vực SC32, và trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW33 của bộ chuyển mạch SW33 mà phân chia khu vực SC32 và khu vực SC33 tất cả là 600 A.

[0032]

Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222 mà phân chia khu vực SC12 được bao gồm trong hệ thống LA1 và khu vực SC22 được bao gồm trong hệ thống LA2 là 600 A.

Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW2131 của bộ chuyển mạch SW2131 mà phân chia khu vực SC21 được bao gồm trong hệ thống LA2 và khu vực SC31 được bao gồm trong hệ thống LA3 là 600 A.

[0033]

Trường hợp trong đó trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL cho mỗi hệ thống LA và trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS có cùng trị số được mô tả ở trên, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Ví dụ, giống như trường hợp trong đó các trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS cho các khu vực SC khác nhau do vật liệu của

đường dây phân phối điện L khác nhau tùy thuộc vào các khu vực SC, các trị số dòng điện cho phép của các khu vực SC được chỉ ra bởi các trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS có thể khác nhau.

[0034]

Thông tin hợp đồng CI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.4. Fig.4 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng CI theo phương án này. Thông tin hợp đồng CI là bảng chỉ ra các dung lượng hợp đồng của các người tiêu thụ CL mà được cấp điện năng từ trạm phân phối điện DS cho mỗi khu vực SC. Cụ thể là, thông tin hợp đồng CI là bảng chỉ ra trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC chỉ ra tổng cộng của các trị số dòng điện mà được tính toán từ các dung lượng hợp đồng cho mỗi khu vực SC.

Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.4, được giả sử rằng thông tin hợp đồng CI bao gồm tên của trạm biến áp SS, tên của mỗi hệ thống LA, tên của mỗi máy biến áp QB, tên của mỗi khu vực SC, và trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC.

Cụ thể là, trong ví dụ này, trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC11 của khu vực SC11 mà được cấp điện năng từ máy biến áp QB1 được bao gồm trong hệ thống LA1 của trạm biến áp SS1 là 23 A.

Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC12 của khu vực SC12 là 27 A. Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC13 của khu vực SC13 là 31 A.

Trong ví dụ này, trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC21 của khu vực SC21 mà được cấp điện năng từ máy biến áp QB2 được bao gồm trong hệ thống LA2 của trạm biến áp SS1 là 37 A. Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC22 của khu vực SC22 là 139 A. Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC23 của khu vực SC23 là 118 A.

Trong ví dụ này, trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC31 của khu vực SC31 mà được cấp điện năng từ máy biến áp QB3 được bao gồm trong hệ thống LA3 của trạm biến áp SS1 là 49 A. Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC32 của

khu vực SC32 là 169 A. Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC33 của khu vực SC33 là 70 A.

[0035]

Bộ phận điều khiển 110 sẽ được mô tả dưới đây lại dựa vào Fig.2. Bộ phận điều khiển 110 bao gồm bộ phận thu 1010, bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012, bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013, bộ phận xác định trạm cho phép 1100, và bộ phận xác định tổng thể 1200.

Bộ phận thu 1010 thu các kết quả đo MR từ các thiết bị đo TM. Cụ thể là, bộ phận thu 1010 thu kết quả đo MR1, kết quả đo MR2, và kết quả đo MR3 lần lượt từ thiết bị đo TM1, thiết bị đo TM2, và thiết bị đo TM3. Bộ phận thu 1010 cấp các kết quả đo thu được MR tới bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 là thông tin đo hệ thống MI.

[0036]

Thông tin đo hệ thống MI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.5. Fig.5 là bảng minh họa ví dụ về thông tin đo hệ thống MI theo phương án này. Thông tin đo hệ thống MI là bảng chỉ ra các kết quả đo MR được thu bởi bộ phận thu 1010. Trong ví dụ này, được giả sử rằng thông tin đo hệ thống MI là bảng chỉ ra các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA chỉ ra các kết quả đo MR mà đã được thu nhận bởi bộ phận thu 1010 ở thời điểm định trước.

Như được minh họa trên Fig.5, được giả sử rằng thông tin đo hệ thống MI bao gồm tên của mỗi hệ thống LA và các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA. Cụ thể là, thông tin đo hệ thống MI bao gồm trị số dòng điện hệ thống đo được MLA1, trị số dòng điện hệ thống đo được MLA2, và trị số dòng điện hệ thống đo được MLA3 lần lượt chỉ ra kết quả đo MR1, kết quả đo MR2, và kết quả đo MR3 ở thời điểm nhất định, trong số kết quả đo MR1, kết quả đo MR2, và kết quả đo MR3 mà đã được thu bởi bộ phận thu 1010.

Trong ví dụ này, trị số dòng điện hệ thống đo được MLA1 của hệ thống

LA1 là 81 A. Trị số dòng điện hệ thống đo được MLA2 của hệ thống LA2 là 294 A. Trị số dòng điện hệ thống đo được MLA3 của hệ thống LA3 là 288 A.

[0037]

Trường hợp trong đó các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA chỉ ra các kết quả đo MR ở thời điểm nhất định được mô tả ở trên, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Trị số dòng điện hệ thống đo được MLA có thể là trị số trung bình của các kết quả đo MR trong khoảng thời gian nhất định hoặc có thể là trị số đỉnh của các kết quả đo MR. Các thiết bị đo TM có thể thu nhận các kết quả đo MR ở thời điểm nhất định hoặc các kết quả đo MR ở thời điểm nhất định có thể được thu bởi bộ phận thu 1010.

[0038]

Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 sẽ được mô tả dưới đây lại dựa vào Fig.2. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 thu nhận thông tin đo hệ thống MI từ bộ phận thu 1010. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 đọc thông tin trạm EI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 tính toán thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI trên cơ sở số lượng của các khu vực SC được bao gồm trong thông tin trạm EI và thông tin đo hệ thống MI. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán cho mỗi khu vực SC mà thu được bằng cách chia đều các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA được bao gồm trong thông tin đo hệ thống MI bởi số lượng của các khu vực SC được bao gồm trong mỗi hệ thống LA. Trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán cho mỗi khu vực SC được đề cập đến là trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 cấp thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI chỉ ra trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC được tính toán tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

[0039]

Thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.6. Fig.6 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI theo phương án này. Như được nêu trên, trong ví dụ này, trị số dòng điện hệ thống đo được MLA1 của hệ thống LA1 là 81 A. Hệ thống LA1 bao gồm ba khu vực của khu vực SC11, khu vực SC12, và khu vực SC13. Nghĩa là, như được minh họa trên Fig.6, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC11, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC12, và 13 là 27 A mà thu được bằng cách chia 81 cho ba. Tương tự như vậy, do trị số dòng điện hệ thống đo được MLA2 là 294 A, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC21, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC22, và trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC23 là 98 A. Tương tự như vậy, do trị số dòng điện hệ thống đo được MLA3 là 288 A, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC31, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC32, và trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC33 là 96 A.

[0040]

Trường hợp trong đó trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC thu nhận được bằng cách chia đều trị số dòng điện hệ thống đo được MLA cho số lượng của các khu vực SC được bao gồm trong mỗi hệ thống LA được mô tả ở trên, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC có thể được tính toán bằng cách chia trị số dòng điện hệ thống đo được MLA cho tỷ lệ của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC của các khu vực SC được bao gồm trong mỗi hệ thống LA.

[0041]

Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 sẽ được mô tả dưới đây lại dựa vào Fig.2. Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 tính toán khu vực SC mà được hỗ trợ bởi hệ thống LA khác là khu vực SC xuôi dòng từ khu vực SC trong đó sự cố đã xảy ra trên cơ sở thông tin điểm lỗi chỉ ra khu vực trong đó sự cố đã xảy ra. Ở đây, được giả sử rằng khu vực trong đó sự cố đã xảy ra được tính toán bởi thủ tục hiện thời. Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 cấp thông tin khu vực hỗ trợ HSCI chỉ

ra khu vực SC được tính toán mà được hỗ trợ tới bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 và bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

[0042]

Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 tách các trạm phân phối điện DS chịu sự xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được tính toán bởi bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011. Các trạm phân phối điện DS chịu sự xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không là các trạm phân phối điện DS mà được đi qua từ khu vực hỗ trợ SC ngược dòng tới máy biến áp QB mà không đi qua khu vực trong đó sự cố đã xảy ra. Cụ thể là, ví dụ, khi khu vực trong đó sự cố đã xảy ra là khu vực SC21, bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 xác định rằng khu vực hỗ trợ SC là khu vực SC22. Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 tách bộ chuyển mạch SW1222, khu vực SC12, bộ chuyển mạch SW12, khu vực SC11, và bộ chuyển mạch SW11 mà được bố trí ở tuyến kéo dài từ khu vực SC22 ngược dòng tới máy biến áp QB mà không đi qua khu vực SC21. Nghĩa là, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 tách bộ chuyển mạch SW1222, khu vực SC12, bộ chuyển mạch SW12, khu vực SC11, bộ chuyển mạch SW11, và máy biến áp QB1 là các trạm phân phối điện DS chịu sự xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không. Nghĩa là, khu vực SC22 được cấp điện năng từ máy biến áp QB1 thông qua các trạm phân phối điện DS mà được tách bởi bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012.

Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 cấp thông tin tách SI chỉ ra các trạm phân phối điện DS được tách tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

[0043]

Bộ phận xác định trạm cho phép 1100 sẽ được mô tả dưới đây. Bộ phận xác định trạm cho phép 1100 bao gồm bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121, bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122, và bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111. Bộ phận xác định trạm cho phép 1100 là bộ phận chức năng mà xác định sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI cho mỗi trạm phân phối điện DS, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ

được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện mà được cấp tới khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Trong ví dụ này, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện mà được cấp tới khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trên cơ sở thông tin đo hệ thống MI mà là các kết quả đo từ các thiết bị đo TM. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI từ bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI từ bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC của khu vực hỗ trợ SC trên cơ sở thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI và thông tin khu vực hỗ trợ HSCI.

Ví dụ, khi thông tin chỉ ra khu vực hỗ trợ SC chỉ ra khu vực SC22, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC22 mà là trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC tương ứng với khu vực SC22 từ thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI. Trong trường hợp này, như được minh họa trên Fig.6, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán 98 A mà là trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC22.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC, mà được tính toán trên cơ sở thông tin khu vực hỗ trợ HSCI, là thông số A tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

[0044]

Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS khi dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực hỗ trợ SC được xếp chồng do việc cấp dòng điện tới khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Trong ví dụ này, được giả sử rằng bộ

phần tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS khi dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực hỗ trợ SC được xếp chồng trên cơ sở thông tin đo hệ thống MI mà là kết quả đo của thiết bị đo TM. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI từ bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS trên cơ sở thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI được thu nhận.

Như được nêu trên, dòng điện đi xuôi dòng ở các trạm phân phối điện DS như được chỉ ra bởi hướng dr từ máy biến áp QB. Nghĩa là, dòng điện ngược dòng gần với máy biến áp QB bao gồm dòng điện mà được cấp xuôi dòng. Theo đó, trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS thể hiện trị số cao bằng ngược dòng và thể hiện trị số nhỏ bằng xuôi dòng. Nghĩa là, trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS là trị số dòng điện mà được tính toán trên cơ sở vị trí của các trạm phân phối điện DS từ máy biến áp QB và trị số dòng điện mà được sử dụng bởi mỗi khu vực SC. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC được chỉ ra bởi thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI. Ở đây, thông tin trị số dòng điện đi qua TI là thông tin chỉ ra trị số dòng điện của dòng điện đi qua trạm phân phối điện DS cho mỗi trạm phân phối điện DS.

[0045]

Thông tin trị số dòng điện đi qua TI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.7. Fig.7 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số dòng điện đi qua TI theo phương án này. Thông tin trị số dòng điện đi qua TI là thông tin chỉ ra trị số dòng điện của dòng điện đi qua trạm phân phối điện DS.

