เอกสารแนวทางการสอบเลื่อนระดับใบอนุญาตเป็นสามัญวิศวกร สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า

เรื่อง

ระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า

สารบัญ

บทที่	หน้า
1 Substation	1
2 Power Transformer	8
3 Power Circuit Breaker	24
4 Gas Insulated Substation (GIS)	40
5 Instrument Transformer	56
6 Over Voltage	68
7 Insulation Coordination in Substation	74
8 Distorting Load	84
9 Fault Analysis	90
10 Protection	98
11 Reactive Power Plant	112

บทที่ 1 substation

1. บทนำ

ระบบไฟฟ้าแบ่งเป็น ระบบผลิต (generating system) ระบบส่ง (transmission system) และระบบจำหน่าย (distribution system) สถานที่ที่ใช้เชื่อมระบบเข้าด้วยกันเรียกว่า สถานีไฟฟ้า (substation)

1.1 สถานีไฟฟ้า (substation)

สถานีไฟฟ้า เป็นสถานที่ที่ติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ควบคุมการไหลของพลังงานไฟฟ้าในระบบและอุปกรณ์ปรับเปลี่ยนแรงดันให้สูงขึ้นหรือต่ำลง มีสายส่งหรือโรงไฟฟ้าต่อเชื่อมเข้าและมีอุปกรณ์ระบบควบคุมและป้องกันติดตั้งเพื่อตัดอุปกรณ์หลักออกขณะเกิดลัดวงจรในสายส่ง หรือในสายจำหน่าย หรืออุปกรณ์ในสถานีเกิดความเสียหาย

1.2 การเลือกสถานที่ตั้ง

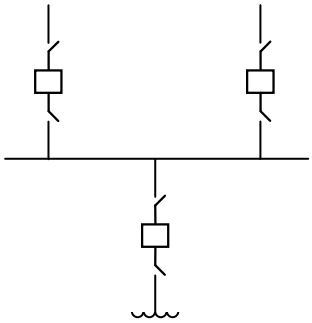
หลังจากวางแผนก่อสร้างสถานี จะทราบอุปกรณ์ที่จำเป็นในสถานี สิ่งต่อไปคือเลือกสถานที่ ซึ่งต้องคำนึงถึงด้านต่างๆ ดังนี้

- ความสวยงามและทัศนียภาพ ต้องไม่ขัดกับสิ่งแวดล้อม กลมกลืนกับสถานที่ใกล้เคียง เช่น ใกล้ชุมชน ใกล้สถานที่ใช้เพาะปลูก ในสถานีจะมีการติดตั้งอุปกรณ์ที่มีลักษณะมีความสูง ประกอบด้วย โลหะ และ porcelain ซึ่งถ้าเสียหายอาจเกิดอันตรายในบริเวณกว้าง ทำให้ต้องออกแบบให้มีระยะห่างระหว่างอุปกรณ์ที่เพียงพอ
- ต้องพิจารณาเรื่องความปลอดภัย อุปกรณ์เตือนภัย เนื่องจากบางสถานีใช้ระบบควบคุมจากทางไกล (remote control) หรือไม่มีผู้ควบคุมอยู่ประจำ (unmanned substation) และต้องคำนึงถึงเรื่องความสะดวกในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์หรือเครื่องมือเข้า-ออกที่สถานี
- เสียง เสียงที่เกิดส่วนใหญ่มาจากการสั่นของแกนเหล็กของหม้อแปลง อาจก่อให้เกิดความรำคาญต่อผู้อยู่อาศัยในบริเวณใกล้เคียง จึงจำเป็นต้องพิจารณาข้อกำหนดของหม้อแปลง (transformer specification) ให้มีการออกแบบระดับความดังของเสียงให้ต่ำไม่สร้างความรบกวน หรือต้องออกแบบให้มีการติดตั้งอุปกรณ์ที่ใช้ลดเสียงรอบหม้อแปลง (low noise transformer) รวมถึงเสียงที่เกิดจากการทำงานของ breaker เช่น air blast circuit breaker และการทำงานของ breaker mechanism ที่ใช้ความดันลมสูง (pneumatic type mechanism)
- มลพิษ ต้องคำนึงถึงผลกระทบจากมลพิษในอากาศที่มีต่ออุปกรณ์ และ มลพิษที่เกิดจากอุปกรณ์ต่อสิ่งแวดล้อม
- ควรเลือกสถานที่ตั้งให้อยู่ใกล้กับ load center โดยเฉพาะในบริเวณที่มี load หนาแน่นเพื่อลดความสูญเสีย (loss) ในสายจำหน่าย

1.3 การออกแบบ layout ของอุปกรณ์ในสถานี

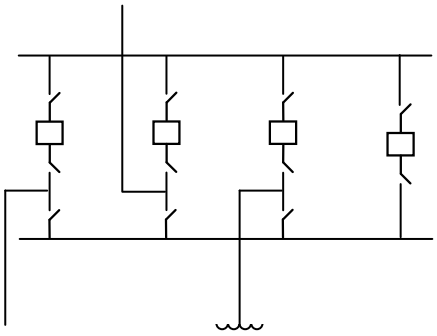
การออกแบบการจัดวางอุปกรณ์ มีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดคุณภาพและสะดวกในการรับ และส่งพลังงานไฟฟ้าโดยคำนึงถึง เงินลงทุน ความน่าเชื่อถือ (reliability) ความมั่นคงของการจ่ายไฟฟ้า (security) ความคล่องตัวและยืดหยุ่น (flexibility) และความสะดวกในการบำรุงรักษา สามารถออกแบบการจัดวางอุปกรณ์ได้หลายแบบ แต่จะกล่าวถึงเฉพาะที่ใช้กันเป็นส่วนใหญ่

1.3.1 single bus arrangement



การจัดแบบนี้เป็นการจัดวาง busbar และอุปกรณ์ตัดตอนแบบพื้นฐานที่มีวัตถุประสงค์ในการจ่ายไฟในช่วงเริ่มต้นเหมาะสำหรับกรณีที่ยังมี load น้อย และมีเพียง 2-3 circuit ต่อเข้าที่สถานี และออกแบบให้สามารถปรับปรุงเป็นลักษณะอื่นที่มีความเหมาะสมได้ง่ายขึ้นในอนาคต เป็นแบบที่ไม่ซับซ้อน ลงทุนน้อย ประหยัด แต่มีข้อเสียคือ ถ้าอุปกรณ์ที่ใช้กับแต่ละวงจรเสียหรือต้องปลดออกเพื่อการบำรุงรักษาก็จะทำให้วงจรนั้นจ่ายไฟไม่ได้ และถ้าเกิดปัญหาขณะจ่ายไฟที่ทำให้ busbar หลุดจากระบบ การจ่ายไฟก็จะหยุดชะงักมีผลทำให้เกิดไฟดับทั้งสถานี

1.3.2 main and transfer bus (single bus with transfer bus)

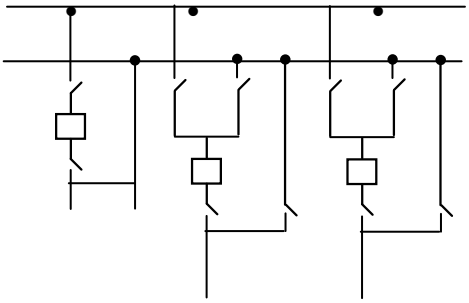


การจัดวางอุปกรณ์ให้มี bus สองชุด ชุดที่ใช้งานเป็นหลักเรียกว่า main bus ชุดที่สองเรียกว่า transfer bus และจัดให้มี breaker หนึ่งชุดเรียกว่า tie breaker เตรียมไว้ใช้แทนในขณะที่บำรุงรักษา line breaker หรือ transformer breaker การจัดแบบนี้มีความยืดหยุ่นในการทำงานบำรุงรักษา breaker มากขึ้น แต่ยังคงมีปัญหาการจ่ายไฟขณะเกิด bus fault จึงเหมาะกับสถานีที่มีวงจรต่อเข้าไม่เกิน 6-7 วงจร

1.3.3 double bus arrangement / duplicated bus

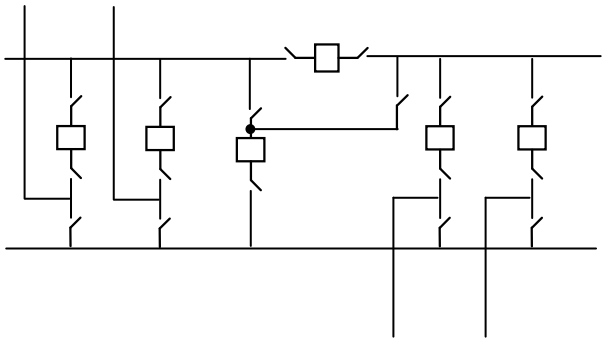
จัดให้มี main busbar สองชุด สามารถออกแบบการต่อ วงจร เข้าได้สองแบบ

1.3.3.1 double bus-single breaker



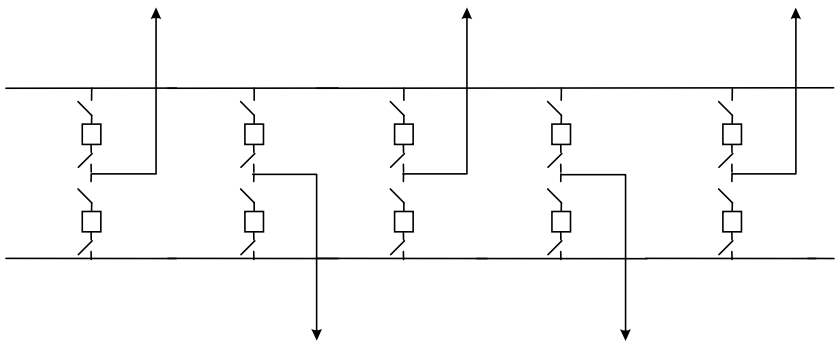
จัดให้มี main bus สองชุด breaker ต่อ series กับ line และมีใบมีดสองชุดเพื่อใช้เลือกว่าจะให้ line ต่อเข้ากับ bus ที่ 1 หรือ 2 มี breaker หนึ่งตัวทำหน้าที่ต่อเชื่อม bus ทั้งสองเข้าด้วยกัน (bus coupler breaker) การจัดมีความมั่นคงเพราะสามารถเลือกรับหรือจ่ายไฟได้จาก bus ใดก็ได้ ใช้ breaker เพียงหนึ่งชุดต่อหนึ่งวงจร ขณะบำรุงรักษา line breaker จะต้องปลด line นั้นออก เว้นแต่จะจัดให้มีใบมีด (disconnecting switch) เพื่อใช้ ต่อ line เข้ากับ bus ใด bus หนึ่งโดยตรง (by-pass) แต่ต้องอาศัยระบบป้องกันอื่นทำหน้าที่ป้องกัน line นั้นแทน

1.3.3.2 double bus with transfer bus



การจัดวาง busbar และอุปกรณ์ตัดตอนแบบนี้เหมือนกับมี main and transfer bus สองชุด แต่มีการเพิ่ม bus coupling breaker พร้อม tie breaker ให้หนึ่งชุด โดยที่ สามารถใช้ tie breaker แทน breaker ใดก็ได้ เป็นการจัดวางอุปกรณ์ที่แก้ไขจุดอ่อนกรณีเกิด bus fault ได้ระดับหนึ่ง ทั้งปริมาณกระแสลัดวงจร และ จำนวนวงจรที่จะหลุดออกจาก bus และสามารถบำรุงรักษาโดยไม่ต้องดับไฟ

1.3.3.3 double bus-double breaker

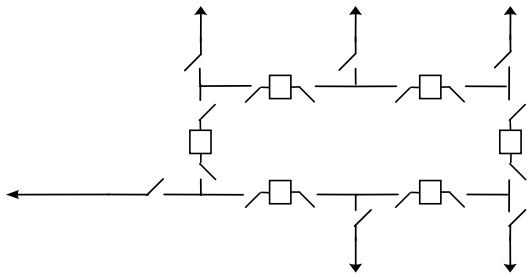


จัดให้มี bus สองชุด สามารถต่อ line เข้าที่ bus ทั้งสองได้โดยใช้ breaker 2 ตัวต่อเข้าที่แต่ละ bus การจัดมีความมั่นคงเพราะสามารถเลือกรับหรือจ่ายไฟได้จาก bus ใดก็ได้เช่นกันด้วย breaker หนึ่งชุดต่อหนึ่ง bus มีความคล่องตัว จะไม่มีปัญหาในการบำรุงรักษา breaker แต่ละตัว เพราะยังมี breaker อีกตัวพร้อมระบบป้องกันในขณะที่ line ยังคงใช้งานอยู่ เมื่อ bus ใดเกิด fault ก็ยังคงจ่ายไฟได้จาก bus ที่เหลือโดยมีระบบป้องกันของ bus และ line ที่ยังต่ออยู่ การออกแบบชนิดนี้จะมีค่าลงทุนสูง แต่มีความมั่นคงในการจ่าย load และมีความสะดวกในการบำรุงรักษาอุปกรณ์มากที่สุด

1.3.4 ring bus

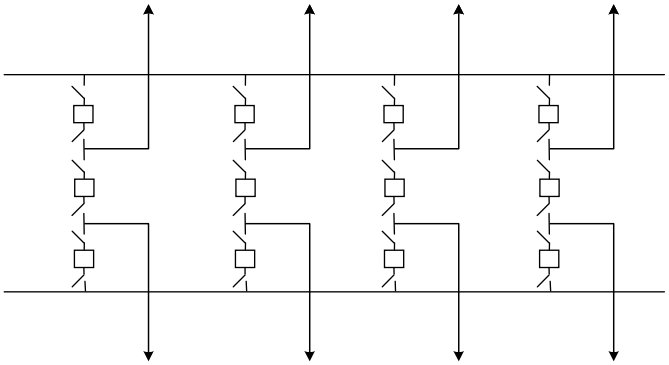
ออกแบบให้ bus ต่อกันเป็นวง (ring) ด้วย breaker จะต่อ line เข้าที่จุดต่างๆ ของวง สามารถออกแบบ ring bus ได้ สองแบบคือ

- ใช้ใบมีด (disconnecting switch) เพื่อตัดต่อ bus ตรงตำแหน่งที่ต่อ line เข้า จะมีใบมีดต่อ series กันในวง ใช้ breaker เพื่อตัดต่อ line ก่อนต่อเข้าตรงจุดระหว่างใบมีด จะทำให้สามารถเพิ่มความมั่นคงของสถานีได้ ในกรณีเกิด bus fault สามารถแยกส่วนที่เกิด bus fault ออกด้วยใบมีด ส่วนที่เหลือยังคงใช้งานต่อไปได้ แต่ถ้าใบมีดเกิดเสียหายจะทำให้ต้องปลด line ที่อยู่ใกล้ใบมีดทั้งสองออก เว้นแต่จะมีใบมีดสองตัวต่อ series กัน การต่อแบบนี้ไม่เป็นที่นิยม



- ใช้ breaker เพื่อตัดต่อ bus ตรงตำแหน่งที่ต่อ line เข้า จะมี breaker ต่อ series กัน ในวง ที่ปลายทั้งสองของ breaker ก่อนต่อเข้า bus จะมีใบมีดติดตั้งเพื่อสามารถแยก breaker ออกในเวลาบำรุงรักษา มีใบมีดเพื่อใช้ตัดต่อ line ก่อนต่อเข้าตรงจุดระหว่างใบมีด จะทำให้สามารถเพิ่มความมั่นคงของสถานีได้สูงขึ้น ในกรณีเกิด bus fault สามารถแยกส่วนที่เกิด bus fault ออกด้วย breaker ส่วนที่เหลือยังคงใช้งานต่อไปได้ ควรสลับตำแหน่งต่อ source หรือ input line และ load หรือ output line กันรอบ ring bus จึงเป็นข้อจำกัด การออกแบบนี้ควรมีวงจรต่อเข้า bus ไม่เกิน 6 วงจร ขณะทำการบำรุงรักษา breaker จะสูญเสียความมั่นคงในการจ่ายไฟ เนื่องจากอุปกรณ์หรือ line ที่เหลือจะมีลักษณะการต่อเป็น single bus bar สามารถปรับปรุงเป็น one and a half ได้ในอนาคต

1.3.5 one and a half breaker



จัดให้มี bus bar สองชุด มี breaker สามตัวต่อ series กัน ปลายแต่ละด้านแยกต่อเข้าที่ bus ที่อยู่ใกล้ และนำ line ต่อเข้าที่ตำแหน่งระหว่าง breaker ทำให้สามารถใช้ breaker สามตัวต่อสองวงจรโดยที่ line ทั้งสองใช้ breaker ตัวกลางร่วมกัน มีความมั่นคงในการจ่ายไฟและสะดวกในการบำรุงรักษา ในขณะซ่อมหรือบำรุงรักษา breaker ที่ติดกับ bus จะทำให้ line ที่เกี่ยวข้อง และ line ที่ต่ออยู่ในกลุ่มเดียวกันมีลักษณะต่อ series กัน ทำให้ทั้งสอง line ไม่มั่นคง

การจัดวางอุปกรณ์แบบนี้เป็นที่นิยม เพราะสามารถแก้ข้อเสียต่างๆ ที่มีในวิธีจัดวางอุปกรณ์แบบอื่นๆ ช่วยให้การจ่ายไฟต่อเนื่องและมีคุณภาพ แต่ก็มีข้อเสียคือใช้เงินลงทุนสูง และ breaker จะต้องมี current rating ไม่น้อยกว่าสองวงจรรวมกัน

การออกแบบ จะเลือกการจัด bus ให้เป็นชนิดใดต้องคำนึงถึง เงินลงทุน ความน่าเชื่อถือ (reliability) ความมั่นคงในการจ่ายไฟ (security) ความยืดหยุ่น (flexibility) ความคล่องตัว และความสะดวกในการบำรุงรักษา นอกจากนี้ยังต้องคำนึงถึงความต้องการในระยะแรก และการขยายในอนาคต ซึ่งหมายถึงจะมีจำนวน line หรือ จำนวนหม้อแปลงเพิ่มขึ้นอีกเท่าไร จำเป็นต้องปรับปรุงเปลี่ยนลักษณะการจัด bus เป็นแบบอื่นหรือไม่ และยังต้องจัดเตรียมสถานที่เพื่อวางอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น และการปรับปรุง bus ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต

1.4 การออกแบบ insulation ในแง่ coordination และ pollution

อุปกรณ์ในสถานีต้องทนแรงดันใช้งานปกติ (nominal system voltage) และแรงดันที่สูงกว่าปกติชั่วขณะ (transient over voltage) ที่เกิดขึ้น ได้แก่ circuit breaker interruption, แรงดันจากฟ้าผ่า (impulse over voltage) และแรงดันที่เกิดจากการนำอุปกรณ์เข้า-ออก เช่น capacitor bank หรือ line ยาวๆ (switching surge over voltage) รวมถึงแรงดันที่เกิดจากการสะท้อนกลับ (reflected voltage) ที่อาจเกิดขึ้นในสถานี การ energize หรือ de-energize bus ใน GIS ดังนั้น ความสามารถทนแรงดันได้ของอุปกรณ์ที่จะซื้อต้องมีค่าสูงกว่าแรงดันเกินที่เกิดขึ้น โดยเปรียบเทียบค่าแรงดันเกินที่เกิดขึ้น กับแรงดันระดับทนได้ของอุปกรณ์ในมาตรฐานสากล และให้เลือกระดับที่สูงกว่า

ระยะห่างของอุปกรณ์ต้องเหมาะสม ทั้งระหว่างอุปกรณ์กับอุปกรณ์ และอุปกรณ์กับผู้ปฏิบัติงาน รวมถึงพาหนะและเครื่องจักร ที่จะนำเข้าไปใช้ในสถานีเพื่อการติดตั้ง หรืองานซ่อมบำรุง บางสถานที่อยู่ใกล้ที่มีสัตว์จำพวก แมลง นก หนู และ งู อาศัยอยู่เป็นจำนวนมาก จะทำให้มีโอกาสเกิด flashover ได้ การป้องกันความเสียหายที่เกิดจากสัตว์ต้องอาศัยประสบการณ์ที่ผ่านมาด้วย

1.4.1 การป้องกันอุปกรณ์จากแรงดันที่สูงเกิน

ในสถานีจำเป็นต้องมีอุปกรณ์ที่ป้องกันแรงดันสูงเกิน (over voltage) กล่าวโดยทั่วไปแล้วฟ้าผ่า เป็นเหตุการณ์ที่ทำให้เกิดแรงดันสูงผิดปกติและเป็นอันตรายต่ออุปกรณ์อันดับแรก มีบางแห่งอาจเกิดจากการปลด-สับอุปกรณ์ (switching over voltage) การป้องกันจะใช้ surge arrester รวมถึงการใช้ shielding overhead ground wire เพื่อป้องกัน หรือลดระดับความรุนแรงของแรงดันเกินให้ต่ำลง

1.4.2 การออกแบบเพื่อทนต่อ pollution

insulator ที่ติดตั้งในสถานีที่อยู่ใกล้ชายทะเลอาจเกิดการ flashover ได้ถ้ามีภาวะมลพิษจำพวกไอเกลือ หรือสถานีที่ตั้งอยู่ใกล้โรงงานอุตสาหกรรม ฝุ่นของสารเคมีหรือจากกระบวนการผลิต ที่ปลิวลอยมาเกาะที่ insulator อาจทำให้เกิด flashover ในขณะอากาศชื้น นอกจากนั้นบางแห่งมีปัญหาจากมูลนก การป้องกัน flashover โดยการเพิ่มจำนวนลูกถ้วย หรือเพิ่มความยาวครีบ (skirt) ของลูกถ้วย และ bushing (long creepage distance insulator) เป็นวิธีหนึ่ง แต่ปัญหาเหล่านี้อาจไม่สามารถแก้ไขหรือป้องกันได้ง่ายนัก อาจจำเป็นต้องแก้ไขที่ต้นเหตุโดยตรง หรือหามาตรการป้องกันไม่ให้เกิดมลภาวะบนลูกถ้วย หรือหาทางทราบล่วงหน้าเพื่อเตรียมการ

1.5 การเลือกอุปกรณ์และโครงเหล็กให้สามารถทนแรงทางกลที่เกิดขึ้นขณะเกิดลัดวงจร

ทั่วไปการออกแบบโครงเหล็ก busbar insulator และอุปกรณ์ในสถานีจะต้องทนแรงปะทะที่เกิดจาก ลม และ แรงดึง-แรงผลัก ที่เกิดขึ้นระหว่างอุปกรณ์กันเองหลังติดตั้ง นอกจากนั้นต้องคำนึงถึงแรงที่เกิดขึ้นที่ส่วนต่างๆ ในขณะเกิดลัดวงจรด้วย กระแสลัดวงจรอาจมีปริมาณสูงกว่า load ปกติถึง 20 เท่า ซึ่งจะทำให้เกิดแรงขึ้นบนลวดตัวนำตรงส่วนที่มีกระแสลัดวงจรไหลผ่าน แรงที่เกิดขึ้นจะสูงที่สุดตรงจุดที่กระแสลัดวงจรมีปริมาณเท่ากับ asymmetrical peak

1.5.1 ระยะห่างที่ปลอดภัย

ต้องออกแบบให้มีระยะห่างระหว่างอุปกรณ์กับอุปกรณ์ และ อุปกรณ์กับดิน (ground) ที่เหมาะสมเพื่อป้องกัน flashover นอกจากนั้นต้องคำนึงระยะห่างปลอดภัยในกรณีคนเข้าไปทำงานบำรุงรักษาอุปกรณ์หน่วยงานต่างๆ อาจกำหนดระยะห่างเป็นมาตรฐานเอง หรือจะใช้ข้อแนะนำตามมาตรฐานสากลที่กำหนด minimum clearance ในอากาศตามจุดต่างๆ อ้างอิงในการออกแบบ และ จำเป็นต้องคำนึงถึงเครื่องจักร เช่น รถ crane ที่นำเข้าไปใช้ทำงานในขณะที่อุปกรณ์ข้างเคียงยังมีไฟต่ออยู่

1.5.2 ระบบดิน (grounding system)

จุดประสงค์การอออกแบบระบบ ground ในสถานีคือ ต้องการให้เกิดความปลอดภัยทั้งตัวอุปกรณ์และคนที่เข้าไปทำงานในสถานี

ระบบ ground ในสถานี จะประกอบด้วย เส้นลวดทองแดงที่ฝังอยู่ใต้ดิน วางต่อเชื่อมกันเป็นลักษณะตาข่าย (grid) คลุมทั่วทั้งพื้นที่ในสถานี และมีการตอกแท่งโลหะเหล็กชุบทองแดงแท่งยาวลงในดิน (ground rod) และ ต่อปลายของแท่งเข้ากับลวดทองแดง หรือ grid พื้นหน้าผิวดินที่เปิดโล่งจะมีก้อนหินเล็กปิดหน้าดินไว้เพื่อรักษาความชื้นในดิน และเพิ่ม resistance ระหว่าง คนกันดิน การออกแบบ grounding system

- วัดค่า earth resistivity ที่สถานีที่ตำแหน่งความลึกต่างๆ กัน ควรวัดหลายๆ ตำแหน่ง และหลายทิศทาง
- คำนวณหาค่า ground resistance
- หาขนาดของเส้นลวดทองแดง (ground conductor)

- คำนวณ step และ touch voltage

โครงอุปกรณ์ (structure/casing/housing) ต้องต่อจุดต่อลงดินเข้ากับ ground grid ซึ่งรวมถึงเหล็กที่ใช้เสริมให้เกิดความแข็งแรงของอาคาร และรั้ว

ในเวลาเกิดลัดวงจรจะมีกระแสไหลสูง ทำให้ ground grid มีแรงดันสูงขึ้นเมื่อเทียบดินที่อยู่ห่างออกไป จึงต้องระวังวงจรแรงต่ำเข้ามาที่สถานี ไม่ว่าวงจรนั้นจะมีการต่อลงดินที่สถานี หรือที่ต้นทางที่ไกลจากสถานีเช่น ระบบโทรศัพท์ อาจมีแรงดันที่ในสถานี และที่นอกสถานีต่างกันในเวลานั้น หรือมีการนำระบบ power supply จากสถานีไปใช้ภายนอก จึงควรแยกด้วย isolating transformer และต้องระวังสายนำสัญญาณที่ส่งไปภายนอกสถานี เช่น trip signal cable ที่ส่งไปสถานีของลูกค้าที่อยู่ใกล้ๆ ก็อาจเกิดปัญหาเช่นเดียวกัน นอกจากนั้นระบบประปา ท่อน้ำที่ใช้ดับเพลิง ควรใช้ท่อที่ไม่เป็นโลหะ

1.6 แหล่งจ่ายไฟฟ้าในสถานี (auxiliary power for station)

อุปกรณ์ที่ติดตั้งในสถานีต้องการไฟจาก ac supply หรือจาก dc supply หรือทั้งสองอย่างระบบ dc supply อุปกรณ์พวก protective relay, อุปกรณ์ระบบ communication, tripping closing circuit ของ breaker อุปกรณ์ระบบ alarm เป็นต้น ต้องการไฟจากระบบ dc supply

dc supply battery เป็นแหล่งจ่ายไฟ dc การคำนวณขนาด ampere-hour rating ของ battery ขึ้นอยู่กับ

- continuous load เช่น ไฟที่ใช้ต่อเข้าวงจรที่ทำงานตลอดเวลา
- ระยะเวลาหรือจำนวนชั่วโมง ที่ยังสามารถจ่าย dc power ได้ (discharge hour) ขณะที่ไฟ ac power หายไป
- ระดับแรงดันต่ำสุดในเวลาที่สิ้นสุด discharge hour เพื่อให้ breaker สามารถทำงานได้
- อายุการใช้งานของ battery

  ชนิด vent type และ ชนิด sealed type ที่เรียกว่า maintenance free battery ซึ่งอายุการใช้งานจะสั้นกว่าระบบ vent type

battery bank จะประกอบด้วย หลาย cell มาต่อ series กัน เป็น battery system ซึ่งมี charger ที่จ่ายไฟ dc เพื่อ charge battery ตลอดเวลา และจ่ายไฟให้ continuous load

การ charge อาจเกิดไอกรด และกาซไฮโดรเจน จึงต้องระบายอากาศในห้อง battery

บางสถานีต้องการไฟจาก dc supply ที่มีเสถียรภาพ จำเป็นต้องมีการจัดเตรียมไว้สองชุด (duplicated bank) และแยก load ให้ใช้คนละระบบ

ac supply เป็นแหล่งจ่ายไฟให้ motor ของ cooling fan, tap-changer/ transformer, compressor motor spring charge motor ของ breaker, air-condition, battery charger, ไฟแสงสว่าง, ไฟปลั๊ก และระบบไฟที่ใช้กับเครื่องมืองานบำรุงรักษา เช่น oil purifier

ระบบไฟ ac ที่มั่นคงควรจัดเตรียมเพื่อให้จ่ายไฟได้จากสองระบบ คือมี duplicate เลือกจ่ายด้วย automatic transfer switch

บทที่ 2 power transformer

2.1 บทนำ

หม้อแปลง (power transformer) เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในสถานี และสำคัญในระบบไฟฟ้า เป็นอุปกรณ์ที่ใช้เปลี่ยนแรงดันให้สูงขึ้นเพื่อให้เหมาะสมกับระบบส่งกำลังไฟฟ้า และเปลี่ยนแรงดันให้ต่ำลง เพื่อให้เหมาะสมกับระบบจำหน่าย

2.2 ข้อกำหนดเฉพาะ (specification)

ผู้ซื้อสามารถจัดทำข้อกำหนดเฉพาะ (specification) ขึ้นเอง โดยมีเนื้อหาหลักเป็นไปตามมาตรฐานสากล เช่น IEC std, IEEE/ANSI std. และระบุความต้องการ ขนาด ลักษณะ ต่างๆ ไว้ในเอกสารระบุพิกัดและรูปร่าง (ratings and features) ตัวอย่างเนื้อหาของ specification ได้แก่

แรงดันของขดลวดแต่ละชุด	ความถี่ของระบบไฟฟ้า
MVA ตาม cooling ต่างๆ ที่กำหนด	cooling
แรงดันสูงสุดของระบบในแต่ละด้าน	insulation level ของแต่ละขดลวด และ neutral
creepage distance ของ bushing	off-load / on-load tap-changer
tapping range	ตำแหน่งติดตั้ง tap-changer
vector group	% impedance voltage ที่ max. rating
top oil temperature rise	winding temperature rise
ระดับความดัง (noise)	bushing current transformer
system fault level	losses evaluation factor
bonus for losses	penalty for losses
จำนวนหม้อแปลงที่ต้องการซื้อ	สถานที่ส่งและวันที่ส่งของ

ในกรณีที่หม้อแปลงมีขนาดใหญ่อาจมีปัญหาเรื่องการขนส่ง ควรระบุขนาดและน้ำหนักให้เหมาะสมกับท่าเรือ เส้นทางขนย้าย และ การติดตั้งที่สถานี

ในกรณีที่ต้องการนำหม้อแปลงไปใช้งานเพื่อขนานกับหม้อแปลงที่ใช้งานอยู่ในสถานี ควรแจ้งข้อมูลของหม้อแปลงเก่าที่ใช้งานอยู่ให้ผู้ผลิตทราบ เช่น

MVA rating vector group voltage ratio / range

impedance voltage ที่ตำแหน่ง max-normal-min tap position

tap-changer control scheme

นอกจากนี้ผู้ซื้ออาจระบุข้อจำกัดต่างๆ ที่อาจเป็นประโยชน์กับการออกแบบของผู้ผลิต เช่น สีของ tank, ระบบ sealing ของ conservator, จำนวน fault / short circuit ที่เกิดขึ้นต่อปี (rate of fault occurrence) และรวมถึงการทดสอบพิเศษนอกเหนือจากระบุในมาตรฐานสากล การกำหนดในสิ่งที่ต้องการที่นอกเหนือ หรือต่างไปจากมาตรฐานของผู้ผลิต ซึ่งมักกระทบกับราคา และสิ่งสำคัญอาจทำให้ผู้ผลิตจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงวิธีการผลิตไปจากมาตรฐานของบริษัท อาจทำให้กระทบกับคุณภาพของหม้อแปลง จึงควรพิจารณาถึงความต้องการว่ามีจำเป็นจริง

2.3 ความสูญเสีย (losses) และ impedance

ความสูญเสียในหม้อแปลงมี สองชนิด คือ

2.3.1 no-load loss

เกิดขึ้นขณะป้อนไฟ (energize) เข้าขดลวดหม้อแปลงขดหนึ่ง และขดที่เหลือไม่ต่อกับ load หรือ open ไว้ กระแสที่ไหลในขดลวดขณะนั้นเรียกว่า no-load current รูปร่างของกระแสจะเพี้ยนรูป ไม่เป็น sinusoidal wave เพราะประกอบด้วยกระแส harmonic และจะเพี้ยนรูปมากขึ้นในขณะที่แรงดันเพิ่มสูงขึ้น เป็นเพราะแกนเหล็ก (steel core) มีคุณลักษณะเป็น non-linear

กระแส no-load และ loss มีความสัมพันธ์กับ flux density, frequency, ปริมาณเหล็ก / ชนิดของเหล็ก (grade) / ความหนาของเหล็กที่ใช้ทำแกน ตลอดจนการออกแบบและเทคนิคการประกอบแกนเหล็ก การวัด no-load loss ต้องคำนึงถึงเครื่องมือวัด เพราะกระแสที่วัดมี harmonic ผสมอยู่ และกระแสมี power factor ต่ำมาก

2.3.2 load loss

ความสูญเสียนี้เกิดขึ้นในขณะที่หม้อแปลงจ่าย load ความสูญเสียเกิดจาก

- ความต้านทานของลวดตัวนำ I^2R
- eddy current loss ในขดลวด และ
- stray loss ใน ส่วนประกอบที่เป็นเหล็ก เช่น tank, core clamp

load loss ที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่คือ I^2R และส่วนที่เหลือเป็น loss ที่เกิดจาก leakage flux

ขดลวด มีลักษณะที่เกิดจากการพันลวดตัวนำแต่ละ turn ทับกันแน่น และแต่ละขดมีลักษณะเกี่ยวกันหรือสัมพันธ์กันด้วยเส้นแรงแม่เหล็ก (magnetic coupling) ในขณะ no-load ส่วนใหญ่ของ magnetic flux จะไหลวนอยู่ในแกนเหล็ก เมื่อจ่าย load จะเกิด ampere-turn ของขดลวดแต่ละชุด ทำให้เกิด leakage flux ไหลอยู่ในช่องว่างระหว่างขดลวด มีผลทำให้ flux ทั้งหมดไม่ได้คล้องขดลวดทั้งหมดเท่ากัน

leakage flux ที่เกิดขึ้นจะมีผลทำให้

- เกิดแรงระหว่างขดลวดที่มี short circuit ไหลผ่าน
- เกิด eddy current loss ในลวดตัวนำของขดลวด
- เกิด stray loss ในส่วนที่เป็นเหล็ก
- ต้องใช้ reactive power และทำให้เกิด reactive voltage drop

การวัด load loss ก็ไม่ง่ายเช่นเดียวกัน เพราะไม่สามารถวัดความสูญเสียได้ที่อุณหภูมิสูงสุดขณะมีกระแสพิกัดไหลได้โดยตรง ความต้านทาน (resistance) ของขดลวดจะเพิ่มตามอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น I^2R loss จะแปรผันตรงกับค่าความต้านทาน แต่ eddy current loss แปรผันกลับกับค่าความต้านทาน ดั้งนั้น loss ที่วัดได้จะถูกคำนวณเปลี่ยนเป็นที่อุณหภูมิมาตรฐานที่ 75°C หรือที่ 85°C ตามชนิดของฉนวน 105°C หรือ 120°C ที่ใช้ตามลำดับ เพื่อใช้เป็นค่า guarantee ปัญหาหนึ่งที่พบคือไม่สามารถวัดค่าอุณหภูมิของขดลวดได้ละเอียดถูกต้องนัก โดยเฉพาะอย่างยิ่งในขณะที่อุณหภูมิของลวดตัวนำกำลังเปลี่ยนแปลง และ stray loss ขึ้นอยู่กับค่าความต้านทานของเหล็กแต่ละชนิดที่ใช้ ซึ่งมีค่า resistance coefficient ต่างจากทองแดง อาจไม่คงที่และเปลี่ยนไปตามอุณหภูมิ รวมทั้งยังไม่สามารถวัด eddy current loss ในขดลวดแยกออกจาก stray loss ได้

ในหม้อแปลงรุ่นใหม่ๆ จะมี load losses ต่ำ ทำให้ power factor ของวงจรที่วัดต่ำมาก หม้อแปลงที่มี capacity ยิ่งมาก power factor ยิ่งต่ำ ต้องเลือกใช้ watt-meter ให้เหมาะสม

2.3.3 impedance

impedance ระหว่างขดลวดคู่หนึ่งอาจระบุเป็นค่า per unit impedance สามารถหาได้โดยป้อนแรงดันเข้าที่ขดลวดที่หนึ่ง และ short ขดลวดที่สองไว้ อ่านค่าแรงดันขณะที่มีกระแสขนาดเท่าพิกัด (rated current) ไหลในขดลวด ค่าแรงดันที่อ่านได้หารด้วยค่าแรงดันพิกัด (rated voltage) จะได้ค่า per unit voltage หรือ per unit impedance เนื่องจากเป็นแรงดันที่มีกระแสพิกัดเหมือนกัน หากคูณค่าที่คำนวณได้ด้วย ร้อยจะเป็นค่าเปอร์เซ็นต์ เรียกว่า percent impedance voltage

per unit impedance = Z ประกอบด้วย

per unit resistance = R คือ load loss เป็น kW หารด้วย kVA rating และ

per unit leakage reactance = X คือ kVAR ที่เกิดขึ้นขณะวัด หารด้วย kVA rating

มีความสัมพันธ์กันคือ $Z^2 = R^2 + X^2$ ค่า Z, R และ X สามารถทำเป็น ohm ได้ โดยคูณ per unit ด้วยค่า rated impedance = V^2/kVA

positive และ negative sequence impedance ของ หม้อแปลงสามเฟส จะมีค่าเท่ากัน การวัดหาค่า positive sequence impedance จะใช้ source ที่เป็นไฟ balanced three phase