Trong ví dụ này, các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA1 mà được cấp từ máy biến áp QB1 được bao gồm trong hệ thống LA1 là 81 A. Nghĩa là, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB1 đi qua máy biến áp QB1 là 81 A. Trị số dòng

điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC13 trong số các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA1 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW13 của bộ chuyển mạch SW13 là 27 A mà được chỉ ra bởi trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC13. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC12 và khu vực SC13 đi qua khu vực SC12 ngược dòng từ khu vực SC13. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12 của khu vực SC12 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW12 của bộ chuyển mạch SW12 là 54 mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC12 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC11, khu vực SC12, và khu vực SC13 đi qua khu vực SC11 ngược dòng từ khu vực SC12. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS11 của khu vực SC11 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW11 của bộ chuyển mạch SW11 là 81 A mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC11 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12.

[0046]

Trong ví dụ này, các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA2 mà được cấp từ máy biến áp QB2 của hệ thống LA2 là 294 A. Nghĩa là, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB2 đi qua máy biến áp QB2 là 294 A. Trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS23 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC23 trong số các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA2 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW23 của bộ chuyển mạch SW23 là 98 A mà được chỉ ra bởi trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC23. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC22 và khu vực SC23 đi qua khu vực SC22 ngược dòng từ khu vực SC23. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS22 của khu vực SC22 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW22 của bộ chuyển mạch SW22 là 196 A mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC22 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC21, khu vực SC22, và khu vực SC23 đi qua khu vực SC21 ngược dòng từ khu vực SC22. Theo đó, trị số

dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS21 của khu vực SC21 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW21 của bộ chuyển mạch SW21 là 294 A mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC21 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS22.

[0047]

Trong ví dụ này, các trị số dòng điện hệ thống đo được MLA3 mà được cấp từ máy biến áp QB3 của hệ thống LA3 là 288 A. Nghĩa là, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB3 đi qua máy biến áp QB3 là 288 A. Trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS33 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC33 trong số các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA3 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW33 của bộ chuyển mạch SW33 là 96 A mà được chỉ ra bởi trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC33. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC32 và khu vực SC33 đi qua khu vực SC32 ngược dòng từ khu vực SC33. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS32 của khu vực SC32 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW32 của bộ chuyển mạch SW32 là 192 A mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC32 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS33. Dòng điện mà được sử dụng ở khu vực SC31, khu vực SC32, và khu vực SC33 đi qua khu vực SC31 ngược dòng từ khu vực SC32. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS31 của khu vực SC31 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW31 của bộ chuyển mạch SW31 là 288 A mà chỉ ra tổng cộng của trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC31 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS32.

[0048]

Khi sự cố không xảy ra, trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222 là 0 A. Trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW2131 của bộ chuyển mạch SW2131 là 0 A.

[0049]

Lại dựa vào Fig.2, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI trong số thông tin trị số dòng điện đi qua TI là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111. Ví dụ, khi sự cố xảy ra ở khu vực SC21, thông tin tách SI bao gồm bộ chuyển mạch SW1222, khu vực SC12, bộ chuyển mạch SW12, khu vực SC11, bộ chuyển mạch SW11, và máy biến áp QB1. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW1222 (0 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW1222, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12 (54 A) tương ứng với khu vực SC12, trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW12 (54 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW12, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS11 (81 A) tương ứng với khu vực SC11, trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW11 (81 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW11, và trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB1 (81 A) tương ứng với máy biến áp QB1 trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI là các thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

[0050]

Tiếp theo, bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 đọc thông tin trạm EI từ bộ phận lưu trữ 120.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 cấp thông tin trạm EI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI trong thông tin trạm EI là thông số C tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111. Ví dụ, khi sự cố xảy ra ở khu vực SC21, bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 cấp trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW1222 (600 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW1222, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS12 (510 A) tương ứng với khu vực SC12, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW12 (600 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW12, trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS11 (510 A) tương ứng với khu vực SC11, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW11 (600 A) tương ứng với bộ chuyển mạch SW11, và trị số dòng điện biến áp cho phép PQB1 (550 A) tương ứng với máy biến áp QB1 trong thông tin trạm EI là các thông số C tới bộ phận xác

định hỗ trợ trạm 1111.

[0051]

Khi khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được hỗ trợ, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở tỷ lệ sử dụng trạm UR cho mỗi trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI. Tỷ lệ sử dụng trạm UR là tỷ lệ của thông tin trị số dòng điện đi qua TI và trị số dòng điện được sử dụng bởi khu vực hỗ trợ SC để cho phép cho mỗi trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin trạm EI. Trong ví dụ này, được giả sử rằng tỷ lệ sử dụng trạm UR của mỗi trạm phân phối điện DS được biểu diễn bởi (thông số A + thông số B)/thông số C.

Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR không vượt quá trị số ngưỡng định trước, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể cho mỗi trạm phân phối điện DS. Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR vượt quá trị số ngưỡng định trước, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là không thể cho mỗi trạm phân phối điện DS.

Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 cập thông tin kết quả xác định JI chỉ ra kết quả xác định tới bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210.

[0052]

Các chi tiết của sự xác định của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.8.

Fig.8 là bảng minh họa ví dụ về thông tin kết quả xác định JI theo phương án này. Trên Fig.8, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 khi khu vực trong đó sự cố đã xảy ra là khu vực 21 được minh họa là ví dụ.

Như được minh họa trên Fig.8, khi khu vực trong đó sự cố đã xảy ra là khu vực 21, thông tin khu vực hỗ trợ HSCI chỉ ra khu vực SC22. Theo đó, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 tách bộ chuyển mạch SW1222, khu vực SC12, bộ chuyển

mạch SW12, khu vực SC11, bộ chuyển mạch SW11, và máy biến áp QB1 là thông tin tách SI trên cơ sở thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Theo đó, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC22 (98 A) tương ứng với khu vực SC22 trong thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI là thông số A.

Như được minh họa trên Fig.8, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW1222 (0 A), trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12 (54 A), trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW12 (54 A), trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS11 (81 A), trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW11 (81 A), và trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB1 (81 A) là thông số B trên cơ sở thông tin tách SI.

Như được minh họa trên Fig.8, bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 tính toán trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW1222 (600 A), trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS12 (501 A), trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW12 (600A), trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS11 (510 A), trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW11 (600 A), và trị số dòng điện biến áp cho phép PQB1 (550 A) là thông số C trên cơ sở thông tin tách SI.

[0053]

Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm UR cho mỗi trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở tỷ lệ sử dụng trạm UR cho mỗi trạm phân phối điện DS và trị số ngưỡng định trước. Trong ví dụ này, được giả sử rằng trị số ngưỡng định trước là 1. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không cho mỗi trạm phân phối điện DS trên cơ sở việc xem tỷ lệ sử dụng trạm UR cao hơn 1 hay không hay không.

Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.8, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222

là b 0,16 trên cơ sở thông số A, thông số B, và thông số C. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC12 của khu vực SC12 là 0,30. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW12 của bộ chuyển mạch SW12 là 0,25. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC11 của khu vực SC11 là 0,35. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW11 của bộ chuyển mạch SW11 là 0,30. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URQB1 của máy biến áp QB1 là 0,33. Theo đó, trong ví dụ này, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ có thể cho tất cả các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI.

Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 cấp thông tin tách SI, thông số A, thông số B, thông số C, và thông tin về kết quả xác định cho mỗi trạm phân phối điện DS là thông tin kết quả xác định JI tới bộ phận xác định tổng thể 1200.

[0054]

Lại dựa vào Fig.2, bộ phận xác định tổng thể 1200 bao gồm bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210, bộ phận xác định hệ số 1211, và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213. Bộ phận xác định tổng thể 1200 là bộ phận chức năng mà xác định xem sự hỗ trợ của các khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể tổng thể cho các trạm phân phối điện DS trên cơ sở sự xác định của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 hay không. Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 thu nhận thông tin kết quả xác định JI từ bộ phận xác định trạm cho phép 1100. Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 chỉ ra sự xác định của khả năng hỗ trợ cho tất cả, bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là có thể. Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 bao gồm ít nhất một sự xác định của việc không có khả năng hỗ trợ, bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là không thể. Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 cấp kết quả xác định tổng thể TJI được xác định tới bộ phận xác định hệ số 1211 và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213.

[0055]

Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra việc không có khả năng hỗ trợ, bộ phận xác định hệ số 1211 đưa ra các tên hoặc tỷ lệ sử dụng các trạm UR của các trạm phân phối điện DS mà sự xác định của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 được bao gồm trong thông tin kết quả xác định JI là không có khả năng hỗ trợ.

Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra việc không có khả năng hỗ trợ, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra trị số dòng điện được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC là mức độ ảnh hưởng.

[0056]

Hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.9 và Fig.10. Fig.9 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này. Fig.10 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của các trạm phân phối điện DS và tỷ lệ sử dụng các trạm UR theo phương án này. Ở đây, được giả sử rằng sự cố xảy ra ở khu vực SC21.

Như được minh họa trên Fig.9, bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 thu nhận thông tin điểm lỗi mà được thu nhận thông qua thủ tục hiện thời (Bước S100). Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 tính toán thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trên cơ sở thông tin điểm lỗi được thu nhận (Bước S110). Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 cấp thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được tính toán tới bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 và bộ phận xác định trạm cho phép 1100 (Bước S120).

Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 thu nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI từ bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 (Bước S130). Bộ phận xác định

khu vực hỗ trợ 1011 tính toán thông tin tách SI trên cơ sở thông tin khu vực hỗ trợ HSCI (Bước S140). Kết quả là, như được minh họa trên Fig.10, bộ chuyển mạch SW1222, khu vực SC12, bộ chuyển mạch SW12, khu vực SC11, bộ chuyển mạch SW11, và máy biến áp QB1 được tách. Lại dựa vào Fig.9, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 cấp thông tin tách SI được tính toán tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100 (Bước S150). Bộ phận thu 1010 thu nhận các kết quả đo MR từ các thiết bị đo TM (Bước S160). Bộ phận thu 1010 cấp các kết quả đo MR là thông tin đo hệ thống MI tới bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 (Bước S170).

Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 thu nhận thông tin đo hệ thống MI từ bộ phận thu 1010 (Bước S180). Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 đọc thông tin trạm EI từ bộ phận lưu trữ 120 (Bước S190). Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 tính toán thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI trên cơ sở thông tin đo hệ thống MI và thông tin trạm EI (Bước S200). Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 cấp thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI được tính toán tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100 (Bước S210).

[0057]

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI từ bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 (Bước S220). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI từ bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 (Bước S230). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC trên cơ sở thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI (Bước S240). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là thông số A tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 (Bước S250). Kết quả là, như được minh họa trên Fig.10, trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự

đoán FSC22 của khu vực SC22 được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được thích ứng với thông số để tính toán tỷ lệ sử dụng các trạm UR của các trạm phân phối điện DS.

[0058]

Lại dựa vào Fig.9, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin tách SI từ bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 (Bước S260). Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI từ bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 (Bước S270). Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI (Bước S280). Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI được tính toán là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 (Bước S290).

Kết quả là, như được minh họa trên Fig.10, thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin tách SI được thích ứng. Cụ thể là, trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW1222 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222. Trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC12 của khu vực SC12. Trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW12 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW12 của bộ chuyển mạch SW12. Trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS11 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC11 của khu vực SC11. Trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW11 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW11 của bộ chuyển mạch SW11. Trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB1 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URQB1 của máy biến áp QB1.

[0059]

Lại dựa vào Fig.9, bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 thu nhận thông tin tách SI từ bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 (Bước S300). Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 đọc thông tin trạm EI từ bộ phận lưu trữ 120 (Bước S310). Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 tính toán thông tin trạm EI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI trong thông tin trạm EI (Bước S320). Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 cấp thông tin trạm EI được tính toán là thông số C tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 (Bước S330).

Kết quả là, như được minh họa trên Fig.10, thông tin trạm EI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin tách SI được thích ứng. Cụ thể là, trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW1222 được thích ứng với thông số C để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS12 được thích ứng với thông số C để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC12 của khu vực SC12. Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW12 được thích ứng với thông số C để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW12 của bộ chuyển mạch SW12. Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực cho phép PLS11 được thích ứng với thông số C để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSC11 của khu vực SC11. Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW11 được thích ứng với thông số C để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URSW11 của bộ chuyển mạch SW11. Trị số dòng điện biến áp cho phép PQB1 được thích ứng với thông số B để tính toán tỷ lệ sử dụng trạm URQB1 của máy biến áp QB1.

[0060]

Dựa vào Fig.9, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 thu nhận thông số từ bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 (Bước S340). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 thu nhận thông số B từ bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 (Bước S350). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 thu nhận thông số C từ bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 (Bước S360). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm UR cho mỗi trạm phân phối điện DS trên cơ sở thông số A, thông số B, và thông số C (Bước

S370). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định xem tỷ lệ sử dụng trạm UR cao hơn 1 hay không (Bước S380). Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR nhỏ hơn 1 (KHÔNG ở bước S380), bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể (Bước S390). Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR cao hơn 1 (CÓ ở bước S380), bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là không thể (Bước S400). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 lặp lại các quy trình xử lý của các bước từ bước S380 đến bước S400 cho tới khi sự xác định được thực hiện cho tất cả các trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin tách SI (Bước S410). Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 cấp thông tin kết quả xác định JI của các trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin tách SI tới bộ phận xác định tổng thể 1200 (Bước S420).

[0061]

Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 của bộ phận xác định tổng thể 1200 thu nhận thông tin kết quả xác định JI từ bộ phận xác định trạm cho phép 1100 (Bước S430). Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định xem sự xác định cho mỗi trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin kết quả xác định JI có bao gồm sự xác định về việc không có khả năng hỗ trợ hay không (Bước S440). Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 chỉ ra rằng sự hỗ trợ của tất cả các trạm phân phối điện là có thể (KHÔNG ở bước S440), bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là có thể (Bước S450). Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 bao gồm sự xác định về việc không có khả năng hỗ trợ (CÓ ở bước S440), bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là không thể (Bước S460). Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 cấp kết quả xác định tổng thể TJI được xác định tới bộ phận xác định hệ số 1211 và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 (Bước S470).

Bộ phận xác định hệ số 1211 thu nhận kết quả xác định tổng thể TJI từ bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 (Bước S480). Bộ phận xác định hệ số 1211

xác định xem kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra sự xác định về việc không có khả năng hỗ trợ hay không (Bước S490). Khi kết quả xác định tổng thể TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể (ĐÚNG ở bước S490), bộ phận xác định hệ số 1211 đưa ra tên hoặc tỷ lệ sử dụng trạm UR của trạm phân phối điện DS mà sự hỗ trợ của nó là không thể trong các kết quả xác định của các trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin kết quả xác định JI (Bước S500).

Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 thu nhận kết quả xác định tổng thể TJI từ bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 (Bước S510). Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 xác định xem kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể hay không (Bước S520). Khi kết quả xác định tổng thể TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể (ĐÚNG ở bước S520), bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120 (Bước S530). Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI (Bước S540). Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra trị số dòng điện được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC là mức độ ảnh hưởng (Bước S550).

[0062]

Như được nêu trên, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận thu 1010, bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012, bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013, bộ phận xác định trạm cho phép 1100, và bộ phận xác định tổng thể 1200. Bộ phận thu 1010 thu nhận kết quả đo MR chỉ ra các trị số dòng điện được cấp từ các hệ thống LA mà được đo bởi các thiết bị đo MR. Bộ phận thu 1010 cấp các kết quả đo MR là thông tin đo hệ thống MI tới bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 tính toán thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI trên cơ sở thông tin đo hệ thống MI được thu nhận. Bộ phận tính toán trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán 1013 cấp thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI được tính toán tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100. Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 tính toán

thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trên cơ sở thông tin điểm lỗi được thu nhận. Bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011 cấp thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được tính toán tới bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 và bộ phận xác định trạm cho phép 1100. Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 tính toán thông tin tách SI trên cơ sở thông tin khu vực hỗ trợ HSCI được thu nhận. Bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012 cấp thông tin tách SI được tính toán tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

[0063]

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp trị số tiêu thụ dòng điện khu vực được dự đoán FSC được tính toán là thông số A tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin trị số tiêu thụ dòng điện được dự đoán FI được thu nhận. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin tách SI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với thông tin tách SI trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI được tính toán là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

[0064]

Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin tách SI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 đọc thông tin trạm EI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận

tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 tính toán thông tin trạm EI tương ứng với thông tin tách SI trong thông tin trạm EI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 cấp thông tin trạm EI được tính toán là thông số C tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông số từ bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 thu nhận thông số B từ bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 thu nhận thông số C từ bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 tính toán tỷ lệ sử dụng trạm UR cho mỗi trạm phân phối điện DS được bao gồm trong thông tin tách SI trên cơ sở thông số A, thông số B, và thông số C. Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR được tính toán không cao hơn trị số ngưỡng định trước, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể. Khi tỷ lệ sử dụng trạm UR cao hơn trị số ngưỡng định trước, bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 xác định rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là không thể. Bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 cấp thông tin kết quả xác định JI tới bộ phận xác định tổng thể 1200.

[0065]

Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 của bộ phận xác định tổng thể 1200 thu nhận thông tin kết quả xác định JI từ bộ phận xác định trạm cho phép 1100. Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 chỉ ra rằng sự hỗ trợ của tất cả các trạm phân phối điện là có thể, bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là có thể. Khi thông tin kết quả xác định JI của bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 bao gồm ít nhất sự xác định về việc không có khả năng hỗ trợ, bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 xác định rằng sự hỗ trợ của các trạm phân phối điện DS được xác định là không thể.

Bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 cấp kết quả xác định tổng thể TJI

được xác định tới bộ phận xác định hệ số 1211 và bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213.

[0066]

Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận xác định hệ số 1211 của bộ phận xác định tổng thể 1200 đưa ra tên hoặc tỷ lệ sử dụng trạm UR của trạm phân phối điện DS mà sự hỗ trợ của nó được xác định là không thể bởi bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 và mà được bao gồm trong thông tin kết quả xác định JI.

Khi kết quả xác định tổng thể TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 của bộ phận xác định tổng thể 1200 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra trị số dòng điện được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC là mức độ ảnh hưởng. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể xác định xem sự hỗ trợ của khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể hay không trên cơ sở các kết quả đo MR của các thiết bị đo TM, thông tin trạm EI, và thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể đánh giá một cách định lượng thông tin trạm và các trạm phân phối điện DS.

[0067]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận xác định hệ số 1211. Khi kết quả xác định tổng thể TJI của bộ phận xác định tổng thể cho phép 1210 chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận xác định hệ số 1211 đưa ra tên hoặc tỷ lệ sử dụng trạm UR của trạm phân phối điện DS mà sự hỗ trợ của nó là không thể và mà được bao gồm trong thông tin kết quả xác định JI được thu nhận từ bộ phận xác định trạm cho phép 1100. Nghĩa là, bộ phận xác định hệ số 1211 xác định trạm dùng làm đường thất nghẽn mà không thể được hỗ trợ. Theo đó,

thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể xác định trạm dừng làm đường thất nghẽn được bao gồm trong các trạm phân phối điện DS. Nghĩa là, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể tính toán hướng dẫn để thực hiện thiết kế tương lai hoặc lập kế hoạch sửa dòng điện của các trạm phân phối điện DS bằng cách xác định trạm dừng làm đường thất nghẽn.

[0068]

[Phương án thứ hai: Xác định dựa vào thông tin dự báo khu vực]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ hai sẽ được mô tả dưới đây dựa vào các hình vẽ từ Fig.11 đến Fig.13. Fig.11 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ hai. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này thực hiện sự xác định dựa vào trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC được bao gồm trong thông tin hợp đồng CI. Các hoạt động và các hệ số giống như ở phương án thứ nhất sẽ được tham chiếu bởi cùng các ký hiệu chỉ dẫn và phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0069]

Như được minh họa trên Fig.11, trong ví dụ này, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện được cấp tới khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trên cơ sở trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC được chỉ ra bởi thông tin hợp đồng CI. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là thông số A. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp thông số được tính toán tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Trong ví dụ này, được giả sử rằng bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS khi dòng

điện mà được sử dụng bởi khu vực hỗ trợ SC được xếp chồng trên cơ sở thông tin hợp đồng CI. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua các trạm phân phối điện DS trên cơ sở thông tin hợp đồng CI đọc được.

[0070]

Ví dụ cụ thể về thông tin trị số dòng điện đi qua TI dựa vào thông tin hợp đồng CI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.12. Fig.12 là bảng minh họa ví dụ về thông tin trị số dòng điện đi qua TI dựa vào thông tin hợp đồng CI theo phương án này.

Trong ví dụ này, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC13 ở các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA1 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW13 của bộ chuyển mạch SW13 là 31 mà được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC13. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC12 và khu vực SC13 đi qua khu vực SC12 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC13. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12 của khu vực SC12 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW12 của bộ chuyển mạch SW12 là 58 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC12 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC11, khu vực SC12, và khu vực SC13 đi qua khu vực SC11 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC12. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS11 của khu vực SC11 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW11 của bộ chuyển mạch SW11 là 81 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC11 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS12. Theo đó, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB1 đi qua máy biến áp QB1 là 81 A.

[0071]

Trong ví dụ này, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực

TLS23 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC23 ở các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA2 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW23 của bộ chuyển mạch SW23 là 118 mà được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC23. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC22 và khu vực SC23 đi qua khu vực SC22 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC23. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS22 của khu vực SC22 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW22 của bộ chuyển mạch SW22 là 257 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC22 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS13. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC21, khu vực SC22, và khu vực SC23 đi qua khu vực SC21 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC22. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS21 của khu vực SC21 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW21 của bộ chuyển mạch SW21 là 294 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC21 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS22. Theo đó, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB2 đi qua máy biến áp QB2 là 294 A.

[0072]

Trong ví dụ này, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS33 đi qua khu vực xuôi dòng nhất SC33 ở các khu vực SC được bao gồm trong hệ thống LA3 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW33 của bộ chuyển mạch SW33 70 mà được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC33. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC32 và khu vực SC33 đi qua khu vực SC32 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC33. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS32 của khu vực SC32 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW32 của bộ chuyển mạch SW32 là 239 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC32 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS33. Dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực SC31, khu vực SC32, và khu vực SC33 đi qua khu vực SC31 ngay lập tức ngược dòng từ khu vực SC32. Theo đó, trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS31 của khu vực SC31 và trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW31 của

bộ chuyển mạch SW31 là 288 A, mà là tổng cộng của trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC31 và trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS22. Theo đó, trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB3 đi qua máy biến áp QB3 là 288 A.

[0073]

Khi không sự cố nào xảy ra, trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW1222 của bộ chuyển mạch SW1222 là 0 A. Trị số dòng điện đi qua bộ chuyển mạch TSW2131 của bộ chuyển mạch SW2131 cũng là 0 A.

[0074]

Lại dựa vào Fig.11, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với các trạm phân phối điện DS được chỉ ra bởi thông tin tách SI trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Các hệ số khác của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 giống như ở phương án thứ nhất và phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0075]

Hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.13.

Fig.13 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ ba.

Như được minh họa trên Fig.13, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120 (Bước S1000). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là thông số A (Bước S1010). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp thông số được tính toán tới bộ phận xác định hỗ trợ

trạm 1111 (Bước S1020).