ส่วน zero sequence impedance ของขดลวด จะขึ้นอยู่กับการออกแบบแกนเหล็ก และ การต่อขดลวด เวลาวัดหาค่าจะใช้ไฟ single phase โดยต่อ terminal หม้อแปลงทั้งสามเฟสเข้าด้วยกันและต่อเข้ากับ line ของ source ส่วน ground ของ source ให้ต่อที่ neutral ของหม้อแปลง

กรณีที่หม้อแปลงมีขดลวดหลายชุด (multi-winding transformer) จะต้องระบุค่า impedance ของขดลวดแต่ละคู่ หากหม้อแปลงมี tap ก็จำเป็นต้องรู้ค่าของแต่ละ tap ไว้ด้วย

impedance มีผลต่อ

- voltage regulation, โดยเฉพาะเวลา start motor ตัวใหญ่ๆ
- ปริมาณกระแสลัดวงจร
- load ที่แบ่งกันระหว่างหม้อแปลงในกรณีที่ขนานกัน
- การเชื่อมโยงระบบ ถ้าหม้อแปลงที่ใช้มี impedance ต่ำจะทำให้ระบบมีความแข็งแรงกว่า (stiffer) และมีเสถียรภาพมาก
- หม้อแปลงที่มี impedance ต่ำ มีแนวโน้มว่าจะมี load losses ต่ำ
- การขนส่งหม้อแปลงที่มี impedance ต่ำจะมีแนวโน้มว่ามีความสูงมากกว่าหม้อแปลงที่มี impedance สูง และจะเป็นปัญหาถ้าการขนส่งมีการจำกัดความสูง

ต้องคำนึงสิ่งที่กล่าวเหล่านี้ เพราะราคาของหม้อแปลงจะขึ้นกับการกำหนดค่า impedance

2.4 guarantee และ tolerance

ผู้ผลิตหม้อแปลงต้อง guarantee ค่า impedance และ losses ที่ตำแหน่ง normal tap และถ้าจำเป็นต้องขนานหม้อแปลงจำเป็นต้อง guarantee ค่า ที่ตำแหน่งอื่นด้วย

impedance และ losses อาจแตกต่างจากค่าที่ออกแบบได้เนื่องจากวัสดุที่ใช้และการผลิต ค่าที่ต่างไปจากค่ากำหนดที่ยอมรับได้ เรียกว่าค่า tolerance

- no-load และ load losses = 0
- impedance at normal tap position = + / - 7.5-10%

2.5 cooling และ transformer loading

2.5.1 cooling: core

การระบายความร้อนออกจากแกนเหล็กของหม้อแปลงตัวใหญ่ๆ โดยใช้วิธีถ่ายความร้อนที่ผิวของแกนเหล็กอย่างเดียวอาจไม่เพียงพอ จำเป็นต้องใส่ cooling duct ไว้ใน core เพื่อทำให้ cooling surface เพิ่มขึ้น hot spot ของแกนเหล็กจะอยู่ที่จุดต่อของขากลาง (middle leg) กับ top yoke เหล็กบริเวณนั้นมีรอยต่อทางเดินของ flux เปลี่ยนทิศทาง และไม่สัมผัสกับน้ำมันโดยตรง แต่มักไม่เป็นอันตราย แต่ผิวของแกนเหล็กที่อยู่ด้านนอกที่ร้อนและกำลังสัมผัสกับน้ำมันหรือฉนวนแข็งจะเป็นอันตรายมากกว่า สาเหตุที่ทำให้ผิวรอบนอกของแกนเหล็กร้อน คือ มีบางจุดในแกนเหล็กเกิด loss สูงมากเนื่องจาก stray flux หรือมีกระแสไหลวนในแกนเหล็กสูง

2.5.2 cooling: winding

สามารถระบายความร้อนออกจากหม้อแปลงที่มีพิกัดต่ำด้วยวิธีการพาความร้อนโดยธรรมชาติ (natural convection) หรือที่เรียกว่า natural cool (ON หรือ OA) อากาศจะเคลื่อนผ่านครีบระบายความร้อนของหม้อแปลง พาเอาความร้อนออกไปด้วยความเร็วของลมที่เคลื่อนผ่านด้วยอุณหภูมิที่แตกต่างกันโดยเป็นไปตามธรรมชาติ ถ้าหม้อแปลงลูกใหญ่มีความสูญเสียมาก ความร้อนที่ลวดตัวนำสูงมาก ความเร็วลมที่เกิดขึ้นไม่เพียงพอจึงจำเป็นต้องเพิ่มพัดลมที่ครีบระบายความร้อนเพื่อให้ลมพาความร้อนออกไปได้เร็วขึ้น เรียกว่า forced air cool (ONAF หรือ OA/FA) หรือใช้ pump ทำให้น้ำมันหมุนเวียนผ่านขดลวดเร็วขึ้นพาเอาความร้อนมาระบายที่ครีบ เรียกว่า forced oil cool (OF) หรือใช้ทั้งสองวิธีรวมกันเรียกว่า forced oil forced air cool (OFAF หรือ FOA)

การระบายความร้อนจากขดลวดประกอบด้วยกระบวนการจาก thermodynamic และ hydrodynamic ที่ซับซ้อน ไม่สามารถคำนวณด้วยทฤษฎีอย่างเดียวแต่ต้องอาศัยค่าคงที่ต่างๆ ที่เกิดจากการทดลอง และการวัดค่า temperature rise ของขดลวด ก็ยังไม่มีวิธีการที่จะวัดได้โดยตรง วิธีที่ใช้อยู่ก็ไม่ถูกต้องแม่นยำเท่าไรนัก แม้ว่าในปัจจุบันเทคโนโลยีของ fiber optic จะก้าวหน้า การวัดตรงตำแหน่งที่เกิด hottest spot temperature ก็ยังไม่เป็นที่แพร่หลาย

การ loading หม้อแปลงมีข้อจำกัดที่ hottest spot temperature rise ของขดลวด แต่การวัด temperature rise ของขดลวดขณะทำ temperature rise test สามารถวัดได้เฉพาะค่าเฉลี่ย (average temperature) และหาค่า hottest spot temperature ด้วยการคำนวณ

ทั่วไปจะวัดค่าความต้านทานของขดลวดแต่ละชุดในขณะที่มีอุณหภูมิของขดลวด เท่ากับอุณหภูมิห้องทดสอบ (ambient temperature) เมื่อทำให้หม้อแปลงร้อนขึ้นโดยป้อนแรงดันที่ขดลวดหนึ่งและลัดวงจรขดที่เหลือ จนทำให้กระแสที่ไหลในวงจรขณะนั้นเกิด total losses (core + load loss) เท่าที่คำนวณไว้ที่ 75°C หรือที่ 85°C ตามแต่ละชนิดของ insulation ที่ใช้ เมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นจนมีค่าคงที่จะได้ top oil temperature สามารถนำไปคำนวณหา top oil temperature rise ได้ ในขณะนั้นจะรีบลดกระแสลงให้เหลือเท่ากับ rated current และรักษาระดับกระแสไว้ให้คงที่นานหนึ่งชั่วโมง จึงปลดไฟออกจากขดลวดรีบวัด dc resistance ของขดลวดแต่ละชุด โดยมีช่วงเวลาวัดแต่ละครั้งประมาณ หนึ่งนาที นำค่าที่วัดได้มาเขียนกราฟ แสดงค่า resistance กับเวลา จะเห็นว่าค่า resistance จะเป็นเส้นโค้งลดลง จากกราฟสามารถลากต่อไปที่ตำแหน่งเวลาที่ศูนย์หรือเวลาที่ปลดไฟออก (switch off) ซึ่งถือว่าเป็นอุณหภูมิของขดลวดขณะก่อนปลดยังมีอุณหภูมิเท่าขณะที่มีกระแส นำค่าเวลาที่ศูนย์นี้ไปหาค่า average winding temperature rise และ hottest spot temperature rise ของขดลวดแต่ละชุดได้

2.6 transformer loading

มาตรฐาน IEC std., IEEE/ANSI std. จะมีข้อแนะนำ ‘guide to loading of oil immersed transformers’ เพื่อเป็นแนวทางในการจ่าย load การแนะนำอยู่บนพื้นฐานของ insulation-ageing

2.7 transformer insulation

2.7.1 ฉนวนภายในหม้อแปลง transformer insulation system

ฉนวนภายในหม้อแปลงแบ่งออกได้เป็น

- major insulation เป็นฉนวนระหว่าง phase กับ ground, และระหว่างขดลวดที่อยู่ใน phase หรือ leg เดียวกัน

  ส่วนของ major insulation ในและระหว่างขดลวดจะเกี่ยวข้องกับ oil duct ที่ทำด้วยฉนวนกระดาษอัดแข็งเป็นตัวกั้น (solid spacer) เพื่อระบายความร้อน และทำหน้าที่เป็นแผ่นกั้น (barrier board)
- minor insulation เป็นฉนวนระหว่าง turn, ระหว่าง tap, ระหว่าง section ของขดลวดในหม้อแปลงแบบแช่น้ำมัน เส้นลวดตัวนำของขดลวดที่พันแต่ละรอบจะสัมผัสแตะกันจึงต้องหุ้มด้วยฉนวนกระดาษ และต้องหุ้มที่จุดต่อของลวดตัวนำด้วย

ในขณะใช้งานจะมี voltage stress ที่ฉนวน จาก

- แรงดันใช้งาน (power frequency voltage)

  แรงดันใช้งานจะสร้างความเครียด (stress) กับฉนวน แรงดันใช้งานอาจสูงขึ้นในกรณีที่ปลด load จำนวนมากออก แรงดันอาจสูงอยู่ช่วงหนึ่งก่อนที่ tap changer จะปรับระดับให้ต่ำลง หรือกรณีระบบเป็นชนิด unground เมื่อเกิด single line to ground fault แรงดันสายเทียบกับดินจะสูงขึ้นเป็น แรงดัน line to line แรงดันใช้งานจะมีผลต่อ major insulation เป็นส่วนใหญ่
- แรงดันที่เกิดจากฟ้าผ่าในสายส่งทำให้มีแรงดันที่สูงที่มีความชันมากวิ่งสู่สถานี (impulse voltage)

  surge อาจเกิดขึ้นได้จาก direct stroke หรือ induced stroke แรงดันที่วิ่งมาที่สถานีและกระทบกับหม้อแปลงที่ตั้งอยู่ในสถานี ความรุนแรงจะขึ้นอยู่กับระบบ shielding และ grounding จะติดตั้ง surge arrester ที่สถานีเพื่อลดความรุนแรงและทำหน้าที่ควบคุมแรงดันจากฟ้าผ่านี้ให้อยู่ในระดับที่ฉนวนหม้อแปลง และอุปกรณ์อื่นๆ ทนได้ จึงควรติดตั้ง surge arrester อยู่ใกล้หม้อแปลงมากที่สุด แรงดันฟ้าผ่าจะมีผลกับ minor insulation เป็นส่วนใหญ่
- แรงดันที่เกิดจากการสับ-ปลดอุปกรณ์หรือสายส่ง (switching surge) เป็นแรงดันที่มีความถี่สูง

  ขณะที่ circuit breaker บางชนิดทำงานอาจทำให้เกิด high frequency oscillation over voltage ได้ เช่นกรณี air blast breaker ตัด low inductive current หรือ การทำงานของ vacuum breaker ในบางกรณี

2.7.2 insulation level และ dielectric test

สามารถเลือกฉนวนตามขนาดระดับแรงดันระบบ ที่มาตรฐานสากลกำหนดค่า insulation level ไว้

การทดสอบต่างๆ มีจุดประสงค์เพื่อให้ทราบว่าหม้อแปลงสามารถทน voltage stress ในขณะใช้งานได้ คือ การทดสอบด้วย power frequency จะมั่นใจว่าฉนวนสามารถทนได้ในขณะที่แรงดันของระบบมีค่าสูงสุด (highest system voltage) ในสภาพที่อาจเกิดขึ้นตามแบบการต่อลงดินของระบบ ส่วน impulse

จะทำให้มั่นใจว่า insulation level ของหม้อแปลงที่เลือกเหมาะสมกับ rating ของ surge arrester ที่เลือกใช้ การทดสอบประกอบด้วย

- applied voltage test เพื่อทดสอบ insulation ระหว่าง ขดลวดกับขดลวด และ ดิน
- induced voltage test เพื่อทดสอบ insulation ระหว่างรอบ (turn to turn insulation) ของขดลวด ขณะป้อนแรงดันจะมีการวัด partial discharge ซึ่งตามมาตรฐานจะกำหนดค่า discharge สูงสุดที่ยอมรับได้ไว้
- impulse voltage test เพื่อทดสอบ insulation ระหว่างรอบที่อยู่บริเวณต้นของขดลวด และระหว่างขดลวดกับขดลวด และขดลวดกับดิน
- switching voltage test

2.8 connections และ tapping

2.8.1 connections

transformer connection คือ การบอกลักษณะการต่อขดลวดภายในหม้อแปลง แสดงด้วยสัญลักษณ์ vector เช่น Yyn0, Dy1, เป็นต้น สัญลักษณ์ตัวแรกแสดงการต่อของขดด้าน high voltage แสดงด้วยอักษรตัวใหญ่ เช่น Y, D, Z กรณีมีการต่อแบบ wye, delta, zigzag ตามลำดับ ถ้าขดลวด high voltage มี neutral ออกมา ก็จะระบุด้วย YN, ZN จะเขียนต่อตามด้วยอักษรตัวเล็กแสดงด้าน low voltage ส่วน phase displacement จะแสดงด้วยตัวเลขชั่วโมงนาฬิกา การแสดงลักษณะจะกำหนดให้ HV อยู่ที่ 12 นาฬิกา และหมุนตามเข็มเป็นมาตรฐาน

ถ้าไม่มีวัตถุประสงค์เฉพาะ การเลือกว่าจะใช้แบบไหน มีข้อแนะนำคือ ให้เลือกแบบ wye หรือ delta มี phase displacement เท่ากับ 0 และ 30 องศา เช่น Yy0, Dy1, Dy11, Yd1, Yd11 เป็นต้น เพราะการต่อภายในอาจมีความยุ่งยากมากขึ้นถ้าระบุมุมอื่นๆ หม้อแปลงใหญ่ควรเลือก delta connection หม้อแปลงเล็กควรเลือก wye connection เพราะ พื้นที่หน้าตัด และจำนวนรอบของลวดตัวนำ ถ้า voltage ratio น้อยกว่า 2.5 ควรเลือกการต่อแบบ auto connection

การขนานหม้อแปลง ต้องคำนึงถึง การต่อ connection ของแต่ละตัวให้เหมือนกัน

2.8.2 ขดลวด delta tertiary

เมื่อหม้อแปลงต่อแบบ wye-wye ผู้ซื้ออาจระบุขดลวดชุดที่สามเป็น ‘d‘ : delta tertiary connection แบบไม่ต้องการไว้จ่าย load (unloaded delta) แต่เพื่อใช้ลด zero sequence impedance และลด third harmonic voltage ขดลวดชุดที่สามนี้จะทำให้ราคาหม้อแปลงและ losses สูงขึ้น ซึ่งในบางกรณีไม่มีความจำเป็นเลย เช่น หม้อแปลงส่วนมากมีแกนเหล็กสามขา (three limb core) แกนเหล็กจะไม่มีเส้นทางให้ zero sequence หรือ triplen harmonic flux ไหลกลับ จึงไหลกลับผ่านทางน้ำมัน และตัวถังที่มีค่า reluctance สูง มีผลทำให้ zero sequence impedance และ triplen harmonic voltage มีค่าต่ำกว่าหม้อแปลงที่มีห้าขา (five limb core) หรือ three single phase bank

2.8.3 tappings

การต่อ tap ไว้ทางด้าน HV จะทำให้เป็น constant flux voltage variation คือ เมื่อแรงดันระบบด้านเข้า HV เปลี่ยนแปลง การปรับ tap เพื่อปรับรอบให้ induced flux ในแกนเหล็กคงที่ แรงดันทางด้าน LV ก็จะคงที่ การต่อ tap ไว้ทางด้าน LV จะทำให้เป็น variable flux voltage variation คือ แรงดันระบบด้านเข้า HV เปลี่ยนแปลง เมื่อไม่มี tap ด้าน HV ไว้ปรับรอบ induced flux ในแกนจะเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นหรือ

ลดลงตามการเปลี่ยนแปลงแรงดัน การปรับ tap ที่อยู่ด้าน LV เพื่อให้จำนวนรอบเหมาะสมกับ induced flux แรงดันทางด้าน LV ก็จะคงที่

tapping มีผลกับ losses และ impedance ถ้ามีช่วงของ tap กว้างมากจะทำให้ impedance เปลี่ยนแปลงมากซึ่งจะมีผลกับความแข็งแรงของขดลวด (mechanical withstand) ในขณะเกิดกระแสลัดวงจรไหลผ่าน ซึ่งตรงตำแหน่ง tap ที่มี impedance ต่ำสุดอาจไม่แข็งแรงพอ

แรงดัน impulse จะมีผลกับขดลวดชุด tap อย่างมาก หม้อแปลงที่มีช่วง tap กว้างมากจะมีแรงดัน impulse ตกคร่อมที่ tap สูง ทำให้ต้องเพิ่ม insulation ที่ tap มากขึ้น นอกจากนั้นขดลวดชุด tap ยังมี resonant frequency หลาย frequency ถ้า frequency ของ switching surge ที่เกิดขึ้น มีค่าเท่ากับ resonant frequency นั้น จะทำให้เกิดอันตรายกับขดลวดชุด tap ได้

2.9 ความแข็งแรงทางกลของขดลวดขณะเกิดลัดวงจร (short circuit withstand)

2.9.1 สภาพการใช้งาน

ในขณะเกิดลัดวงจรในระบบ หม้อแปลงจะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านมีค่าสูงกว่ากระแสพิกัดมากหลายเท่า ผลที่เกิดขึ้นกับขดลวดคือ เกิดความร้อน และแรงทางกลสูง ผู้ผลิตหม้อแปลงจึงต้องออกแบบ และผลิตให้สามารถทนสภาพนั้นได้ ผู้ซื้อต้องระบุค่า fault level ให้เหมาะสมด้วย

เราสามารถลดโอกาสที่จะเกิดลัดวงจรและความเสียหายได้หลายวิธี เช่น

- ใช้ insulation tape พันที่ bus
- ใช้ neutral หรือ series reactor เพื่อลดกระแสลัดวงจร และไม่ให้ fault รุนแรง
- แยก bus ออกเป็นสองส่วนเพื่อลด fault level
- ลดจำนวนครั้งของ auto-reclosing
- ถ้าไม่ใช้ tertiary winding ควร insulate ตรงส่วน terminal หรือถ้าไม่จำเป็นต้องใช้จ่าย load ก็ไม่ต้องต่อออกมาภายนอก

2.9.2 ความร้อนที่เกิดขึ้นที่ขดลวดขณะมีกระแสลัดวงจรไหล

ลวดตัวนำทองแดงในหม้อแปลงชนิดที่แช่ในน้ำมันมีอุณหภูมิสูงสุดขณะเกิดลัดวงจรไม่ควรเกิน 250°C ที่ค่ากระแสลัดวงจรสูงสุดภายในเวลา 2 วินาที พื้นที่หน้าตัดลวดตัวนำทองแดงที่ใช้ (current density) ไม่ควรเกิน 94 A/mm^2 หม้อแปลงทั่วไปที่มี impedance ไม่ต่ำนักจะมี short circuit current density ต่ำกว่านี้มากจึงไม่มีปัญหาเรื่องความร้อนที่เกิดขึ้นกรณี short circuit current ไหลผ่านไม่เกิน 2 วินาที

2.9.3 dynamic effect จากกระแสลัดวงจร

ในขณะที่กระแสลัดวงจรสูงไหลผ่านลวดตัวนำ (conductor) จะเกิดแรงทางกล และความเครียด (mechanical force and stress) ในลวดตัวนำ แรงที่เกิดขึ้นสูงสุดมีความสัมพันธ์กับ ค่า peak ของกระแสลัดวงจร (asymmetry current) ค่า asymmetry factor : k คือค่าที่สัมพันธ์กับ X/R

X = ค่ารวมของ reactance ของหม้อแปลงและระบบ

R = ค่ารวมของความต้านทานของหม้อแปลงและระบบ

ค่า peak ของกระแสลัดวงจรสูงสุดมีค่าเท่ากับ $k\sqrt{2}$ เท่าของกระแสลัดวงจร

สามารถเปิด ตารางหาค่า k ได้ เช่น เมื่อ X/R มีค่า ≥ 14 ค่า $k\sqrt{2}$ =2.55

$k\sqrt{2}$ มีค่าไม่เกิน 2.828 ในขณะที่ R มีค่าเท่ากันศูนย์

ในระบบ three phase กระแสลัดวงจรมีค่าสูงสุดอาจไม่ใช่กรณีเกิดลัดวงจรชนิดสามเฟสเสมอไป อาจเป็นชนิดหนึ่งเฟสลงดินก็ได้ถ้าวงจรมี zero impedance ต่ำกว่า positive impedance

หม้อแปลง zigzag มีค่า impedance ต่ำ จะมีกระแสลัดวงจรชนิดหนึ่งเฟสสูงมาก

แรงที่ลวดตัวนำ เกิดจากกระแสในลวดตัวนำกระทำกับ leakage flux ตามกฎมือขวา (right hand rule) ทั้ง leakage flux กระแส และแรงที่เกิดขึ้นจะมีทิศทางตั้งฉากซึ่งกันและกัน leakage flux มีทิศทางขนานกับแกนของขดลวด จะไหลอยู่ในช่องว่างระหว่างขดลวดทั้งสอง คือ ขดที่มีลัดวงจร และขดที่ต่อกับ source แรงที่เกิดขึ้นที่ขดลวดชุดนอกเป็น hoop tension คือ ทำให้ขดลวดขยายออกกว้างขึ้น และเกิด hoop compression กับขดลวดชุดที่อยู่ด้านใน ทำให้เกิดยุบตัว/บุบ (buckle) ความเสียหายมักจะเกิดที่ขดลวดชุดที่อยู่ด้านในมากกว่าชุดนอก การออกแบบความแข็งแรงของขดลวดชุดด้านในของหม้อแปลงตัวเล็ก อาจใช้วิธีใส่ฉนวนอัดแข็ง (press board) ยันขดลวดไว้กับแกนในแนวตั้ง เรียกว่าเป็น insulating support แต่หม้อแปลงขนาดใหญ่มีขดลวดใหญ่ จึงมี stress เกิดขึ้นสูงมาก การพันขดลวดก็ไม่มี geometric symmetry ที่แท้จริง การยันไว้กับแกนจึงไม่มีความแข็งแรงพอ จึงต้องออกแบบให้มี stress ในขดลวดต่ำและให้ขดลวดทนแรงที่เกิดขึ้นได้ด้วยตัวเองเรียกว่า self support winding วิธีการออกแบบขดลวดชนิดนี้ผู้ผลิตแต่ละบริษัทต้องอาศัยประสบการณ์ และการทดลองจริง ความแข็งแรงขึ้นอยู่กับชนิด และการพันขดลวดแต่ละแบบ รวมถึงความชำนาญของผู้พันและผู้ประกอบ

ที่ปลายขดลวดทั้งด้านบนและด้านล่าง leakage flux จะไม่ขนานกับแกน แต่จะกระจายเบนเข้าหาแกนและกระจายออกเข้าหาตัวถัง สามารถแยก flux ที่เบนออกเป็น flux ตามแนว radial และ axial กระแสที่ขดลวดกระทำกับ radial flux ทำให้เกิดแรงในแนวตั้ง (axial force) แรงนี้ส่วนใหญ่จะเป็นแรงกด แต่ถ้าวางขดลวดไม่ balance หรือมี magnetic center ของแต่ละขดลวดไม่อยู่ในแนวเดียวกัน จะเกิดแรงที่พยายามผลักขดลวดหนึ่งขึ้น และผลักอีกขดให้เคลื่อนลงหรือพยายามแยก magnetic center ให้ห่างกันมากขึ้น ผลจากแรงที่เกิดขึ้นแนวแกน (axial force) อาจทำให้ขดลวดเกิด axial collapse เพราะลวดตัวนำเกิดล้ม (tilting) หรือลวดตัวนำอาจเกิดโก่งงอระหว่าง support spacer หรือ end support ของขดลวดเกิด collapse ได้เนื่องจากแรงกดของ axial pressure

นอกจากนั้นขดลวดอาจเกิดความเสียหายจากแรงที่ผสมกันระหว่าง hoop compression และ axial force ซึ่งมีรูปร่างความเสียหายเป็น spiral tightening และเกิด hoop compression ตรงบริเวณที่มีการพันขดลวดไม่ต่อเนื่อง (discontinuity) เช่น บริเวณ crossover ระหว่าง disc coil, lead, tapping เป็นต้น เนื่องจากมี support ไม่เพียงพอ

2.9.4 short circuit test

เวลาทำ short circuit test เพื่อยืนยันว่าหม้อแปลงสามารถทนกระแสลัดวงจรได้ จะทำ routine test ก่อนทดสอบ short circuit และหลังจากทำการป้อนกระแสลัดวงจรที่มีจำนวนครั้งและเงื่อนไขตามที่กำหนด ก็จะทำอีกครั้งและนำผลมาเปรียบเทียบกัน

impedance เป็นสิ่งที่เกิดตามลักษณะรูปร่าง (geometry) ของขดลวด ฉะนั้นถ้าขดลวดเปลี่ยนแปลงรูปร่างค่า impedance ก็จะเปลี่ยนไปหลังจากรับแรงที่เกิดจากกระแสสูงผ่านแต่ละครั้งจึงมีการตรวจสอบสภาพขดลวดด้วยการวัด impedance จากค่าที่วัดได้จะใช้เปรียบเทียบกับค่าก่อนการป้อนกระแสลัดวงจร ค่าเปลี่ยนแปลงที่ยอมรับได้คือ 2% แต่หม้อแปลงที่มีขดลวดใหญ่ หากเปลี่ยนไป 0.5% ก็สามารถเห็นขดลวดเสียรูปแล้ว ถ้าค่าสูงกว่าที่กำหนด ต้องหยุดทดสอบและเปิดหม้อแปลงออกตรวจสอบขดลวด

2.10 ความดังของเสียง (sound level)

2.10.1 แหล่งกำเนิดเสียงในหม้อแปลง

เสียงที่เกิดขึ้นจากหม้อแปลงทำให้เกิดความรำคาญ ในขณะ no-load จะเกิดเสียง 'ฮัม' จากแกนเหล็กซึ่งเกิดจากแผ่นเหล็กที่ใช้ทำแกนสั่นเป็นผลจาก magnetic force เสียงนี้จะเดินทางผ่านน้ำมันไปยังผนังและต่อไปยังภายนอก เสียงเกิดขึ้นด้วยหลายปัจจัย เช่น

- magnetostriction ส่วนหนึ่งมาจากการสั่นของแกนเหล็ก เนื่องจาก alternating magnetic flux ที่ไหลในแผ่นเหล็กจะทำให้พื้นที่หน้าตัดแผ่นเหล็กยืดออกเล็กน้อยและหดกลับตลอดเวลาที่ถูก magnetize ความถี่ที่เกิดขึ้นจะมีระดับเป็น 2 เท่าของความถี่ของ flux ฉะนั้นในระบบ 50 Hz ความถี่ของการสั่นที่เกิดขึ้น คือ 100, 200 Hz
- ความรุนแรงของ mechanical vibration ขึ้นอยู่กับการรัดแกนว่าแน่นเพียงใด ขนาด และ เกรดของแผ่นเหล็ก และรวมถึงส่วนที่เป็น structure
- การสั่นของ tank wall
- การ damping

จากปัญหาทั่วไปพบว่ามาจากส่วนแรกเป็นส่วนใหญ่คือ magnetrostriction

ตามวัตถุประสงค์ของมาตรฐาน ให้คำจำกัดความของ เสียงฮัมของหม้อแปลง คือ เสียงที่วัดได้จากเครื่องวัด sound level meter ซึ่งประกอบด้วย microphone, attenuator, amplifier,และ indicating meter เครื่องมือวัดจะวัดค่า sound pressure ระบุค่าเป็น logarithm scale ที่ปรับหน่วยเป็น dB

2.10.2 การออกแบบ

เสียงส่วนใหญ่ ขึ้นกับ vibration - natural frequency ของ mechanical part ต่างๆ ฉะนั้นการออกแบบส่วนประกอบที่เหมาะสม สามารถยกระดับความถี่ของเสียงให้อยู่นอกย่านที่หูคนได้ยินได้ (audible tone)

ตัวครีบระบายความร้อน (radiator) และ ผนังถังที่ไม่มีการเสริมความแข็งแรง (plain unreinforce tank wall) จะไม่ค่อยมีปัญหาเพราะมี natural frequency ต่ำกว่า 100 รอบ/วินาที การทำให้ส่วนต่างๆ แข็งขึ้นและการบีบกดไว้ (clamping) ทำให้ natural frequency เลื่อนสูงเข้าสู่ย่านหูคน จะทำให้เกิดเสียงฮัมดังมากขึ้น

มีแหล่งกำเนิดเสียงอื่นที่เกิดจากการทำงานของ auxiliary equipment เช่น พัดลม ปั๊ม

การออกแบบ ให้ flux density ในแกนเหล็กมีค่าต่ำ และการออกแบบให้พัดลมและปั๊มมีรอบต่ำจะทำให้เสียงลดลงได้แต่จะต้องลงทุนสูงขึ้น

2.11 accessories

อุปกรณ์ที่เป็นส่วนประกอบของหม้อแปลงได้แก่

- อุปกรณ์เกี่ยวกับการควบคุมแรงดัน
  - no load tap changer
  - on load tap changer
- อุปกรณ์เกี่ยวกับการควบคุมความร้อน
  - radiator and conservator
  - cooling fan
  - cooling pump

- temperature controller
- อุปกรณ์เกี่ยวกับระบบป้องกันตัวเอง (self protection)
  - buchholtz relay
  - sudden pressure relay
  - sudden pressure relief
  - winding temperature
  - oil temperature
- อุปกรณ์เกี่ยวกับสัญญาณเตือนภัยต่างๆ

2.12 การใช้หม้อแปลงให้คุ้มค่า

ในการลงทุนมีความจำเป็นต้องพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ เช่น การพิจารณาว่าจะซื้อหม้อแปลงขนาดเท่าไรจึงจะเหมาะสมกับ load ในกรณีหม้อแปลงเกิดเสียหายควรซื้อทดแทนหรือซ่อม หรือเวลาใดควรเปลี่ยนพิกัด (capacity) ของหม้อแปลงให้เหมาะสมกับ load ที่กำลังเพิ่มขึ้น เป็นต้น ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นมักจะพิจารณาจาก

- เงินก้อนที่ลงทุน ในที่นี้คือราคาหม้อแปลง
- ค่ากระแสไฟฟ้าที่ต้องจ่ายเนื่องจาก transformer losses ซึ่งตลอดอายุการใช้งานอาจมีค่าใช้จ่ายสูงมากกว่าราคาหม้อแปลง

ค่าใช้จ่ายในเรื่อง operating และ maintenance มักจะไม่ได้นำมาพิจารณาในช่วงแรกเพราะน้อยกว่าค่าใช้จ่ายที่กล่าวมา

2.12.1 ค่าใช้จ่ายเนื่องจาก losses

พลังงานที่สูญเสียในหม้อแปลงแบ่งเป็นสองชนิด

- no-load loss เกิดจากแกนเหล็ก ความสูญเสียชนิดนี้อาจกำหนดให้มีค่าคงที่ในขณะที่หม้อแปลงถูก energized
- load loss ความสูญเสียชนิดนี้จะเปลี่ยนแปลงตาม กระแสยกกำลังสอง : I^2

การคิดเรื่องราคาค่า losses อาจคิดได้ สองแบบ

- คิดว่ามีค่าใช้จ่ายเท่าไรในการผลิตและส่งไฟฟ้าเพื่อจ่ายไฟให้ losses ที่เกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งาน
- คิดว่าต้องเสียเงินซื้อกระแสไฟฟ้าเท่าไรในส่วนของ losses ที่เกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งาน

ราคาค่า losses ของผู้ผลิต จะไม่อยู่บนพื้นฐานเดียวและเท่ากับราคาค่า losses ของผู้ซื้อไฟเนื่องจากต้นทุน unit price ไม่เท่ากัน

no-load loss ซึ่งให้มีค่าคงที่ตลอดเวลาที่ energize หม้อแปลง จึงไม่ยุ่งยากในการหาค่าตลอดการใช้งาน ซึ่งอาจให้ค่ากระแสไฟฟ้าแปรตาม inflation rate ในแต่ละปี และคำนวณกลับเป็นค่าปัจจุบัน (present worth) ด้วยอัตราดอกเบี้ยต่อปี

load losses ที่เกิดขึ้นตลอดอายุการใช้งานจะสับซ้อนกว่า เพราะในแต่ละวัน load ไม่คงที่และเพิ่มขึ้นเป็นระยะๆ ตลอดการใช้งาน ถ้าเป็นส่วนของผู้ซื้อจะมีเรื่องราคาค่าไฟในแต่ละช่วงเวลาและ/หรือมี demand charge เข้ามาเกี่ยวข้อง ซึ่งต้องคำนวณแต่ละเวลาให้เหมาะสม ส่วนผู้ผลิตถ้าเฉลี่ยราคาผลิตเท่ากันตลอดวันอาจใช้วิธี average เพื่อหา load factor หรือ losses factor นอกจากนั้นต้องพิจารณาการเพิ่มของ

load ในแต่ละปีด้วย เช่นเดียวกันต้องทำเป็นค่าปัจจุบันและรวมกับส่วนที่เกิดจาก no-load loss เป็นค่าใช้จ่ายรวมที่ต้องลงทุนในเรื่อง losses ตลอดการใช้งาน

2.12.2 การตัดสินใจลงทุนซ่อมหรือเปลี่ยนใหม่ (repair or replace)

ในเวลาที่หม้อแปลงเสียหายจำเป็นต้องตัดสินใจเรื่องการลงทุนว่าสมควรซ่อมหรือเปลี่ยนหม้อแปลงใหม่ จึงต้องใช้ข้อมูลพิจารณาคือ ค่าใช้จ่ายเรื่อง losses ของทั้งลูกเก่าและใหม่ ราคาค่าซ่อมลูกเก่าและราคาหม้อแปลงใหม่ รวมค่าใช้จ่ายของแต่ละลูกแล้วนำมาเปรียบเทียบกัน เรื่องช่วงเวลาที่ใช้ในการคำนวณอาจเป็นปัญหายุ่งยากเพราะลูกเก่าที่ซ่อมเสร็จจะมีอายุที่เหลือสั้นกว่าลูกใหม่ ในการพิจารณาเปลี่ยนหม้อแปลงก่อนหมดอายุก็มีความยุ่งยากเรื่องช่วงเวลาเช่นเดียวกัน

2.12.3 อายุฉนวน (insulation life)

ทั่วไปอายุการใช้งานของหม้อแปลงขึ้นอยู่กับอายุของฉนวนกระดาษที่ใช้พันลวดตัวนำ เพราะสัมผัสกับลวดตัวนำที่เป็นแหล่งกำเนิดของความร้อนโดยตรงและใกล้ที่สุด ความร้อนจะทำให้กระดาษสูญเสียความแข็งแรงทางกล (mechanical strength) เวลาที่หม้อแปลงหมดอายุการใช้งานคือ ไม่สามารถทนแรงที่เกิดขึ้นในขณะเกิดกระแสลัดวงจรแม้ว่ายังคงมีสภาพความเป็นฉนวนดี

ตัวอย่างใน ANSI std. กำหนดอายุของฉนวนที่ทำจาก cellulose เช่น ฉนวนกระดาษ ว่า

“ในขณะที่หม้อแปลงจ่าย load มีค่าอุณหภูมิของขดลวดเฉลี่ย (average winding temperature) เท่ากับ 95°C (กรณีใช้ insulation class 105) หรือ 105°C (กรณีใช้ insulation class 120) ตลอดเวลาหม้อแปลงจะมีอายุการใช้งานเท่ากับ 6.5×10^4 ชั่วโมง (ประมาณ 7.4 ปี)” การจ่าย load จะมีลักษณะเป็น dairy load ไม่เท่ากันทั้งวัน อุณหภูมิของสภาพแวดล้อมก็ไม่คงที่ ตลอดจนอุณหภูมิแต่ละฤดูกาลไม่เท่ากัน จึงมีสภาพที่มีทั้งอุณหภูมิที่สูงกว่าและต่ำกว่า อายุการใช้งานจึงยาวกว่า และอาจใช้ได้นานกว่า 30 ปี การ loading มีข้อจำกัดบางประการคืออุณหภูมิของน้ำมันไม่ควรเกิน 120°C และ hottest spot ของลวดตัวนำไม่เกิน 140°C overload ไม่ควรเกิน 200%

ขอแนะนำให้ศึกษา ข้อแนะนำการจ่าย load ของหม้อแปลง ‘loading guides for oil-filled transformer’ ของมาตรฐาน IEEE/ANSI std. หรือ IEC std. ประกอบจะเข้าใจมากขึ้น

2.13 การติดตั้งและบำรุงรักษา

2.13.1 การติดตั้งหม้อแปลง

ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะการติดตั้งหม้อแปลง power transformer