[0076]

Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120 (Bước S1030). Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin hợp đồng CI đọc được (Bước S1040).

Các hoạt động khác của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 giống như ở phương án thứ nhất và phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0077]

Như được nêu trên, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012, bộ phận xác định trạm cho phép 1100, và bộ phận xác định tổng thể 1200.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 đọc thông tin hợp đồng từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC là thông số A tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin hợp đồng CI đọc được. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin tách SI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với thông tin tách SI trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI được tính toán là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

[0078]

Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể xác định xem sự hỗ trợ của khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể hay không trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể đánh giá một cách định lượng các trạm phân phối điện DS trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này xác định xem sự khắc phục của khu vực gặp sự cố là có thể hay không khi sự cố đã xảy ra trên cơ sở thông tin trạm EI và lượng điện được cấp được dự báo. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể đánh giá một cách định lượng các trạm phân phối điện DS.

[0079]

Trong ví dụ này, trường hợp trong đó lượng điện được cấp được dự báo được tính toán trên cơ sở thông tin hợp đồng CI đã được mô tả, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Lượng điện được cấp được dự báo có thể là kết quả của sự dự báo nhu cầu trong tương lai. Lượng điện được cấp được dự báo có thể là kết quả mà được đưa ra từ thiết bị khác mà dự báo nhu cầu. Thông tin về lượng điện được cấp được dự báo có thể là thông tin cho mỗi khu vực SC hoặc có thể là thông tin cho mỗi hệ thống LA.

[0080]

[Phương án thứ ba: Xác định dựa vào thông tin đo khu vực]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ ba sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.14 đến Fig.16. Fig.14 là hình vẽ giản lược minh họa ví dụ về cấu hình của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ ba. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này thực hiện sự xác định trên cơ sở kết quả của việc đo trị số dòng điện mà được cấp tới mỗi khu vực SC. Các hoạt động và các hệ số giống như ở phương án thứ nhất sẽ được tham chiếu bởi cùng các ký hiệu chỉ dẫn và phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0081]

Trong ví dụ này, mỗi khu vực SC bao gồm thiết bị đo khu vực TMSC mà đo trị số dòng điện được cấp tới khu vực SC tương ứng. Cụ thể là, thiết bị đo khu vực TMSC11 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC1. Thiết bị đo khu vực TMSC12 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC21. Thiết bị đo khu vực TMSC113 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC31. Thiết bị đo khu vực TMSC21 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC21. Thiết bị đo khu vực TMSC22 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC22. Thiết bị đo khu vực TMSC23 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC23. Thiết bị đo khu vực TMSC31 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC31. Thiết bị đo khu vực TMSC32 đo dòng điện mà được cấp tới khu vực SC32. Các thiết bị đo khu vực TMSC được kết nối với mạng N. Các thiết bị đo khu vực TMSC cấp các kết quả đo của các trị số dòng điện mà được cấp tới các khu vực SC tới thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 thông qua mạng N.

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 thu nhận các kết quả đo của các thiết bị đo TM thông qua mạng N. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở các kết quả đo được thu nhận.

[0082]

Bộ phận thu 1010 thu các trị số dòng điện khu vực được đo MSC chỉ ra các trị số dòng điện mà được cấp tới các khu vực SC và mà được đo bởi các thiết bị đo khu vực TMSC từ các thiết bị đo khu vực TMSC. Cụ thể là, bộ phận thu 1010 thu trị số dòng điện khu vực được đo MSC11, trị số dòng điện khu vực được đo MSC12, và trị số dòng điện khu vực được đo MSC13 lần lượt từ thiết bị đo khu vực TMSC11, thiết bị đo khu vực TMSC12, và thiết bị đo khu vực TMSC13. Bộ phận thu 1010 thu trị số dòng điện khu vực được đo MSC21, trị số dòng điện khu vực được đo MSC22, và trị số dòng điện khu vực được đo MSC23 lần lượt từ thiết bị đo khu vực TMSC21, thiết bị đo khu vực TMSC22, và thiết bị đo khu vực TMSC23. Bộ phận thu 1010 thu trị số dòng điện khu vực được đo MSC31, trị số dòng điện khu vực được đo MSC32, và trị số dòng điện khu vực được đo MSC33

lần lượt từ thiết bị đo khu vực TMSC31, thiết bị đo khu vực TMSC32, và thiết bị đo khu vực TMSC33.

[0083]

Thông tin đo khu vực SMI sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.15. Fig.15 là bảng minh họa ví dụ về thông tin đo khu vực SMI theo phương án này. Thông tin đo khu vực SMI là bảng chỉ ra các trị số dòng điện khu vực được đo MSC được thu bởi bộ phận thu 1010. Trong ví dụ này, được giả sử rằng thông tin đo khu vực SMI bao gồm trị số dòng điện khu vực được đo MSC cho mỗi khu vực SC mà đã được thu nhận bởi bộ phận thu 1010 ở thời điểm định trước từ các thiết bị đo TM.

Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.15, trị số dòng điện khu vực được đo MSC11 của khu vực SC11 là 23 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC12 của khu vực SC12 là 27 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC13 của khu vực SC13 là 31 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC21 của khu vực SC21 là 37 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC22 của khu vực SC22 là 139 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC23 của khu vực SC23 là 118 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC31 của khu vực SC31 là 49 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC32 của khu vực SC32 là 169 A. Trị số dòng điện khu vực được đo MSC33 của khu vực SC33 là 70 A. Bộ phận thu 1010 cấp các kết quả đo thu được MR là thông tin đo khu vực SMI tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

[0084]

Như được minh họa trên Fig.14, trong ví dụ này, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện được cấp tới khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI mà là các kết quả đo của các thiết bị đo khu vực TMSC. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu

nhận thông tin khu vực hỗ trợ HSCI từ bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện khu vực được đo MSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là thông số A trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI và thông tin khu vực hỗ trợ HSCI.

[0085]

Trong ví dụ này, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán trị số dòng điện đi qua trạm phân phối điện DS khi dòng điện mà được sử dụng bởi khu vực hỗ trợ SC được xếp chồng trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI. Cụ thể là, bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI được thu nhận.

Các hệ số khác của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 giống như ở phương án thứ nhất và phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0086]

Hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.16. Fig.16 là lưu đồ minh họa ví dụ về hoạt động của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án thứ ba.

Như được minh họa trên Fig.16, bộ phận thu 1010 thu nhận các trị số dòng điện khu vực được đo MSC (Bước S2000). Bộ phận thu 1010 cấp các trị số dòng điện khu vực được đo MSC thu được là thông tin đo khu vực SMI tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100 (Bước S2010).

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010 (Bước S2020). Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện khu vực được đo MSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là thông số A (Bước S2030).

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp thông số được tính toán tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111 (Bước S2040).

Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010 (Bước S2050). Bộ phận tính toán trị số dòng điện trạm cho phép 1122 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI được thu nhận (Bước S2060).

Các hoạt động khác của thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 giống như ở phương án thứ nhất và vì vậy phần mô tả của chúng sẽ không được lặp lại.

[0087]

Như được nêu trên, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận thu 1010, bộ phận xác định khu vực hỗ trợ 1011, bộ phận tách trạm tuyến hỗ trợ 1012, bộ phận xác định trạm cho phép 1100, và bộ phận xác định tổng thể 1200. Bộ phận thu 1010 thu nhận các trị số dòng điện khu vực được đo MSC mà chỉ ra các trị số dòng điện được cấp tới các khu vực từ SC và mà được đo bởi các thiết bị đo khu vực TMSC. Bộ phận thu 1010 cấp các trị số dòng điện khu vực được đo MSC được thu nhận là thông tin đo khu vực SMI tới bộ phận xác định trạm cho phép 1100.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 tính toán trị số dòng điện khu vực được đo MSC tương ứng với thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin đo khu vực SMI được thu nhận. Bộ phận tính toán trị số dòng điện khu vực hỗ trợ được dự đoán 1110 cấp trị số dòng điện khu vực được đo MSC được tính toán là thông số A tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111.

Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 của bộ phận xác định trạm cho phép 1100 thu nhận thông tin đo khu vực SMI từ bộ phận thu 1010. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 tính toán thông tin trị số dòng điện đi qua TI trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI được thu nhận. Bộ phận tính toán trị

số dòng điện đi qua trạm 1121 thu nhận thông tin tách SI. Bộ phận tính toán trị số dòng điện đi qua trạm 1121 cấp thông tin trị số dòng điện đi qua TI tương ứng với thông tin tách SI trong thông tin trị số dòng điện đi qua TI được tính toán là thông số B tới bộ phận xác định hỗ trợ trạm 1111. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể xác định xem sự hỗ trợ của khu vực hỗ trợ SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể hay không trên cơ sở thông tin đo khu vực SMI chỉ ra các trị số dòng điện khu vực được đo MSC của các thiết bị đo khu vực TMSC, thông tin trạm EI, và thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 theo phương án này có thể đánh giá một cách định lượng thông tin trạm EI và các trạm phân phối điện DS cho mỗi khu vực SC.

[0088]

[Ví dụ cải biến 1: Việc so sánh của sự xác định dựa vào thông tin đo hệ thống và sự xác định dựa vào Thông tin dự báo khu vực]

Việc so sánh của sự xác định dựa vào thông tin đo hệ thống và sự xác định dựa vào thông tin dự báo khu vực sẽ được mô tả dưới đây là ví dụ cải biến 1 của các phương án thứ nhất và thứ hai.

Theo các phương án thứ nhất và thứ hai, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 xác định xem sự hỗ trợ là có thể hay không trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin đo hệ thống MI hoặc thông tin hợp đồng CI. Ở ví dụ cải biến 1, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 so sánh kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể hay không trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin đo hệ thống MI với kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là có thể hay không trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI. Trên cơ sở kết quả so sánh, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể thực hiện sự xác định với độ chính xác cao hơn so với nó khi sự xác định được thực hiện trên cơ sở chỉ thông tin đo hệ thống MI và khi sự xác định được thực hiện trên cơ sở chỉ thông tin hợp đồng CI. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể đánh giá một cách định lượng hơn các trạm phân phối điện DS.

[0089]

Ở đây, trường hợp trong đó thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 so sánh kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ là có thể hay không dựa vào thông tin trạm EI và thông tin đo hệ thống MI với kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ là có thể hay không dựa vào thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI đã được mô tả, nhưng sáng chế không giới hạn ở đây. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể so sánh kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ là có thể hay không dựa vào thông tin trạm EI và thông tin đo khu vực SMI với kết quả xác định của việc xem sự hỗ trợ là có thể hay không dựa vào thông tin trạm EI và thông tin hợp đồng CI.

[0090]

[Ví dụ cải biến 2: Người tiêu thụ quan trọng]

Mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP theo ví dụ cải biến 2 của các phương án thứ nhất, thứ hai, thứ ba sẽ được mô tả dưới đây dựa vào Fig.17. Fig.17 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng CI bao gồm thông tin về các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP theo ví dụ cải biến 2.

Các người tiêu thụ CL bao gồm các người tiêu thụ công cộng cao CL chẳng hạn như các bệnh viện hoặc các văn phòng chính phủ. Các người tiêu thụ CL bao gồm các người tiêu thụ CL trong đó có quan tâm đến sự cố hoặc sự hao tổn do không thể hỗ trợ điện năng chẳng hạn như các nhà máy hoá chất hoặc các nhà máy lớn. Theo các phương án thứ nhất, thứ hai, thứ ba, các người tiêu thụ CL được xử lý đều, nhưng các người tiêu thụ CL được tính trọng số ở ví dụ cải biến 2. Ví dụ, mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP được thiết đặt cho mỗi người tiêu thụ CL tại thời điểm của hợp đồng. Trong ví dụ này, các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP được phân loại thành A, B, và C. Trong ví dụ này, mỗi người tiêu thụ CL được thiết đặt tới A khi mức ưu tiên của nó là cao và được thiết đặt tới C khi mức ưu tiên của nó là thấp. Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.17, được giả sử rằng mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP cho mỗi người tiêu thụ CL được quản lý nhờ sử dụng thông tin hợp đồng CI. Cụ thể là, trong ví dụ này, mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP được thiết đặt cho mỗi khu vực SC, như được minh họa trên Fig.17.

Mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP cho mỗi khu vực SC được thiết đặt tới mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của người tiêu thụ CL có mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP cao nhất trong số các người tiêu thụ CL trong khu vực SC tương ứng. Cụ thể hơn là, khi người tiêu thụ CL với mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của A và người tiêu thụ CL với mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của B được trộn lẫn ở khu vực SC11, mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của khu vực SC11 được chỉ ra bởi thông tin hợp đồng CI được thiết đặt tới A mà là mức ưu tiên cao nhất.

Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.17, các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của khu vực SC11, khu vực SC12, khu vực SC13, khu vực SC21, khu vực SC22, khu vực SC32, và khu vực SC33 là C. Mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP23 của khu vực SC23 là B. Mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP31 của khu vực SC31 là A.

[0091]

Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của các người tiêu thụ CL mà được cấp điện năng từ khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra trị số dòng điện được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC và các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP là mức độ ảnh hưởng.

Ở đây, được giả sử rằng thông tin khu vực hỗ trợ HSCI chỉ ra khu vực SC31. Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC31 tương ứng với khu vực SC31 được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP31 trong

thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra 49 A (SSC31) và A (CLP31) là mức độ ảnh hưởng.

[0092]

Như được nêu trên, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213. Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và các mức ưu tiên của người tiêu thụ CLP của các người tiêu thụ CL mà được cấp điện năng từ khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể tính toán chính xác hơn hướng dẫn để thực hiện thiết kế tương lai hoặc lập kế hoạch sửa dòng điện của các trạm phân phối điện DS.

[0093]

[Ví dụ cải biến 3: Mức ưu tiên khu vực SCP]

Mức ưu tiên khu vực SCP sẽ được mô tả dưới đây là ví dụ cải biến 3 của các phương án thứ nhất, thứ hai, thứ ba dựa vào Fig.18. Fig.18 là bảng minh họa ví dụ về thông tin hợp đồng CI bao gồm thông tin về các mức ưu tiên khu vực SCP ở ví dụ cải biến 3. Ở ví dụ cải biến 3, được giả sử rằng mức ưu tiên khu vực SCP được thiết đặt cho mỗi khu vực.

Các khu vực SC được bao gồm trong các trạm phân phối điện DS bao gồm các khu vực SC mà cấp điện năng tới trạm gốc di động ở vùng núi, và tương tự. Khu vực SC có khó khăn trong việc được hỗ trợ bởi khu vực SC khác do vị trí của nó và vì vậy được thiết đặt tới khu vực ưu tiên SCP cao. Khu vực SC có dân số cao chẳng hạn như khu vực trung tâm thành phố có dân số cao mà bị ảnh hưởng bởi việc không thể hỗ trợ và vì vậy được thiết đặt tới khu vực ưu tiên SCP cao. Trong các phương án thứ nhất, thứ hai, thứ ba, các khu vực SC được xử lý đều, nhưng các khu vực SC được tính trọng số riêng ở ví dụ cải biến 3. Ví dụ, mức ưu tiên khu vực

SCP được thiết đặt cho mỗi khu vực SC. Trong ví dụ này, các mức ưu tiên khu vực SCP được phân loại thành A, B, và C. Trong ví dụ này, mức ưu tiên khu vực SCP được thiết đặt tới A khi mức ưu tiên của nó là cao và được thiết đặt tới C khi mức ưu tiên của nó là thấp. Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.18, được giả sử rằng mức ưu tiên khu vực SCP được quản lý nhờ sử dụng thông tin hợp đồng CI. Trong ví dụ này, như được minh họa trên Fig.18, các mức ưu tiên khu vực SCP của khu vực SC11, khu vực SC12, khu vực SC13, khu vực SC21, khu vực SC22, khu vực SC32, và khu vực SC33 là C. Mức ưu tiên khu vực SCP23 của khu vực SC23 là B. Mức ưu tiên khu vực SCP31 của khu vực SC31 là A.

[0094]

Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và mức ưu tiên khu vực SCP của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra trị số dòng điện được chỉ ra bởi trị số dòng điện hợp đồng khu vực được tính toán SSC và mức ưu tiên khu vực SCP là mức độ ảnh hưởng.

Ở đây, được giả sử rằng thông tin khu vực hỗ trợ HSCI chỉ ra khu vực SC31. Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đọc thông tin hợp đồng CI từ bộ phận lưu trữ 120. Bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC31 tương ứng với khu vực SC31 được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và mức ưu tiên khu vực SCP31 trong thông tin hợp đồng CI. Nghĩa là, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 đưa ra 49 A (SSC31) và A (SCP31) là mức độ ảnh hưởng.

[0095]

Như được nêu trên, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ

phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213. Khi kết quả xác định tổng thể được thu nhận TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ là không thể, bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng 1213 tính toán trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC tương ứng với khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI và mức ưu tiên khu vực SCP của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI trong thông tin hợp đồng CI. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể tính toán chính xác hơn hướng dẫn để thực hiện thiết kế tương lai hoặc lập kế hoạch sửa dòng điện.

[0096]

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 đánh giá các trạm phân phối điện DS. Các trạm phân phối điện DS bao gồm các trạm biến áp SS. Mỗi trạm biến áp SS bao gồm các máy biến áp QB. Mỗi máy biến áp QB được kết nối với đường dây phân phối điện L, và các bộ chuyển mạch SW được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L. Các người tiêu thụ CL được cấp điện năng từ các khu vực SC mà được phân chia bởi các bộ chuyển mạch SW. Máy biến áp QB, đường dây phân phối điện L được kết nối với máy biến áp QB, và các bộ chuyển mạch SW được mắc nối tiếp với đường dây phân phối điện L được gọi chung là hệ thống LA. Nghĩa là, mỗi trạm biến áp bao gồm các hệ thống LA. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 đánh giá các trạm phân phối điện DS.

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 bao gồm bộ phận điều khiển 110 và bộ phận lưu trữ 120.

Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 xác định xem sự hỗ trợ của mỗi khu vực SC là có thể hay không từ hệ thống LA khác trên cơ sở thông tin trạm EI và thông tin đo hệ thống MI, thông tin hợp đồng CI, hoặc thông tin đo khu vực SMI. Khi kết quả xác định tổng thể TJI chỉ ra rằng sự hỗ trợ của khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI là không thể, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 tính toán mức độ ảnh hưởng do sự gián đoạn điện ở khu vực SC được chỉ ra bởi thông tin khu vực hỗ trợ HSCI. Theo đó, thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng 10 có thể đánh giá một cách định lượng các trạm phân phối điện DS

trên cơ sở việc cấp điện đo được của các trạm phân phối điện DS hoặc điện cấp được dự báo của các trạm phân phối điện DS.

Danh mục các số chỉ dẫn

[0097]

10 Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng

110 Bộ phận điều khiển

120 Bộ phận lưu trữ

SC Khu vực

LA Hệ thống

EI Thông tin trạm

CI Thông tin hợp đồng

MI Thông tin đo hệ thống

SMI Thông tin đo khu vực

CL Người tiêu thụ

YÊU CẦU BẢO HỘ

1. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng gồm có: đối với hệ thống phân phối điện thứ nhất và hệ thống phân phối điện thứ hai mà chuyển đổi điện năng tới ít nhất các khu vực xuôi dòng từ một khu vực của hệ thống phân phối điện thứ nhất trong đó sự cố đã xảy ra khi sự cố đã xảy ra ở khu vực trong số các hệ thống phân phối điện mỗi trong số chúng bao gồm thiết bị đầu cuối cấp điện được kết nối với nguồn cấp điện và đường dây phân phối điện bao gồm các khu vực được kết nối tuần tự từ thiết bị đầu cuối cấp điện thông qua các bộ chuyển mạch,

bộ phận xác định chuyển đổi được tạo cấu hình để xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực của các đường dây phân phối điện, và thông tin trạm bao gồm thông tin chỉ ra giới hạn trên của điện năng mà có thể được cấp từ trạm phân phối điện mà phân phối điện năng của nguồn cấp điện cho mỗi khu vực của các hệ thống phân phối điện; và

bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng được tạo cấu hình để tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

2. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo điểm 1, trong đó bộ phận xác định chuyển đổi xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được đo bởi thiết bị đo mà đo trị số dòng điện được cấp thông qua đường dây phân phối điện của hệ thống phân phối điện thứ nhất là trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm.

3. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo điểm 1, trong đó bộ phận xác định chuyển đổi xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được dự báo theo nhu cầu chỉ ra trị số nhu cầu được dự báo của trị số dòng điện được cấp từ hệ thống phân phối điện thứ nhất là trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm.

4. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo bất kỳ một trong số các điểm từ 1 đến 3, còn bao gồm bộ xác định hệ số vô hiệu hóa chuyển đổi được tạo cấu hình để xác định hệ số được xác định để vô hiệu hóa sự chuyển đổi trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng, và thông tin trạm khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi bị vô hiệu hóa.

5. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo bất kỳ một trong số các điểm từ 1 đến 4, trong đó bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở bổ sung của mức ưu tiên được thiết đặt cho mỗi trong số những người tiêu thụ điện khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

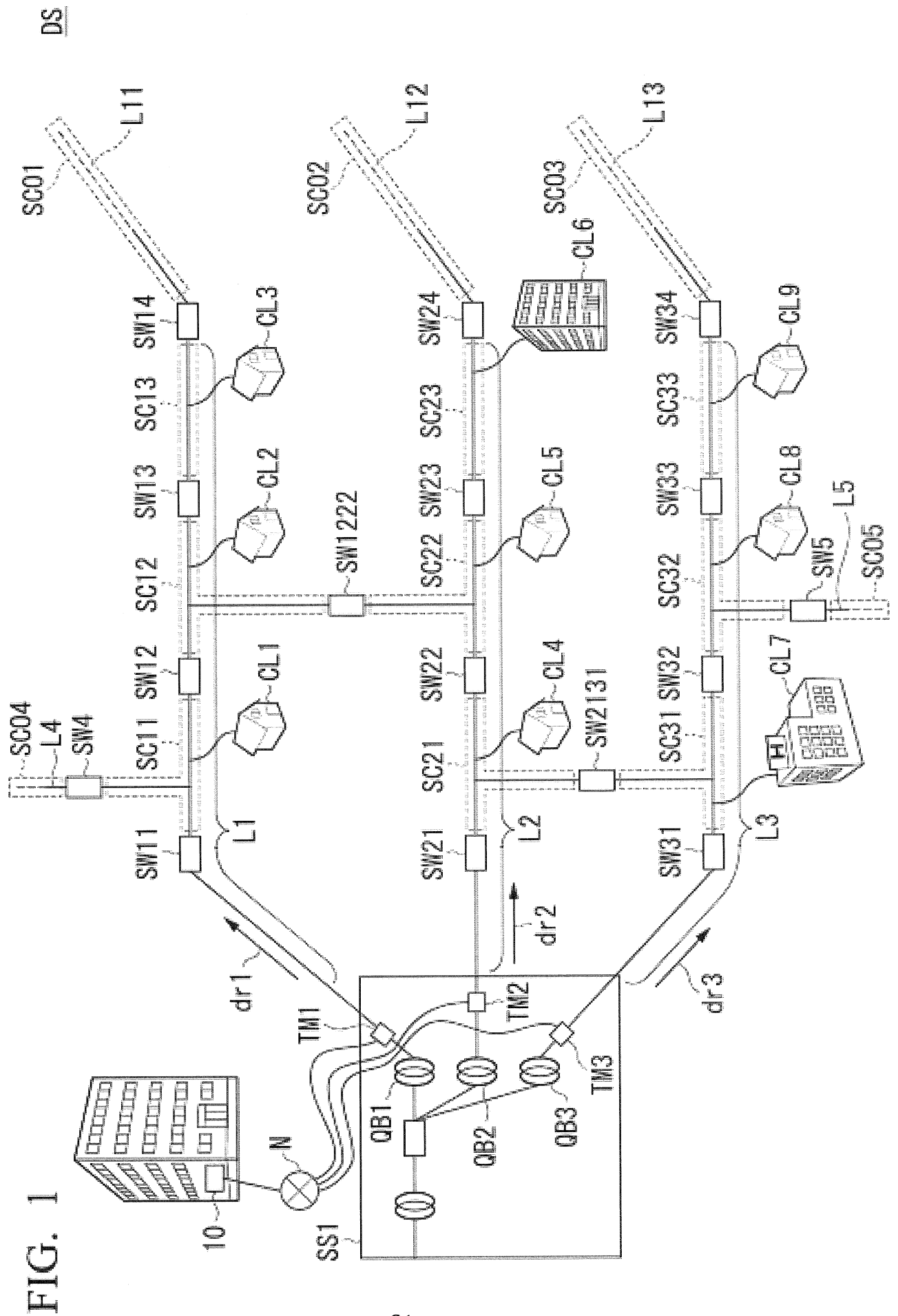
6. Thiết bị tính toán mức độ ảnh hưởng theo bất kỳ một trong số các điểm từ 1 đến 5, trong đó bộ phận tính toán mức độ ảnh hưởng tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở bổ sung của mức ưu tiên được thiết đặt cho mỗi trong số các khu vực của các hệ thống phân phối điện khi bộ phận xác định chuyển đổi xác định rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.