- ควรมีการตรวจสอบทั่วไป (visual inspection) ภายนอกเมื่อหม้อแปลงมาถึงท่าเรือ arrival check ด้วยการ inspection ก่อนที่จะยกขึ้นท่า (unloading) อ่านค่าความดันไนโตรเจนที่บรรจุมา ต้องยังคงแสดงค่าเป็นบวก วัดความชื้นภายในหม้อแปลงด้วย dew point meter ตรวจสอบความเสียหายภายนอก เช่น มีรอยกระแทกเกิดขึ้นหรือไม่และดูข้อมูล shock recorder ที่บันทึก เปลี่ยน battery ในเครื่อง shock recorder
- ตรวจสอบด้วยวิธีเดียวกันหลังจากขนมาถึงสถานที่ติดตั้ง และหลังนำขึ้นวางบนแท่น
- ตรวจสอบ part ต่างๆ ที่จะใช้ติดตั้ง เช่น bushing, radiator และ accessories
- ตรวจสอบสภาพฉนวน condenser type bushing ด้วยวิธี dielectric loss measurement (tan delta) แล้วเทียบกับผลทดสอบของผู้ผลิต (ถ้ามี)

- ตรวจสอบสภาพภายในหลังจากเปิด cover plate เพื่อติดตั้ง bushing และควรตรวจสอบให้มากจุดที่สุด ต้องระวังว่าภายในบรรจุด้วย dry air ไม่ใช่ ก๊าซไนโตรเจน เวลาที่ตรวจสอบควรสั้นที่สุดเพื่อป้องกันความชื้นซึมเข้าผิวของฉนวนลึกเกินไป
- ประกอบ bushing,radiator, conservator, cooling fan, control cubicle และ accessories
- บางกรณีต้องมีการปลดอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพื่อการขนส่ง เช่น lock อุปกรณ์ชุด OLTC ซึ่งต้องศึกษาคู่มือของ OLTC
- กรณีที่มี hot line oil filter ของ OLTC ต้องเปิดตรวจสอบและต้องติดตั้ง filter และสารที่ใช้ดูดความชื้นในน้ำมัน
- ตรวจสอบสภาพฉนวนของ core ในกรณีที่มีการออกแบบให้สามารถปลดสายที่ต่อลงตัวถังได้จากภายนอก, ของขดลวดทั้งหมดเทียบกับ ground ด้วย insulation resistance tester แล้วเทียบกับผลทดสอบของผู้ผลิต (ถ้ามี)
- วัด voltage ratio ทุก tap
- วัดค่า exciting current ด้วย low voltage แล้วเทียบกับ ผลทดสอบของผู้ผลิต (ถ้ามี)
- วัดค่า winding resistance
- วัดค่า dielectric loss ทั้งตัวก่อนเติมน้ำมัน
- ทำการปั๊มอากาศออกจากถัง (vacuum) เพื่อเติมน้ำมันเข้าภายใต้สภาพสุญญากาศ และทดสอบหารอยรั่ว ให้ระวังห้อง OLTC ซึ่งอาจต้องทำการต่อท่อระหว่าง main tank และห้องของ OLTC ให้ถึงกัน เพื่อป้องกันห้อง OLTC เสียหายเนื่องจากแรงดันในถังต่ำกว่าและรวมถึงถุงยาง (rubber bag) ที่อยู่ภายใน conservator tank
- ควรต่อท่อ vacuum จาก pump เข้าที่ valve บนใต้ cover plate (ไม่ควรต่อเข้าที่ valve ของ conservator tank) จะไม่เกิด condense เป็นหยดน้ำตกอยู่ภายใน conservator tank (สำหรับหม้อแปลงเก่าจะเกิดน้ำกลั่นตัวตกค้างอยู่ภายในมาก)
- รักษาระดับ vacuum pressure ไว้ก่อนเติมน้ำมันด้วยเวลาที่ผู้ผลิตแนะนำ
- ทำการ purify น้ำมัน วัดค่า dielectric strength ต้องมีค่าสูงกว่าหรือเท่ากับผู้ผลิตกำหนด โดยคำนึงถึงอุณหภูมิของน้ำมันและมาตรฐานการทดสอบ
- หลังจากได้เวลา จึงเติมน้ำมันเข้า tank
- ตรวจสอบหารอยรั่ว โดยใช้ dry air หรือก๊าซไนโตรเจนใส่เข้าที่ conservator ด้วยความดันไม่เกิน 0.3 bar เป็นเวลา 24 ชั่วโมง
- เมื่อน้ำมันเย็นแล้วให้วัดค่า dielectric ของน้ำมันอีกครั้ง
- วัดค่า insulation resistance ของขดลวด
- วัดค่า dielectric loss ของขดลวดกับถัง และขดลวดกับขดลวด และของน้ำมัน
- ตรวจสอบการเดินสาย (wiring) ของชุดควบคุม ระบบป้องกัน และระบบเตือนภัย
- ตรวจสอบการทำงานของ OLTC, cooling, ระบบป้องกัน ระบบเตือนภัย
- ตรวจสอบตัว breather, silica-gel
- การทำงานของ OLTC และ cooling fan
- เก็บตัวอย่างน้ำมันเพื่อทำ dissolved gas analysis (DGA) เพื่อเป็น reference
- no-load energize เป็นเวลาไม่ต่ำกว่า 6 ชั่วโมง
- ตรวจสอบอุณหภูมิ เสียง การสั่น รอยรั่ว ระดับน้ำมัน จากนั้นจึงพร้อมจ่าย load ได้

2.13.2 การบำรุงรักษาหม้อแปลง

ถ้าพิจารณาพื้นฐานของการออกแบบแล้ว ไม่จำเป็นต้องปลดหม้อแปลงออกจากระบบเพื่อทำการบำรุงรักษาบ่อยนัก อย่างไรก็ตามจำเป็นต้องปลดเพื่อตรวจสอบและบำรุงรักษาบางอย่าง ควรหลีกเลี่ยงการเปิดหม้อแปลงเพื่อตรวจสภาพภายใน ยกเว้นมีข้อมูลแสดงว่าเกิดความเสียหายขึ้นภายใน และได้พิจารณาอย่างรอบครอบแล้วว่า มีความจำเป็นต้องปลดเพื่อตรวจสภาพ

การบำรุงรักษาแบ่งเป็น

2.13.2.1 การตรวจสอบประจำวัน

การตรวจสอบสภาพทั่วไป ส่วนใหญ่เป็น visual inspection สภาพหม้อแปลงทั่วๆ ไป

- ตรวจรอยรั่วซึมของน้ำมัน มองหาคราบน้ำมัน
- สภาพภายนอก bushing สีของถัง ภายในตู้ OLTC driving mechanism
- breather และ silica-gel ของ main tank และของ OLTC
- เสียงดังจากการทำงานที่ผิดปกติ
- มาตรวัดต่างๆ เช่น volt-meter amp-meter, temperature indicator, oil level gauge, tap-position indicator การตรวจสอบจะเป็น visual check เปรียบเทียบกันเอง เปรียบเทียบข้อมูลระหว่างช่วงเวลา

2.13.2.2 การตรวจสอบเป็นระยะ เช่น ทุก 6 เดือน/ 1ปี

การตรวจสอบสภาพภายในด้วย dissolved gas analysis : DGA เป็นการตรวจสอบเพื่อให้ทราบถึงสภาพภายในหม้อแปลงขณะใช้งาน โดยที่ไม่จำเป็นต้องปลดหม้อแปลงออกจากระบบความถี่ในการตรวจสอบขึ้นอยู่กับความสำคัญของหม้อแปลง และ capacity เช่น ทุกๆ 6 เดือน ทุกหนึ่งปี หรือในกรณีที่ตรวจพบว่ากำลังเริ่มเกิดความเสียหายขึ้นในหม้อแปลงอาจต้องทุก 7 วันหรือทุกวัน หลังเก็บน้ำมันที่ bottom valve ได้แล้ว ต้องรีบส่งให้ห้องปฏิบัติการตรวจวัดโดยเร็ว

ผลการตรวจวัดหาก๊าซ จะทราบถึงปัญหาที่เกิดขึ้น เช่น

- มี hydrogen gas สูง และมี hydrocarbon gas ต่ำ แสดงถึงเกิด partial discharge
- มี hydrogen gas สูง และมี hydrocarbon gas สูง ยกเว้น acetylene gas แสดงว่าเกิด overheat ที่บริเวณจุดต่อ ถ้าจุดที่เกิดมีฉนวนกระดาษอยู่ด้วยก็จะพบ carbon dioxide gas สูงด้วย สัดส่วนของปริมาณ hydrocarbon gas ต่างๆ ที่นำมาจับคู่เปรียบเทียบกัน จะทำให้ทราบถึงอุณหภูมิที่จุดนั้นได้
- มีก๊าซ เช่นเดียวกับกรณีที่เกิด overheat และพบ acetylene ด้วยแสดงว่าเกิด arc
- ก๊าซ carbon dioxide และ carbon monoxide เกิดขึ้นจากการใช้งานปกติ ฉนวนประเภท cellulose เสื่อมสภาพเนื่องจากความร้อนที่เกิดขึ้นที่ลวดตัวนำขณะจ่าย load

ความแม่นยำของเครื่องมือ วิธีการเก็บตัวอย่าง วิธีการวิเคราะห์ เป็นเรื่องสำคัญ

การวิเคราะห์จะพิจารณาจาก key gas, ratio method, ปริมาณก๊าซ, rate of increase, และเปรียบเทียบกับปริมาณก๊าซจากการวิเคราะห์ครั้งก่อน

น้ำมันจะเสื่อมสภาพในขณะใช้งานเนื่องจากขบวนการ oxidation หากมีความชื้น และอากาศผสมอยู่ในน้ำมันมากจะเกิดอย่างรวดเร็ว มีกรด และ sludge เกิดขึ้น สามารถสังเกตได้จากน้ำมันเปลี่ยนสีจากสีใสเป็นสีเหลือง และน้ำตาลเข้มมากขึ้นเรื่อยๆ

การเปลี่ยนสารหล่อลื่น หรือจาระบี ในส่วนที่ต้องการสารหล่อลื่นต้องมีการเปลี่ยนตามระยะเวลาหรือตามจำนวนครั้งที่อุปกรณ์ทำงาน เช่น ชิ้นส่วนของ OLTC mechanism ชิ้นส่วนของ cooling fan เช่น bearing เป็นต้น แต่ควรทำทุก 6 เดือนหรือไม่เกิน 1 ปี

การ overhaul OLTC และ อุปกรณ์เครื่องกรองน้ำมัน ควรทำตามวิธีบำรุงรักษา และระยะเวลาที่ผู้ผลิตกำหนด พร้อมจดบันทำรายละเอียดสภาพ contact เพื่อวางแผนการทำงานในครั้งต่อไป เช่นทุก 50,000 ครั้ง หรือทุก 5 ปี อาจรวมถึงการทาสี tank ใหม่บางส่วน และเปลี่ยนพวกประเก็นของ cover และของขอบประตู control cabinet

การตรวจวัดหาปริมาณน้ำในน้ำมัน น้ำเป็นตัวที่ทำอันตรายต่อฉนวนประเภท cellulose คือ กระดาษ และ pressboard ทำให้ค่าความเป็นฉนวนลดลง และเร่งการเสื่อมสภาพ (ageing) ให้เร็วขึ้น ปกติน้ำจะเกิดจากการใช้งานด้วยขบวนการ oxidation ของฉนวน cellulose จึงจำเป็นต้องตรวจสอบว่าความชื้นยังอยู่ในระดับต่ำ มีวิธีการตรวจสอบหลายวิธี

แม้ว่าการตรวจวัดน้ำยังแสดงผลว่ามีน้ำอยู่ในระดับต่ำ แต่วิธีวัดจากน้ำมันใช้บอกเฉพาะปริมาณน้ำที่ละลายอยู่เท่านั้นจึงไม่สามารถบอกว่ามีน้ำรั่วเข้าเฉพาะตำแหน่งเป็น free water ปริมาณน้ำที่ละลายอาจแสดงค่าไม่สูงมาก แต่ฉนวนอาจจะชื้นมาก ซึ่งต้อง dry out

มีเครื่องมือใช้ตรวจวัดหาปริมาณน้ำในปัจจุบันหลายอย่าง เช่น

- dew point measurement เป็นการบอกความชื้นที่ผิวของฉนวน ในกรณีที่หม้อแปลงเป็นชนิด nitrogen filled ในขณะที่เกิดสภาพสมดุล (equilibrium) คือ ความดันของความชื้นที่เป็น partial pressure ในก๊าซ จะเท่ากับ partial pressure ของความชื้นที่ผิวของฉนวน และของความชื้นในน้ำมัน จึงสามารถวัด dew point ของก๊าซเพื่อเทียบหาความชื้นในกระดาษ และในน้ำมันได้ การวัดด้วยวิธีนี้สามารถบอกแนวโน้มว่า มีน้ำสูงเกินกำหนดจนถึงระดับที่เป็นอันตรายกับหม้อแปลงหรือไม่
- oil test เช่นเดียวกัน ถ้าเป็นหม้อแปลงชนิด oil filled ในสภาพ equilibrium ความดันของความชื้นที่เป็น partial pressure ในน้ำมัน จะเท่ากับ partial pressure ของความชื้นที่ผิวของฉนวน การวัดหาความชื้นในน้ำมันด้วยวิธี Karl Frischer สามารถนำมาหาค่าความชื้นในฉนวนได้เช่นเดียวกัน

  มีข้อแนะนำว่าการเก็บตัวอย่างเพื่อทดสอบควรเก็บขณะที่หม้อแปลงมีอุณหภูมิร้อน เพราะน้ำในฉนวนจะออกมาละลายในน้ำมันมากกว่าในขณะที่หม้อแปลงเย็น
- insulation resistance วิธีนี้ใช้เพื่อเป็นการเปรียบเทียบค่าก่อน และหลัง dry out หรือบอกแนวโน้มว่ามีปัญหาเรื่องความชื้น การวัดค่านาทีที่หนึ่ง เทียบกับนาทีที่สิบ (PI: polarization index) ยังคงใช้ได้ในการตรวจสอบหม้อแปลงที่กำลังใช้อยู่ แต่ต้องระวังขดลวดชุดที่มี OLTC ต่ออยู่ เพราะค่าที่ได้มีผลจากคุณภาพของ OLTC ด้วย
- dielectric loss tangent ค่า tan delta ของฉนวนที่ดี/แห้งที่อุณหภูมิช่วง 20 - 90°C จะมีค่าค่อนข้างคงที่ แต่ฉนวนที่ชื้น ค่า tan delta ที่อุณหภูมิช่วง 20°C จะใกล้เคียงกับฉนวนดี แต่ที่ 90°C จะเปลี่ยนแปลงไปมาก การวัดวิธีนี้ก็เป็นการบอกถึงแนวโน้ม

วิธีต่างๆ ขึ้นอยู่กับลักษณะของอุปกรณ์ อุณหภูมิฉนวน ช่วงเวลาที่เหมาะสมในการตรวจสอบ และเครื่องมือ

บางวิธีสามารถทำได้โดยไม่ต้องปลดหม้อแปลง คือ วัดด้วย Karl Frischer ซึ่งสะดวก ความถี่ในการวัดควรมีระยะเวลา 6-12 เดือน ขึ้นกับ capacity และความสำคัญของหม้อแปลง

การตรวจสอบคุณสมบัติของน้ำมัน น้ำมันจะเริ่มเสื่อมสภาพหลังจากเริ่มใช้หม้อแปลง เช่นเดียวกัน นอกจากการวัด dielectric strength แล้ว ควรตรวจสอบ สี ซึ่งจะเป็นตัวบงบอกถึงระดับของการเสื่อมสภาพ

ได้ ฉะนั้นขณะที่เก็บตัวอย่างน้ำมันทุกครั้งควรพิจารณา สีที่เปลี่ยนไปด้วย เพื่อตัดสินใจทดสอบอย่างอื่นเพิ่มเติม เช่น acid, oxidation inhibitor, interfacial tension เป็นต้น

2.14 การขนานหม้อแปลง

การนำหม้อแปลงมาขนานกันเพื่อให้สามารถจ่าย load ได้มากขึ้น จะมีประสิทธิภาพสูงสุดต้องคำนึงถึง

- rated voltage เท่ากัน
- polarity เหมือนกัน
- voltage ratio เหมือนกัน
- tap voltage % tap voltage และจำนวน tap ต้องเท่ากัน
- % impedance ที่ maximum MVA base เท่ากัน ในกรณีที่หม้อแปลงมี MVA ต่างกัน กระแสจะแบ่งไหลเข้าหม้อแปลงแต่ละตัวเป็นสัดส่วนเดียวกับสัดส่วนของ MVA
- vector group เหมือนกัน

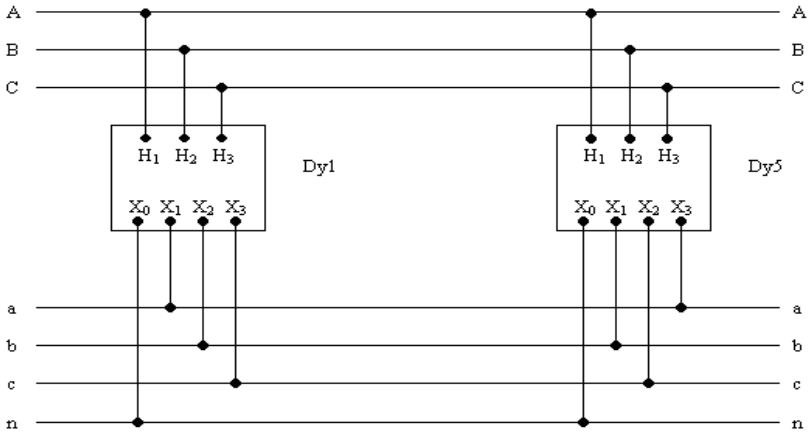
แต่บาง vector group ที่ไม่เหมือนกัน อาจขนานกันได้โดยเลือกต่อ secondary terminal ระหว่างหม้อแปลงเข้าด้วยกัน กรณีนี้รูปร่างของ vector จะเหมือนกันแต่ secondary terminal จะเลื่อนไปหนึ่งหรือสองตำแหน่งเช่น

กลุ่ม Dy1, Dy5 และ
กลุ่ม Dy7 Dy11

ตัวอย่างการต่อขนานหม้อแปลงที่มี vector group ต่างกัน ต่อแรงดันเข้าที่ด้าน high side โดยไม่สลับ phase เช่น Dy1 ขนานกับ Dy5

หม้อแปลง Dy1 : ต่อแรงดัน A, B, และ C เข้า terminal $H1_1$, $H2_1$, และ $H3_1$ ตามลำดับ จะได้ phase rotation ทวนเข็ม ทำให้ secondary terminal $x1_1$, $x2_1$, และ $x3_1$ จะมี phase rotation ทวนเข็มเช่นเดียวกัน และ secondary e.m.f. มี phase displacement ตามหลัง primary e.m.f. อยู่ 30°

หม้อแปลง Dy5 : ต่อ แรงดัน A, B, และ C เข้า terminal $H1_5$, $H2_5$, และ $H3_5$ ตามลำดับจะได้ phase rotation ทวนเข็ม ทำให้ secondary terminal $x1_5$, $x2_5$, และ $x3_5$ จะมี phase rotation ทวนเข็มเช่นเดียวกัน และ secondary e.m.f. มี phase displacement ตามหลัง primary e.m.f. อยู่ 150°



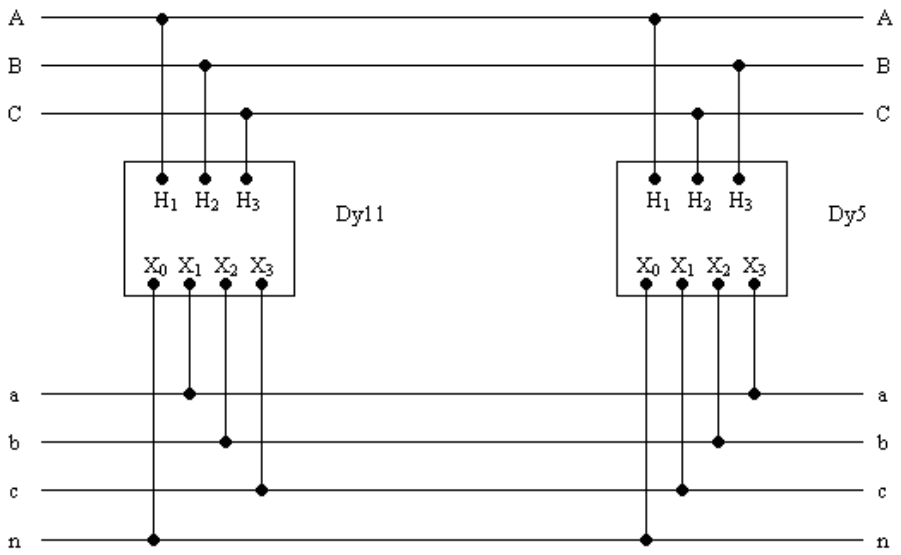
ต่อ $x1_1$ **กับ** $x3_5$ $x2_1$ **กับ** $x1_5$ **และ** $x3_1$ **กับ** $x2_5$
จะเห็นว่า phase rotation และ phase displacement ของหม้อแปลงทั้งสองตัวเหมือนกัน

ต่อแรงดันที่ด้าน high side โดยสลับ phase เช่น Dy11 ขนานกับ Dy5
หม้อแปลง Dy11 : ต่อแรงดัน A, B, และ C เข้า terminal $H1_{11}$, $H2_{11}$, และ $H3_{11}$ ตามลำดับจะได้ phase rotation ทวนเข็ม ทำให้ secondary terminal $x1_{11}$, $x2_{11}$, และ $x3_{11}$ จะมี phase rotation ทวนเข็มเช่นเดียวกัน และ secondary e.m.f. มี phase displacement ตาม primary e.m.f. อยู่ 150° หรือนำหน้า primary e.m.f. อยู่ 30°

หม้อแปลง Dy5 : ต่อแรงดัน A, C, และ B เข้า terminal $H1_5$, $H2_5$, และ $H3_5$ ตามลำดับจะได้ phase rotation ตามเข็ม ทำให้ secondary terminal $x1_5$, $x2_5$, และ $x3_5$ จะมี phase rotation ตามเข็มเช่นเดียวกัน และ secondary e.m.f. มี phase displacement ตาม primary e.m.f. อยู่ 210° จะเห็นว่า

Dy11 มีทิศทางการหมุน**ทวน**เข็ม b-phase ตาม A-phase อยู่ 90° และ
Dy5 มีทิศทางการหมุน**ตาม**เข็ม b-phase ตาม A-phase อยู่ 90° เช่นกัน
เพื่อให้ phase rotation ของ low side ของ Dy5 มีทิศทางทวนเข็ม จึงต้องสลับการต่อ terminal ดังนี้

ต่อ $x2_{11}$ **กับ** $x2_5$ $x1_{11}$ **กับ** $x3_5$ **และ** $x3_{11}$ **กับ** $x1_5$



บทที่ 3 power circuit breaker

Power circuit breaker คือ อุปกรณ์ที่ใช้ตัดกระแส load หรือกระแสที่มีค่าสูงที่เกิดจากการลัดวงจรได้ในเวลาที่เหมาะสมและทันเวลาก่อนที่จะเกิดผลเสียหายตามมาจนเป็นอันตรายกับคน หรืออุปกรณ์อื่นๆ ที่อยู่ใกล้เคียง อุปกรณ์นี้จึงเป็นอุปกรณ์ที่สำคัญมากอย่างหนึ่งในสถานี

3.1 หน้าที่และการใช้งาน

circuit breaker เป็นอุปกรณ์ที่ใช้กลไกเคลื่อนที่ตัดต่อวงจรไฟฟ้า (mechanical switching device) สามารถต่อ (making) และให้กระแสไหลผ่าน (carrying) ในเวลาที่กำหนด และตัดกระแส (breaking) ในขณะที่เกิดสิ่งผิดปกติ เช่น เกิดลัดวงจร ฉะนั้นจึงกำหนดหน้าที่ของ circuit breaker ในสภาพที่กระแสที่ไหลผ่านทั้งในขณะที่ระบบมีสภาพปกติและเกิดผิดปกติ

การทำงานของ circuit breaker ในขณะระบบมีลัดวงจรเกิดขึ้น เป็นหน้าที่หลัก แม้ว่าตลอดอายุการใช้งานจริงอาจจะทำหน้าที่หลักนี้น้อยครั้ง และกระแสลัดวงจรที่ตัดอาจจะไม่เท่ากับ rated breaking current แต่อย่างไรก็ตาม breaker ก็ต้องมีการทดสอบเพื่อยืนยันความสามารถ

breaker รุ่นใหม่ๆ จะมีคุณภาพที่ดีขึ้น เมื่อทำงานจะไม่ก่อให้เกิดปัญหา หรือเกิดน้อยที่สุดกับระบบหรือไม่ทำให้อุปกรณ์อื่นๆ ที่อยู่ใกล้เคียงเกิดความเสียหาย วงจรที่ใช้งานเป็นหลักในระบบต้องการ breaker ที่ทำงานเร็ว (high speed) ไม่ทำให้เกิด over voltage สูงเกินไป และสามารถทำงานได้หลายครั้งอย่างมั่นใจ

เนื้อหาในนี้จะกล่าวเฉพาะ AC breaker ไม่รวมถึง DC breaker

3.2 arcing

3.2.1 การเกิด arc

arc เป็น conductor ชนิดหนึ่งซึ่งลำของ arc สร้างขึ้นด้วยก๊าซที่แตกตัว มีอุณหภูมิสูง (hot ionized gas) จึงมีสภาพเป็นตัวนำ กระแสที่ไหลผ่าน arc มีความสัมพันธ์กับแรงดันระหว่างปลายทั้งสองของ arc

contact ของ breaker เป็นโลหะ และแช่อยู่ในฉนวน เช่น insulating oil, SF_6 gas, หรืออากาศฉนวน หรือ medium นี้จะไม่นำกระแสที่อุณหภูมิปกติ ฉะนั้นในสภาพ open จึงไม่มีกระแสไหลผ่าน ในขณะ breaker อยู่ในสภาพ close กระแสจะไหลผ่าน breaker ทางโลหะของ contact ที่ต่อกันอยู่

ถ้าพิจารณาขณะที่มีกระแสไหลผ่าน และ contact เริ่มเคลื่อนที่จากกันเมื่อได้รับคำสั่งให้ open จะมีค่า resistance เพิ่มขึ้น มีแรงดันตกคร่อมประมาณ 2-3 volt เมื่อเริ่มแยกออกจนมีระยะห่างเล็กน้อย (gap) แรงดันคร่อม gap จะเพิ่มสูงขึ้นมาก เกิด electric field gradient ระหว่าง gap สูงจน electron สามารถหลุดออกจาก contact วิ่งผ่าน gap ไปสู่อีกด้าน ช่วงนี้มีเวลาเป็น microsecond เป็นจุดเริ่มต้นของ arc

3.2.2 การพัฒนาของ arc

ขณะที่เริ่มเกิด arc ขึ้น จะทำให้ฉนวนหรือ medium มีความร้อนเพิ่มขึ้น และแตกตัว (ionize) ถ้ากระแสที่ไหลมีปริมาณสูงมากจะทำให้ฉนวนมีความร้อนสูงมาก ซึ่งทำให้เกิดการแตกตัวอย่างรวดเร็ว ถ้าฉนวนเป็นน้ำมัน จะแตกตัวเป็น hydrogen gas และมี ion ของ gas ปริมาณมากในบริเวณที่ arc ผ่าน ในห้องที่เกิด arc (arcing chamber) จะมีการถ่ายเทความร้อนด้วย thermal conductivity ของฉนวน ความดันสูงที่เกิดขึ้น และการไหลของก๊าซ (flow) อุณหภูมิที่เกิดขึ้นบริเวณนั้นอาจสูงถึง 20,000 ^{o}C

ใน oil circuit breaker ความร้อนจาก arc จะทำให้น้ำมันเดือด และแตกตัวเป็นก๊าซ ดังนั้น arc จึงประกอบด้วย hydrogen gas, carbon, copper vapor ส่วนใน air circuit breaker จะประกอบด้วย nitrogen, oxygen, copper vapor และใน SF_6 circuit breaker ประกอบด้วยก๊าซที่แตกตัวของ SF_6

ซึ่งประกอบด้วย SF_5, SF_4, SF_3, SF_2, SF และ SF, F_2 และ copper vapor ฉะนั้น arc จึงถูกสร้างขึ้นจากองค์ประกอบของก๊าซ

3.2.3 การดับของ arc

การดับ arc ให้ได้ จำเป็นต้องทำลายก๊าซที่เป็นตัวนำโดยการทำให้อุณหภูมิลดลงอย่างเร็ว จะทำให้กระบวนการสร้าง ion และ conductivity ลดลงจน ion กระจายออก ไม่สามารถรวมกันได้ หรือถูกแทนที่ด้วยฉนวน medium ที่อยู่รอบนอกที่ไม่ร้อนมาก ในการ open breaker จะมีการเคลื่อนที่ของ contact แยกจากกันทำให้ arc ที่เกิดขึ้นนั้นยาวออก และจะรักษาอุณหภูมิไว้ พลังงานที่จุดนั้นจะสูงขึ้น การดับ arc จะใช้หลักการลดและดึงเอาพลังงานนั้นออกจาก arc

กระแสประกอบขึ้นด้วยการเคลื่อนที่ของ free electron จำนวนมากในตัวนำ จะพบว่าใน arc มี free electron ที่ถูกสร้างขึ้นด้วย ionization process และรักษาระดับอุณหภูมิโดยการปล่อยพลังงานออกมา ในระบบ AC system กระแสจะเพิ่มและลดลงทุก 10 มิลลิวินาที และที่จังหวะเป็นศูนย์จะไม่มี free electron ไหล ทำให้มีพลังงานเกิดขึ้นน้อยมาก ที่ตำแหน่งกระแสมีค่าใกล้ก่อน และหลังศูนย์จึงสำคัญมาก ถ้าทำให้บริเวณนั้นเกิดการสูญเสียพลังงานมาก arc ก็ดับได้ จึงออกแบบ breaker ในขณะ open ให้มี arc เกิดขึ้น แล้วควบคุม arc และดับ arc ที่ตำแหน่งกระแสเป็นศูนย์เท่ากับกระแสหลุดไหล

วิธีการดับ arc คือ ยืด arc ให้ยาวขึ้นอย่างรวดเร็ว ฉีดก๊าซที่นำความร้อนได้ดีและเย็นไปตามความยาวของ arc เพื่อลดอุณหภูมิของ arc การทำให้ก๊าซที่อยู่ในห้องดับ arc (arcing chamber) มีความดันสูงจะไหลผ่านช่องแคบๆ บีบ arc ให้แคบลง แกนของ arc มีอุณหภูมิสูงขึ้น temperature gradient จะเพิ่มตามแนวขวางของ arc สามารถระบายความร้อนออกจาก arc ได้

ในปัจจุบัน breaker ชนิดน้ำมันแบบ bulk oil และ breaker ชนิด air blast แทบจะไม่มีใช้งานอีกแล้ว breaker ชนิดน้ำมันแบบ minimum oil ก็มีใช้น้อยลง breaker ชนิดก๊าซ SF_6 มีการใช้งานอย่างแพร่หลายมากขึ้น

3.2.3.1 gas blast circuit breaker

หลักการดับ arc ของ gas blast breaker คือ การดึงเอาพลังงานออกจาก arc ด้วยการใช้ gas โดยไม่มีการทำให้ arc เปลี่ยนรูปร่าง หรือทำให้ยาวขึ้น

การ cooling จะใช้วิธีฉีดพ่น gas ไปตามแนวแกนของ arc ทำให้ล้อม arc ที่มีอุณหภูมิสูงไว้ด้วย gas ที่เย็นกว่า และวิ่งผ่านผิวของ arc ความเร็วของ ionized gas ที่ร้อน และประกอบเป็น arc จะเร็วกว่า cooling gas ที่ไหลผ่านผิว ทำให้ระบายความร้อนได้ดี ประกอบกับ arc เริ่มเกิดขึ้นในกระบอกที่ทำหน้าที่เหมือนหัวฉีดเรียกว่า nozzle ทำให้มีความเร็วของ gas พ่นออกไปตามลำของ arc ส่วนที่สำคัญของ gas blast breaker คือ ฉนวน gas หรือ media ที่เป็นตัวระบายความร้อน ทั้งปริมาณ และความดันของ gas ที่ฉีดพ่น arc และ ชนิดของ contact และ nozzle

gas blast แบ่งเป็นชนิด dead tank และ live tank ฉนวนที่ใช้มีสองชนิดคือ อากาศ (air) และ SF_6 gas และใช้ interrupter มาต่อกันเพื่อเพิ่ม breaking capacity

ในปัจจุบัน air blast breaker ไม่มีการผลิตเพื่อใช้กับแรงดันสูงๆ แล้ว การทำงานจะใช้อากาศเป็นฉนวน ซึ่งหาได้ทั่วไป อัดให้มีความดันสูง อาจสูงถึงระดับ 30 kg/cm^2 ไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม ส่วนของ interrupting chamber, support column, tank ต้องออกแบบให้ทนความดันสูง หลักการทำงาน คือ ระบายหรือปล่อยให้ฉนวนอากาศออกมาภายนอก ฉะนั้นระบบ valve จึงเป็นส่วนสำคัญต่อเวลาตัดกระแส มี interrupting time ต่ำกว่า 1 cycle (20 ms) และสามารถตัดกระแสสูงได้ เช่น air blast breaker สำหรับ 11-15 kV generator

SF_6 breaker เป็น breaker ที่ใช้อย่างแพร่หลายในปัจจุบัน ใช้ SF_6 gas ที่มีคุณสมบัติเป็นฉนวนที่ดีกว่าอากาศ สารที่เกิดขึ้นหลังการตัด/ดับ arc คือ ผงของ metallic fluoride มีความเป็นฉนวนและไม่เป็นอันตรายในขณะที่แห้ง แต่เมื่อได้รับความชื้นจะสามารถกัดกร่อน metal part ได้

SF_6 gas ไม่มีตามธรรมชาติ เป็นก๊าซที่ต้องสังเคราะห์ขึ้น มีราคาแพง เนื่องจากมีผลต่อบรรยากาศ จึงไม่ควรปล่อยออกสู่ภายนอก การออกแบบจึงเป็นแบบปิดไม่เหมือน air breaker

SF_6 gas หนักกว่าอากาศเป็นก๊าซที่สามารถ de-ionize และกลับสภาพเดิมได้เร็ว และส่วนที่เกิดขึ้นคือ ผงของ metallic fluoride ก็ไม่ฟุ้งกระจาย ไม่ทำให้ความเป็นฉนวนของก๊าซลดลง

การออกแบบโดยใช้ 'puffer' มีลักษณะเป็นกระบอก cylinder หุ้ม moving contact บางส่วน ขณะที่อยู่ในตำแหน่ง close ฉะนั้นขณะที่ moving contact เคลื่อนที่ ก๊าซจะถูกอัด และจะปล่อยก๊าซที่มีความดันสูงออกไปรอบ arc ขณะที่ contact หลุดออกจาก puffer ด้วยวิธีนี้การเคลื่อนที่ของ contact จะสร้างความดันสูงขึ้นเองโดยไม่ต้องอาศัยกลไกอื่น

puffer ทำด้วย teflon ที่มีคุณสมบัติเป็นฉนวน ทนทานต่อความร้อน ทำให้สามารถออกแบบให้รูมีเส้นผ่าศูนย์กลางได้เล็กพอขนาดให้ moving contact วิ่งเข้าออก ทำให้ปิดช่องไม่ให้ก๊าซออกไปก่อนที่ moving contact จะหลุดออกจาก puffer เรียกว่า clogging effect ของ nozzle

ก๊าซที่มีความดันสูงที่เกิดขึ้นใน cylinder จะขับออกภายนอกได้เพราะขณะที่ arc ยืดยาวออกไปตามการเคลื่อนที่ของ contact นั้น เส้นผ่าศูนย์กลางของ arc จะเล็กลงจนถึงเวลาใน sine wave ที่กระแสเป็นศูนย์ ทำให้หน่วงเวลาการปล่อยก๊าซออกไปภายนอก cylinder และถูกจังหวะ ช่วงเวลาที่ถูกหน่วงไว้นี้ขึ้นกับปริมาณกระแสของ arc เช่น ตอนกระแสต่ำจะเกิดกระบวนการที่ไม่รุนแรง จะไม่เกิด current chopping

SF_6 gas breaker มี interrupting time ประมาณ 2-3 cycles

air blast breaker มี interrupting time ประมาณ 1-2 cycles

3.2.3.2 vacuum breaker

vacuum breaker มี insulating media ที่มี strength ที่สูงมากจนอาจพูดได้ว่ามีค่าเท่ากับ infinity โดย arc ที่เกิดขึ้นจะแตกต่างจาก breaker อื่นๆ ส่วนที่เป็น contact ประกอบด้วย contact สองชิ้นบรรจุอยู่ภายในส่วนที่ห่อหุ้มที่ปิดไม่ให้อากาศเข้าภายในได้ ภายใน chamber จะมีสภาพเป็นสุญญากาศ (vacuum) ขณะที่ open จะมี arc เกิดขึ้น และ arc จะรักษาสภาพอยู่ได้ด้วยไอของโลหะ (metallic vapor) ที่เกิดจากด้านที่เป็น cathode ไอของโลหะจะกระจายใน vacuum และ condense ที่ shield ที่อยู่รอบข้าง ขณะที่กระแสเป็นศูนย์ไอโลหะจะ condense ได้มากทำให้มีสภาพกลับมาเป็น vacuum