7. Vật ghi chứa chương trình tính toán mức độ ảnh hưởng khiến máy tính thực hiện: đối với hệ thống phân phối điện thứ nhất và hệ thống phân phối điện thứ hai mà chuyển đổi điện năng tới ít nhất các khu vực xuôi dòng từ một khu vực của hệ thống phân phối điện thứ nhất trong đó sự cố đã xảy ra khi sự cố đã xảy ra ở khu vực trong số các hệ thống phân phối điện mỗi trong số chúng bao gồm thiết bị đầu cuối cấp điện được kết nối với nguồn cấp điện và đường dây phân phối điện bao

gồm các khu vực được kết nối tuần tự từ thiết bị đầu cuối cấp điện thông qua các bộ chuyển mạch,

bước xác định chuyển đổi xác định xem hệ thống phân phối điện thứ hai có thể chuyển đổi điện năng tới hệ thống phân phối điện thứ nhất hay không trên cơ sở trị số dòng điện được yêu cầu cho sự chuyển đổi điện năng, thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực của các đường dây phân phối điện, và thông tin trạm bao gồm thông tin chỉ ra giới hạn trên của điện năng mà có thể được cấp từ trạm phân phối điện mà phân phối điện năng của nguồn cấp điện cho mỗi khu vực của các hệ thống phân phối điện; và

bước tính toán mức độ ảnh hưởng tính toán mức độ ảnh hưởng của sự gián đoạn điện tới các khu vực xuôi dòng từ khu vực gặp sự cố trên cơ sở thông tin hợp đồng bao gồm thông tin chỉ ra các trị số dòng điện hợp đồng hoặc các dung lượng hợp đồng của người tiêu thụ điện cho mỗi khu vực khi nó được xác định ở bước xác định chuyển đổi rằng sự chuyển đổi điện năng bị vô hiệu hóa.



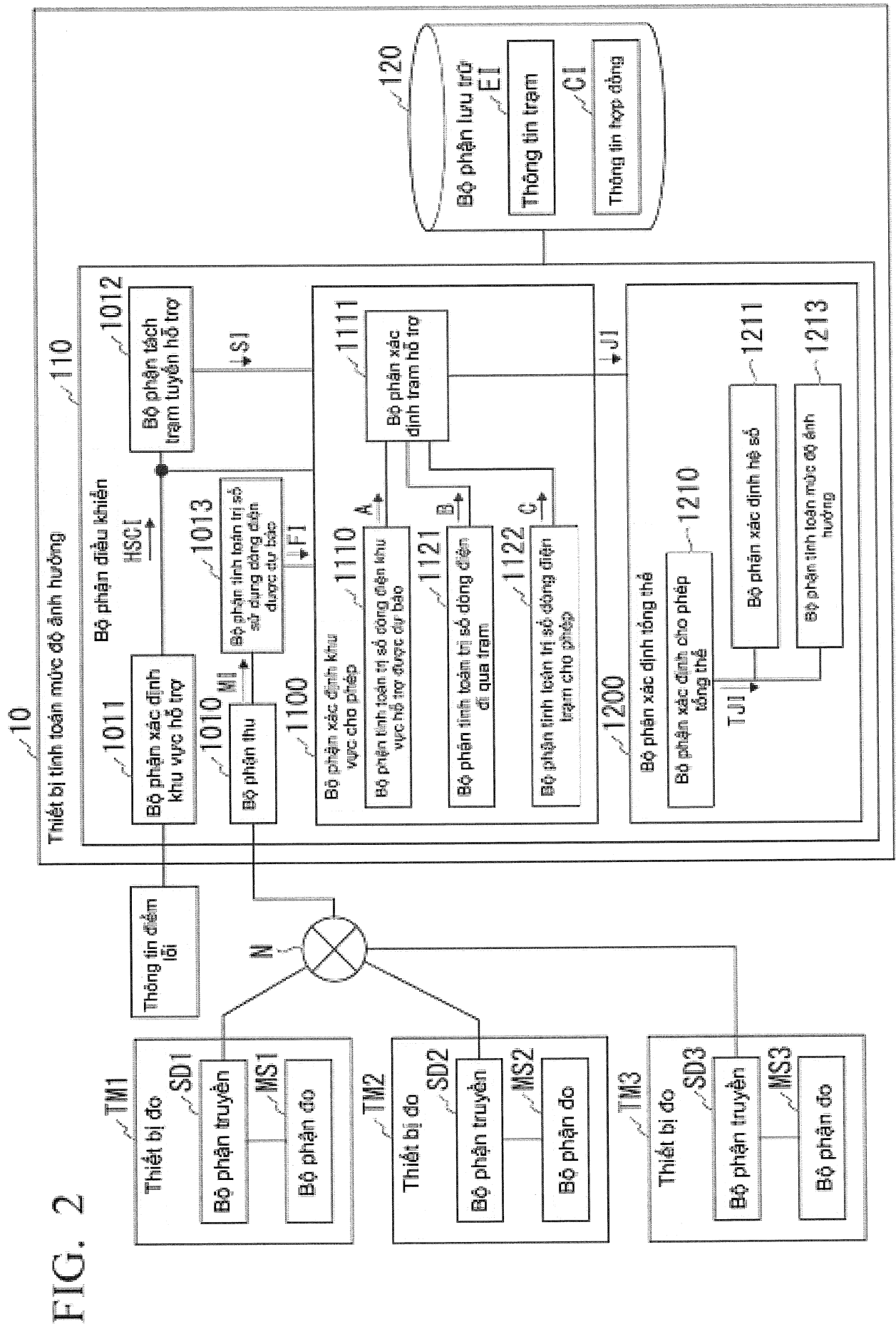


FIG. 3

EI

Hệ thống LA	Trị số dòng điện áp cho phép PQB (A)	Trị số dòng điện đường dây phân phối điện cho phép PL (A)	Trị số dòng điện đường dây phân phối điện khu vực PLS (A)			Trị số dòng điện chuyển mạch cho phép PSW (A)					
			SCn1 (A)	SCn2 (A)	SCn3 (A)	SWn1 (A)	SW1n2n (A)	SWn2 (A)	SW2n3n (A)	SWn3 (A)	
LA1	QB1	L1	SC11	SC12	SC13	SW11	-	SW12	-	SW13	...
	550 (PQB1)	510 (PL1)	510 (PLS11)	510 (PLS12)	510 (PLS13)	600 (PSW11)	SW1222	600 (PSW12)	-	600 (PSW13)	...
LA2	QB2	L2	SC21	SC22	SC23	SW21	600 (PSW1222)	SW22	-	SW23	...
	550 (PQB2)	510 (PL2)	510 (PLS21)	510 (PLS22)	510 (PLS23)	600 (PSW21)	-	600 (PSW22)	SW2131	600 (PSW23)	...
LA3	QB3	L3	SC31	SC32	SC33	SW31	-	SW32	600 (PSW2131)	SW33	...
	550 (PQB3)	480 (PL3)	480 (PLS31)	480 (PLS32)	480 (PLS33)	600 (PSW31)	-	600 (PSW32)	-	600 (PSW33)	...
...	...	...	...	...	...	...	-	...	-	...	...

FIG. 4

Trạm biến áp SS	Hệ thống LA	Máy biến áp QB	Khu vực SC	Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC (A)
SS1	LA1	QB1	SC11	23 (SSC11)
SS1	LA1	QB1	SC12	27 (SSC12)
SS1	LA1	QB1	SC13	31 (SSC13)
SS1	LA2	QB2	SC21	37 (SSC21)
SS1	LA2	QB2	SC22	139 (SSC22)
SS1	LA2	QB2	SC23	118 (SSC23)
SS1	LA3	QB3	SC31	49 (SSC31)
SS1	LA3	QB3	SC32	169 (SSC32)
SS1	LA3	QB3	SC33	70 (SSC33)
...	...	...	...	...

C1

FIG. 5

Hệ thống LA	Trị số dòng điện hệ thống đo được MLA (A)
LA1	81 (MLA1)
LA2	294 (MLA12)
LA3	288 (MLA13)

M1

FIG. 6

Hệ thống LA	Trị số sử dụng dòng điện khu vực được dự đoán FSC (Đơn vị: A)		
	SCn1 (Đơn vị: A)	SCn2 (Đơn vị: A)	SCn3 (Đơn vị: A)
LA1	SC11	SC12	SC13
	27 (FSC11)	27 (FSC12)	27 (FSC13)
LA2	SC21	SC22	SC23
	98 (FSC21)	98 (FSC22)	98 (FSC23)
LA3	SC31	SC32	SC33
	96 (FSC31)	96 (FSC32)	96 (FSC33)

FI

FIG. 7

T1

Hệ thống LA	Trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB (A)	Trị số công suất đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS (A)			Trị số dòng điện đi qua chuyển mạch TSW (A)				
		SCn1 (A)	SCn2 (A)	SCn3 (A)	SW1n1 (A)	SW1n2n (A)	SW2n3n (A)	SW1n3 (A)	...
LA1	QB1	SC11	SC12	SC13	SW11	-	-	SW13	...
	81 (TQB1)	81 (TLS11)	54 (TLS12)	27 (TLS13)	81 (TSW11)	SW1222	-	27 (TSW13)	...
LA2	QB2	SC21	SC22	SC23	SW21	0 (TSW1222)	-	SW23	...
	294 (TQB2)	294 (TLS21)	196 (TLS22)	98 (TLS23)	294 (TSW21)	-	SW2131	98 (TSW23)	...
LA3	QB3	SC31	SC32	SC33	SW31	-	0 (TSW2131)	SW33	...
	288 (TQB3)	288 (TLS31)	192 (TLS32)	96 (TLS33)	288 (TSW31)	-	-	96 (TSW33)	...
...	...	...	...	...	...	-	-	...	...