ในช่วงแรก arc จะกระจายกันเป็นหลายจุดบน cathode คือ มี arc เกิดขึ้นหลาย arc ที่ขนานกัน จุด arc บน cathode (cathode spot) หรือจุดที่เกิด emission จะผลักกันแต่ arc column จะเข้าหากัน เนื่องจาก magnetic field เมื่อกระแสเพิ่มขึ้น จะมี arc เกิดขึ้นหลาย arc เกิด magnetic field สูงขึ้น มีผลทำให้ arc path เสียไป และเกิดการประทะกัน หรือ ชนกันของ particle อย่างรุนแรง เกิด high voltage gradient ที่หน้า anode จนเกิด ionization ของ anode และเกิด metal vapor กระแสจะหนาแน่นในบริเวณที่มี vapor หนาแน่น ตรงจุดที่ anode เกิด vaporize นี้จะมีความร้อนสูงมาก เป็นจุดเล็กๆ ทำให้เกิดการ emission อย่างมากมาย และเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องไม่หยุด arc จะพยายามเคลื่อนมารวมกันไม่เหมือนกับช่วงเริ่มแรก

arc จะดับขณะที่กระแสผ่านศูนย์ ถ้าเกิด arc เล็กๆ หลาย column จะดีกว่า เกิด arc ใหญ่ column เดียวเพราะ arc ใหญ่ column เดียว จะเกิดจุดที่ร้อนมากเกินไปตรง arc spot ที่บริเวณผิวหน้า contact

จนเกิด emission ขึ้นสูงมากอย่างต่อเนื่อง มีผลทำให้เกิด restrike หรือ หลังจาก arc ดับไปแล้วจะเกิด arc ขึ้นอีกไม่สามารถดับได้

การออกแบบให้จุด arc เคลื่อนที่บนหน้า contact โดยใช้ magnetic field เป็นการป้องกันไม่ให้ arc ที่เกิดขึ้นหลายๆ arc มารวมตัวกัน หรือสามารถทำให้จุด arc ที่รวมตัวกันแล้วสามารถเคลื่อนที่อย่างรวดเร็วบนหน้า contact ก็จะทำให้ไม่เกิดความร้อนสูงมากที่จุดเดียว และทำให้สามารถดับ arc ได้ การออกแบบผิวหน้าของ contact ให้เป็น slot สามารถสร้าง magnetic field ให้เกิดขึ้นที่ผิวหน้าของ contact ได้

ปัญหาหนึ่งของ vacuum breaker คือ contact ทั้งสองละลายติดกัน หรือเรียกว่า contact welding วิธีแก้ไขคือเลือกโลหะที่ใช้ทำ contact ให้เป็นชนิดที่มี high conductivity แต่มีความสามารถที่จะ weld ติดกันยาก เช่น copper bismuth, chromium เป็นต้น

อีกปัญหาหนึ่งคือ โลหะที่ใช้ทำ contact อาจมีก๊าซผสมอยู่ด้วย จึงเกิดก๊าซขึ้นขณะโลหะละลายเนื่องจาก arc วิธีแก้ไข คือ ใช้ gas-free copper

หลักการออกแบบ vacuum interrupter ไม่ซับซ้อน ส่วนของ contact จะมีส่วนปลายที่ทำจากโลหะและมีรูปร่างดังกล่าว ในตำแหน่ง close จะเคลื่อนที่มาชนอัดกันที่หน้าสัมผัส ส่วนปลายที่สัมผัสมีลักษณะใหญ่กว่าแกน (butt contact) บรรจุอยู่ใน vacuum chamber สามารถนำ interrupter มาต่ออนุกรมกันเพื่อให้เหมาะสมกับแรงดัน มี interrupting time ต่ำกว่า 15 ms

3.3 circuit breaker mechanism

- spring type
  - close ด้วย spring open ด้วย spring
- pneumatic type
  - close ด้วย pneumatic open ด้วย spring
  - close ด้วย spring open ด้วย pneumatic
- hydraulic type
  - close ด้วย hydraulic open ด้วย hydraulic

spring mechanism เป็นกลไกที่มีพลังงานที่ใช้ขับเคลื่อน contact มาจากพลังงานที่ถูกสะสมอยู่ใน spring

motor ทำหน้าที่อัด spring ให้มีพลังงานสะสมไว้ ใน breaker รุ่นแรกๆ จะใช้เป็น open spring และใช้ pneumatic mechanism สำหรับ close เป็นส่วนใหญ่ แต่ระยะหลังมีการพัฒนาให้ใช้ spring ได้ทั้ง close และ open ตาม duty ที่ต้องการ

pneumatic mechanism พลังงานที่ใช้ขับเคลื่อน contact มาจากพลังงานของลมที่มีความดันสูง ใช้ compressor อัดลมให้มีความดันสูงประมาณ 20 bar เก็บไว้ในถังที่มีขนาดสามารถใช้ในการ close-open ได้อย่างต่อเนื่อง 4-5 ครั้ง ทุกครั้งที่สั่ง close พลังงานที่ใช้จะไปขับเคลื่อน contact และ charge ส่วนของ spring ให้มีพลังงานพร้อม open มีข้อเสียคือ มีเสียงดังขณะ open และ เมื่อเกิดลมรั่ว compressor จะต้องทำงานหนัก

hydraulic mechanism พลังงานที่ใช้ขับเคลื่อน contact มาจากพลังงานของก๊าซ nitrogen ที่มีความดันสูงเรียกว่า accumulator สร้างความดันโดยใช้ pump อัดน้ำมัน hydraulic เพื่อไปสร้างความดันให้ accumulator เกิดความดันสูงมากถึง 40-50 bar ทำให้มีพลังงานที่เก็บสะสมไว้มากกว่า spring mechanism มีข้อเสีย คือน้ำมันรั่ว pump ต้องทำงานหนัก ถ้ารั่วมากอาจไม่สามารถรักษาสภาพ close ไว้ได้

เนื่องจากส่วนใหญ่จะต่อ driving rod ตรงกับ mechanism ไม่มีชิ้นส่วนของกลไกที่ใช้เกี่ยวกันไว้ (latch) เพื่อให้อยู่ในตำแหน่ง close

3.4 switching duty

3.4.1 closing and latching duty ขณะที่สายส่งเกิดลัดวงจรอยู่ (permanent fault) เช่น สายขาดตกลงดิน ต้นไม้ล้มพาดสายหรือ line insulator เกิดชำรุดเสียหาย จะมีกระแสลัดวงจรเกิดขึ้นในเวลาที่วงจรไฟฟ้าเริ่มต่อ (electrically close) หรือเริ่มมี arc เกิดขึ้นระหว่าง contact ขณะ close operation ถ้าการลัดวงจรเกิดขึ้นเป็นชนิด single phase to ground fault และ ถ้าสั่ง close breaker ในขณะที่ลัดวงจรยังคงอยู่วงจรจะเริ่มต่อกันที่ phase ที่เกิดลัดวงจร ขณะที่แรงดันเป็นศูนย์ตาม sinusoidal cycle จะเกิดกระแสที่มีคลื่นลูกแรกของ sine wave มี peak สูงที่สุด (first asymmetrical peak) อาจมีค่าใกล้สองเท่าของ symmetrical peak การ close จึงต้องอาศัยแรงที่จะทำให้กลไกสามารถ close และ latch กันได้ พร้อมกับสามารถที่จะ open ด้วยเมื่อ protective relay สั่งงานได้อีกครั้งด้วยเวลา interrupting time ปกติที่กำหนด หรือสามารถอยู่ในตำแหน่ง close ได้โดยมีกระแสลัดวงจรที่สูงสุดไหลผ่านจนกระทั้ง breaker ตัวอื่น open

ในขณะนั้นอาจเกิดปัญหาขึ้นได้สองลักษณะ คือ

- ปัญหาจากแรงตรงกันข้ามกับแรงกลที่ขับเคลื่อน driving rod ให้ contact close
- ปัญหาจาก arc ที่เกิดขึ้นขณะ close มีปริมาณกระแสลัดวงจรสูง

แรงที่เกิดจากการชักนำ (induce) ของ magnetic field เป็นสัดส่วนกับกระแสยกกำลังสอง และ แรงดูดกันหรือบีบรัด (attractive force) ที่เกิดขึ้นกับชุด contact finger ที่มีการจัดเรียงขนานกันจะบีบรัด fixed contact แรงบีบรัดที่เกิดขึ้นตรงจุดสัมผัสจะเป็น repulsive force คือแรงจะมีลักษณะที่ contact finger ของ fixed contact จะบีบรัดกับ contact rod ของ moving contact และคลายตัวเป็นจังหวะตามแรงที่เกิดขึ้น การทำงานของ mechanism ตอน close จึงต้องมีแรงพอที่จะขับเคลื่อน moving contact หรือชนะแรงที่เกิดจากกระแสและรวมถึงแรงต้าน และ inertia ของส่วนที่กำลังเคลื่อนที่

การออกแบบ mechanism ให้มี close operation สามารถ close ได้สมบูรณ์ในขณะที่มีกระแสลัดวงจรไหล อาจมีพลังงานเหลืออยู่มากเกินในขณะที่มีกระแสปกติ หรือในเวลาที่ไม่มีกระแสไหลผ่านเลย จึงจำเป็นต้องมีอุปกรณ์เพื่อทำหน้าที่ช่วยรับพลังงานส่วนเกินที่เหลือนี้ เพื่อป้องกัน contact เสียหาย หรือเกิดอาการที่ contact เด้งเข้า-ออก (bounce)

ในเวลา close จะเกิด arc ขึ้นระหว่าง moving และ fixed contact ก่อนที่ contact จะสัมผัสแตะกันจริงเสมอ เรียกว่า pre-strike และ arc ยังเกิดขึ้นได้ในกรณีที่เกิด contact bounce หน้าสัมผัสของ contact จะถูก arc ทำลาย ถ้า arc เกิดขึ้นระหว่างช่องเล็กๆ จะทำลายผิวหน้าสัมผัสของ contact ได้มาก เพราะเกิด high potential gradient ขึ้นที่บริเวณผิวหน้าของโลหะ ฉะนั้น pre-strike และ contact bounce จึงทำให้เกิด local heating จน โลหะของ contact เกิดเชื่อมต่อ (weld) กันตรงจุดที่สัมผัสได้ ซึ่งจะมีผลมากใน vacuum circuit breaker ที่มีหน้าสัมผัสเป็น butt contact

3.4.2 current carrying capability การออกแบบ contact ต้องมีความเหมาะสมที่จะรับกระแส rated normal current ที่ไหลผ่านเป็นเวลานานๆ โดยที่อุณหภูมิสูงต้องไม่สูงเกินค่ากำหนด และสามารถรับกระแสลัดวงจรพิกัด (rated short circuit current) ได้ในเวลาที่กำหนด หนึ่ง หรือ สามวินาทีตามมาตรฐาน (maximum temperature rise) โดยไม่ทำให้เกิดความผิดปกติที่หน้าสัมผัส และพร้อมจะ open และ close กลับเข้าใช้งานต่อเนื่องไปได้อีก

สิ่งที่จะทำให้ความสามารถในการรับกระแสต่ำลงคือ หน้า contact เกิดสกปรก มีรอย ทำให้สูญเสียจุดสัมผัส point to point contact ลดลง ใน oil breaker จะเกิดสารที่น้ำมันเปลี่ยนสภาพโดยความร้อน

มีลักษณะเหนียวมีสีน้ำตาลดำ (เรียกว่า tar) จับที่หน้าสัมผัสเป็น film แข็ง สารนี้จะทำให้ contact resistance เพิ่มขึ้นและเกิดความร้อนบริเวณจุดที่ contact ต่อสัมผัสกัน

3.5 circuit interruption

ในการใช้งานทั่วไป breaker ต้องมีความสามารถทำ switching operation ได้แก่ close, open, และ fault interruption เป็นต้น

3.5.1 fault interruption หรือ fault clearing คุณสมบัติของ breaker ทุกตัวต้องสามารถตัดกระแสลัดวงจรได้เท่ากับ short circuit rating ที่ระบุไว้ ถ้าไม่มีการระบุความสามารถนี้ไว้อุปกรณ์ที่ใช้ตัดต่อวงจรนั้นจะเป็น load break switch หรือ circuit switcher หรือ isolator

กระแสขณะเกิดลัดวงจรอาจมี dc offset เนื่องจาก short circuit impedance ที่เป็นตัว limit ค่ากระแสลัดวงจรมีลักษณะเป็น reactance และมุมของแรงดันขณะเกิดลัดวงจรไม่ใช่ที่ 90° เสมอไป ในช่วงแรกกระแสจะมีส่วนที่เป็น dc รวมอยู่กับกระแสส่วนที่มีความถี่ระบบ และส่วนที่เป็น dc จะลดลงในลักษณะ exponential ตามค่า time constant ของ impedance วงจร กระแสจะลดลงจนถึงส่วน dc component เป็นศูนย์ กระแสที่เหลือจะมีความถี่ระบบ เรียกว่า symmetrical component

กรณีเกิดลัดวงจรที่มุมแรงดันมีองศาเป็นศูนย์ จะได้ค่า peak แรกของกระแสลัดวงจรสูงที่สุด เรียกช่วงแรกส่วนที่มีแรงดัน dc นี้ว่า asymmetrical component กระแส peak แรกอาจสูงใกล้เคียงกับสองเท่าของ symmetrical component

3.5.2 terminal short circuit กรณีตัดกระแสลัดวงจรชนิด three phase ungrounded fault จะมี transient restriking voltage สูงสุด คือ ถ้า phase แรกสามารถตัดกระแสลัดวงจรได้แล้ว (first pole to clear) โดยที่อีกสอง phase ยังไม่สามารถดับ arc ได้ แรงดันที่คร่อม contact ที่ open สำเร็จแล้วจะมีค่าเท่ากับ 1.5 $\sqrt{2}$ V_p (peak) มีความถี่ระบบ รวมกับความถี่ของ natural frequency หรือ transient response ของระบบ แรงดัน restriking transient voltage มีแรงดันตรง peak ของ recovery voltage นี้อาจสูงถึงสองเท่าของ power frequency recovery voltage

หลังจากตัดกระแสลัดวงจรกรณี three phase grounded fault อาจมี recovery voltage คร่อม contact สูงกว่า line to ground voltage ได้

กรณีระบบเป็น effectively ground คือ ระบบที่มี zero sequence impedance $\leq$ 3 เท่าของ positive sequence impedance แรงดันคร่อม contact ของ phase แรกที่ clear ได้ในขณะที่อีกสอง phase ยังคงมีลัดวงจรอยู่ จะเกิดแรงดันประมาณ 1.3 เท่าของแรงดัน line to ground เรียกว่า first pole to clear factor = 1.3

3.5.3 breaking small inductive current ตามที่อธิบายแล้วว่า arc จะดับขณะที่กระแสเป็นศูนย์ในsinusoidal wave ฉะนั้นหากกระแสหยุดไหลอย่างทันทีทันใดก่อนมีค่าเป็นศูนย์ (current chopping) ถ้ากระแสเปลี่ยนทันทีทันใดนั้นมีค่าเท่ากับ 'I' จะมีพลังงานเท่ากับ $L \cdot I^2$ เก็บไว้ใน inductor ที่มีค่า inductance : 'L' พลังงานนี้จะถ่ายเทไปมากับ stray capacitance ของ inductor เกิด transient over voltage คร่อมระหว่าง contact ขึ้นได้ อาจมีค่าสูงจนเกิด restrike หรือเกิด arc ขึ้นอีก หรือเกิด external flashover ขึ้น breaker ก็จะไม่สามารถดับ arc ได้ ส่วนใหญ่จะเกิดกับ breaker ชนิด air blast breaker และ vacuum breaker ที่มีกระบวนการดับ arc ไม่ขึ้นกับปริมาณกระแส จึงมี shunt resistor คร่อม contact ของ air blast breaker ไว้เพื่อป้องกันไม่ให้เกิด over voltage ระหว่าง contact สูงเกินไปในขณะ open

3.5.4 breaking small capacitive current หลังจากตัดวงจรสายส่งยาวๆ และ cable ออกแล้วจะยังคงมีแรงดันปรากฏเหลืออยู่เนื่องจาก trap charge ดังนั้นทุกๆ ครึ่ง cycle ขั้วหรือ polarity ของ trap charge ด้านสายส่งจะตรงกันข้ามกับ polarity ของแรงดันระบบ ทำให้แรงดันคร่อม contact ของ breaker มีค่าเป็นสองเท่าของแรงดันระบบเทียบกับดิน (phase to ground) อาจส่งผลให้เกิด restrike ได้ การแก้ไขถ้าเป็น air blast breaker จะใช้ shunt resistor ต่อคร่อม contact เพื่อ discharge ประจุค้างในสายส่งหรือ cable แต่ถ้าเป็น SF_6 breaker จะมี insulation performance ดีกว่า สามารถออกแบบ interrupting chamber ทำงานในขณะ open ให้เหมาะสมไม่เกิด restrike เรียกว่า restrike free breaker ไม่จำเป็นต้องใช้ resistor ต่อคร่อม

3.5.5 short line fault ขณะที่เกิดลัดวงจร (fault) ตรงจุดที่ห่างจาก breaker เป็นระยะทางประมาณหนึ่งกิโลเมตร (kilometric fault) ขณะตัดวงจรจะเกิด recovery voltage คร่อม contact ของ breaker แรงดันนี้มีความถี่เป็นสองความถี่ คือ ความถี่ระบบ 50Hz (source frequency) และ ความถี่ของคลื่นสะท้อนกลับมาจากสายส่งที่เกิดลัดวงจร (reflected wave) ขนาดของ recovery voltage อาจไม่สูงมากนัก แต่แรงดันสะท้อนกลับจะมีอัตราการเพิ่มสูงมาก (high rate of rise) อาจเป็นอันตรายกับ breaker ประเภท air blast

3.5.6 out of phase switching ขณะก่อน close แรงดันคร่อมที่ปลาย contact ทั้งสองด้าน (ขณะที่ breaker อยู่ในตำแหน่ง open) อาจมีมุมทางไฟฟ้า (electrical angle) ต่างกัน กรณีที่สูงที่สุดคือขณะทำการ synchronize ระบบกับ generator จะมีมุมต่างกัน 180° เกิด out of phase มีแรงดันเป็นสองเท่าคร่อมที่ contact ถ้าขณะกำลัง open breaker มีแรงดันคร่อม contact สองเท่า และเกิด arc จะมีกระแสต่ำกว่ากระแสลัดวงจร และถ้าความเร็วของ contact ที่เคลื่อนที่ออกจากกันเร็วพอที่ทำให้ฉนวนกลับคืนสภาพได้เร็วจะสามารถ open ได้สำเร็จโดยไม่เกิด restrike

ใน breaker รุ่นใหม่ๆ ส่วนใหญ่จะไม่มีปัญหาเรื่องนี้ กรณี breaker ที่ใช้งานในสถานีที่มีโรงจักรต่อเชื่อม ควรเลือกใช้ breaker ของ generator เป็นแบบ double interrupter มากกว่า single interrupter เพราะต้องใช้ synchronize กับระบบ จะทนแรงดันสองเท่าได้ดีกว่า

3.5.7 evolving fault ในขณะที่ breaker ตัดกระแสที่มีปริมาณน้อยในช่วงแรก หลังจาก contact เริ่มจากกันเกิดกระแสเปลี่ยนแปลงเพิ่มสูงขึ้นในขณะที่ยังดับ arc ไม่สำเร็จ ถ้าออกแบบใช้พลังงานเพื่อดับ arc ของ interrupter ให้มีความสัมพันธ์กับพลังงานที่ arc สร้างขึ้น จะทำให้ interrupter เสียหายได้ เพราะพลังงานที่สร้างขึ้นเพื่อดับ arc จะถูกสร้างขึ้นในช่วงแรกขณะที่ contact ยังอยู่ใน interrupting chamber ถ้าช่วงแรกกระแสต่ำจะไม่เพียงพอที่จะดับ arc ของกระแสสูงที่เกิดขึ้นภายหลังได้ และถ้าเกิดขณะที่ contact เกือบหลุดออกจาก chamber จะไม่สามารถดับ arc ได้เลย ตัวอย่างที่มีการดับ arc ในลักษณะ ดังกล่าว

- การดับ small inductive current ถ้าเกิด current chopping จะเกิดแรงดันสูงคร่อม contact (over voltage) อาจทำให้เกิด flashover กลายเป็น fault เกิดขึ้นที่ภายนอกอุปกรณ์ ถ้ากระแสเกิด chop ในขณะที่ contact เริ่มหลุดจาก puffer แล้ว ความดันภายใน puffer จะไม่สูงพอที่จะดับกระแสที่สูงขึ้นภายหลังได้ สามารถป้องกันได้ด้วยติดตั้ง surge arrester ไว้ใกล้อุปกรณ์
- breaker สองตัวขนานกันทำงาน open พร้อมกัน ถ้ากระแสไหลผ่านแต่ละตัวไม่เท่ากัน breaker ตัวที่กระแสผ่านมากจะดับ arc ได้ก่อน ตัวที่เหลือที่มีกระแสน้อยกว่าในช่วงแรก กระแสจะมีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างมาก เพราะกระแสจากตัวแรกจะกลับมาไหลผ่านรวมด้วย

3.5.8 capacitor และ reactor switching ในอดีตจะใช้ breaker ที่มี pre-insertion resistor เพื่อป้องกัน inrush current แต่ในปัจจุบันสามารถควบคุมมุมของแรงดันด้วย point on wave relay ในขณะที่ contact เริ่มต่อกันทางไฟฟ้าด้วยเกิด prestrike หรือเรียกว่า electrical connection กรณี capacitor ควรสั่ง close ในขณะที่เกิด electrical connection ขณะที่แรงดันเป็นศูนย์หรือก่อนศูนย์เล็กน้อย ส่วน inductor ควรสั่ง close ให้เกิด electrical connection ในขณะที่แรงดันเป็น peak หรือก่อน peak เล็กน้อย

3.5.9 initial transient recovery voltage คือ แรงดันที่เกิดขึ้นหลังจาก breaker ได้ interrupt กระแสลัดวงจรในช่วงแรก ในช่วงต้นหลังกระแสหยุดไหลถ้าฉนวนระหว่าง contact ที่ถูกทำลายไปกลับมาสมบูรณ์หรือมี rate of rise of dielectric strength เร็วกว่า rate of rise of recovery voltage (สภาพฉนวนคืนกลับมาดีด้วยอัตราเร็วกว่าแรงดันคร่อม contact ที่เกิดขึ้น) กระแสก็สามารถหยุดไหลได้ แรงดันที่เกิดขึ้นมีลักษณะเป็น high frequency over voltage ผสมกับ system frequency สาเหตุที่มีความถี่สูงเพราะ capacitance ของ bus bar ด้าน source ที่อยู่ใกล้ๆ breaker มีค่าต่ำ ทำให้มี natural frequency สูง ปัญหานี้จะเกิดกับ SF_6 breaker สามารถแก้ไขโดยการต่อ capacitor ระหว่าง line กับ ground ไว้ที่ด้าน source เพื่อลด oscillation frequency

3.6 การทำงานของ multi-interrupter

คือการนำเอา interrupter มาต่ออนุกรมกัน และมักจะติดตั้ง grading capacitor คร่อม interrupter ไว้เพื่อทำให้แรงดันที่ตกคร่อมแต่ละ interrupter ใกล้เคียงกัน ทั้งแรงดันปกติและแรงดัน recovery voltage โอกาสเกิด restrike น้อยลง breaker มี performance ดีขึ้น

ภาคผนวก บทที่ 3

การเลือก interrupting capacity rating ของ circuit breaker

ผู้ออกแบบจะออกแบบระบบให้มี reliability และ safety ซึ่งต้องมี criteria การออกแบบและรวมถึงการเลือก rated ของอุปกรณ์ และอุปกรณ์ป้องกันที่เหมาะสม สิ่งสำคัญที่เกี่ยวข้อง คือ การคำนวณ AC system short circuit current เพื่อใช้เลือกพิกัดของอุปกรณ์ต่างๆ

เมื่อมีการขยายระบบ generation และ transmission จะพบว่า fault level มีค่าเพิ่มสูงขึ้น การพิจารณาว่า equipment rating เก่าที่ใช้งานอยู่ หรือการเลือก equipment ใหม่เพื่อติดตั้งเพิ่มเข้าในระบบ เริ่มประสบปัญหามากขึ้น เช่น การเลือก circuit breaker rating ที่เหมาะสม

system short circuit current

1. source of short circuit current สิ่งสำคัญในการคำนวณหา short circuit current คือ ลักษณะแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจร (short circuit current source) และ impedance characteristic ของอุปกรณ์แต่ละชนิดที่เกี่ยวข้อง จะเห็นว่าในระบบจะมีอุปกรณ์ที่เป็นแหล่งจ่ายกระแสลัดวงจรได้ คือ generator, synchronous motor, และ induction motor แหล่งจ่ายกระแสเหล่านี้จะผลิตกระแสลัดวงจรไหลสู่จุดที่เกิดลัดวงจร (fault)

1.1 generator ในขณะที่เริ่มเกิดลัดวงจร generator จะยังคงรักษาสภาพแรงดันที่สร้างขึ้นเนื่องจากมี field excitation และ prime mover ยังคงขับตัวให้ generator หมุนด้วยรอบเท่าเดิม จากแรงดันนี้จะสร้างกระแสลัดวงจรที่มีขนาดสูง โดยมี impedance ของ generator และของวงจรที่ต่อเชื่อมระหว่าง generator ไปยังจุดที่เกิดลัดวงจร เป็น parameter ในวงจร

1.2 synchronous motor โครงสร้างเหมือนกับ generator คือมี field ที่เกิดจาก DC current และ stator winding ที่มี AC current ไหล เมื่อ stator winding รับกระแสจาก AC line ที่ต่อเข้าและเปลี่ยน electrical energy เป็น mechanical energy ในขณะที่เกิด short circuit แรงดันของ AC line ลดลง motor จะหยุดจ่าย mechanical energy ไปที่ load และรอบหมุนจะลดลง ในช่วงนี้ inertia ของ load และ rotor ของ motor จะยังคงหมุน motor ต่อไป ทำให้มีสภาพเหมือน generator และจ่ายกระแสไปที่จุด fault กระแสจะไหลอยู่หลาย cycle โดยมีปริมาณที่ขึ้นอยู่กับ impedance ของ motor และของ line ที่ต่อเชื่อมไปยังจุด fault

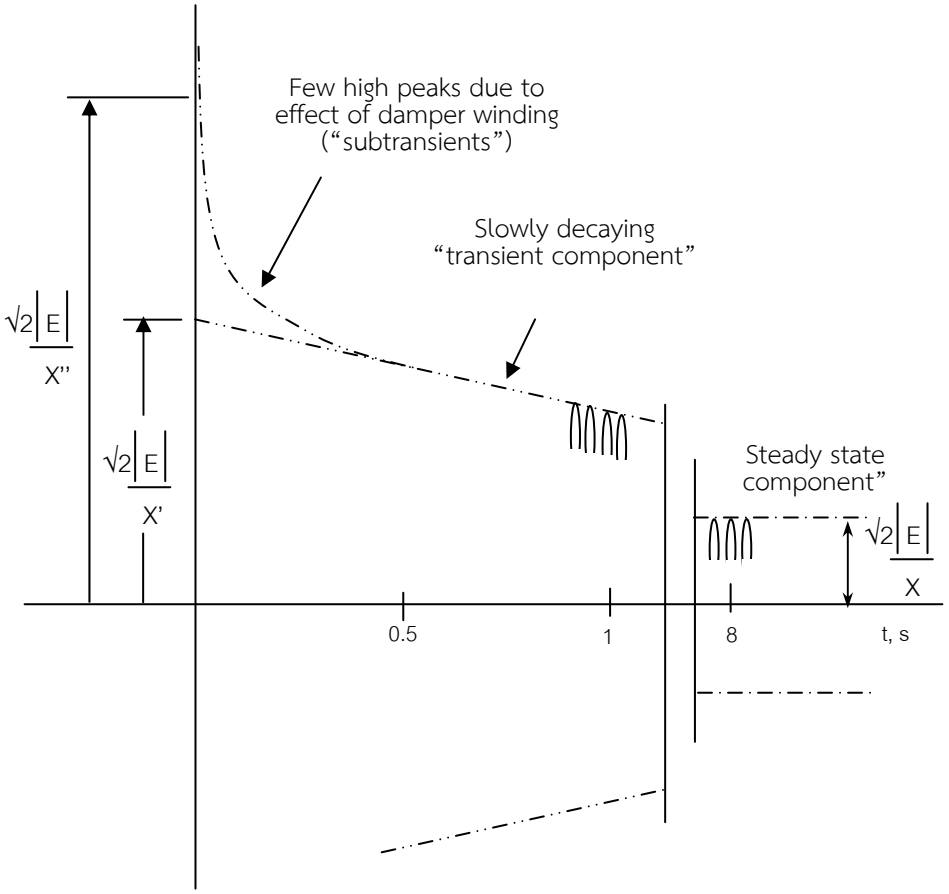
1.3 induction motor เนื่องจากมี inertia ของ load และ rotor ของ induction motor เช่นเดียวกับ synchronous motor แต่ต่างกันที่ induction motor ไม่มี DC field winding แต่มี field ที่สร้างขึ้นที่ stator จาก source ที่ต่อเข้าที่ motor และมี rotor flux ในขณะใช้งานปกติ เมื่อแรงดันลดลงเนื่องจาก short circuit อย่างรวดเร็ว แต่ flux ใน rotor จะลดลงอย่างรวดเร็วไม่ได้ และด้วย inertia จากการที่ rotor ยังหมุนอยู่ ทำให้เกิดแรงดันขึ้นที่ขดลวดของ stator และสร้างกระแสไหลไปยังจุด fault จนกว่า flux ใน rotor จะลดลงจนเป็นศูนย์ โดยทั่วไป induction motor จะสร้างกระแสลัดวงจรได้ประมาณ 4-5 cycle กระแสส่วนนี้จะมีผลกับ momentary current ของ circuit breaker

2. rotating machine reactance

impedance ของ rotating machine จะมีลักษณะเปลี่ยนค่าไปตามเวลา ไม่เหมือนกับ impedance ของหม้อแปลงที่คงที่ รอบหมุนจะคงเท่าเดิมอยู่ชั่วขณะหนึ่งหลังจากเกิด fault เนื่องจากยังมี

field excitation voltage และเวลาต่อมา reactance ของ machine จะเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้กระแสในช่วงแรกมีค่าสูงสุดและค่อยๆ ลดต่ำลง จะบอกค่า reactance ดังนี้
ตามรูป 1

- subtransient reactance X″ เป็น reactance ของ stator winding ในช่วงเริ่มต้นหลัง เกิด fault กระแสจะไหลอยู่ในช่วง 2-3 cycle แรก
- transient reactance X′ ใช้ในการหาค่ากระแสในช่วงที่ต่อจาก subtransient reactance จะมีค่าอยู่ในช่วงครึ่งวินาทีหรือนานกว่านั้นขึ้นอยู่กับ machine
- synchronous reactance X เป็น reactance ช่วงที่เกิดสภาพ steady state condition จะเกิดขึ้นในช่วงหลังจากเกิด short circuit หลายวินาทีผ่านไป จึงไม่ใช้ในการคำนวณค่ากระแสลัดวงจร



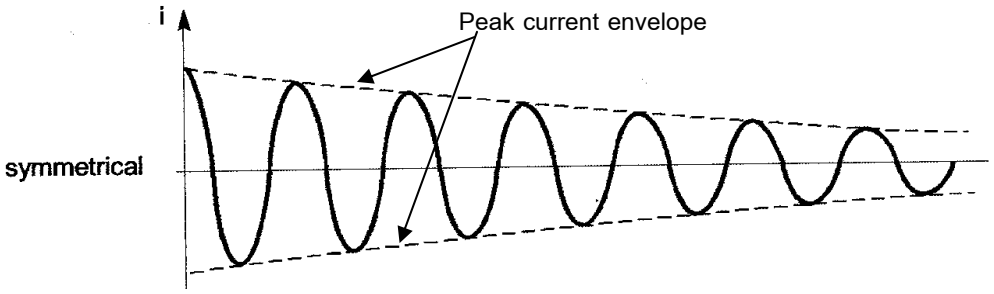
รูปที่ 1 Transient short circuit current of synchronous machine

generator และ synchronous motor จะมีลักษณะของ reactance ทั้งสามแบบ แต่ decay time หรือ period ของแต่ละช่วงไม่เท่ากัน ส่วน induction motor จะมีเฉพาะ subtransient reactance เพราะไม่มี field coil

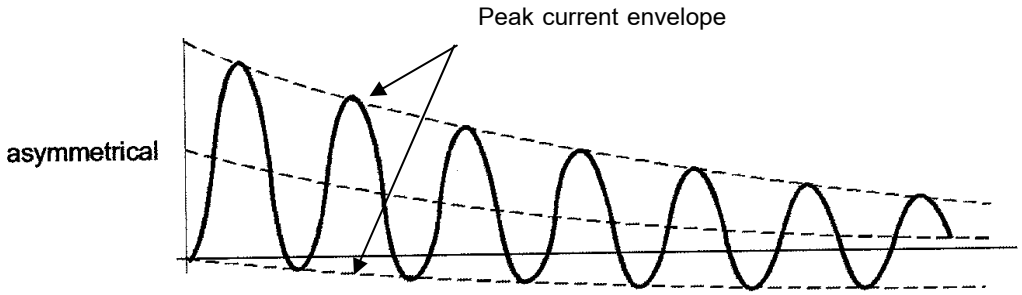
3. symmetrical และ asymmetrical current

symmetrical และ asymmetrical เป็นคำที่ใช้อธิบายรูปร่างของรูปคลื่น AC current wave ที่เทียบกับรอบแกนศูนย์ ถ้า envelopes (เส้นที่ลากเชื่อมต่อระหว่าง peak แต่ละลูก) ของ peak ของกระแส

มีลักษณะเหมือนกันทั้งด้านบนและล่างหรือมี symmetry รอบแกนศูนย์ เรียกว่า symmetrical current ดังรูปที่ 2 ถ้า envelopes ไม่ symmetry กับแกนศูนย์ เรียกว่า asymmetrical current ส่วนใหญ่ short circuit current จะเป็น asymmetrical ที่มีค่าสูงในช่วง 2-3 cycle แรก และจะลดต่ำลงเรื่อยๆ จนเป็น symmetrical ดังเช่นรูปที่ 3



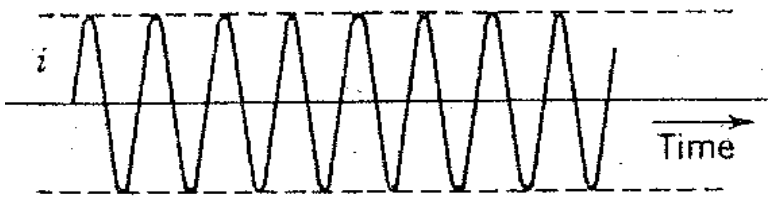
รูปที่ 2 Symmetrical short circuit current



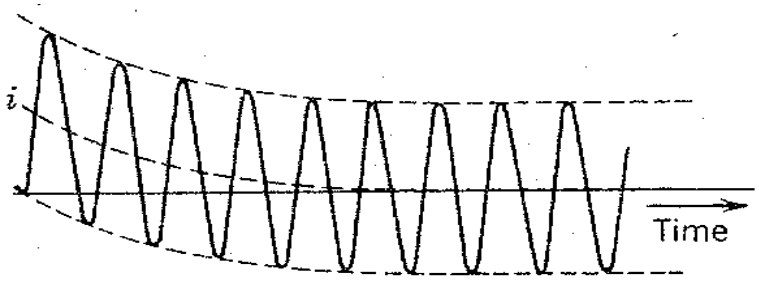
รูปที่ 3 Asymmetrical short circuit current

เหตุที่ short circuit current เป็น asymmetrical เพราะ impedance ส่วนใหญ่ในวงจร short circuit จะมีค่า reactance มากกว่าค่า resistance ซึ่ง ratio : X/R จะเป็นตัวบงบอกถึงค่า maximum ของ peak

- ถ้า short circuit เกิดขึ้นตรงเวลาขณะที่ voltage wave เป็น peak กระแสจะเริ่มจากศูนย์ และจะมีรูปร่างเป็น sine wave มี rate of change สูงสุด (ซึ่งจะสอดคล้องกับขณะแรงดันเป็น peak) และมี symmetry กับแกนศูนย์ ดังรูปที่ 4
- ถ้า short circuit เกิดขึ้นตรงขณะที่ voltage wave มีค่าเป็นศูนย์ ขณะนั้นกระแสต้อง เป็น peak หรือมี rate of change เป็นศูนย์ด้วย (current wave จะต้อง lag ประมาณ 90° จาก voltage wave) จึงเป็นไปไม่ได้ที่ current wave จะเกิดขึ้นเป็น peak ทันที ทำให้เกิดมี DC component ผสมกับ sine wave กระแสที่เกิดขึ้นจึงไม่ symmetry กับแกนศูนย์ ดังรูปที่ 5

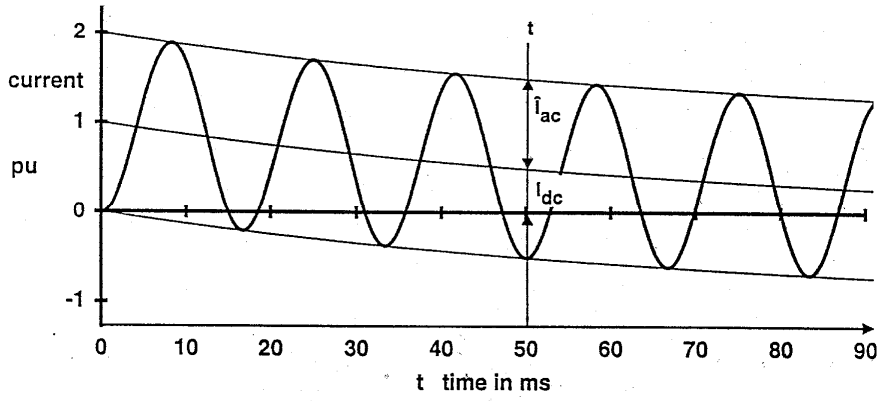


รูปที่ 4 Short circuit occurred at peak voltage, current symmetrical



รูปที่ 5 Short circuit occurred at zero voltage, current peak asymmetrical

4. DC component ของ asymmetrical short circuit current



รูปที่ 6 Components of asymmetrical short circuit current

asymmetrical short circuit current wave form สามารถอธิบายด้วย component 2 ชนิด ดังรูปที่ 6 คือ