FIG. 8

J1

	Thông tin tách SI					
	SW1222	SC12	SW12	SC11	SW11	QB1
Thông số A	98A (FSC22)					
Thông số B	0A (TSW1222)	54A (TLS12)	54A (TSW12)	81A (TLS11)	81A (TSW11)	81A (TOB1)
Thông số C	600A (PSW1222)	510A (PLS12)	600A (PSW12)	510A (PLS11)	600A (PSW11)	550A (POB1)
Bộ phận xác định trạm cho phép 1111 (Tỷ lệ sử dụng trạm UR)	○	○	○	○	○	○
	0,16 (URSW1222)	0,30 (URSC12)	0,25 (URSW12)	0,35 (URSC11)	0,30 (URSW11)	0,33 (URQB1)

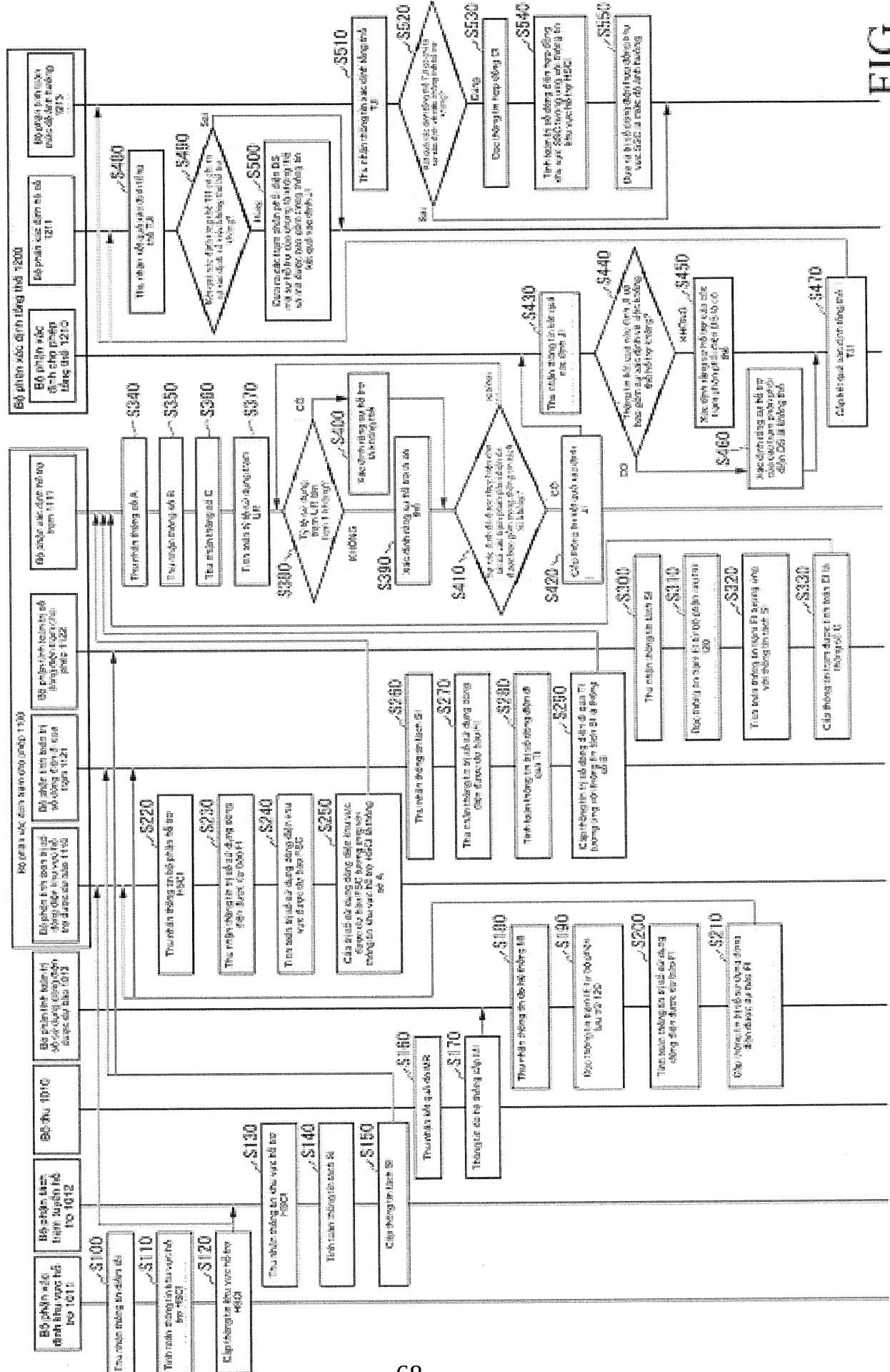
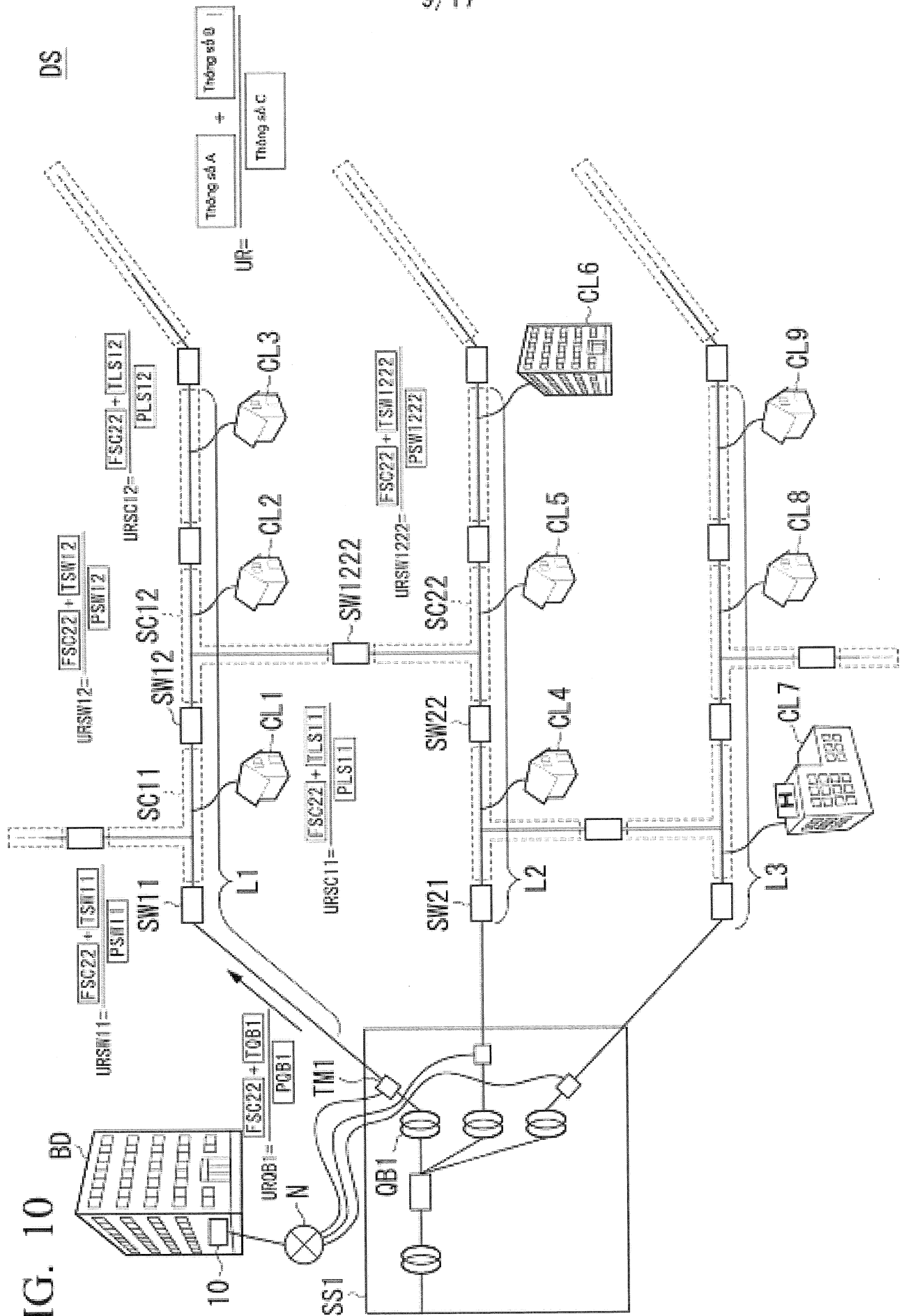


FIG. 9

FIG. 10



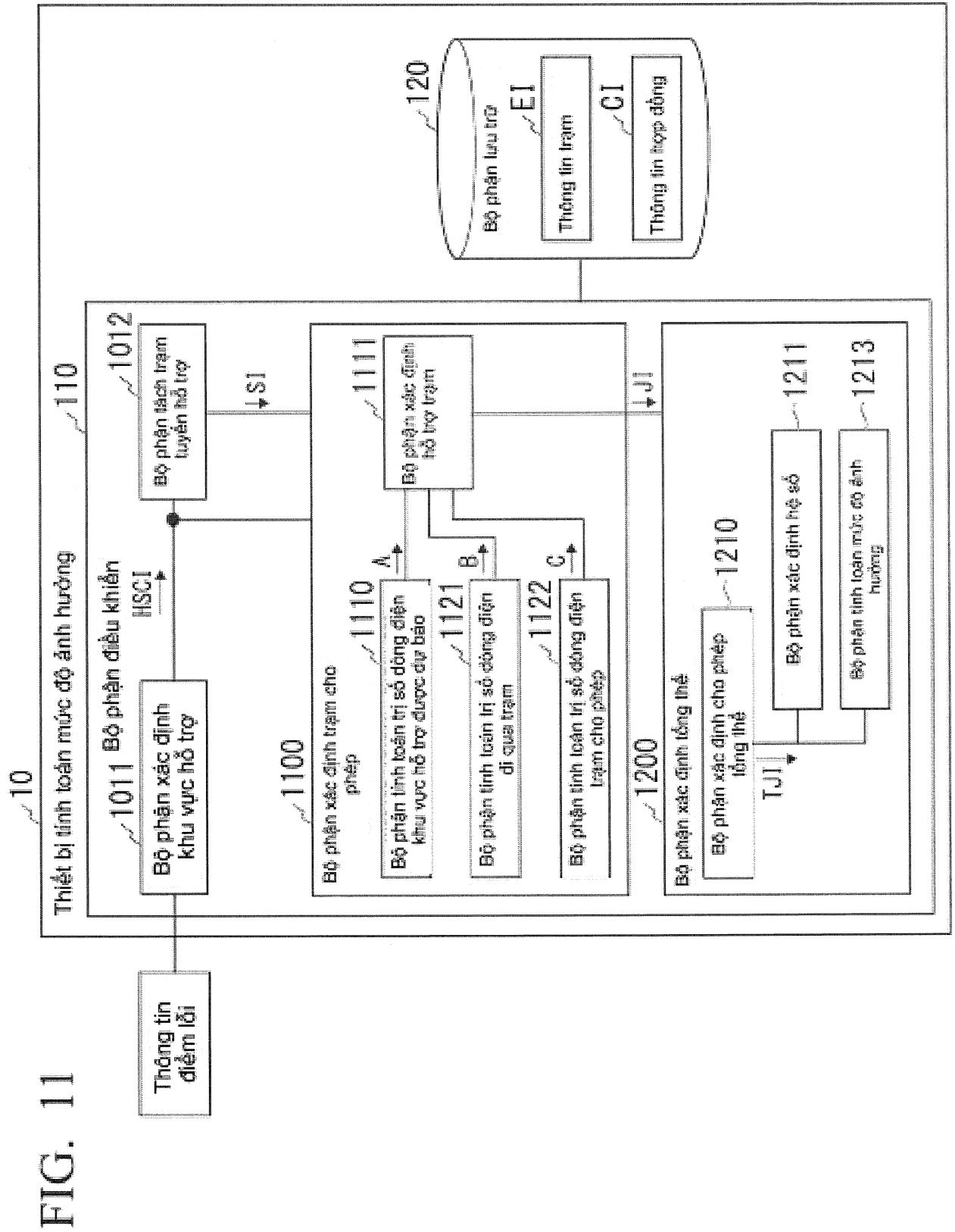


FIG. 12

TI

Hệ thống LA	Trị số dòng điện đi qua máy biến áp TQB (A)	Trị số dòng điện đi qua đường dây phân phối điện khu vực TLS (A)			Trị số dòng điện đi qua chuyển mạch TSW (A)					...
		SCn1 (A)	SCn2 (A)	SCn3 (A)	SWn1 (A)	SW1n2n (A)	SWn2 (A)	SW2n3n (A)	SWn3 (A)	
LA1	QB1	SC11	SC12	SC13	SW11	-	SW12	-	SW13	...
	81 (TQB1)	81 (TLS11)	58 (TLS12)	31 (TLS13)	81 (TSW11)	SW1222	58 (TSW12)	-	31 (TSW13)	...
LA2	QB2	SC21	SC22	SC23	SW21	0 (TSW1222)	SW22	-	SW23	...
	294 (TQB2)	294 (TLS21)	257 (TLS22)	118 (TLS23)	294 (TSW21)	-	257 (TSW22)	SW2131	118 (TSW23)	...
LA3	QB3	SC31	SC32	SC33	SW31	-	SW32	0 (TSW2131)	SW33	...
	288 (TQB3)	288 (TLS31)	239 (TLS32)	70 (TLS33)	288 (TSW31)	-	239 (TSW32)	-	70 (TSW33)	...
...	...	...	...	...	...	-	...	-	...	...