- symmetrical current ที่มีลักษณะเป็น sine wave และ
- DC component ที่มีอัตราลดลงเป็น function ของ reactance และ resistance ทั่วไปจะลดลงจนเป็นศูนย์ประมาณ 6-10 cycle

5. การคำนวณ short circuit currents

การคำนวณ asymmetrical current อย่างละเอียด และถูกต้องเป็นวิธีที่ยุ่งยาก จึงมักจะคำนวณอย่างง่ายเพื่อจะได้ใช้เป็นข้อมูลในการเลือก equipment rating และ protective device

basic equation : ค่า symmetrical short circuit current : I

I = E/Z

E คือ system driving point voltage

Z คือ system impedance ในวงจร short circuit

การคำนวณจะให้ generator ทั้งหมดที่มีอยู่ในระบบต่อเข้าใช้งาน และกำหนดค่า generator impedance ที่เป็นส่วนหนึ่งของ system impedance ในสูตร **basic equation** มีค่าเท่ากับ impedance ในช่วง subtransient ค่าที่คำนวณได้กำหนดให้เป็นค่า symmetrical short circuit current ไว้เทียบกับ interrupting rating ของ breaker

6. ความหมายของ circuit breaker rating

ทั่วไป circuit breaker ต้องสามารถตัดกระแสลัดวงจรสูงสุดที่มีโอกาสไหลผ่าน high voltage breaker จะมี rated interrupting time ประมาณ 3-5 cycle มี current rating กำหนดไว้ 2 ชนิดคือ

- momentary current rating
- interrupting current rating (หรือ breaking current rating)

breaker ต้องสามารถทน mechanical stress ที่เกิดขึ้นขณะเกิด short circuit และสามารถตัดกระแสลัดวงจรที่มีขนาดค่อยๆ ต่ำลง หรือเรียกว่า decay ลงขณะตัด (interrupt)

momentary peak current rating (หรือ closing and latching current rating หรือ short circuit making current rating) จะพิจารณาคลื่นลูกแรกของกระแส short circuit ที่เป็นค่า asymmetrical peak สูงสุดของ peak แรก ที่ breaker ต้องทน mechanical stress ที่จะเกิดขึ้นได้ขณะ close on fault ค่าทั่วไปตาม IEC std. จะใช้ factor เท่ากับ 2.5 คูณ AC component เหตุผลที่ใช้ 2.5 เพราะ peak making current มีค่าเท่ากับ

initial symmetrical rms current $\times 2 \times \sqrt{2} \times 0.9$

(0.9 คือ factor ที่เกิดขึ้นเพราะ peak แรกเกิดขึ้นขณะที่มี DC component ลดลงแล้ว)

initial symmetrical rms current $\times$ 2.55 IEC จึงกำหนดให้ใช้ตัวเลข 2.5

interrupting current rating เป็นค่า symmetrical short circuit current วัดขณะที่ arcing contact แยกจากกัน (contact parting time)

asymmetrical interrupting current rating เป็นค่า asymmetrical short circuit current (symmetrical + dc component) วัดขณะที่ arcing contact แยกจากกัน

ตาม IEC std. จะกำหนดค่า rms value ของค่า AC component I_{ac} คือ symmetrical interrupting rating และ percentage DC component $(I_{dc} \times 100) / I_{ac}$

ตาม ANSI std. จะกำหนดค่า rms value และ curve เพื่อหาค่า factor ไปใช้คำนวณหาค่า asymmetrical

breaker จะสามารถตัดกระแสลัดวงจรได้เท่ากับ rated short circuit interrupting / breaking current ซึ่งประกอบด้วย AC component และ percentage DC component เท่าที่กำหนดไว้

interrupting rating ทั่วไปสามารถเลือกค่าที่กำหนดไว้ในมาตรฐาน ระบุเป็น AC component ใช้งาน เช่น 20, 25, 31.5, 40, 50, 63 kA ตามตารางรูปที่ 7

short time current rating จะบอกเป็นค่า symmetrical ampere ที่ breaker สามารถทนความร้อนที่เกิดขึ้นในเวลาสั้นๆ ได้ในหนึ่งหรือสามวินาที จะเป็นค่าเดียวกับ interrupting current

Voltage Rating			
Normal / Maximum	kV	22 / 25.8	33 / 38
Rate Voltage Range Factor K		1	1
Insulation Level			
Low Frequency Withstand(Dry),rms	kV	60	80
Impulse Withstand(BIL),Crest	kV	150	200
Current Ratings			
Rated Continuous	A	1600	1600
Rated Short Circuit Current at Max. kV	kA	25	25
Closing and Latching Capability,Creast	kA	68	68
Rated Interrupting Time	cycle	5	5
Rated Duty Cycle		CO + 15s + CO	
Type of Tripping		Three pole	
Creepage Distance	mm/kv	>= 15 or 25	
Surge Absorber Capacitor		PEA Line	

Voltage Rating							
Normal / Maximum	kV	69 / 72.5	115 / 121		230 / 242		525 / 550
Rate Voltage Range Factor K		1	1		1		1
Insulation Level							
Low Frequency Withstand(Dry),rms	kV	160	260		425		860
Impulse Withstand(BIL),Crest	kV	350	550		900		1550
Current Ratings							
Rated Continuous	A	3000/4000	1200/2000	2000	2000	2000/3000/4000	4000
Rated Short Circuit Current at Max. kV	kA	40	31.5	40	40	50	50
Closing and Latching Capability,Creast	kA	108	85	108	108	135	135
Rated Interrupting Time	cycle	5	3	3	3	3	2
Rated Duty Cycle		O + 0 s + CO + 15s + CO					
Type of Tripping		Single Pole and/or Three pole					
Creepage Distance	mm/kv	>= 15 or 25					
Surge Absorber Capacitor		no					

รูปที่ 7 ตัวอย่าง Standard rating short circuit current ที่ EGAT เลือกใช้

7. หลักการเลือก circuit breaker rating

การออกแบบต้องคำนึงถึง safety ของคนที่ทำงานในสถานีหรือผู้ที่อาศัยอยู่รอบๆ สถานี และ ต้องไม่ทำให้อุปกรณ์เกิดเสียหาย จึงกำหนดให้ **equipment short circuit rating** หรือ**interrupting rating** ให้มีค่าเท่ากับหรือสูงกว่า **maximum short circuit current** ที่ไหลผ่าน ซึ่งจะเรียกว่า 'available short circuit current' โดยใช้ค่ากระแสของ **symmetrical short circuit current** ที่คำนวณจาก basic equation มาเป็นตัวกำหนดการเลือก rating การคำนวณจะใช้ subtransient reactance X'' ของ synchronous generator และ transient reactance X' ของ synchronous motor โดยไม่ต้องคำนึงถึงผลจาก induction motor

การใช้ค่า symmetrical short circuit current ที่คำนวณได้เป็นตัวกำหนดการเลือก rating ของ breaker จะให้ margin อยู่แล้ว เพราะใช้ค่าของ peak แรกที่เป็น rms มาเป็น interrupting current ซึ่งจะเกิดขึ้นห่างออกไป 1-2 cycle ในขณะที่ contact เริ่มแยกจากกัน

ส่วนค่า DC component จะมีรวมอยู่ด้วยในขณะ breaker เริ่มต้น interruption

ความสามารถของ breaker ซึ่งในแต่ละมาตรฐาน จะมีการ verify ในการทดสอบ breaker แบบ type test อยู่แล้ว และแต่ละมาตรฐานจะคำนึงถึงขนาดและความเหมาะสมของ parameter ของระบบในทางปฏิบัติจะมีบางอย่างที่มีผลกับกระแสลัดวงจร

- ขณะใช้งานจริงอาจไม่ได้เดินเครื่องทุกโรง แต่จะไม่ทำให้สถานีที่มี fault level สูงจากการคำนวณตามสูตร มีค่า fault level ที่เกิดขึ้นจริงลดต่ำลงไปมาก (จะใกล้เคียงกับค่าที่เดินทุกโรง)
- breaker ที่อยู่ใกล้ power plant จะมี margin น้อยกว่า breaker ที่อยู่ไกลออกไป
- ในการคำนวณ symmetrical short circuit current ในแต่ละแห่งจะเป็นค่าของ bus fault
- breaker ของ line ที่ feed fault current น้อยที่สุดกรณีเกิด fault ในสถานี จะมีโอกาส interrupt กระแสมากที่สุดเมื่อเกิด fault ใกล้ๆ สถานีใน line นั้น กระแสที่ผ่าน line breaker ตัวนั้นจะเท่ากับ bus fault current ลบด้วยกระแสที่ไหลมาจากสถานีที่อยู่อีกด้าน
- parallel clearing ของ gas circuit breaker ชนิด puffer type ต้องคำนึงถึงกระแสที่แต่ละตัว interrupt ต้องไม่ต่างกันมาก หากต่างกันมาก เช่น 10% และ 90% จำเป็นต้อง de-rating ลงและกำหนดให้ใช้เพียง 80% ของ rated interrupting current

8. การพิจารณากรณี short circuit current ที่คำนวณได้มีค่าเท่าหรือเกิน breaker rating

ขณะใช้งานบางสถานีอาจมี fault level สูงเกินกว่า breaker rating จำเป็นต้องพิจารณาเปลี่ยน rating ให้เหมาะสม การพิจารณาเปลี่ยนควรเลือกเฉพาะ breaker ที่ต้องตัดกระแสสูงเกิน rating ไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนทุกตัว หรือพิจารณาใส่ series reactor เพื่อ limit กระแส

ข้อแนะนำเพื่อการพิจารณา

- **bay ที่ไม่ได้ feed fault (ขณะเกิด bus fault)** กรณีเกิด fault ใกล้ๆ สถานีใน circuit ที่ต่อออกจาก bay นี้ จะมี short circuit current ใกล้เคียงกับ bus fault current เช่น bay ของ capacitor bank, transformer ที่จ่าย load ให้ กฟน. และ กฟภ. ถ้า bus arrangement เป็น breaker and a half scheme อาจ open breaker ตัวกลางไว้และเมื่อเกิด fault ให้ trip signal สั่ง bus differential ทำงานเพื่อช่วยลดหรือตัดกระแสขณะ interruption ได้ หรือป้องกัน interruption failure
- **bay ที่ feed fault น้อยที่สุด (ขณะเกิด bus fault)** ให้สำรวจกระแสแต่ละ line (circuit) ขณะเกิด fault ใน line นั้นตำแหน่งใกล้สถานี จะพบว่า bay ที่ feed bus fault current ต่ำ จะมีกระแสผ่านสูงให้พิจารณาเฉพาะที่ใกล้หรือเกิน 90% breaker rating หรือพิจารณาใส่ series rector เฉพาะใน line นั้น

series reactor เพื่อ limit กระแส

230 kV system 40 kA : short circuit inductance เท่ากับ 10.57 mH

ใส่ series reactor ขนาด 1.0 mH จะลดลงได้ประมาณ 10%

115 kV system 40 kA : short circuit inductance เท่ากับ 5.28 mH

ใส่ series reactor ขนาด 0.6 mH จะลดลงได้ประมาณ 10%

บทที่ 4 Gas Insulated Substation (GIS)

4.1 บทนำ

เนื่องจากประเทศไทยมีการพัฒนาขยายการลงทุน ทำให้มีผู้ใช้ไฟรายใหญ่เกิดขึ้นจำนวนมาก ทั้งในส่วนภาคธุรกิจอุตสาหกรรม ธุรกิจห้างสรรพสินค้า โรงแรม การคมนาคมขนส่ง และการศึกษา ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าในประเทศมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้น จึงต้องจัดหาแหล่งผลิตไฟฟ้า ตลอดจนขยายระบบส่งเพิ่มขึ้น เพื่อให้สามารถส่งจ่ายพลังงานให้ถึงผู้ใช้ไฟ โดยมีปริมาณที่เพียงพอและมีคุณภาพตามมาตรฐานสากล แต่ปัญหาที่ประสบอยู่ประการหนึ่ง คือ การเพิ่ม หรือขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงในเขตตัวเมือง โดยเฉพาะอย่างยิ่งใน กทม. ที่ดินมีราคาสูง จึงได้พิจารณาการแก้ปัญหาโดยนำ GIS มาใช้ทั้งในด้านการขยายสถานีไฟฟ้าแรงสูงที่มีอยู่ และในด้านการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแห่งใหม่

สำหรับลูกค้ารายใหญ่ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าปริมาณมากๆ และต้องการระบบที่มีความมั่นคง และมีคุณภาพ ต้องมีการปรับเปลี่ยนระบบการรับไฟฟ้า (upgrade voltage system) โดยแทนที่จะรับจากระบบจำหน่ายที่แรงดันระดับปานกลาง (medium voltage) เปลี่ยนมาเป็นการรับจากระบบแรงดันสูง (high voltage system) โดยมีสถานีไฟฟ้าเป็นของตนเอง ดังนั้นจึงเป็นสิ่งจำเป็นที่ผู้เกี่ยวข้องโดยเฉพาะบุคคลากรด้านการบำรุงรักษา จะต้องมีความรู้ และความเข้าใจเกี่ยวกับอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงของตน เพื่อความปลอดภัยต่อบุคคลและสามารถบำรุงรักษาอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าแรงสูงให้มีความสมบูรณ์พร้อมใช้งานได้ตลอดเวลา

4.2 รูปแบบของสถานีไฟฟ้าแรงสูง

สถานีไฟฟ้าแรงสูงสามารถแบ่งออกตามชนิดการฉนวนได้เป็น 2 แบบ คือ

- สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation : AIS)
- สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation : GIS)

4.2.1 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Substation : AIS)

เป็นสถานีที่นิยมใช้มากเนื่องจากอุปกรณ์มีราคาถูก แต่จะต้องมีพื้นที่กว้างมากพอ ราคาที่ดินไม่แพง สภาพแวดล้อมเหมาะสม บางครั้งอาจเรียกว่า conventional substation หรือ open air substation โดยออกแบบให้อุปกรณ์หลักต้องประกอบติดตั้งอยู่บนโครงเหล็ก ใช้อากาศเป็นฉนวนภายนอกระหว่างตัวนำแต่ละเฟส และระหว่างตัวนำกับดิน ซึ่งการออกแบบฉนวนขึ้นอยู่กับสภาวะบรรยากาศ คือ ความดัน อุณหภูมิ ความชื้น ความเปรอะเปื้อน ฝุ่นละออง ดังนั้นวิศวกรผู้ออกแบบ AIS จะต้องกำหนดการจัดวางอุปกรณ์ต่างๆ ให้ระยะห่างมีความปลอดภัยทางไฟฟ้า (electrical clearance) ทั่วไปมักเป็นชนิดอยู่กลางแจ้ง (outdoor substation) ซึ่งต้องคำนึงถึงมาตรการป้องกันฟ้าผ่าโดยตรง หรือผลสืบเนื่องอื่นๆ ที่เกิดจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่าอีกด้วย

ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ AIS คือ

- ออกแบบได้หลากหลายตามความต้องการของระบบ
- อุปกรณ์มีราคาถูก
- กรณีอุปกรณ์ใดเกิดเสียหาย เช่น circuit breaker, disconnecting switch, current transformer, voltage transformer, surge arrester, busbar สามารถจัดหามาทดแทนได้ง่าย
- การขยายระบบหรือเปลี่ยนพิกัดอุปกรณ์ทำได้ง่าย

- การบำรุงรักษาง่าย สามารถทำได้เฉพาะตัวไม่กระทบกับอุปกรณ์ข้างเคียง
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF_6 น้อยกว่า (ก๊าซ SF_6 มีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม)

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ AIS คือ

- ต้องระมัดระวังเมื่อทำงานในพื้นที่สถานีไฟฟ้า
- ต้องเลือกฉนวนให้ถูกต้องตามสภาพแวดล้อม
- ต้องมีมาตรการป้องกันผลกระทบจากสัตว์
- ต้องออกแบบทั้งด้าน ไฟฟ้า และ โยธา ทั้งหมด
- ต้องประกอบอุปกรณ์แต่ละตัว และติดตั้งบนฐานโครงเหล็กที่หน้างาน

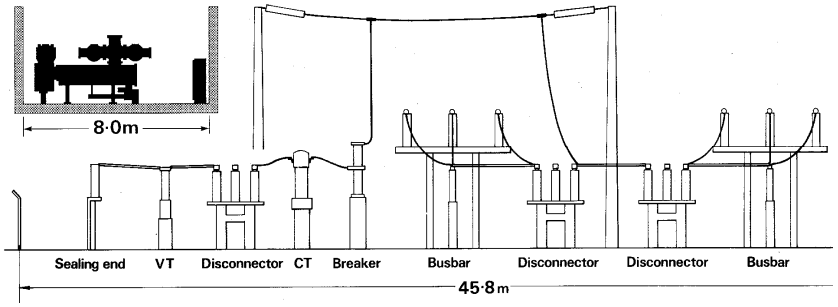
4.2.2 สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Substation :GIS)

เป็นสถานีไฟฟ้าที่มีอุปกรณ์ต่างๆ ที่กล่าวมาข้างต้นติดตั้งอยู่ภายในท่อโลหะ โดยการอัดก๊าซ SF_6 เพื่อเป็นก๊าซฉนวนไว้ภายใน จึงสามารถลดระยะปลอดภัยทางไฟฟ้าลงได้ ทำให้สถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS มีขนาดเล็กลงมาก สามารถออกแบบให้ติดตั้งแบบกลางแจ้ง, ภายในอาคาร, ใต้พื้นดินหรือภายในอุโมงค์ก็ได้ โดยทั่วไปจะพิจารณาตามวัตถุประสงค์หลักของการติดตั้งใช้งาน เช่น ต้องการความเชื่อมั่นสูง, มีพื้นที่ว่างจำกัด, ไม่ต้องการมีภาระการบำรุงรักษามาก เป็นต้น ดังนั้นปัจจุบันจึงมีความนิยมติดตั้งสถานีไฟฟ้าแบบ GIS กันมากขึ้น

ข้อดีของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

- ใช้พื้นที่การก่อสร้างน้อยกว่า
- ติดตั้งได้รวดเร็วกว่า
- มีความปลอดภัยการใช้งานสูงกว่า
- ไม่มีผลกระทบจากมลภาวะภายนอก
- การบำรุงรักษาน้อยกว่า

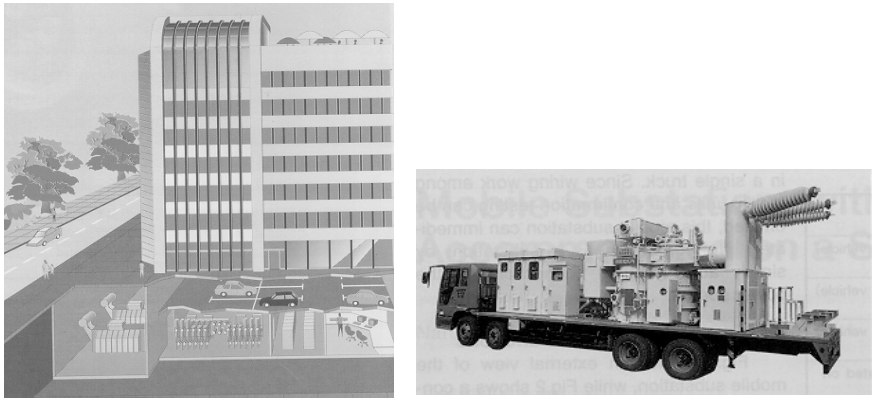
รูปที่ 1 สถานีไฟฟ้าแรงสูง GIS แบบภายนอกอาคารและภายในอาคาร



รูปที่ 2 เปรียบเทียบระหว่างสถานีไฟฟ้าแรงสูงแบบ GIS และ AIS

ข้อเสียของสถานีไฟฟ้าแบบ GIS

- มีราคาอุปกรณ์แพงกว่ามาก
- การขยายหรือเพิ่มเติมต้องวางแผนล่วงหน้าและต้องใช้ผลิตภัณฑ์เดิม ซึ่งผู้ผลิตมักเสนอราคาสูงกว่าความเป็นจริง
- เมื่อมีความเสียหายระหว่างการใช้งาน เช่น หากเกิด fault ภายในจะหาตำแหน่ง fault ได้ยากกว่าและการซ่อมแซมมีความยุ่งยาก ทำให้เสียเวลาจ่ายไฟฟ้า (outage time) สูงกว่า
- หลังซ่อมหรือขยายเพิ่มเติม อาจต้องดับไฟฟ้าทั้งหมดเพื่อทดสอบ dielectric
- ใช้ปริมาณก๊าซ SF_6 มากกว่า ซึ่งมีราคาแพง และมีผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม



(a) (b)

รูปที่ 3 (a) การติดตั้ง GIS ใต้พื้นดิน (b) GIS ติดตั้งบนรถบรรทุก

รูปที่ 4 ตัวอย่าง GIS ติดตั้งในพื้นที่มีหิมะปกคลุม

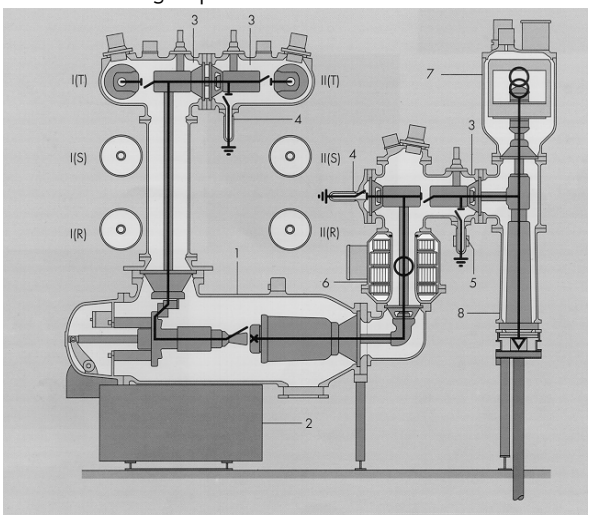
4.3 อุปกรณ์ใน GIS

ในแต่ละ bay ของ GIS จะประกอบไปด้วยอุปกรณ์ไฟฟ้าต่างๆ ซึ่งมีพิกัดการใช้งานเหมือนกับ AIS ทุกประการ เพียงแต่ออกแบบเป็นลักษณะ module แต่ละ module จะมีหน้าแปลน (flange) เพื่อจะได้นำมาประกอบต่อกันได้ตามลักษณะการจัด bus ตาม single line ที่ต้องการ ส่วนต่างๆ ในแต่ละ bay ของ GIS สามารถแยกได้ดังนี้

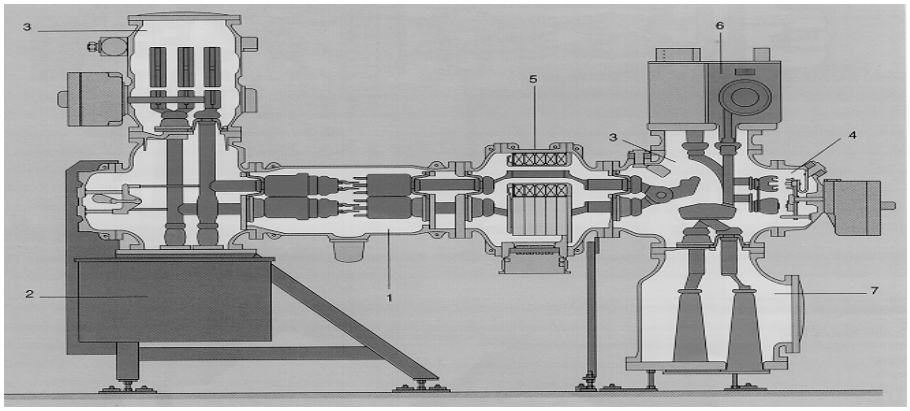
4.3.1 ส่วนประกอบหลัก (primary components)

4.3.1.1 ตัวถังโลหะ (enclosure)

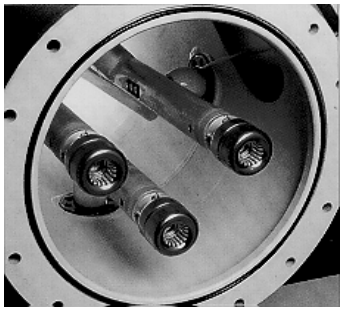
ทำจากอลูมิเนียมผสม (aluminum alloy) หรือเหล็ก (steel) ทำหน้าที่เป็นท่อหุ้มส่วนที่มีไฟ นอกจากนั้นยังเป็นทางผ่านของกระแสเหนี่ยวนำ (induced current) ซึ่งอาจสูงถึง 80-100% ของกระแสที่ไหลในบัสบาร์ ดังนั้นท่อโลหะทุกส่วนต้องต่อถึงกันทั้งหมดและต่อกับดิน ปัจจุบันมาตรฐานสากลได้มีข้อกำหนดให้อัตราการรั่วของก๊าซไม่ควรเกิน 0.5% ต่อปี ตัวถังโลหะของ GIS แบ่งตามลักษณะโครงสร้างได้เป็น 2 ประเภทคือ แบบที่บรรจุบัสบาร์หรืออุปกรณ์ทั้ง 3 เฟส อยู่ภายในตัวถังเดียวกัน เรียกว่า ตัวถังชนิด 3 เฟส (three phase enclosure) ส่วนอีกประเภทหนึ่งคือ แต่ละท่อหรือตัวถังจะบรรจุอุปกรณ์เพียงเฟสเดียวเท่านั้น เรียกว่า ตัวถังชนิดเฟสเดียว (single phase enclosure)



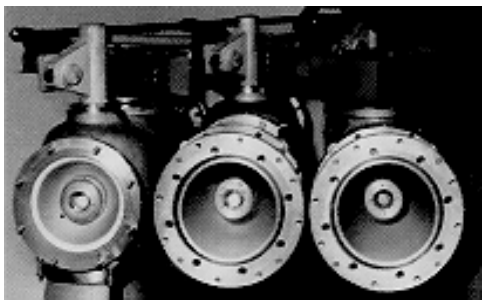
รูปที่ 5 ลักษณะ GIS แบบตัวถังเดียว



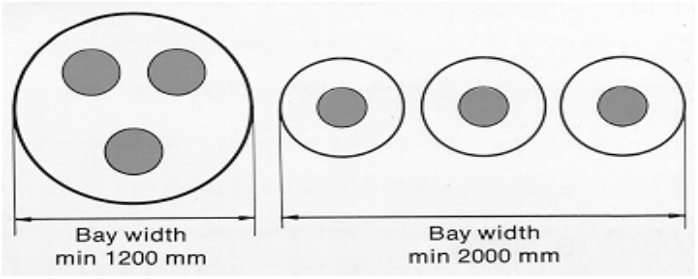
รูปที่ 6 ลักษณะ GIS ตัวถังชนิด 3 เฟส



(a)



(b)



(c)

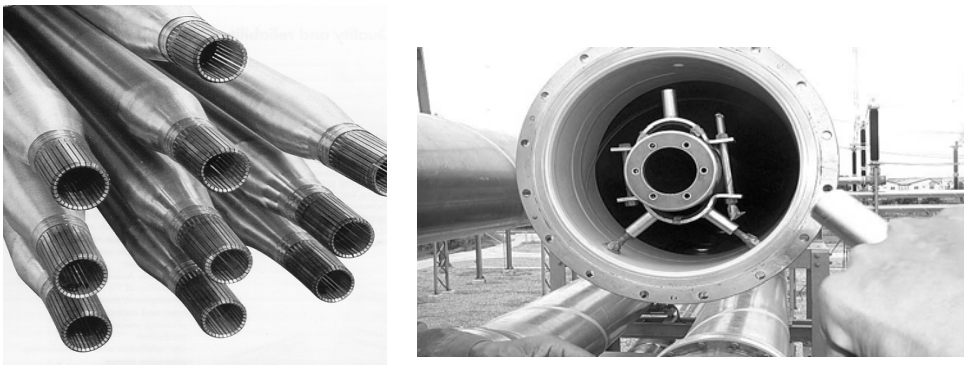
รูปที่ 7 (a) ตัวถังแบบ 3 เฟส (b) ตัวถังแบบเฟสเดียว (c) เปรียบเทียบ Diameter

ข้อพิจารณาเปรียบเทียบระหว่างตัวถัง 1 เฟส และตัวถัง 3 เฟส สรุปได้ดังนี้

- GIS ที่ขนาดไม่เกิน 145kV ตัวถังแบบ 3 เฟส มีราคาถูกกว่าแบบ 1 เฟส
- ราคาการติดตั้งขึ้นอยู่กับการออกแบบของผู้ผลิตแต่ละยี่ห้อ ซึ่งโดยทั่วไปไม่แตกต่างกันมาก
- แบบ 3 เฟส มีขนาดเล็กกว่าจึงช่วยลดค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับที่ดินและอาคาร
- เมื่อเกิด fault แบบ 1 เฟสลงดิน (single line to ground fault) ตัวถังแบบ 3 เฟสจะทำให้ fault กลายเป็นแบบ 3 เฟส (three phase fault) ซึ่งทำให้ระบบเสียเสถียรภาพมากกว่า และความเสียหายของอุปกรณ์ก็มีมากกว่า แต่เนื่องจากปริมาตรตัวถังใหญ่กว่าทำให้ pressure relief ทำงานยากกว่า (pressure ไม่สูงเกิน)
- ถ้าต้องการให้ circuit breaker แต่ละ pole ทำงานได้อย่างอิสระ (single-pole operated) การเลือกใช้ตัวถังแบบ 1 เฟส จะเหมาะสมกว่า
- ผู้ผลิตสามารถออกแบบชนิดผสมให้ได้ เรียกว่าแบบ hybrid คือ ตัวถังของบัสบาร์ เป็นแบบ 3 เฟส ส่วนอุปกรณ์อื่นเป็นแบบ 1 เฟส

4.3.1.2 บัสบาร์ (bus-bar)

โดยทั่วไปทำจากอลูมิเนียมหรือทองแดง ออกแบบให้มีขนาดตามพิกัดกระแสต่อเนื่อง (rated continuous current) ระยะความห่างของจุดจับยึด (support) ขึ้นอยู่กับแรงกระทำทางกลขณะเกิดลัดวงจร ที่ปลายบัสบาร์ทั้ง 2 ข้าง จะเคลือบด้วยเงิน หรือ Chromium Copper การต่อกับอุปกรณ์มีทั้งแบบยึดกันด้วย bolt และ แบบเสียบ (plug-in)

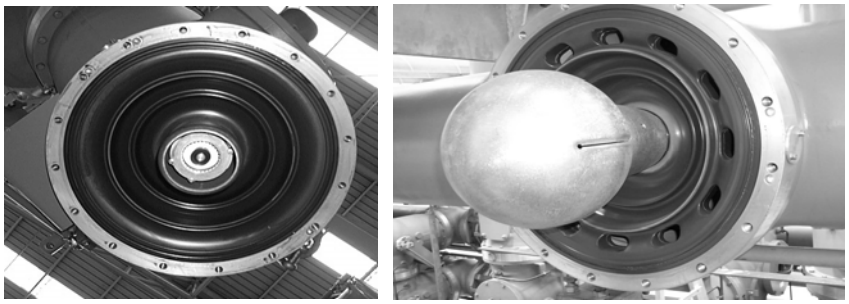


(a) (b)

รูปที่ 8 (a) บัสบาร์แบบเสียบ (b) บัสบาร์แบบยึดด้วย Bolts

4.3.1.3 insulation spacer

บางครั้งเรียกว่า insulating cone ทำจาก Epoxy Resin ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นฉนวนสูงปราศจากโพรงอากาศภายในเนื้อ มีความต้านทานต่อสารเคมีต่างๆ ทนความร้อนสูง ขึ้นรูปง่ายได้ตามความต้องการ ใช้สำหรับรองรับบัสบาร์หรืออุปกรณ์ต่างๆ ใน GIS เช่น เซอร์กิตเบรคเกอร์, ใบมีดตัดตอน, หม้อแปลงวัดแรงดัน เป็นต้น insulation spacer มีการออกแบบใช้งาน 2 ประเภทคือ แบบปิด (gas tight spacer) และแบบเปิด (gas pass insulator) นอกจากจะใช้ insulation spacer แบบปิดรองรับ conductor แล้วยังทำหน้าที่แบ่งส่วน (partition) ของ gas compartment เพื่อแยกเป็นส่วนๆ เวลาที่เกิดปัญหาไม่ให้กระทบกับส่วนอื่นๆ

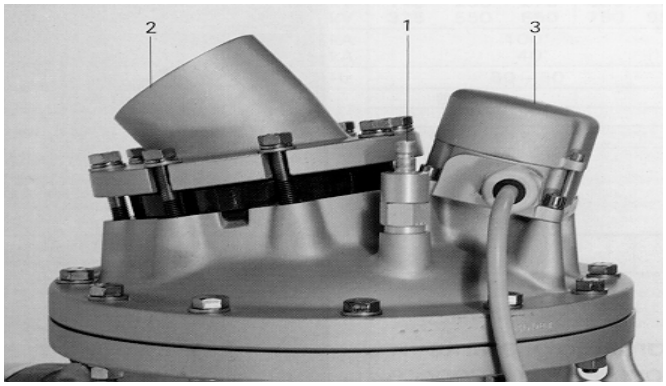


(a) (b)

รูปที่ 9 (a) insulation spacer แบบปิด (b) insulation spacer แบบเปิด

4.3.1.4 อุปกรณ์ระบายแรงดันเกิน (pressure relief device)

ทำหน้าที่ระบายแรงดันภายในไม่ให้สูงเกินค่าที่ตัวถังโลหะทนได้ กรณีระบบป้องกันตัด fault ทำงานช้ากว่าปกติ มักกำหนดให้ติดตั้งทุก compartment อุปกรณ์ระบายแรงดันเกินนี้เป็นแบบทำงานได้ครั้งเดียว ทำจากกราไฟท์ (Graphite) หรือโลหะ อุปกรณ์ระบายแรงดันจะต้องติดตั้งให้ขณะที่ทำงานจะระบายก๊าซออกไปในทิศทางที่เหมาะสม เพื่อป้องกันอันตรายต่อปฏิบัติงานที่อยู่ในบริเวณนั้น



1. วาว์ลเติมก๊าซ
2. ชุดระบายแรงดันเกิน
3. สวิตช์ตรวจจับแรงดันก๊าซ

รูปที่ 10 ลักษณะอุปกรณ์ระบายแรงดันเกิน

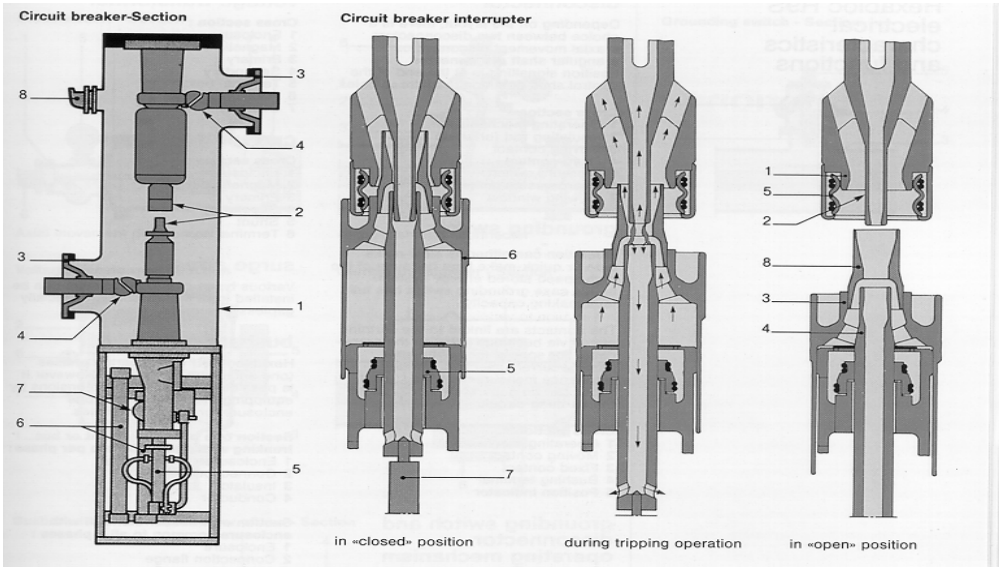
รูปที่ 11 แสดงทิศทางการระบายแรงดันเกินที่ปลอดภัย

4.3.1.5 เซอร์กิตเบรคเกอร์ (circuit breaker)

ออกแบบเป็นชนิดตัวถังไม่มีไฟ (dead tank) โดยใช้ก๊าซ SF_6 ทำหน้าที่เป็นทั้งฉนวนตัวกลาง (dielectric) และตัวดับอาร์ค (arc) โดยปกติแล้ว compartment ของเซอร์กิตเบรคเกอร์จะใช้แรงดันก๊าซสูงกว่าใน compartment อื่นๆ interrupter มีหลักการทำงานแบบ puffer คือ ขณะ moving contact เคลื่อนที่ลงจะเป็นการใช้ลูกสูบอัดก๊าซในเวลาเดียวกันด้วย