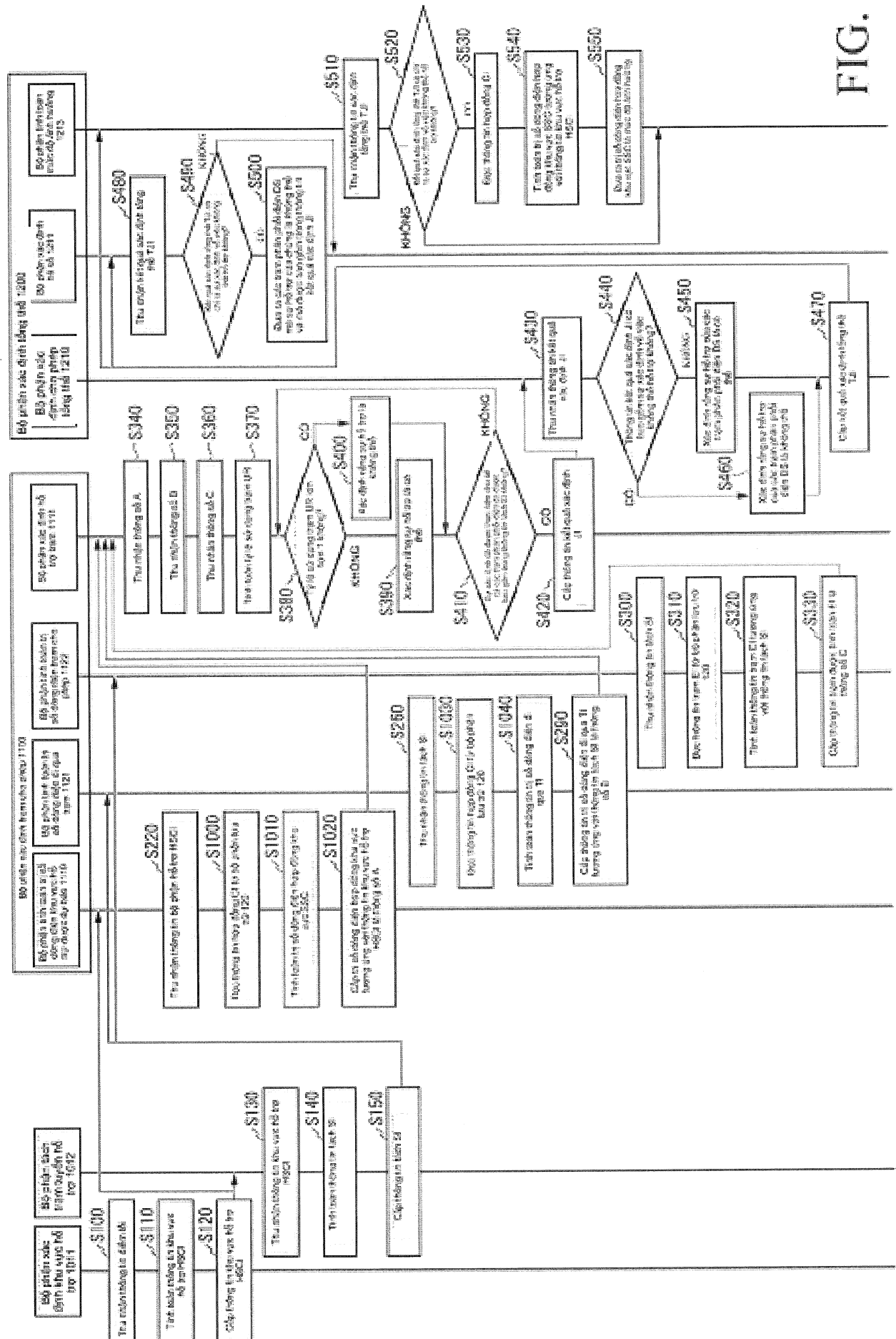


FIG. 13

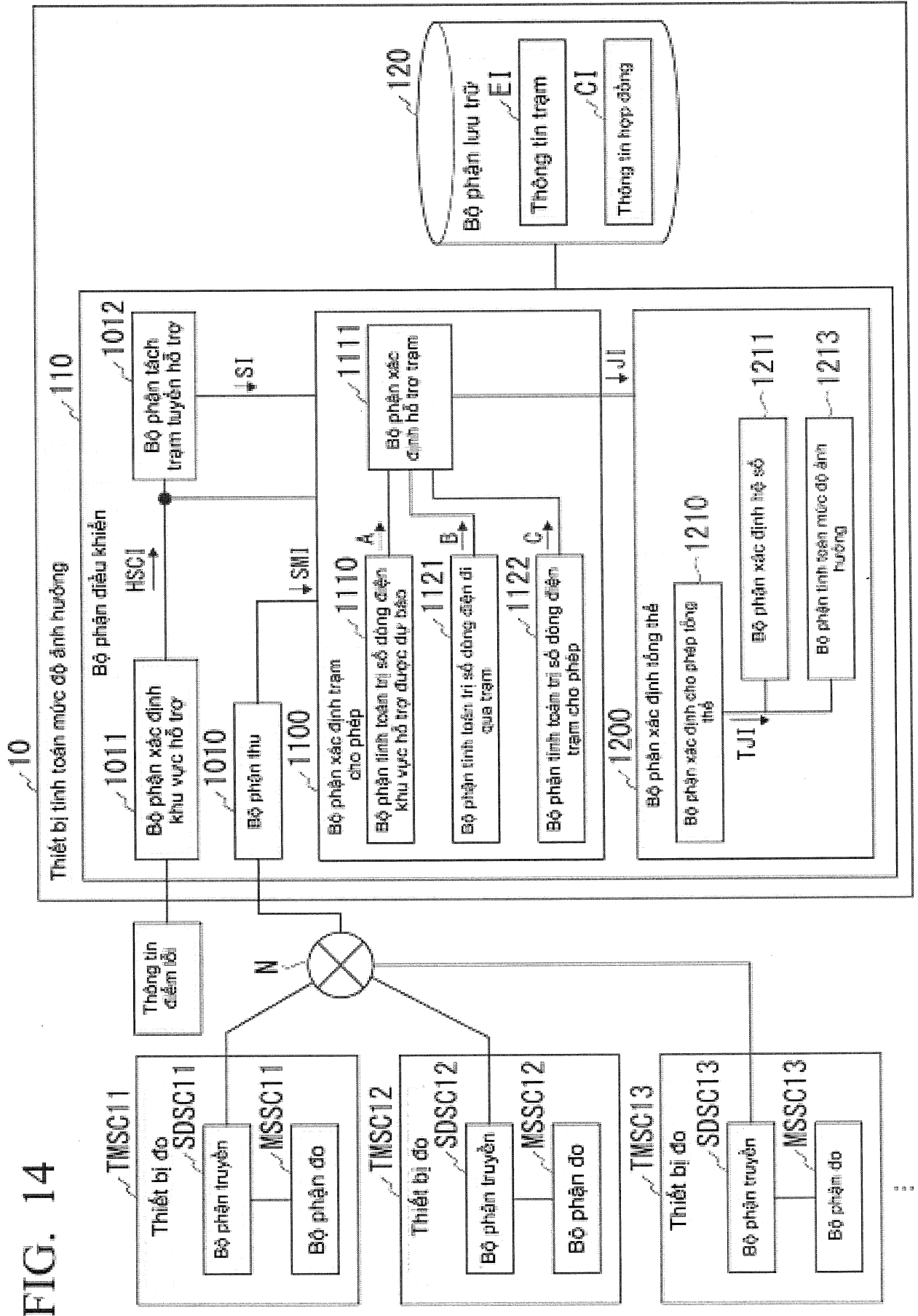


FIG. 15

SMI

Hệ thống LA	Kết quả đo khu vực MSC (Đơn vị: A)		
	SCn1 (Đơn vị: A)	SCn2 (Đơn vị: A)	SCn3 (Đơn vị: A)
LA1	SC11	SC12	SC13
	23 (MSC11)	27 (MSC12)	31 (MSC13)
LA2	SC21	SC22	SC23
	37 (MSC21)	139 (MSC22)	118 (MSC23)
LA3	SC31	SC32	SC33
	49 (MSC31)	169 (MSC32)	70 (MSC33)



FIG. 17

CI

Trạm biến áp SS	Hệ thống LA	Máy biến áp QB	Khu vực SC	Sự ưu tiên khách hàng CLP	Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC (A)
SS1	LA1	QB1	SC11	C (CLP11)	23 (SSC11)
SS1	LA1	QB1	SC12	C (CLP12)	27 (SSC12)
SS1	LA1	QB1	SC13	C (CLP13)	31 (SSC13)
SS1	LA2	QB2	SC21	C (CLP21)	37 (SSC21)
SS1	LA2	QB2	SC22	C (CLP22)	139 (SSC22)
SS1	LA2	QB2	SC23	B (CLP23)	118 (SSC23)
SS1	LA3	QB3	SC31	A (CLP31)	49 (SSC31)
SS1	LA3	QB3	SC32	C (CLP32)	169 (SSC32)
SS1	LA3	QB3	SC33	C (CLP33)	70 (SSC33)
...		...	...	...	...

FIG. 18

CI

Trạm biến áp SS	Hệ thống LA	Máy biến áp QB	Khu vực SC	Sự ưu tiên khu vực SCP	Trị số dòng điện hợp đồng khu vực SSC (A)
SS	LA1	QB1	SC11	C (SCP11)	23 (SSC11)
SS	LA1	QB1	SC12	C (SCP12)	27 (SSC12)
SS	LA1	QB1	SC13	C (SCP13)	31 (SSC13)
SS	LA2	QB2	SC21	C (SCP21)	37 (SSC21)
SS	LA2	QB2	SC22	C (SCP22)	139 (SSC22)
SS	LA2	QB2	SC23	B (SCP23)	118 (SSC23)
SS	LA3	QB3	SC31	A (SCP31)	49 (SSC31)
SS	LA3	QB3	SC32	C (SCP32)	169 (SSC32)
SS	LA3	QB3	SC33	C (SCP33)	70 (SSC33)
...		...	...	...	...