ถ้าพิกัดแรงดันสูงกว่า 230 kV ภายใน interrupter จะต่อ contact อนุกรมและมี grading capacitor ต่อขนานกับ contact เพื่อให้แรงดันตกคร่อมแต่ละ contact เท่ากันในช่วงเวลาที่เซอร์กิตเบรคเกอร์กำลังตัดกระแส ลักษณะการจัดวางเซอร์กิตเบรคเกอร์มี 2 แบบ คือ การจัดวางในแนวตั้ง (vertical) และวางในแนวนอน (horizontal) ซึ่งมีข้อสังเกตคือ เซอร์กิตเบรคเกอร์วางในแนวนอนสามารถมั่นใจได้ว่าฝุ่นผงที่เกิดจากการอาร์คจะตกลงสู่พื้นด้านล่าง ซึ่งเป็นบริเวณที่มีความเครียดทางไฟฟ้า (electrical stress) ต่ำกว่า เมื่อพิจารณาลักษณะการจัดวางจะเห็นได้ว่าเซอร์กิตเบรคเกอร์แบบแนวตั้งจะลดพื้นที่ในการติดตั้งได้มากกว่า

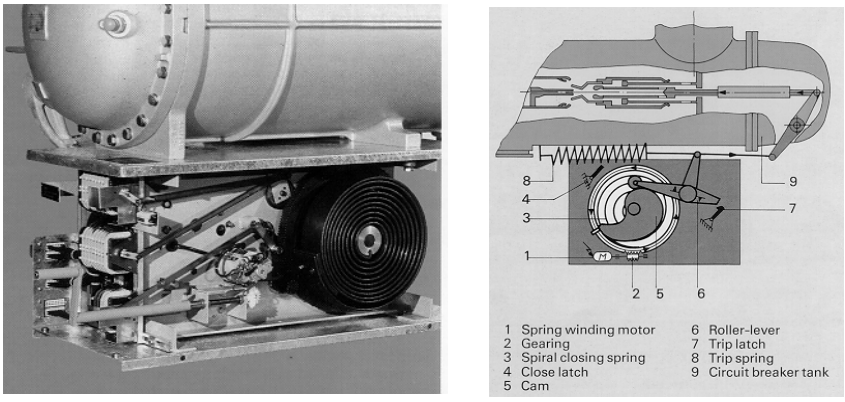
แต่ระยะความสูงจะเพิ่มขึ้น เมื่อบำรุงรักษาจะต้องยก interrupter ขึ้นทั้งชุด ดังนั้นต้องออกแบบอาคารให้มีความสูงเผื่อไว้ด้วย การบำรุงรักษากรณีการจัดวางในแนวนอนต้องดึง contact ทั้งชุดออกตามแนวนอน ดังนั้นจะต้องเผื่อพื้นที่ด้านข้างในอาคารสำหรับการบำรุงรักษาเช่นกัน



รูปที่ 12 หลักการทำงานภายใน interrupter ของเซอร์กิตเบรคเกอร์

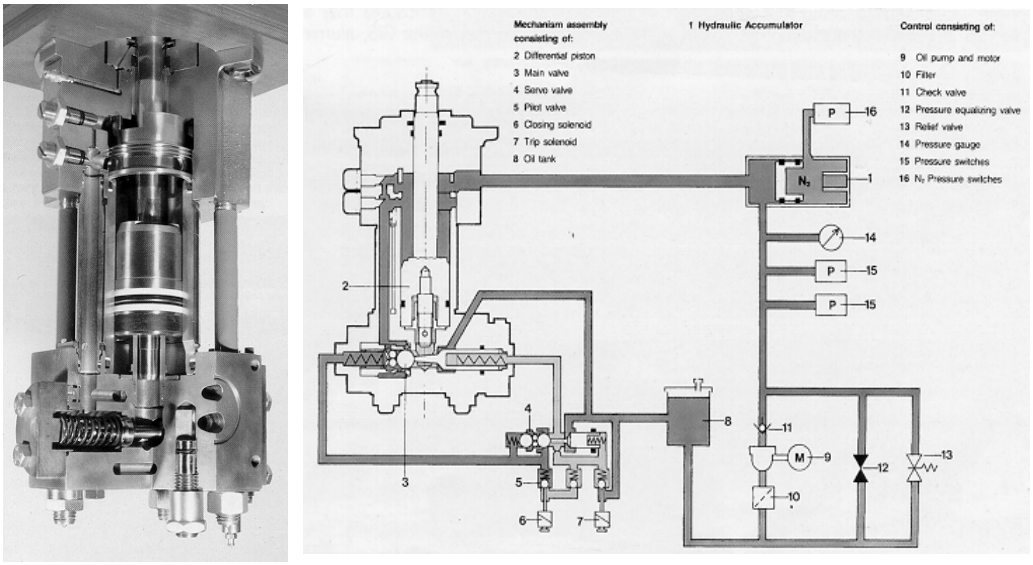
ในส่วนของชุด operating mechanism มีทั้งแบบสปริง, ลม (pneumatic) และไฮดรอลิค ปัจจุบัน operating mechanism แบบลมไม่เป็นที่นิยมเนื่องจากประกอบด้วยซีล (seal) จำนวนมาก และการเสื่อมสภาพมักขึ้นกับคุณภาพลมและความดันของลมที่ใช้ ทำให้วาระการบำรุงรักษาสั้น อีกทั้งต้องใช้ air compressor ชนิดพิเศษสำหรับอัดแรงดันให้สูงถึง 30 bar ซึ่งมีราคาและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาสูง

ส่วนกลไกแบบสปริงแม้ว่าลักษณะการทำงานจะไม่สัมพันธ์กับเซอร์กิตเบรคเกอร์แบบ puffer แต่สามารถออกแบบระบบ linkage ที่เหมาะสมได้ แต่ยังมีข้อจำกัดคือ เมื่อต้องการใช้พลังงานสูงๆ จะเกิดความเค้นทางกล (mechanical stress) ของเนื้อสปริงสูง ซึ่งยังคงเป็นข้อจำกัดในการผลิตกลไกแบบนี้ ปัจจุบันจึงนิยมใช้กลไกแบบไฮดรอลิคมากกว่า เพราะมีขนาดเล็กใช้ซีลน้อยกว่าแบบลม และไม่มีผลกระทบจากคุณภาพอากาศ สามารถติดตั้งที่ใต้ตัวถังของเซอร์กิตเบรคเกอร์แต่ละโพล และขับ interrupter ได้โดยตรง โดยทั่วไปผู้ผลิตจะออกแบบให้ติดตั้ง actuator แยกแต่ละโพล โดยผู้ใช้สามารถเลือกให้ทำงานแบบพร้อมกันสามโพล (three pole operated) หรือทำงานแยกกันแต่ละโพล (single pole operated) ได้ตามความต้องการโดยต่อสายควบคุมทางไฟฟ้าที่เตรียมไว้ให้



รูปที่ 13 ชุดกลไกขับเคลื่อนเซอร์กิตเบรคเกอร์แบบสปริง

รูปที่ 14 กลไกการขับเคลื่อนเซอร์กิตเบรคเกอร์แบบไฮดรอลิค

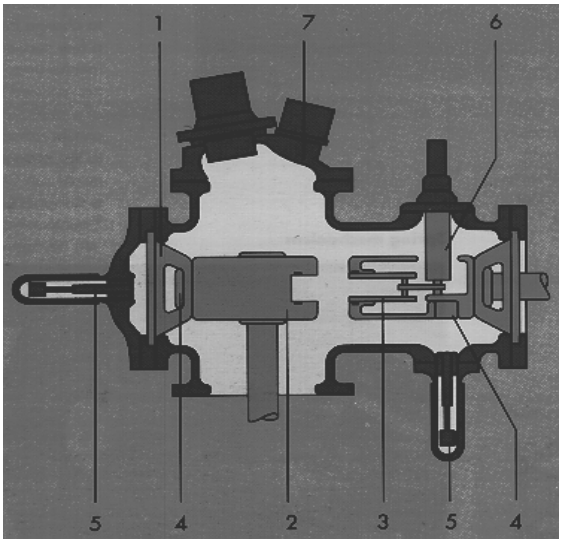


รูปที่ 15 หลักการทำงานของระบบไฮดรอลิค

4.3.1.6 ใบมีดตัดตอน (disconnecting switch)

ใช้สำหรับแยกเซอร์กิตเบรคเกอร์, บัสบาร์ หรือ สายส่ง ออกจากระบบเพื่อการบำรุงรักษา โดยทั่วไปใบมีดตัดตอนจะเป็นชนิดที่ทำงานขณะไม่มีกระแสไฟ แต่ต้องสามารถตัดตอนกระแส charging ที่เกิดจากค่าคาปาซิแตนซ์ (capacitance) ของบัสบาร์และสายส่งได้ด้วย

ชุดกลไกของใบมีดมักเป็นแบบมอเตอร์ ลักษณะของตัวถังสวิตซ์ใบมีดตัดตอน เป็นแบบ modular คือมีรูปแบบโดยเฉพาะสามารถเลือกต่อเข้ากับอุปกรณ์อื่นๆ ได้หลายแบบตามความเหมาะสมกับตำแหน่งที่จะนำไปใช้งาน การเคลื่อนที่ของ moving contact จะเคลื่อนที่โดยการขับเคลื่อนของมอเตอร์ผ่านทาง driving insulator ที่อยู่ภายในใบมีดตัดตอน นอกจากนี้บางบริษัทยังมีช่องมอง (window) เพื่อใช้ดูตำแหน่งของใบมีดได้อีกด้วย แต่ห้ามมองขณะสวิตซ์ใบมีดทำงานเพราะแสงจากอาร์คอาจทำให้ตาเสียได้

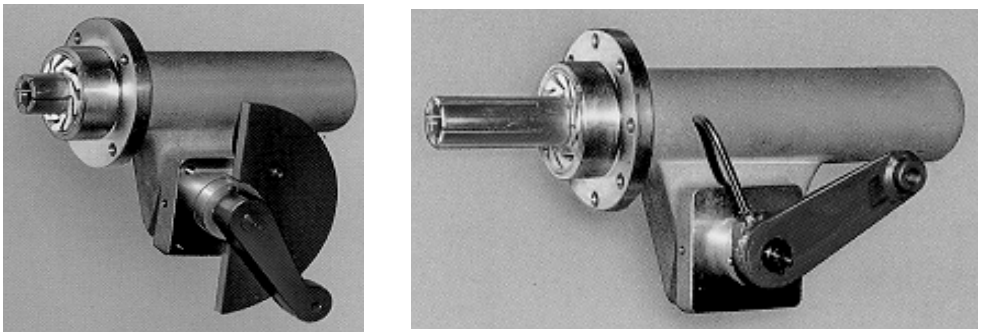


1. Insulation spacer
2. Fixed contact
3. Moving contact
4. Fixed contact (GS)
5. Moving contact (GS)
6. Driving insulator
7. Pressure relief

รูปที่ 16 ใบมีดตัดตอน

4.3.1.7 ใบมีดกราวด์ (ground switch)

จุดประสงค์ของใบมีดกราวด์มีไว้ใช้สำหรับงานบำรุงรักษาเท่านั้น เพื่อลดประจุที่ค้างอยู่หรือแรงดันเหนี่ยวนำในจุดที่ทำงานให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงาน มักติดตั้งภายใน module ของใบมีดตัดตอน ใบมีดกราวด์ที่ใช้ใน GIS นั้นมี 2 แบบ คือ แบบธรรมดาและแบบความเร็วสูง (high speed) ใบมีดกราวด์แบบธรรมดาจะติดตั้งไว้ภายใน bay ส่วนแบบความเร็วสูงนั้นจะติดตั้งที่ปลาย bay ด้านที่ออกไปยังสายส่งและด้านติดกับบัสบาร์ เนื่องจากจุดดังกล่าวมักมีค่า capacitance สูง การทำงานของใบมีดกราวด์ความเร็วสูงนั้น เมื่อสั่ง close สปริงจะถูกชาร์จ โดยที่ moving contact ยังไม่เคลื่อนที่จนกว่าสปริงถูกอัดเต็มที่แล้ว ส่วนการ open นั้น open ออกด้วยความเร็วปกติเหมือนใบมีดกราวด์แบบธรรมดา



(a) (b)

รูปที่ 17 (a) ใบมีดกราวด์แบบธรรมดา (b) ใบมีดกราว์แบบความเร็วสูง

เมื่ออยู่ในตำแหน่ง closed ใบมีดกราวด์ต้องสามารถทนกระแสลัดวงจรได้ นอกจากนั้นใบมีดกราวด์ยังสามารถใช้เป็นจุดทดสอบสำหรับการทดสอบต่างๆ ได้อีกด้วย เช่น timing, contact resistance เป็นต้น ระหว่างตัวถังของ GIS และตัวถังของใบมีดกราวด์จะใช้ฉนวนคั่นและใช้สายตัวนำต่อเชื่อมให้ระบบกราวด์ถึงกัน เมื่อต้องการทดสอบทำได้โดยการปลดสายตัวนำนี้ออก และ close ใบมีดกราวด์ ก็จะทำให้ conductor

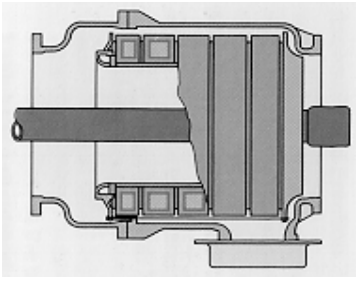
ภายในเชื่อมต่อกับตัวถังของใบมีดกราวด์ ทำให้สามารถป้อนแรงดันหรือกระแสทดสอบเข้าไปที่ conductorได้ การควบคุมการทำงานของใบมีดกราวด์สามารถทำได้ทั้ง 2 แบบ คือ ทาง manual และทางไฟฟ้า

4.3.1.8 หม้อแปลงวัดกระแส (current transformers)

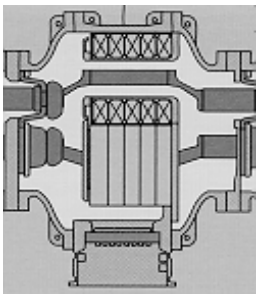
ทำหน้าที่แปลงระดับกระแสด้าน primary ให้ต่ำลง เพื่อใช้สำหรับระบบป้องกันและระบบ metering โดยทั่วไปจะสอดท่อตัวนำซึ่งถือว่าเป็นขดลวด primary แบบ 1 รอบ ลอดผ่านแกนเหล็ก (core) ของหม้อแปลงวัดกระแสซึ่งเป็นชนิด ring type ตามปกติหม้อแปลงวัดกระแสแต่ละตัวจะมีแกนเหล็กหลายๆ ชุด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับ primary current, accuracy class และ rated burden ของแต่ละ core

หม้อแปลงวัดกระแส (CT) แบ่งตามลักษณะการติดตั้งได้เป็น 2 แบบ คือ

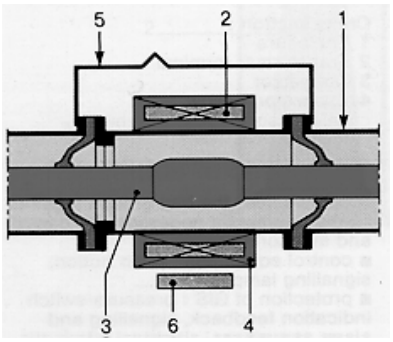
1. ติดตั้งอยู่ภายในตัวถังโลหะ สามารถใช้กับท่อแบบ 1 Phase และ 3 Phase
2. ติดตั้งอยู่ภายนอกตัวถังโลหะ กรณีนี้ใช้ได้กับท่อแบบ 1 Phase เท่านั้น



(a)



(b)



1. Enclosure
2. Magnetic circuit
3. Conductor (Primary winding)
4. Secondary winding
5. Shunt
6. Terminal box

(c)

รูปที่ 18 (a) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบเฟสเดียว
(b) CT ติดตั้งภายในตัวถังแบบ 3 เฟส
(c) CT ติดตั้งภายนอกตัวถังแบบเฟสเดียว

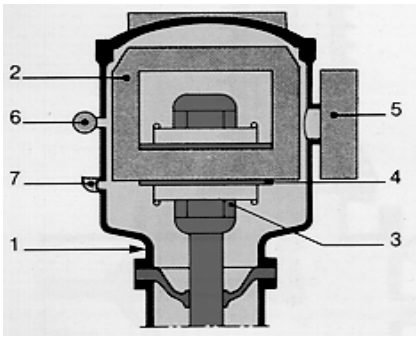
โดยทั่วไปมักเป็นแบบติดตั้งภายนอกตัวถังดังรูป 18 (c) ซึ่ง CT ที่ติดตั้งแบบนี้จะมีฉนวนกั้นตัวถังไว้ด้านหนึ่งเพื่อไม่ให้ติดกัน เพื่อป้องกัน return current รบกวนการทำงานของ CT ซึ่งจะมีผลไปถึงการทำงานของ relay ด้วย กรณีนี้ต้องมี varistor เพื่อจำกัดแรงดันเหนี่ยวนำที่เกิดขึ้นระหว่างการทำงานของ ใบมีดตัดตอน

4.3.1.9 หม้อแปลงวัดแรงดัน (Voltage Transformers)

เช่นเดียวกับสถานีไฟฟ้าแบบ AIS voltage transformer แบ่งออกเป็น 2 ชนิด คือ

- Capacitive Voltage Transformers (CVTs)
- Electromagnetic Transformers หรือ Potential Transformers (PTs)

การพิจารณาเลือกชนิดใด ขึ้นอยู่กับคุณลักษณะที่ต้องการ ถ้าต้องการความแม่นยำสูงจะต้องเลือกแบบ PTs ซึ่งโดยทั่วไปนิยมใช้มากกว่า ส่วน CVTs จะราคาถูกกว่า ภายในหม้อแปลงวัดแรงดันจะเติมด้วยแก๊ส SF_6 โดยมีระบบการตรวจวัดแยกออกจาก compartment อื่นๆ



1. Enclosure
2. Magnetic circuit
3. Primary winding
4. Secondary winding
5. Terminal box
6. Pressure switch
7. Overpressure relief

รูปที่ 19 หม้อแปลงวัดแรงดันแบบขดลวด

4.3.1.10 external connection

GIS เป็นศูนย์กลางการ switching ของระบบส่ง-จ่ายไฟฟ้า ซึ่งต้องมีการต่ออุปกรณ์ภายนอกเข้ากับ GIS แต่ละ bay เช่น transformers หรือ overhead line ดังนั้นจะเห็นว่ามีการเปลี่ยนจาก insulation แบบ SF_6 ที่ใช้ภายใน GIS เป็น insulation แบบอื่น ขึ้นอยู่กับอุปกรณ์นั้นๆ อุปกรณ์ที่ใช้ต่อเข้า-ออกกับ GIS แบ่งเป็น 3 ชนิดคือ

- **SF6/air bushing**

สำหรับเปลี่ยนจากฉนวน SF_6 ที่ใช้ภายใน GIS เป็นอากาศ ตัว bushing ทำจาก porcelain ต่อกับ GIS โดยใช้ module มีข้องอจัดได้ตามแนวที่ต้องการ ภายในบรรจุก๊าซ SF_6 เป็น insulation ส่วนภายนอกจะต้องมี creepage distance ตามระดับ pollution ที่ออกแบบให้ทนได้เช่นเดียวกับ AIS SF_6/air bushing เหมาะสมสำหรับใช้กับ

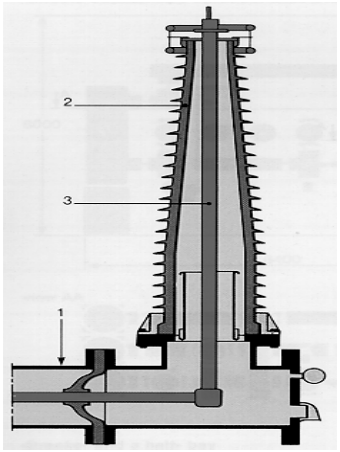
- การต่อจาก GIS ออกไปยัง overhead lines
- การต่อจาก GIS ออกไปยัง transformer หรือ shunt reactor ที่ใช้แบบ bushing อยู่แล้ว

- **cable terminations**

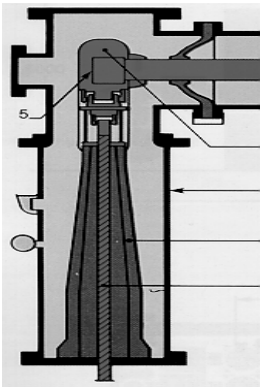
เป็นการเปลี่ยนจากฉนวน SF_6 เป็นฉนวนที่ใช้กับสาย cable เช่น XLPE, น้ำมันฉนวน ซึ่งมาตรฐานสากลได้มีข้อกำหนดลักษณะการต่อ cable terminator ระหว่างผู้ผลิต GIS และผู้ผลิต cable ให้สามารถต่อเข้ากันได้ทุกยี่ห้อ

- **transformer terminations**

เป็นการต่อจาก GIS เข้าหม้อแปลง หรือ shunt reactor ซึ่งใช้น้ำมันฉนวน มีลักษณะดังรูปที่ 21 เป็น enclosure ของ GIS ครอบ bushing ของหม้อแปลง โดย enclosure นี้อัดด้วยก๊าซ SF_6 bushing ที่ใช้แบบนี้จะออกแบบต่างจาก bushing ของหม้อแปลงโดยทั่วไป

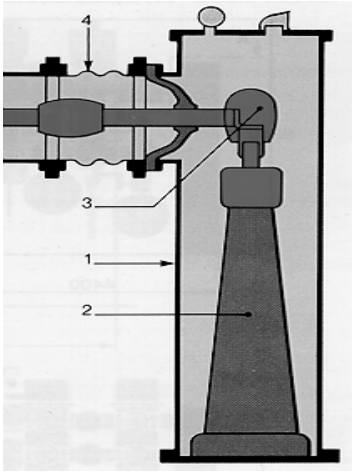


(a)



(b)

รูปที่ 20 (a) SF6/air bushing (b) cable terminations

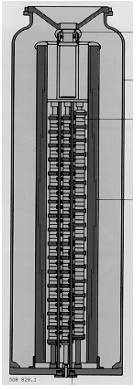


1. enclosure
2. transformer terminal
3. connector
4. expansion bellow

รูปที่ 21 การต่อ GIS เข้ากับหม้อแปลงกำลัง (transformer terminations)

4.3.1.11 surge arrester เป็นชนิด gapless type โดยใช้ Zinc Oxide (ZnO) ที่ปลายของ element จะต่อกับ conductor ส่วนปลายอีกด้านหนึ่งต่อกับ ground ของระบบ ภายในสภาวะการทำงานปกติ element จะเป็น resistive ไม่มีกระแสไหลผ่าน เมื่อเกิดแรงดันเกินจากปรากฏการณ์ฟ้าผ่าหรือการ switching เกิดขึ้นบน bus conductor จะยอมให้กระแสไหลลง ground เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในพิกัด

โดยทั่วไปผู้ใช้งานมักเลือกใช้กับดักฟ้าผ่าแบบธรรมดาติดตั้งไว้ภายนอกตัว GIS เนื่องจากมีราคาถูกกว่า แต่มีบางกรณีที่จำเป็นต้องใช้กับดักฟ้าผ่าแบบ GIS เท่านั้น เช่น สายส่งเป็นแบบใต้ดิน (under ground cable) หรือกรณีต่อ GIS เข้ากับหม้อแปลงโดยตรง เป็นต้น



รูปที่ 22 กับดักฟ้าผ่าแบบใช้ก๊าซ SF_6 เป็นฉนวน

4.3.2 อุปกรณ์เสริม (secondary components)

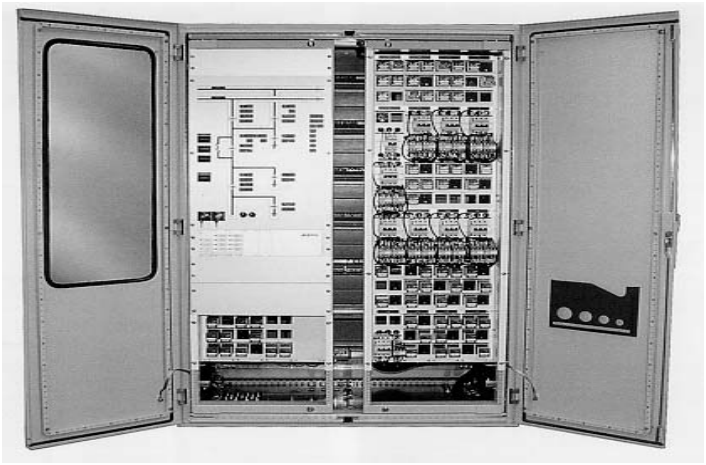
4.3.2.1 local control cubicle

GIS แต่ละ bay จะมีตู้ควบคุมเพื่อต่อสัญญาณควบคุมไปยังอุปกรณ์ต่างๆ เช่น เซอร์กิตเบรคเกอร์, ใบมีดตัดตอน, ใบมีดกราวด์, หม้อแปลงวัดกระแส, หม้อแปลงวัดแรงดัน และ สวิตช์ตรวจจับแรงดันก๊าซ (pressure switches)

การควบคุมจากตู้แบ่งออกเป็น 2 ระดับคือ

a. ใช้ควบคุมอุปกรณ์ภายใน Bay
   - สามารถควบคุมอุปกรณ์ทุกตัวได้ทางไฟฟ้า
   - มี single line diagram และ mimic diagram สำหรับแสดงตำแหน่งของอุปกรณ์
   - แสดง compartments ที่เกิดเหตุการณ์ เช่น แรงดันก๊าซต่ำ

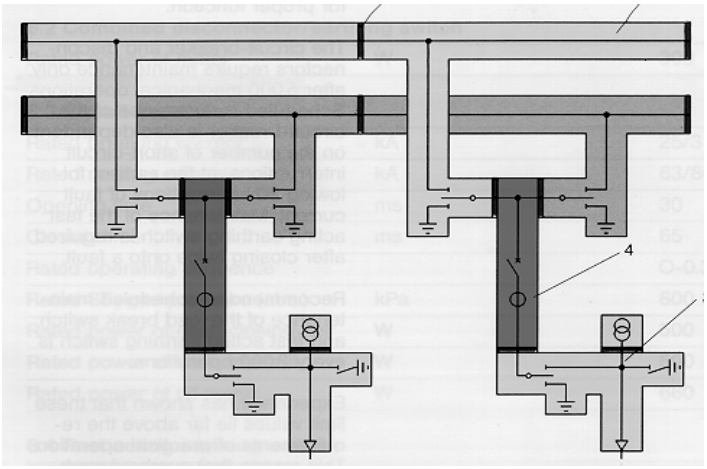
b. ใช้ต่อเชื่อมกับสัญญาณควบคุมภายนอก สามารถต่อร่วมกับอุปกรณ์ควบคุม เพื่อให้สามารถควบคุมจากห้องควบคุมศูนย์ หรือ ศูนย์ควบคุมได้ นอกจากนั้นยังส่งข้อมูลขึ้นไปยังศูนย์ควบคุมได้อีกด้วย



รูปที่ 23 ตู้ควบคุมของ GIS

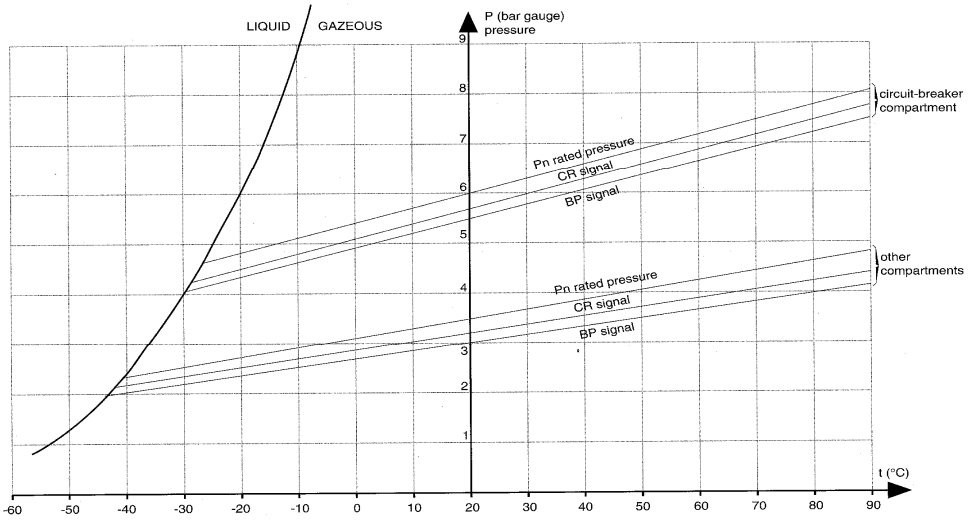
4.3.2.2 gas systems

อุปกรณ์ทั้งหมดภายใน GIS จะอัดด้วยก๊าซ SF_6 แรงดันที่เลือกใช้ขึ้นอยู่กับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้งาน และ dimension ของท่อโลหะ อุปกรณ์แต่ละชนิด เช่น เซอร์กิตเบรคเกอร์, ใบมีดตัดตอน, หม้อแปลงวัดแรงดัน, กับดักฟ้าผ่า หรืออุปกรณ์อื่นๆ จะแยกส่วนของก๊าซออกจากกัน ซึ่งเรียกแต่ละส่วนว่า gas compartment ทั้งนี้เพื่อป้องกันหากก๊าซรั่ว รวมถึงฝุ่นผงที่เกิดจากการอาร์คของเซอร์กิตเบรคเกอร์, ใบมีดตัดตอน หรือเกิดอาร์คภายใน (internal flashover) ฟุ้งกระจายไปยังบัสบาร์และจุดต่อต่างๆ นอกจากนั้นยังลดผลกระทบต่อกันขณะทำการบำรุงรักษา โดยไม่จำเป็นต้องปล่อยก๊าซออกทั้งหมดเพียงแต่ปล่อย gas ใน compartment ที่ต้องบำรุงรักษาหรือ compartment ข้างเคียงออกเท่านั้น



รูปที่ 24 การแบ่งก๊าซ compartment ใน GIS

แต่ละ gas compartment จะมีอุปกรณ์ระบายแรงดัน เพื่อระบายแรงดันเกิน รวมทั้งเกจวัดแรงดันก๊าซ (pressure gauge) และสวิตช์ตรวจจับแรงดันก๊าซ เพื่อตรวจจับการรั่วของก๊าซ SF_6 ทุก compartment เมื่อพบแรงดันก๊าซต่ำจนถึงค่าที่ตั้งไว้จะ alarm และ lock-out ตามที่ตั้งไว้ โดยส่งสัญญาณเตือนที่ตู้ควบคุมและส่งไปที่ศูนย์ควบคุม



รูปที่ 25 ตัวอย่างการทำงานของ pressure switches

โดยทั่วไปความดันที่ใช้ใน GIS จะมี 2 ระดับคือ compartment ทั่วไป เช่น ใบมีดตัดตอน, บัสบาร์, หม้อแปลงวัดแรงดัน, กับดักฟ้าผ่า จะใช้ความดันประมาณ 3–4 บาร์ ส่วน compartment เซอร์กิตเบรคเกอร์มักจะมีความดันประมาณ 5–7 บาร์ จะเห็นว่า compartment เซอร์กิตเบรคเกอร์มีความดันสูงกว่า compartment อื่นๆ เพราะว่านอกจากจะใช้ก๊าซสำหรับเป็นฉนวนแล้วยังใช้สำหรับการดับอาร์คด้วย บางบริษัทจึงออกแบบให้มีการตรวจจับและส่งสัญญาณเตือนเมื่อ compartment ที่อยู่ติดกับเซอร์กิตเบรคเกอร์มีความดันสูงเกินปกติ โดยมีฟังก์ชัน high pressure alarm เพิ่มขึ้นมา

4.4 บทสรุป

นับวัน GIS จะเข้ามามีบทบาทในระบบมากขึ้น ทั้งนี้เนื่องจากข้อจำกัดของพื้นที่และราคาของที่ดิน นอกจากนี้ความต้องการของลูกค้าในด้านของความมั่นคงของระบบไฟฟ้ายังเป็นสิ่งเสริมการนำ GIS เข้ามาใช้งานเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ทั้งนี้เนื่องจาก GIS จะช่วยขจัดปัญหาการขัดข้องของระบบอันเนื่องมาจากสัตว์ ตลอดจนผลของมลภาวะจากธรรมชาติและโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งนับวันจะทวีความรุนแรงขึ้น อย่างไรก็ตาม GIS ไม่ใช่เรื่องที่ยุ่งยากซับซ้อน เพียงแต่ต้องพิจารณาทุกขั้นตอนเริ่มตั้งแต่การออกแบบทางวิศวกรรม การเลือกใช้อุปกรณ์ที่เป็นที่ยอมรับมีประวัติการใช้งานดี การควบคุมงานก่อสร้างให้เป็นไปตามหลักวิศวกรรมทุกขั้นตอน มีการทดสอบและการตรวจรับอย่างครบถ้วนตามมาตรฐานสากล รวมถึงการวางแผนงานบำรุงรักษาอย่างเหมาะสม ถ้าทุกขั้นตอนที่กล่าวในข้างต้นดำเนินการโดยผู้ที่มีความรู้เชี่ยวชาญ สถานีไฟฟ้าแรงสูงและ GIS จะมีอายุการใช้งานได้มากกว่า 30 ปี

บทที่ 5 instrument transformer

instrument transformer คือ อุปกรณ์ที่ใช้แยกอุปกรณ์เครื่องมือวัดและ/หรืออุปกรณ์ควบคุมที่ต่ออยู่ด้าน secondary ออกจากด้านไฟแรงสูงที่ต่อเข้าทาง primary ของ instrument transformer สามารถแยกออกเป็น

- อุปกรณ์ที่ใช้แยกอุปกรณ์วัดกระแส เรียกว่า current transformer
- อุปกรณ์ที่ใช้แยกอุปกรณ์วัดแรงดัน เรียกว่า voltage transformer

5.1 current transformer (CT)

CT ไม่เหมือน power transformer ทั้งหมดแต่ใช้หลักการ electromagnetic induction เหมือนกัน ลักษณะการใช้งานต่างกัน ใน power transformer กระแสไหลผ่านขดลวด primary จะมีความสัมพันธ์กับกระแสด้าน secondary ซึ่งเป็นไปตาม load แต่ CT มีขดลวด primary ต่ออนุกรม (series) กับ line เพื่อวัดกระแสที่ไหลผ่าน หรือกล่าวได้ว่า กระแสในขดลวด primary จะไม่ขึ้นกับ load ที่ต่ออยู่
อาจแบ่งประเภทของ CT ได้เป็นสองชนิดตามการใช้งาน

- CT ที่ใช้วัดกระแส โดยนำอุปกรณ์ instrument เช่น metering system ต่างๆ คือ energy meter, current indicating meter มาต่อเข้าที่ด้าน secondary เรียกว่า metering current transformer
- CT ที่ใช้กับระบบป้องกัน (protective equipment) เช่น trip coil, relay ซึ่งเรียกว่า protective current transformer

5.1.1 หน้าที่ของ CT

คือ แปลงกระแสสูงค่าหนึ่งเป็นกระแสอีกค่าหนึ่งที่ต่ำลง ตามมาตรฐานกำหนด rated current ของขดลวด secondary ไว้ที่ 5A และ 1A เพื่อเป็นมาตรฐานในการผลิตอุปกรณ์ หรือ เครื่องมือที่นำมาต่อเข้าที่ secondary terminal กรณีใช้งานกับไฟแรงสูง จำเป็นต้องมีฉนวนที่สามารถทนต่อแรงดันใช้งานและแรงดันผิดปกติที่อาจเกิดขึ้นในระบบ แต่หากไม่คำนึงถึงฉนวน (insulation) สิ่งสำคัญของ CT ที่ต้องมี คือ

- primary winding
- magnetic core
- secondary winding
- burden

primary winding เป็นขดลวดที่ต่ออนุกรม (series) กับ line หรือ primary circuit แบ่งเป็น ชนิดมีรอบเดียว single-turn primary winding ได้แก่ ring-type หรือ through-type ใช้ line conductor/ cable หรือ busbar คล้องหรือสวมให้ผ่านช่อง (window) ของ core ที่มีขดลวด secondary พันอยู่จึงถือเป็นรอบเดียว และชนิดที่มีหลายรอบ multi-turn primary winding หรือ wound primary current transformer ขดลวดของ primary มีหนึ่งรอบจะดีกว่าหลายรอบ กล่าวคือผลต่อแรงทางกลที่กระทำกับ conductor ของ primary ในขณะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านและความร้อนที่เกิดขึ้นจากกระแสสูง (dynamic and thermal stresses)

magnetic core เป็นแกนเหล็กที่ให้ induced flux ไหล คุณสมบัติของ CT ที่สำคัญคงเป็นเรื่องความละเอียดถูกต้องแม่นยำและความเที่ยงตรง (accuracy) ของ CT คุณสมบัตินี้ขึ้นอยู่กับชนิดของ material ที่ใช้ทำ core และโครงสร้างของ core จึงมักใช้ magnetic alloys

secondary winding เป็นขดลวดชุดที่สองที่พันบนแกนเพื่อลดกระแสให้ต่ำลง สามารถนำอุปกรณ์ต่างๆ มาต่อเพื่อวัดค่าได้ คุณสมบัติของ CT ขึ้นอยู่กับ flux density ใน core เป็นสำคัญ flux ที่เกิดขึ้นจะขึ้นอยู่กับ impedance ทั้งหมดใน secondary circuit ส่วนหนึ่งคือ impedance ของขดลวด secondary บางกรณีจะมีค่ามากกว่า impedance ของอุปกรณ์ หรือ burden ที่ต่อเข้า

burden เป็น impedance ของอุปกรณ์ที่ต่อทาง secondary เช่น relay, เครื่องมือวัดหรืออุปกรณ์อื่นๆ รวมทั้งสายที่ต่อระหว่างอุปกรณ์กับ secondary terminal รวมทั้งหมด คือ burden ของ CT อาจมีหน่วยเป็น VA หรือ ohm ก็ได้ เช่น

CT ที่มี rated burden เท่ากับ P VA

rated secondary current I_s A

Z_b : burden = $P/(I_s)^2$ ohm

ถ้า burden มี power factor เท่ากับ $\cos\varphi$

ค่า resistance จะเท่ากับ $R_b = Z_b . \cos\varphi$

ค่า reactance จะเท่ากับ $X_b = Z_b . \sin\varphi$

บางคนอาจมีความเข้าใจผิดคิดว่าซื้อ CT ที่มี burden สูงๆ ไว้ก่อน เมื่อเวลาใช้งานจะต่อ burden ที่มีค่าต่ำกว่า rated burden มาก แล้วจะทำให้ได้ accuracy ดีขึ้น error น้อยลง ความเข้าใจนี้ไม่ถูกต้อง ซึ่งจะกล่าวต่อไป

5.1.2 ค่ากำหนดต่างๆ ของ CT

- rated primary current
- rated secondary current
- rated burden
- supply frequency
- accuracy class
- system voltage ด้าน primary circuit
- rated short circuit current ที่ไหลผ่าน primary winding และระยะเวลาที่ไหลผ่าน

5.1.3 หลักการทำงานของ CT

ถ้ากระแส I_p ไหลผ่านทาง primary winding จะเกิด

- induced flux : ϕ ใน core
- flux ใน core จะเหนียวนำให้เกิดแรงดันที่ secondary winding : E_s
- E_s เกิดขึ้นทำให้เกิดกระแส I_s ไหลใน secondary circuit
- กระแสที่ไหลเป็นไปตาม ampere-turn balance

$$N_p I_p = N_s I_s \quad \text{(เป็น ideal transformer)}$$

ในทางปฏิบัติ secondary winding จะมีทั้ง resistance และ leakage reactance และต้องคำนึงถึง capacitance ที่อาจมีค่าสูงจนมีผลต่อ impedance ของวงจร

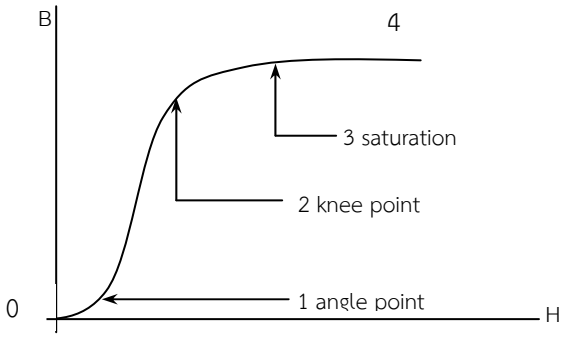
$$E_s = I_s Z_s = k.\phi_m$$

ϕ_m เป็น exciting ampere-turn : $N_p I_l$

ฉะนั้น $N_p I_p$ จึงถูกแบ่งเป็นสองส่วนคือ ส่วนของ primary exciting ampere-turn : $N_p I_e$ และส่วนของ primary transferring ampere-turn : $N_p I_{pl}$ เมื่อกระแสที่แปลงไปที่ด้าน secondary ไม่ใช่กระแสทั้งหมด จึงทำให้เกิด current error หรือ ratio error ขึ้น

5.1.4 โลหะที่ใช้ทำ core

โลหะที่ใช้ทำแกนเหล็ก (core) ต้องเป็น ferromagnetic material เนื่องจาก error เกิดขึ้นจาก magnetizing current ที่ใช้ในการสร้าง flux จึงจำเป็นต้องศึกษาเรื่อง magnetizing curve ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง flux density และ magnetizing ampere-turn หรือ B-H curve



จะเห็นได้ว่าเมื่อ flux density สูงขึ้น จะต้องใช้กระแสมากขึ้นในการสร้าง flux และเมื่อเลยจากจุด knee point กระแสจะสูงขึ้นอย่างรวดเร็วโดยที่ flux เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยหรือเรียกว่า โลหะมีสภาพอิ่มตัว (saturation) ซึ่งทำให้มี error มากในการ transferring

จาก curve แสดงถึง oriented electrical steel ซึ่งความสัมพันธ์แบ่งได้เป็น 4 ช่วง

1. ช่วง 0-1 เป็นช่วงแรก origin ตอนเริ่มต้น ของ curve จนถึงจุดที่ 1 ที่เรียกว่า angle point ความสัมพันธ์ระหว่าง B-H ไม่ linear ช่วงนี้ flux และ exciting current ยังต่ำมาก
2. ช่วง1-2 หลังจากจุดที่ 1 จนถึงจุดที่ 2 ที่เรียกว่า knee point ช่วงนี้ความสัมพันธ์เป็น linear เรียกว่าช่วง linear จุด knee point คือจุดที่ flux density เพิ่มขึ้น 10% ขณะที่กระแสเพิ่มขึ้น 50 %
3. ช่วง 2-3 หลังจากจุดที่ 2 จนถึง จุดที่ 3 เรียกจุดนี้ว่าจุดอิ่มตัว saturation ช่วงนี้ flux density เปลี่ยนเพิ่มขึ้นน้อยมาก แต่ต้องการกระแสมาก
4. ช่วงหลังจากช่วงอิ่มตัว saturation ไปแล้ว ช่วงนี้ flux density แทบไม่เปลี่ยนแปลง แต่ต้องการกระแสมาก เรียกว่าช่วง **saturation**

protective current transformer สามารถใช้ช่วง 0-3 ในขณะที่มีกระแสปกติ แต่ขณะมีกระแสลัดวงจรไหลผ่านอาจอยู่ช่วงต้นๆ ของ 4 แต่ metering current transformer จะใช้ช่วง 0-1 เท่านั้น ในทางปฏิบัติอาจใช้ถึงช่วงก่อน knee point ขณะที่มี full load current ไหลผ่านขดลวด primary เพราะจะใช้ core material น้อยลง

material ส่วนใหญ่ที่ใช้คือ

- hot rolled silicon-iron alloy
- cold rolled oriented silicon-iron alloy (electrical steel)
- nickel-iron alloy
- composite material

hot rolled silicon-iron alloy

ในยุคแรกๆ material ที่ใช้ทำแกนเหล็กมีส่วนผสมของ mild steel กับ carbon ปริมาณเล็กน้อย มีข้อเสียคือ ageing เร็ว หรือมีอายุการใช้งานสั้น คือช่วงใช้งานจะมี hysteresis loss สูงขึ้นเรื่อยๆ ต่อมามีการพัฒนาใช้ silicon ผสมแทน carbon ทำให้ปัญหาเรื่อง ageing หมดไป แต่ถ้าใส่ silicon มากจะเปราะ และหักง่าย ไม่สะดวกเวลาตัดและเจาะรู ปัจจุบันมี hot rolled electrical steel ที่มี silicon ผสมน้อยลง มีคุณสมบัติของ permeability ดีขึ้น จึงนิยมใช้ทำหม้อแปลง ทำให้มีชื่อเรียกว่า transformer grade

cold rolled oriented silicon-iron alloy (electrical steel)

ต่อมามีการพัฒนาการผลิตเหล็กมากขึ้นสามารถใช้วิธี cold rolled ทำให้สามารถปรับปรุง magnetic property ได้ดีขึ้นทำให้เกิดการเรียงตัวกันของ crystal structure ดีขึ้นในทิศทางที่รีด ทำให้ flux ที่ไหลในแนวขนานกับผิวของแผ่นเหล็ก (laminated sheet) ได้ค่า permeability ดีขึ้นมาก ลด losses ทำให้ CT มีขนาดลดลง แต่ flux ที่ไหลในทิศทางที่หักโค้งจะด้อยกว่าแนวขนาน ฉะนั้นการทำ core sheet เป็นรูปตัว T หรือตัว U จะด้อยกว่าการทำเป็น strip wound core และเป็นรูป ring-type core

nickel-iron alloy

เป็นโลหะที่มี losses ต่ำ แต่มี permeability สูง มีข้อเสียคือ คุณสมบัติ magnetic performance จะเปลี่ยนแปลงถ้าได้รับ mechanical stress ส่วนใหญ่ เป็น c-core จะ ประกอบและ bonded ก่อนแล้วจึงตัดเป็นแบ่งเป็นรูป C ฉะนั้นจำเป็นต้องป้องกันเวลาขนย้าย และประกอบอย่างดี การผลิต alloy ชนิดนี้มีราคาแพง จึงใช้เฉพาะ CT ที่ต้องการ accuracy สูงเท่านั้น

composite material

ใช้ผสมกันระหว่าง nickel-iron alloy กับ electrical steel ข้อดี คือ สามารถใส่ nickel-iron alloy ไว้ตรงกลางระหว่าง electrical steel ทำให้มี mechanical reinforce

5.1.5 การบอกลักษณะของ CT

- ratio คืออัตราส่วนของการแปลงกระแสจากกระแสด้าน primary เป็นกระแสด้าน secondary เช่น

ratio ของ current transformer 300 : 5 มีความหมายว่า CT มี rated primary current เท่ากับ 300 A และ rated secondary current มีค่า 5 A หรือ

CT ที่เป็น multi-ratio: 100-1200 A. สามารถเลือกกระแสใช้ได้ 10 ratio ตั้งแต่ 100 A. ถึง 1200 A. โดยที่กระแสด้าน secondary มีค่าคงที่เท่ากับ 5 A. และ

กรณีที่มี secondary หลายชุดพันบนแต่ละ core ให้เลือกใช้งาน เรียกว่า multi-core เช่น 100-1200//5

- current rating factor : RF คือ ค่าจำนวนเท่าของกระแสด้าน primary ที่ CT สามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องเช่น 1 , 1.3 , 2 เป็นต้น
- ความแม่นยำ (accuracy) คือความถูกต้องแม่นยำของการแปลงกระแส ซึ่งมีลักษณะต่างกันระหว่างชนิด protection และ metering

- polarity ใช้ในกรณีที่นำ secondary ของ CT สองชุด หรือมากว่าสองชุดมาต่อกัน และทิศทางการไหลของกระแส

5.1.6 ข้อกำหนดของความแม่นยำของ CT (accuracy class)

IEEE/ANSI std.

metering CT มีข้อมูลกำกับที่กำหนดไว้ดังนี้

- มี accuracy class ที่ระบุคือ 0.3, 0.5, 0.6, 1.2
- มี rate burden อยู่ 5 แบบ คือ B – 0.1, B – 0.2, B – 0.5, B – 0.9 และ B – 1.8
  เช่น 0.3 B – 0.1 คือ CT ตัวนี้มี accuracy class ± 0.3 % และ มี rated burden เท่ากับ 0.1 Ω

relaying CT มีข้อมูลกำกับที่กำหนดไว้ดังนี้

- C classification เป็นการบอกว่า accuracy ที่ระบุได้จากการคำนวณ
- T classification เป็นการบอกว่า accuracy ที่ระบุได้จากการทดสอบ (test)
- secondary terminal voltage rating เช่น กรณีพิกัดด้าน secondary ของ CT = 5 A

secondary terminal voltage	standard burden
10	B – 0.1
20	B – 0.2
50	B – 0.5
100	B - 1
200	B - 2
400	B - 4
800	B – 8

standard burdens for current transformer ที่กำหนดเป็นมาตรฐานมีลักษณะดังนี้

burden	resistance (Ω)	inductance (mH)	impedance (Ω)	volt-ampere (at 5 A)	power factor
<u>metering burdens</u>					
B - 0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B - 0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B - 0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B - 0.9	0.81	1.04	0.9	22.5	0.9
B - 1.8	1.62	2.08	1.8	45.0	0.9
<u>relaying burdens</u>					
B - 1	0.5	2.3	1.0	25	0.5
B - 2	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B - 4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B - 8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

standard accuracy classes and limits of TCF for current transformer for metering service (TCF = transformer correction factor)

accuracy class	limit of TCF				limit of P.F (lagging of metered power load)
	100% rated Current		10% rated current		
	min	max	min	max	
1.2	0.988	1.012	0.976	1.024	0.6 – 1.0
0.6	0.994	1.006	0.988	1.012	0.6 – 1.0
0.5	0.995	1.005	0.995	1.005	0.6 – 1.0
0.3	0.997	1.003	0.994	0.006	0.6 – 1.0

เช่น C 100 ความหมายคือ เมื่อมีกระแสไหลผ่านด้าน primary เท่ากับ 20 เท่าของ rated current ในขณะที่มี rated burden 1 Ω ต่ออยู่ด้าน secondary จะเกิดแรงดันที่ secondary terminal เท่ากับ 100 โวลต์ (rated burden x (20x5) = secondary voltgate) และมี ratio error จากการคำนวณไม่เกิน 10%

IEC Standard (International Electrotechnical Commission)

metering (metering core)

- Fs = instrument security factor คือจำนวนเท่าของ rated current ที่ทำให้ core เกิดอิ่มตัว
- accuracy กำหนดค่าเท่ากับ 0.1 0.2 0.5 1.0 3.0

relaying (protective core)

- ALF : accuracy limit factor คือค่าจำนวนเท่าของกระแสที่ ratio error ไม่เกินมาตรฐาน
- class มี 5P, 10P

เช่น ALF = 20, In = 5 A class 5P

ความหมายคือ ที่ 20 x 5 = 100 A, % ratio error ไม่เกิน 5.0%

- continuous–thermal–current rating factor ที่ ambient temperature เท่ากับ 30°C ค่า rating factor นี้กำหนดไว้ 6 ค่า คือ 1.0, 1.33, 1.5, 2.0, 3.0 และ 4.0
- short–time current rating คือค่ากระแสสูงสุดที่มีผลด้านแรงทางกลและความร้อน
- mechanical current rating (I_{dyn}) คือ ค่ากระแส short circuit สูงสุดที่ไหลผ่านขดลวด โดยขดลวดสามารถทนแรงกล (mechanical force) ที่เกิดขึ้นได้ ซึ่งกำหนดเป็นค่า RMS ของ AC component ของรูปคลื่น asymmetrical primary current เมื่อเกิดลัดวงจรทางด้าน primary circuit
- short–time thermal current rating (I_{th}) คือ ค่ากระแส short circuit สูงสุดที่ไหลผ่านขดลวดด้าน primary โดยที่ขดลวดสามารถทนความร้อนที่เกิดขึ้น โดยมีอุณหภูมิไม่เกินจากค่ากำหนด ซึ่งกำหนดค่าเป็น RMS ของ symmetrical primary current

อุณหภูมิที่ CT สามารถทนได้ตามชนิดของฉนวนคือ กรณีฉนวนชนิด temperature rise 55°C มีอุณหภูมิไม่เกิน 250°C และ กรณีชนิด 80°C มีอุณหภูมิไม่เกิน 350°C โดยใช้เวลาทดสอบนาน 1 วินาที

5.1.7 การเลือก primary rated current

ต้องคำนึงถึงขณะที่กระแสมีปริมาณต่ำๆ minimum current ที่ไหลผ่านขณะใช้งานด้วย เพราะ primary ampere-turn จะมีผลต่อคุณสมบัติเรื่อง ratio error และ phase error

อีกประการหนึ่งเรื่องของ dynamic force และ thermal stress ที่เกิดขึ้นในขณะที่มีกระแสลัดวงจรที่เกิดขึ้นไหลผ่าน ด้าน primary winding

ถ้ามี primary winding หนึ่งรอบ หรือเป็น bar-type จะมีราคาถูกกว่าชนิดหลายรอบ wound-type primary winding

บางกรณีอาจมีความจำเป็นต้องใช้ชนิด multi-ratio ซึ่งทำได้โดย

- ให้รอบด้าน secondary คงที่ไว้และต่อรอบด้าน primary ให้ขนาน หรืออนุกรมกัน
- ให้รอบ primary คงที่ไว้แล้วใช้วิธี tap รอบ ออกมาตามต้องการ หรือต่อขนาน หรืออนุกรมด้าน secondary
- ออกแบบโดยใช้สองวิธีรวมกัน

5.1.8 การเลือก secondary rated current

ในปัจุบัน secondary current rating มีอยู่ 2 ชนิด คือ 1 A และ 5 A อาจมีข้อคำถามว่า จะเลือกชนิดไหนมาใช้งานดี

ลองพิจารณา CT สองตัวที่มี กระแส 5 A และ 1 A

ถ้ามี flux density เท่ากัน มีค่า rated primary current เท่ากัน มีขนาด core ที่กำหนดเท่ากัน และ secondary ampere-turn มี mean length เท่ากัน ขณะที่ทดสอบกับ rated burden ที่ primary rated current จะมีค่า error เท่ากัน แต่ในทางปฏิบัติ สายที่ใช้ต่อระหว่าง terminal กับ burden หรือ relay มีความยาวมาก ทำให้มี lead resistance ไม่เท่ากัน จึงเป็นตัวแปลที่สำคัญ ถ้า lead ที่ใช้ต่อมีขนาดเดียวกันจะพบว่าชนิด 1 A มี burden (VA) น้อยกว่า 5 A ถึง 1/25

อีกประการหนึ่ง CT ชนิด 1 A สามารถปรับค่า error ได้ง่ายกว่า โดยปรับรอบด้าน secondary เพื่อชดเชยกับ primary ampere-turn : $N_p I_p = N_s I_s$ เช่นปรับรอบ 1 รอบของ CT 100 : 5 จะส่งผลถึง 5% แต่มีผลกับ CT 100/1 เพียง 1%

ชนิด 1 A มีข้อด้อยเรื่องราคาคือ ราคาจะแพงกว่าชนิด 5 A แต่ผู้ผลิตอาจจะปรับขนาดของ core ให้มีขนาดเล็กลงเพื่อลดค่า material เนื่องจาก burden น้อยกว่า 5 A

ข้อด้อยอีกอย่างหนึ่งของชนิด 1 A คือ จะเกิดแรงดันสูงกว่า 5 A ขณะเกิด open circuit ที่ secondary เนื่องจากมีจำนวนรอบของขด secondary มากกว่า

สรุปไม่มีข้อกำหนดตายตัวว่าชนิดไหนดีกว่า แต่สามารถกล่าวได้ว่า ควรเลือกขนาด 5 A ก่อน ยกเว้นว่าจะมีความจำเป็นบางประการ เช่นระบบทั้งหมดถูกออกแบบไว้เป็นชนิด 1 A มีปัญหาเรื่อง spare unit หรือระยะทางระหว่าง CT กับอุปกรณ์ป้องกันอยู่ห่างกันมาก เป็นต้น

5.1.9 การเลือก secondary rated burden

การพิจารณาหา rated burden ต้องคำนึงถึงสาย lead ที่ใช้ต่อระหว่าง CT กับอุปกรณ์ต่างๆ standard burden มีค่าตามมาตรฐานกำหนดไว้ดังกล่าวมาแล้ว เวลาใช้งาน burden อาจมี power factor ไม่เหมือนกับมาตรฐานที่กำหนดไว้ทำให้มี error เกิดขึ้นไม่เหมือนกับตอนที่ทดสอบ อีกประการหนึ่งปกติค่า error ที่ burden ต่ำๆ มักจะเป็นด้านบวก (positive) มากกว่า เมื่อเพิ่ม burden มากขึ้นจนถึง rated

burden ค่า error จะลดลงและไปอยู่ด้านลบ (negative) ถ้าเลือกใช้ CT ที่มี rated burden สูงเกินไปมาใช้งานเวลาที่นำ burden ที่ต่ำกว่ามาต่ออาจทำให้ error อยู่ด้านเป็น positive ซึ่งอาจมีค่าสูงกว่าด้าน negative และจะมีผลมากถ้าการออกแบบใช้ turn correction ปรับ error เพื่อให้ขณะที่มี rated burden มี error ไม่ให้เกินค่ากำหนด การเพิ่ม turn ทำให้ error เป็น positive มากขึ้น

5.1.10 การใช้งาน overload

ปกติ CT จะสามารถใช้งานในสภาพ overload 120% ได้นานระยะเวลาหนึ่ง โดยมีข้อจำกัดที่ต้องคำนึงถึงคือ temperature rise ของขดลวดและน้ำมัน นอกจาก CT จะกำหนด current factor ไว้เพื่อให้สามารถใช้ได้อย่างต่อเนื่องโดยการออกแบบ current density และ temperature rise ไว้ให้เหมาะสม อย่างไรก็ตาม accuracy ที่ออกแบบไว้อาจจะดีที่สุดที่ current factor สูงสุด แต่นำไปใช้งานที่ 100% อาจจะมี accuracy ด้อยลง และที่กระแสต่ำอาจไม่เหมาะสม ฉะนั้นควรเลือก rated primary current เท่ากับกระแสที่ไหลผ่านจริง หรือเลือกจากค่ามาตรฐานที่สูงกว่าแต่ให้อยู่ใกล้กับค่าใช้งานจริงมากที่สุด

เช่น ถ้าใช้กับกระแส load เท่ากับ 500 A ให้เลือก rated primary current เท่ากับ 500 A หรือ 600 A ตามมาตรฐาน ซึ่งจะดีกว่าเลือกขนาด 400 A และกำหนด current factor 1.25 เท่า

การทดสอบ CT ที่มีสภาพ overload เช่นที่ 120% จะมีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบ error ของ accuracy แต่ไม่มีวัตถุประสงค์เรื่องการพิจารณาความสามารถใช้ continuous loading ที่ 120%

5.1.11 สิ่งแตกต่างกันระหว่า protective และ metering current transformer

มีลักษณะบางประการที่แตกต่างกัน

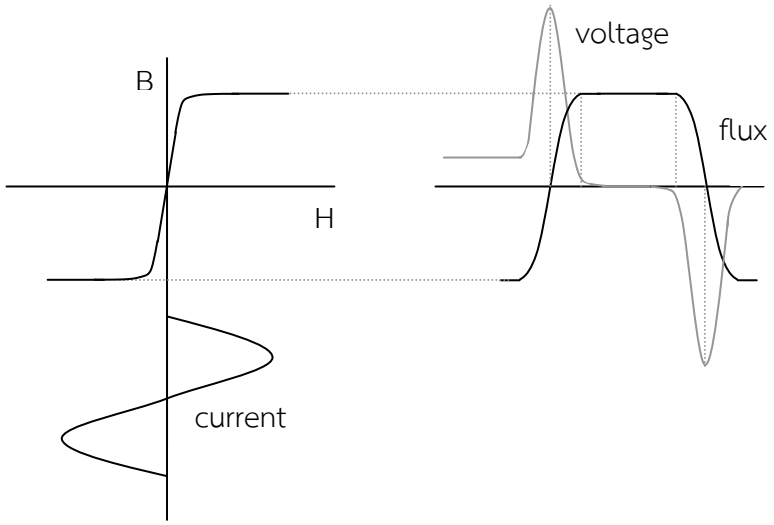
- protective CT จะคำนึงถึงเฉพาะ ratio error ส่วน phase error ไม่ค่อยสำคัญเหมือน metering CT ยกเว้นกรณีที่มีการนำไปเปรียบเทียบ phase กันระหว่าง CT สองตัว
- จะพิจารณา error ของ metering CT เฉพาะในขณะที่ primary current มีปริมาณ 5 – 120% ของ rated current แต่ protective CT ต้องคำนึงถึงกระแสที่ระดับหลายเท่าของ rated current ที่เกิดขึ้นขณะวงจรด้าน primary circuit เกิดลัดวงจร การใช้ protective CT กับ differential relay จำเป็นต้องคำนึงถึง exciting curve ของ CT ทั้งสองตัว หรือ มากกว่าสองตัวที่นำมาต่อกัน หากมีความแตกต่างกันมาก จะทำให้ minimum setting หรือ mismatch setting (ที่คำนึงถึง tap changer compensation) ไม่เพียงพอ กรณี bus differential relay มีคุณลักษณะเป็น high impedance relay ค่าแรงดันที่เกิดจากกระแส mismatch คูณกับ relay impedance ต้องน้อยกว่า voltage setting ของ relay

5.1.12 open circuit voltage ใน CT

ในขณะที่มีกระแสไหลทาง primary และมี burden ต่ออยู่ที่ secondary circuit ของ CT จะมีแรงดันคร่อม burden เพียงเล็กน้อยเป็นระดับ volts แต่เมื่อ secondary circuit เกิด open หรือ กรณีที่ปลดสายต่อของ burden ออก จะทำให้เกิดไฟแรงสูงที่มีรูปร่างเป็น pulse ที่มี peak สูงอาจเป็นระดับ kilovolt ที่ secondary winding

CT ที่มี rated secondary current 5 A มี burden ขนาด 15 VA ต่ออยู่ หากมีกระแสไหลทาง primary เป็น rated current จะมีแรงดันที่ secondary terminal ประมาณ 3 volts แต่ถ้า secondary circuit เกิด open จะเกิดแรงดันที่มี peak สูงเป็นระดับ kV เพราะ primary ampere-turn ทั้งหมดจะเป็น

exciting ampere-turn ไม่มี ampere-turn ในส่วนของ transferring จึงทำให้ core เกิด saturation อย่างมาก



ตามรูป แสดงรูปร่างของ flux ที่มี flat-topped shape แรงดันเป็นสัดส่วนโดยตรงกับ อัตราการเปลี่ยนแปลงของ flux จึงทำให้ขณะที่ flux เปลี่ยนแปลงเป็นรูป flat โดยเร็วก็จะเกิด เป็นแรงดันสูงเฉพาะตรงนั้น (peaky) แรงดันสูงนี้อาจทำให้ฉนวน ด้าน secondary เสียหาย (breakdown) และอาจเกิด overheat จาก eddy current losses ได้ด้วย ในทางปฏิบัติจึงต้องออกแบบให้มีฉนวนที่ทนแรงดันที่เกิดขึ้นนี้ตลอดเวลา ถึงแม้ว่า routine test จะกำหนดให้ทดสอบเพียง 1 นาที

5.2 voltage transformer

voltage transformer คือ instrument transformer ที่ใช้แปลงแรงดันให้ต่ำลง และมักจะมีค่าแรงดัน ตามมาตรฐานกำหนด เช่น 100, 100/$\sqrt{3}$, 115, 115/$\sqrt{3}$, 220, 220/$\sqrt{3}$ volts เป็นต้น

ข้อกำหนดลักษณะของ voltage transformer คือ

- rated primary voltage
- rated secondary voltage
- insulation level
- rated burden
- frequency
- จำนวน phases
- accuracy class

ที่มีใช้งานแบ่งเป็นสองชนิด

- magnetic-type voltage transformer (MVT)
- capacitive voltage transformer (CVT)

magnetic-type MVT จะใช้งานที่แรงดันเดียวหรือที่ flux density เดียว ไม่มีลักษณะเป็น wide range เหมือน CT การออกแบบเพื่อแปลงแรงดัน ใช้หลักการเช่นเดียวกับ power transformer สิ่งที่แตกต่างกันคือ ต้องคำนึงถึง error ของแรงดันที่แปลงออกที่ด้าน secondary

$V_p I_p = V_s I_s$ และ $N_p I_p = N_s I_s$

capacitive voltage transformer มีลักษณะเป็น capacitive divider คือมี capacitor สองชุดต่ออนุกรมกัน ส่วนล่างจะมีค่า capacitance สูงกว่าส่วนบน แรงดันที่ tap ออกจาก capacitor ส่วนล่างจะนำไปต่อเข้ากับ intermediate voltage transformer (IVT) ที่เป็น inductive-type เพื่อแปลงแรงดันให้ต่ำลงในระดับเหมาะสมกับอุปกรณ์

เนื่องจาก capacitor impedance และ leakage impedance ของ IVT ทำให้การใช้งานไม่สามารถควบคุม ratio ที่ burden ค่าต่างๆ ได้ จึงจำเป็นต้องมี tuning reactor ซึ่งจะต่อขั้นไว้ก่อนต่อเข้า inductive voltage transformer เมื่อเลือกค่าที่เหมาะสมกับ frequency ระบบ ก็จะทำให้ impedance ของ capacitor หมดไป

5.2.1 accuracy class ของ voltage transformer

IEC standard

- class สำหรับ metering : 0.1, 0.2, 0.5, 1.0, 3.0
- class สำหรับ relaying : 3P, 6P ที่ burden 25 – 100%

การใช้งานในช่วงแรงดัน 5% ถึง แรงดันที่ออกแบบให้เหมาะกับการ ground ของระบบแต่ละประเภทมีค่าเท่ากับ : $V_f . f$ %

ระบบที่เป็น solidly ground f = 1.5

ระบบที่ไม่เป็น solidly ground f = 1.9

IEEE/ANSI std.

ตารางแสดงค่า standard accuracy classes and limits of TCF for voltage transformer

accuracy class	limits of transformer correction factor		limits of power factor (lagging)	
	Min	Max	Min	Max
1.2	0.988	1.012	0.6	1.0
0.6	0.994	1.006	0.6	1.0
0.3	0.997	1.003	0.6	1.0

ตารางแสดงค่า standard burdens for voltage transformer

designation of burden	secondary VA	burden power factor
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

5.2.2 การเกิด ferro-resonance และวิธี suppression ใน CVT

ferro-resonance เป็นปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นในวงจรที่ประกอบด้วย capacitance ต่ออนุกรมกับ inductance ที่มีลักษณะคุณสมบัติเป็น non-linear เช่น exciting inductance ของ inductive voltage transformer หรือ exciting inductance ของ intermediate voltage transformer ในขณะที่เกิดจะพบว่ามี oscillation ที่ sub harmonic frequency

5.2.2.1 เหตุการณ์ที่ทำให้ CVT เกิด ferro-resonance

เนื่องจากคุณสมบัติของ capacitor จะเปลี่ยนแปลงแรงดันทันทีทันใดไม่ได้ และ inductor จะเปลี่ยนแปลงกระแสทันทีทันใดไม่ได้ ดังนั้นเหตุการณ์ที่มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันหรือกระแสของ CVT อย่างรวดเร็วจะทำให้วงจรไม่ stable จะเกิด oscillation เพื่อปรับตัวให้เข้าสู่สภาวะปกติ (steady state) เหตุการณ์ดังกล่าวได้แก่

1) เกิด fault ในสายส่ง ระบบป้องกันทำงานสั่งปลดสายส่งออก แล้วสั่ง reclose กลับเข้า อย่างรวดเร็ว ผลหลังจากการ reclose อย่างรวดเร็ว คือ แรงดันที่ค้างอยู่บนสายส่งเนื่องจาก capacitance (trap charge) ไม่เท่ากับแรงดันระบบขณะที่ reclose กลับเข้ามา ทำให้เหมือนกับมีการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรวดเร็วที่ C_1+C_2
2) ปลด burden ขนาดใหญ่ออกจาก secondary circuit มีผลต่อ voltage drop คร่อม (C_1+C_2) หรือ trap charge ทำให้แรงดันที่ C_1 และ C_2 เกิดเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว
3) เกิด short circuit ในวงจรด้าน secondary circuit แล้ว fuse ขาด จะมีผลเช่นเดียวกับข้อ 2 แต่รุนแรงกว่ามาก เนื่องจากกระแส short circuit จะสูงกว่ากระแส load
4) ในกรณีที่โครงสร้างของ CVT มี gap คร่อม C_2 หากเกิด flashover ที่ gap คร่อม C_2 เมื่อ flashover หายไป จะเกิด oscillation ได้ เนื่องจาก C_1 และ C_2 ต้องปรับสภาพกลับมาเป็น voltage divider อีกครั้งหลัง flashover หายไป

ทั้ง 4 เหตุการณ์นั้น เหตุการณ์ที่ 3 จะเกิด oscillation ที่มี energy มากและรุนแรงที่สุด จึงใช้เป็นเหตุการณ์ที่จะทดสอบวงจร ferro resonance suppression

5.2.2.2 วิธี suppression ferro-resonance

มีวิธี suppression หลายวิธี แต่ทั้งหมดใช้หลักการ damp energy ที่เก็บอยู่ที่ตัว capacitor ด้วย resistor สิ่งที่แตกต่างกันในแต่ละวิธี คือ การออกแบบวงจร เช่น

- ใส่ fixed resistor ต่อคร่อม secondary circuit ไว้

  ข้อดี - ง่ายและสามารถ damp high frequency ได้ด้วย

  ข้อเสีย - ต้องออกแบบให้ CVT มี burden ที่สูงขึ้นมาก ทำให้มีโครงสร้างใหญ่

  - เกิด heat เนื่องจาก loss ตลอดเวลาทำให้เกิดความร้อน

- ใส่ resistor ที่มี saturable reactor ทำหน้าที่ switching ให้ resistor เข้าและออกในวงจร secondary circuit เพื่อแก้ปัญหาข้อเสียของวิธีที่ 1
- ใส่ resistor ที่มีอุปกรณ์ electronic ไว้ switching เช่น FDD (fast damping device) ซึ่งจะแบ่ง resistor ออกเป็น step การนำ resistor เข้าในวงจรเมื่อแรงดันถึงจุดกำหนด จะพร้อมกัน ส่วนการนำออกเมื่อแรงดันกลับสู่ระดับที่ตั้งไว้ จะทยอยปลด resistor ออกไม่พร้อมกันเพราะหากปลด resistor ออกพร้อมกันอาจเกิด oscillation ขึ้นใหม่อีกครั้ง

ตามมาตรฐาน IEEE/ANSI ตามหัวข้อ type test กำหนดให้ทดสอบ CVT เพื่อแสดงว่ามีความสามารถ suppress ferro-resonance ได้ในขณะที่ไม่มี burden ต่ออยู่ หรือมีเพียง burden ของ measuring device ที่ต่อเพื่อวัด oscillation เท่านั้น โดยใช้เหตุการณ์ของการเกิดลัดวงจรด้าน secondary circuit เป็น trigger

ปกติการออกแบบ flux density ที่แรงดันใช้งานของ intermediated voltage transformer มีค่าต่ำ จึงต้องระวังในการนำ auxiliary transformer มาต่อในวงจรด้าน secondary เพราะ auxiliary transformer ทั่วไปมีการออกแบบ flux density ที่แรงดันใช้งานสูงมาก จะเกิด ferro-resonance

กับ capacitance ได้งานกว่า intermediated voltage transformer เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดกับ auxiliary transformer จึงควรใช้รุ่นที่มี flux density ต่ำมาก เช่นมี rated flux density ประมาณ 0.3 tesla

จากประสบการณ์สาเหตุของ ferro-resonance เกิดขึ้นเพราะมี auxiliary transformer ต่ออยู่ในวงจรเสมอ เพื่อนำไปใช้ในวงจร synchronizing, indicating lamp หรือใช้ปรับแรงดันให้เป็น standard voltage เป็นต้น

5.2.2.3 ข้อควรระวังในการใช้ magnetic voltage transformer ในระบบแรงดัน 115-500 kV

การใช้ MVT ต่อกับ line, transformer หรือ bus ในระดับแรงดัน 115-500 kV มี ข้อควรระวังคือ อาจเกิด ferro-resonance เนื่องจาก วงจรที่เกิดขึ้นหลังจาก de-energize แล้ว อาจเกิดวงจรสภาพ capacitance ต่อกับ non-linear inductance ได้ จะมีแรงดันที่เกิดจาก capacitance coupling จาก line ที่ขนาน และยังใช้งานอยู่กับ non linear exciting induction ของ voltage transformer ของ line ต่อ series กัน เช่น

กรณีใช้เป็น line voltage transformer :

- เกิดวงจร grading capacitance ของ breaker ที่ de-energize ต่อ series กับ non linear exciting induction ของ line voltage transformer
- เกิดวงจร coupling capacitance ระหว่าง line ที่เดินขนานและใช้งานอยู่ (energize) กับ line ที่ปลดออก (de-energize) ต่อ series กับ non-linear exciting induction ของ voltage transformer ที่ต่อใช้ใน line ที่ปลดออก

กรณีใช้เป็น bus voltage transformer :

- เกิดวงจร grading capacitance ของ breaker ต่อ series กับ non linear exciting induction ของ voltage transformer ที่ใช้กับ bus ที่ปลดออก กรณีนี้เกิดขึ้นจาก bus differential relay ทำงานสั่งปลด breaker ทุกตัวที่ติด bus นั้นออก

5.2.2.4 การแก้ไข ferro-resonance ที่เกิดขึ้นกับ MVT โดยการใช้ damping resistor

ต้องคำนึงถึง

- การให้ข้อมูลแก่ผู้ผลิตเพื่อออกแบบ flux density ของ voltage transformer ให้เหมาะสมกับการใช้ resistive damping เพราะค่า damping resistance ขึ้นกับ over-exciting factor ของ magnetic core
- การต่อ damping resistor ในวงจร secondary ของ voltage transformer ที่ใช้กับ energy meter ไม่ควรเป็นชนิดต่อเป็น fixed burden เพราะมีผลกับ accuracy
- อาจจำเป็นต้องการ tertiary winding เพื่อต่อ damping resistor
- ใช้ ferro-resonance detector เช่น under frequency relay หรือ auxiliary contact ของ breakers ซึ่งมี reliability ต่างกัน
- การต่อ damping resistor เข้าในวงจรหลังจากที่ breaker open แล้ว ควรจะเป็นช่วงเวลาสั้นๆ ไม่ควรต่ออยู่จนกว่า breaker จะ close กลับเข้าใช้งาน

นอกจากคำนึงถึงการเกิด ferro-resonance แล้ว ยังต้องคำนึงถึงการใช้งานที่ต่อกับ high voltage cable ที่ยาวมากๆ เนื่องจาก inductive voltage transformer ต้องเป็นตัวรับการ discharge ประจุของ cable capacitance

บทที่ 6 over voltage

6.1 over voltage

ทุกครั้งที่เราพูดเรื่อง voltage stress ที่ insulation จะได้ยินคำเหล่านี้เสมอ

- nominal system voltage เป็นค่าแรงดัน rms ของ phase to phase ของระบบที่ออกแบบไว้ เช่น 525, 230, 115....kV
- highest system voltage เป็นค่าแรงดัน rms ของ phase to phase ซึ่งคาดว่าอาจเกิดขึ้นได้ในสภาวะปกติ เช่น 550, 242, 121...kV ค่านี้จะไม่รวมถึงสภาวะที่เกิด over voltage เนื่องจาก fault หรือ load rejection
- highest voltage for equipment เป็น over voltage ที่กำหนดไว้สำหรับ equipment ค่าที่ระบุจะต้องมีค่าเท่ากับหรือสูงกว่าค่าที่ระบุในข้อ 2

6.2 การจำแนก over voltage

นอกจาก nominal power frequency voltage 50 Hz แล้ว ยังมี over voltage ชนิดต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นและมีผลกระทบกับ insulation ของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่กับระบบ ซึ่งจำแนกได้ดังนี้

- power frequency over voltage
- over voltage เนื่องจาก ferro-resonance
- switching over voltage
- lightning over voltage

6.2.1 power frequency over voltage

ขนาดของ power frequency over voltage จะไม่สูงมากนัก อย่างไรก็ตามอาจเกิดขึ้นได้นาน 20 – 30 วินาที เรียกว่า temporary over voltage จะมีผลกับพวก surge arrester และ polluted line insulator เป็นต้น สาเหตุการเกิดมักมาจาก เกิด ground fault หรือ load rejection

ground fault

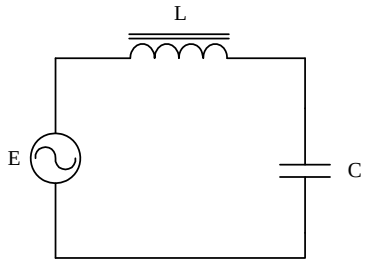
ขณะที่เกิด single line to ground fault หรือ double line to ground fault อาจทำให้เกิด over voltage ใน phase ที่เหลือ ที่เรียกว่า healthy phase ได้ สามารถคำนวณหา over voltage นี้ได้ด้วยวิธีใช้ symmetrical component ค่า over voltage to ground ใน healthy phase เมื่อระบบเป็นชนิด isolated neutral อาจเกิดขึ้นสูงถึง line to line voltage ในระบบที่เป็นชนิด effectively ground system จะมี over voltage ที่จุด fault น้อยกว่า 1.5 เท่า ซึ่งขึ้นอยู่กับ zero sequence impedance ของระบบ ช่วงเวลาที่ over voltage ขึ้นอยู่กับ fault clearing time ของ circuit breaker แต่ละระดับแรงดันก็จะแตกต่างกันไป

load rejection

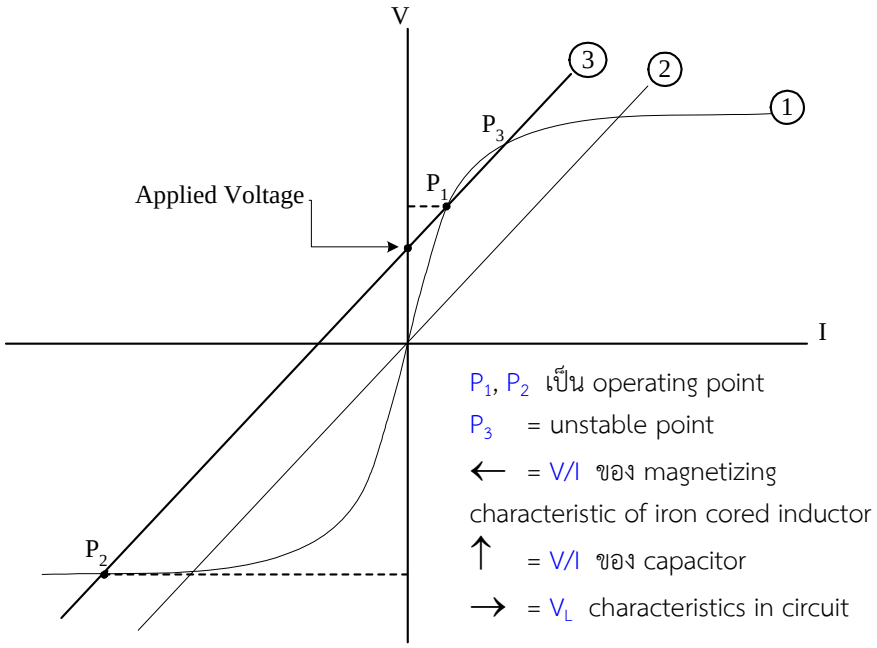
ขณะที่ load ใหญ่ๆ ถูกปลดออกจากระบบ จะทำให้เกิด over voltage ขึ้นที่ terminal ที่ load ต่ออยู่ หรือที่ terminal ของ generator ซึ่งจะสูงขึ้นโดยฉับพลันในช่วงแรก และจะเพิ่มขึ้นอย่างช้าๆ จนไปถึงจุด steady-state open circuit กรณีนี้จะมี automatic voltage regulator (AVR) เป็นตัวปรับสภาพแรงดัน ในขณะเดียวกัน speed ของ generator จะเพิ่มขึ้นด้วยเช่นกัน และมีผลกับ frequency ซึ่งจะมี governor เป็นตัวปรับและควบคุม

6.2.2 over voltage เนื่องจาก ferro-resonance

ferro-resonance อาจเกิดขึ้นได้เมื่อระบบที่มี low impedance ต่ออนุกรมกับอุปกรณ์ที่มีแกนเหล็ก iron core เป็นองค์ประกอบ และมี capacitance ดังรูป 1



รูปที่ 1 แสดง equivalent circuit ของวงจร ferro-resonance



รูปที่ 2 แสดง V/I characteristic ของวงจร ferro-resonance

ถ้า E คือ sinusoidal voltage, V_L และ V_C เป็น voltage drop คร่อม L และ C ตามลำดับ เราสามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$E = V_L + V_C \quad (1)$$

$$V_C = -jI/\varpi C \quad (2)$$

$$V_L = E + jI/\varpi C \quad (3)$$

จากรูปที่ 2 แสดงให้เห็น V - I characteristic ของ L และ C ร่วมกัน และเส้นตรง → แสดงการเปลี่ยนแปลงของ V_L ตาม equation (3) จากรูปจะเห็นว่า จุด P_1, P_2 และ P_3 จะเป็นจุดที่มีโอกาสเป็นไปได้ในสมการ V_L แต่จากการพิจารณาถึงจุดสมดุล (stable) พบว่าจะมีเพียงจุด P_1 และ P_2 เท่านั้นส่วน P_3 จะไม่ stable เนื่องจากหากมีการเปลี่ยนแปลงของแรงดันเพียงเล็กน้อย component ของ V_L และ V_C จะไม่สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของ source voltage

P_1 แสดงสภาพ $V_L \cong E$ เมื่อแรงดันเกิดเพิ่มขึ้นอย่างทันทีทันใด จุดทำงานจะวิ่งไปที่จุด P_2 ที่ทำให้ ferro-resonance อาจเกิดขึ้นได้ ตัวอย่างของ circuit ที่อาจเกิด ferro-resonance คือ

- single phase switching ของ fuse, เมื่อ fuse ขาดหรือ conductor ขาดจะเกิดferro-resonance circuit ระหว่าง cable กับ transformer
- PT ผ่าน grading capacitor ของ HV circuit breaker หรือ stray capacitance ของ breaker ใน GIS
- capacitive coupling ระหว่าง HV line ที่มี PT หรือ unloaded transformer ต่ออยู่ที่ปลายสาย
- ในวงจร CVT เมื่อเกิด fault ทางด้าน secondary circuit แล้ว fuse ด้าน secondary circuit ขาดตัดกระแสลัดวงจร เป็นต้น

แรงดันที่ปรากฏที่ secondary terminal จะมีรูปร่างเปลี่ยนไป เกิด distortion ไม่เป็น sine wave เนื่องจากมี component ของ harmonics หรือ sub-harmonic ที่เป็น even order ปนอยู่ การศึกษา ferro-resonance จำเป็นต้องมี characteristic ของ iron core ประกอบการคำนวณ

6.2.3 switching over voltage

over voltage ที่เกิดจากการทำ switching อาจสูงถึง 4 เท่าของ rated system voltage และ wave shape อาจมีลักษณะ fast oscillation ผสมกับ sine wave ของ power frequency voltage เรียกว่า transient switching over voltage

เหตุการณ์ที่สามารถทำให้เกิด over voltage ขึ้นในระบบ ได้แก่ three phase fault, short line fault, ปลด unloaded line หรือ energize capacitor bank, line และ magnetizing current chopping ของ air blast breaker เป็นต้น

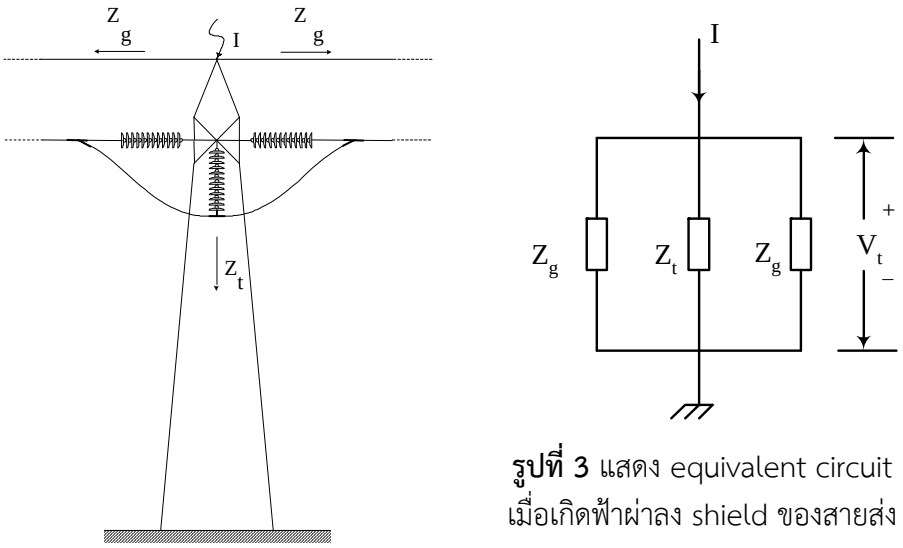
6.2.4 lightning over voltage

lightning characteristic ขณะที่เกิดฟ้าผ่า (lightning stroke) จะมีกระแสไหลจากเมฆที่มีประจุ charge สูงไหลลงสู่พื้นดิน ประจุทั้งบวกและลบสามารถไหลลงดินได้ แต่ stroke ส่วนใหญ่จะเป็นประจุลบ ฟ้าผ่า 1 ครั้งอาจประกอบด้วยหลายๆ stroke ต่อเนื่องกัน ช่วงเวลาระหว่าง stroke จะอยู่ระหว่าง 1 – 100 millisecond กระแสจะมีทิศทางเดียวและมีลักษณะเพิ่มขึ้นถึง peak อย่างรวดเร็วในช่วงแรก อาจมีกระแสสูงถึง 1 – 100 kA เกิดขึ้นภายใน 1 – 10 microsecond และการลดลงจะช้ากว่าช่วงแรก ทั่วไปช่วงเวลาที่กระแสลดลงครึ่งหนึ่งจะใช้เวลาประมาณ 20 – 50 microsecond การคำนวณกระแสของฟ้าผ่าจะใช้สถิติและโอกาสที่จะเกิดขึ้น จำนวน stroke ขึ้นอยู่กับความสูงของสายส่ง และจำนวนวันในหนึ่งปีที่มีฝนตกฟ้าคะนอง (thunderstorm day) หรือ เรียกว่า isokeraunic level ตรงบริเวณต่ำแหน่งที่พิจารณา แรงดันที่เกิดขึ้นจะมีค่าและความชันของรูปคลื่นสูงมากจึงเป็น transient over voltage

6.2.4.1 การคำนวณ lightning over voltage เมื่อมี stroke บน shield line

สายส่งแรงสูงจะมี overhead ground wire อยู่ส่วนบนคลุมเหนือ line conductors และจะต่อกับดินที่ทุกๆ tower structure แต่ในระบบสายส่ง 500 kV จะมีการ isolated เป็นช่วงๆ ขณะเกิดฟ้าผ่าจะผ่าลงบน ground wire กระแสจะไหลผ่าน ground wire ไปยัง tower ทั้ง 2 ด้าน และไหลลงดินผ่าน structure ซึ่งต้องสร้าง low impedance path เพื่อป้องกันการเกิด back flashover ของ phase insulator บางครั้ง

จะมี stroke ที่ลอดผ่าน overhead ground wire (shielding) มาสู่ phase conductor ได้ เราเรียกว่า shielding failure โอกาสที่จะเกิด shielding failure จะมีสูงขึ้นเมื่อเสาสูงขึ้น และ shielding angle มากขึ้น แต่ shielding failure จะลดลง เมื่อ stroke มีกระแสต่ำ จำนวนครั้งของ shield failure ต่อ 100 km-year ของสายส่งจะขึ้นอยู่กับ isokeraunic level, ความสูงเฉลี่ยของสายส่ง, shielding angle และ insulation level ของลูกถ้วยสายส่ง ขณะที่ฟ้าผ่าลงมาที่เสาของสายส่งที่มี shield กระแสจะแบ่งระหว่าง ground wire และเสา tower ดังรูป 3



รูปที่ 3 แสดง equivalent circuit เมื่อเกิดฟ้าผ่าลง shield ของสายส่ง

ขณะที่ฟ้าผ่าลงมาที่เสาของสายส่งที่มี shield คลุม line conductor กระแสจะแบ่งระหว่าง ground wire และเสา tower ดังรูป 3

$$V_t = \frac{IZ_t}{1+\frac{2Z_t}{Z_g}}$$

$$\frac{IZ_t \cdot \frac{Z_g}{2}}{\frac{Z_g}{2}+Z_t} = \frac{IZ_t}{1+\frac{2Z_t}{Z_g}}$$

แรงดันคร่อม tower ที่จุดบนสุดที่ถูก stroke = V_t

I = stroke current

Z_g = surge impedance ของ overhead ground wire มีค่า $\approx 400\ \Omega$

Z_t = surge impedance ของ tower ใช้ค่าประมาณ $100\ \Omega$

ในช่วงเวลาต่อมาหลังจากเกิด stroke บนยอดเสาจะมี reflect wave จากฐานของ tower และจาก tower ถัดไปทั้ง 2 ด้านกลับมาที่ยอดเสาที่ฟ้าผ่าลง ทำให้แรงดันของ tower V_t ลดลง induced voltage kV_t จะปรากฏบน phase conductor ของสายส่งในขณะที่ wave ของประจุวิ่งไปสู่เสาต้นข้างเคียงทั้งซ้ายและขวา ทำให้เกิดแรงดันตกคร่อม line insulator มีค่าเท่ากับ V

$V_i = V_t - kV_t = V_t(1-k)$

$$V_i = \frac{IZ_t}{1+\frac{2Z_t}{Z_g}}(1-k)$$

k factor คือ coupling factor ทั่วไปจะมีค่าอยู่ระหว่าง 0.1 - 0.3 ถ้า V_i สูงมากๆ จะเกิด flashover ข้าม insulator หรือเรียกว่า back-flashover จาก tower มายัง phase conductor และจะเกิดแรงดันที่มีความชันวิ่งตาม conductor ไปยัง tower ถัดไป

steep-fronted-wave voltage surge เกิดขึ้นบน conductor ขณะที่เกิด back-flashover จะมี surge ชนิดนี้วิ่งไปทั้ง 2 ด้านของ phase conductor ระบบจะเห็น ground fault อย่างไรก็ตามช่วง clear fault จะนาน 2 – 3 cycle ซึ่ง surge ที่วิ่งอยู่ใน phase conductor ที่มีความเร็วเท่าแสง จะวิ่งไปถึงสถานีทั้ง 2 ฝั่ง เมื่อ breaker open เพื่อ clear fault อาจเกิด multi stroke ตามมาอีกครั้ง ยังมีโอกาสที่ฟ้าผ่าลงกลาง ground wire ที่เรียกว่า stroke on the mid span จะเกิดแรงดันที่มีขนาด $V_g = I Z_g/2$ วิ่งไปทั้ง 2 ด้าน ออกจากจุดที่ถูก strike induced voltage ที่เกิดขึ้นที่ phase conductor ที่อยู่ใกล้ ground wire มีค่าเท่ากับ kV_g ทำให้เกิดแรงดันต่างกันระหว่าง ground wire และ phase wire มีค่า V

$V = V_g - kV_g = V_g(1-k) = I Z_g(1-k)/2$

เมื่อ wave ของแรงดันวิ่งมาถึง tower จะพบว่าจุดนั้นมี surge impedance ที่ไม่ต่อเนื่อง (discontinuity) impedance ดังกล่าว คือ เสา และ ground wire ที่ต่อออกจาก tower ทั้งสองด้าน จึงทำให้เกิด reflect ของ wave และลดแรงดันที่ tower เราสามารถเขียนแรงดันของเสาขณะนั้นได้ คือ induced voltage บน phase conductor จะมีค่า kV_t และแรงดันคร่อมลูกถ้วย

$$V_i = \frac{IZ_t}{1+\frac{2Z_t}{Z_g}}(1-k)$$

จะเห็นว่ามีค่าเท่ากับกรณีเกิด stroke บนเสา tower แรงดันที่ต่างกันระหว่าง ground wire กับ phase conductor ที่ตรงกลาง span จะสูงกว่า V_i กรณี stroke ที่เกิดขึ้นมีกระแสสูงอาจเกิด back flashover ได้ทั้งกรณีที่เกิด stroke บนเสา หรือ mid span อย่างไรก็ตาม back flashover มักเกิดขึ้นเมื่อ stroke เกิดขึ้นบน tower

6.2.4.2 การลดขนาด over voltage เนื่องจากฟ้าผ่าที่มีผลกับอุปกรณ์

shielding

ใช้ ground wire shield สายส่ง เพื่อป้องกัน direct stroke ที่มีกระแสสูง ช่วยทำให้ propagated wave ที่วิ่งเข้าหาสถานีไฟฟ้ามี magnitude ลดลง

propagated wave มี 2 ลักษณะคือ

- induced stroke ที่เกิดขึ้นบน phase conductor
- back-flashover จาก tower ข้าม insulator ไปสู่ phase conductor แรงดันที่ทำให้เกิด flashover ต้องมากกว่า CFO ของลูกถ้วย

เราสามารถลดโอกาสที่จะเกิด back flashover ได้โดยการทำให้ tower footing resistance ให้ต่ำลง ในสถานีจะมี overhead ground wire และ เสาล่อฟ้า เพื่อ shield ในสถานีเช่นกัน จึงป้องกัน direct stroke ลงอุปกรณ์ที่อยู่ใน switchyard ได้ และมี ground mesh ที่พื้นดินในสถานี และใน control room เพื่อป้องกันมิให้ touch/step voltage สูงจนเป็นอันตรายกับ operator หรือช่างบำรุงรักษา ใน switchyard จะโรยหินไว้เพื่อทำให้พื้นดินใน switchyard ชื้นมีผลดีกับ ground resistance และเพิ่ม resistance ระหว่างคนกับดิน

surge arrester

ส่วนใหญ่ ANSI std. จะออกแบบติดตั้ง arrester ไว้ที่หน้าหม้อแปลง และกำหนดค่า BILของอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับ arrester ที่ติดตั้ง และต้องคำนึงถึงระยะห่างของอุปกรณ์กับ arrester เพราะอิทธิพลของ refected wave จากการทำงานของ arrester ที่ตั้งอยู่หน้าหม้อแปลง แต่ IEC std. จะคำนึงถึงการป้องกันอุปกรณ์ตั้งแต่จุดที่ line ต่อเข้าที่สถานีโดยจะติดตั้ง arrester ไว้ในทุก line ตรงตำแหน่งต่อเข้าสถานี ซึ่งจะทำให้ surge ที่เข้ามาถึงอุปกรณ์ในสถานีต่ำลง ซึ่งมีข้อดีกว่า ANSI std. คือ เมื่อปลด line ออกแล้ว อุปกรณ์ที่ยังต่ออยู่กับ line เช่น CT, PT หรือ CVT จะยังมี arrester ป้องกันได้ เพราะในกรณีเกิด multi stroke อาจเกิดหลังจาก breaker open แล้วอาจทำให้อุปกรณ์เสียหาย และหลังจาก open สภาพ insulation ภายในของ breaker ยังไม่กลับสู่สภาพที่ทนแรงดันของ second stroke ได้ line arrester จึงป้องกันไม่ให้ breaker เกิด re-ignition

บทที่ 7 insulation coordination in substation

7.1 คำจำกัดความ

คำว่า insulation coordination คือ การออกแบบสถานีที่พิจารณาเรื่องการเลือกฉนวนของอุปกรณ์ให้เหมาะสม ไม่เกิดความเสียหาย (insulation failure) วิธีการคือ ควบคุมแรงดันที่ผิดปกติ (abnormal stress) เพื่อให้เหมาะสมกับระดับที่ฉนวนทนได้ (insulation strength)

7.2 คุณลักษณะเฉพาะของฉนวน (characteristic of insulation)

สามารถแบ่งฉนวนที่ใช้ในอุปกรณ์ไฟฟ้าได้ 2 ชนิด คือ

- ชนิดที่สามารถกลับคืนสภาพเป็นฉนวนได้อีกหลังจากที่เกิด flashover เรียกว่า 'self- restoring' การเกิด flashover ที่ภายนอกของลูกถ้วยที่ใช้ในสายส่ง (line insulator) เนื่องจากแรงดันฟ้าผ่า (lightning surge) หรือแรงดันเกินอันเนื่องจากการปลด-สับสายส่ง (switching surge) อาจจะทำให้เกิด ground fault ตามมา เมื่อกระแสลัดวงจรหายไปเนื่องจากการทำงานของ breaker จะพบว่าลูกถ้วยยังคงสามารถใช้งานได้ต่อไปได้หรือยังสามารถทนแรงดันระบบปกติ (normal system voltage) ได้
- ชนิดที่ไม่สามารถกลับคืนสภาพเป็นฉนวนได้อีกหลังจากที่เกิด flashover เรียกว่า 'non-self-restoring' ฉนวนภายในหม้อแปลงประเภทกระดาษ pressboard หรือฉนวนของ cable เมื่อเกิดทะลุเนื่องจากแรงดันเกิน (puncture) จะเกิดความเสียหายถาวรไม่สามารถทนแรงดันระดับปกติได้ต่อไป

จุดประสงค์ของการออกแบบ insulation coordination คือ จำกัดความเสียหายให้อยู่ในส่วนของ self-restoring insulation เท่านั้น ฉนวนประเภท self-restoring จะถูกทดสอบเพื่อให้ทราบค่า V_{50} หรือค่า CFO (critical flashover voltage) และค่าเบี่ยงเบนมาตรฐาน σ (standard deviation) ค่า critical flash over voltage เป็นค่าแรงดัน ระบุเป็น crest value ของ impulse wave ที่ทดสอบในสภาพแวดล้อมกำหนด โดยที่แรงดันนั้นก่อให้เกิด flashover ภายนอกเนื้อฉนวน 50% ของจำนวนครั้งที่ทดสอบ

ค่าเบี่ยงเบนของแรงดัน critical flash over voltage ของฉนวนลูกถ้วยภายนอก (external insulation) มีค่าตามประเภทแรงดันดังนี้

- lightning impulse มีค่า 0.03 ของแรงดันเฉลี่ย
- switching impulse มีค่า 0.06 ของแรงดันเฉลี่ย

เมื่อรู้ฟังก์ชั่นที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่ายอดของแรงดันที่ป้อน กับโอกาสที่จะเกิด flashover ก็จะคำนวณโอกาสที่จะเกิด flashover ที่แรงดันอื่นๆ ได้จากค่า V_{50} และ σ สำหรับฉนวนประเภท self-restoring มักจะใช้ Gaussian cumulative frequency distribution แทนความสัมพันธ์ดังกล่าว แต่ฟังก์ชั่นนี้ให้ค่าถูกต้องตามปรากฏการณ์จริงในช่วงแรงดัน CFO +/- 3σ จุดปลายที่แรงดัน CFO - 3σ เรียกว่า statistical withstand voltage (SWV) ตามฟังก์ชั่นนี้มีโอกาสเกิด flashover เท่ากับ 0.13% แต่ในความเป็นจริงไม่เกิด flashover เลย

ฉนวนประเภท non-self-restoring จะไม่สามารถถูกทดสอบเพื่อหาค่าในลักษณะนี้ได้ ตามมาตรฐานได้กำหนดให้ทดสอบ และต้องผ่านการทดสอบโดยที่ไม่เกิดความเสียหาย โดยกำหนดค่าให้ทดสอบที่แรงดันประเภทต่างๆ

สามารถทดสอบฉนวน self-restoring เพื่อหา mean flashover (V_{50}) และ standard deviation (σ) ส่วน non-self-restoring ไม่สามารถทดสอบเช่นเดียวกันนี้ได้ จะทดสอบที่ระดับทนได้ (withstanding) ถ้าผ่านการทดสอบจะแสดงว่า ฉนวนนั้นมีโอกาสสูงมากที่จะทนระดับแรงดันที่ระบุ เรียกว่า basic impulse level หรือ basic insulation withstand level (BIL)

standard stress ประกอบด้วย

- power frequency มีรูปร่างที่เป็นมาตรฐานเป็นรูป sine wave ที่มีความถี่ 50 Hz
- lightning impulse มีรูปร่างที่เป็นมาตรฐานเป็นรูป double exponential waveshape ที่มีความชันหน้าคลื่น front-time เท่ากับ 1.2 μs และเวลาที่หางคลื่นลดลงเหลือครึ่ง (time to half-value) เท่ากับ 50 μs
- switching impulse มีรูปร่างที่เป็นมาตรฐานเป็นรูปคลื่นมี front-time เท่ากับ 250 μs และเวลาที่หางคลื่นลดเหลือครึ่งเท่ากับ 2500 μs

stress ต่างๆ ตามขนาดที่มาตรฐานสากลกำหนด เป็นที่ยอมรับว่าเหมาะสมกับ stress ที่เกิดขึ้นจริงในระบบ การเลือกฉนวนเพื่อใช้ในระบบที่ระดับแรงดันต่างๆ ให้สอดคล้องจะสามารถทน stress ต่างๆ ที่เกิดขึ้นได้

7.3 standard insulation levels

จะกำหนดเป็น rated withstand voltage ตามแรงดันสูงสุดของระบบ ระบบที่มีแรงดันต่ำกว่า 300 kV ไม่มีปัญหาเรื่อง switching surge จึงไม่จำเป็นต้องกำหนด

standard insulation levels สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบที่มีแรงดันต่ำกว่าหรือเท่ากับ 245 kV

highest voltage for equipment (kV r.m.s.)	power-frequency withstand voltage (kV r.m.s.)	lightning impulse withstand voltage (kV peak)
72.5	140	325
123	185	450
	230	550
245	360	850
	395	950
	460	1050

standard insulation levels สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบที่มีแรงดันสูงกว่า 245 kV

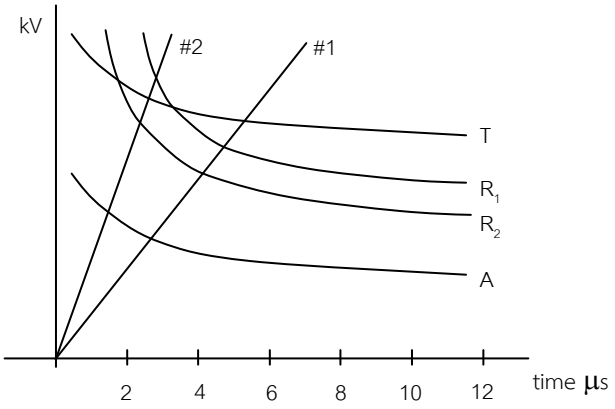
highest voltage for equipment (kV r.m.s.)	lightning impulse withstand voltage (kV peak)	switching impulse withstand voltage (kV peak)
300	950	750
	1050	850
525	1425	1050
	1550	1175

7.4 protective device

อุปกรณ์ protective device จะใช้ต่อขนานกับอุปกรณ์ที่ต้องการป้องกัน และจะได้รับ stress เท่ากันกับอุปกรณ์ แต่จะออกแบบให้ breakdown ก่อนฉนวนที่ป้องกัน จึงลด stress ที่ฉนวนได้ขณะที่มี surge เข้ามา ตัวอย่างอุปกรณ์นี้ คือ rod gaps และ surge arrester

7.4.1 หลักการทำงาน

สามารถอธิบายลักษณะฉนวนได้ด้วย volt-time curve คือ peak voltage ที่ทำให้ฉนวนเกิด breakdown กับเวลา ค่าที่ได้เมื่อนำมา plot จะได้เป็นแถบ (band) เส้นขอบด้านล่างของแถบคือ ค่าที่ฉนวนทนได้ withstand voltage–time curve การใช้อุปกรณ์ป้องกันจะมี volt-time curve ที่ต่ำกว่าเส้นนี้ เช่น รูปที่ 1 แสดง volt-time ของ rod gap ขนาด 'X' (R1) ป้องกันฉนวนของหม้อแปลง ซึ่งสามารถป้องกันฉนวนได้ขณะที่มี surge ที่มีความชัน #1 แต่ไม่สามารถป้องกันได้ขณะมีsurge ที่มีความชัน #2 ที่สูงกว่า #1 surge arrester ที่มี volt-time : A สามารถป้องกันหม้อแปลงที่มีลักษณะ volt-time T ได้ตลอดทุกช่วงเวลาของ surge



รูปที่1 แสดง volt-time ของ :
R1 (rod gap ขนาด X)
R2 (rod gap ขนาด X-x)
T (transformer)
A (surge arrester)
R (rod gap)

7.4.2 คุณลักษณะของอุปกรณ์ป้องกัน

- ต้องไม่ทำงานขณะเกิด temporary over voltage เนื่องจากเกิด ground fault
- volt-time curve ต้องอยู่ต่ำกว่า withstand level ของอุปกรณ์ที่ต้องการป้องกันทุกช่วงเวลา
- ต้องสามารถให้พลังงานของ surge ไหลผ่านได้โดยไม่เกิดการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติหรือเกิดความเสียหาย
- หลังจากพลังงานของ surge ไหลผ่านไปแล้วจะต้องกลับมาสู่สภาพปกติ (reseal) หรือไม่เป็นตัวนำ (non-conducting) ในขณะเกิด over voltage

7.4.3 rod gap

rod gap เป็นอุปกรณ์ที่ไม่ยุ่งยาก ราคาถูก ใช้ electrode สองแท่งต่อเข้าที่ line ใกล้อุปกรณ์ที่ต้องการป้องกันมากที่สุดและที่ ground grid ของสถานี ข้อเสียของ rod gap คือ ไม่สามารถ reseal ได้และขณะที่ทำงานจะทำให้เกิด chopped wave ขึ้น

การใช้ rod gap หรือ arcing horn ส่วนใหญ่จะใช้ในระบบที่มีแรงดันต่ำกว่า 36 kV แต่เนื่องจากมีระยะห่างระหว่าง electrode สั้นมากจึงมีปัญหาเรื่องสัตว์ เช่น นก ทำให้เกิด breakdown การจ่ายไฟจะหยุดชะงักและมักทำให้อุปกรณ์ใกล้เคียงเสียหายไปด้วย ในระดับแรงดันสูงจะไม่นิยมใช้เพราะปัญหาเรื่อง reseal และ rod gap ไม่ค่อยเหมาะกับ steep fronted wave และ switching over voltage ที่ไม่สูงมากนักเช่นในรูปที่ 1. Rod gap ที่มีระยะห่าง X จะไม่สามารถป้องกัน surge ที่มีความชันสูง #2 ได้ แต่ถ้าความ

ชันต่ำลงเป็น #1 จะไม่มีปัญหา ในขณะเดียวกันถ้าเลือกระยะห่าง X-x จะสามารถทำงานได้ดีในขณะที่ surge มีความชัน แต่ gap ที่สั้นลงจะทนแรงดัน 50 Hz ได้ต่ำขณะที่เกิด over voltage จนอาจเกิดปัญหาขณะใช้งานได้

การใช้ rod gap ที่แรงดันสูงจึงต้องลดความชันของคลื่น เช่นมี overhead ground wire คลุมที่สายส่งและใน switch yard สถานีมีการใช้ rod gap หรือ arcing horn ในสายส่ง (transmission line) เพื่อป้องกันไม่ให้ insulator เกิดเสียหาย และติดตั้งในสายส่งวงจรคู่ (double circuit) เพียงหนึ่งวงจรเพื่อให้เกิด line outage เพียงวงจรเดียวด้วย back flashover (คือการ flashover จากเสาของสายส่ง tower ไปสู่ line ในขณะที่ประจุจากฟ้าผ่าไหลลงดินทางเสา เพราะ เสาเกิดแรงดันสูงเนื่องมาจาก footing resistance) ขณะที่ rod gap หรือ arcing horn ที่ bushing หม้อแปลงเกิด breakdown จะเกิด chopped wave ซึ่งเป็นอันตรายกับฉนวนหม้อแปลงมาก

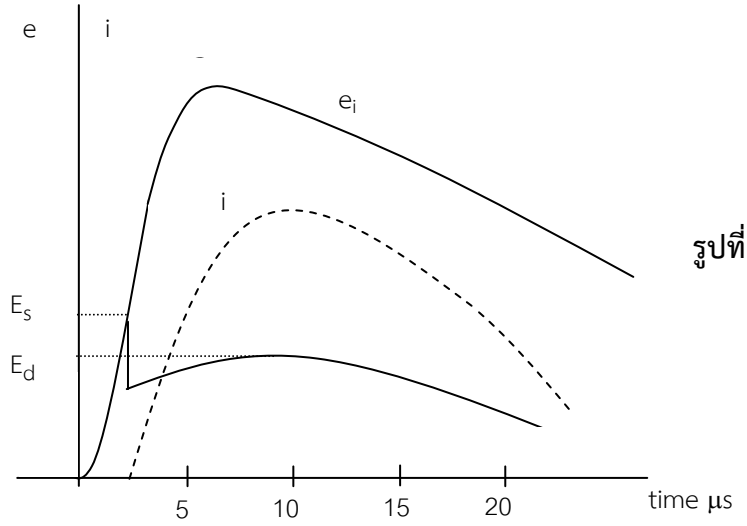
7.4.4 surge arrester

มี 2 ชนิด คือ ชนิดมี spark gap และไม่มี spark gap (gapless)

- **surge arrester ชนิดมี spark gap**

อุปกรณ์นี้ประกอบด้วย spark gaps หลายชิ้นต่ออนุกรมกันกับ non-linear resistor หลาย block บรรจุอยู่ใน housing ที่เป็นฉนวน เช่น porcelain, polymer เป็นต้น ส่วนที่เป็น gaps ทำหน้าที่เหมือน switch ตัดต่อ คือต่อขณะที่ surge เข้ามาให้ไหลลงดิน (discharge) และตัดหลังจากที่ surge ผ่านลงดินหมดแล้ว resistor ทำหน้าที่จำกัดปริมาณกระแส power frequency ที่ไหลตามลงดิน (follow current) ให้มีค่าต่ำในระดับที่ gap สามารถดับกระแสนั้นได้

non-linear resistor สามารถจำกัดแรงดันคร่อม arrester ให้ต่ำ ในขณะที่มี surge ไหลผ่าน และจำกัดกระแส follow current จากระบบ หลังจากที่ discharge แล้ว arrester ต้อง reseal ได้โดยการที่ resistor จะมีสภาพไม่เป็นตัวนำขณะที่คลื่นของกระแสใน sinusoidal wave เป็นศูนย์ (non conducting) การกำหนด rating ของ arrester ด้วย maximum power frequency เป็น rms voltage ที่ arrester สามารถ reseal ได้ ฉะนั้นต้องออกแบบ spark gaps และ non linear resistor ให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของ arrester ที่ต้องการ



รูปที่ 2 แสดงการทำงานของ surge arrester

จากรูปที่ 2 ขณะที่มี surge ขนาด e_i วิ่งมาที่ arrester แรงดันจะเพิ่มขึ้นจนถึงระดับ front of wave spark over voltage มีค่า E_s จังหวะนั้น spark gap จะ break down ทำให้วงจรต่อ non-linear resistor

เข้า มีกระแส i ไหลผ่าน gaps และ resistor blocks และแรงดัน surge ก็จะลดลงตาม impedance ของ resistor blocks กระแสจะเพิ่มขึ้นถึงค่าสูงสุด (peak) ในเวลาที่แรงดันที่วิ่งเข้ามามีค่าเป็น peak แรงดันคร่อม arrester: e_d คือแรงดันคร่อม arc รวมกับแรงดันคร่อม non linear resistor blocks ซึ่งมีค่าสัมพันธ์กับกระแสและระยะเวลาที่กระแสไหล แรงดันสูงสุดหลัง front of wave spark over voltage 'E_d' คือ ค่า discharge หรือ residual voltage หลังจาก surge ผ่าน arrester ลงดินแล้ว gaps และ arrester จะยังคงมี follow current ไหล มีขนาดประมาณ 100-300 A จนกว่า gaps จะ reseal ได้

ค่า rated voltage ของ surge arrester คือ ค่า rms สูงสุดที่ arrester สามารถ reseal ได้หลังจาก discharge ประจุหรือพลังงานของ surge แล้ว

ค่า rated continuous working voltage คือ ค่าแรงดันสูงสุดที่ arrester สามารถทนได้โดยที่ gap ไม่ทำงาน ค่านี้อาจต่างจาก rated voltage ของ arrester ค่านี้จะกำหนดโดยค่าของ resistor block ที่ใช้เป็นส่วนประกอบ

ปกติ rated current จะมีค่า 2.5, 5 และ 10 kA มีรูปร่างเป็น 8/20 μs

protective level ของ surge arrester ขึ้นกับ

- maximum 1.2/50 μs impulse spark over voltage
- front of wave และ
- discharge voltage ที่เกิดจาก maximum current ซึ่งมีค่าแรงดัน L.di/dt ที่ คร่อมสายที่ใช้ต่อ arrester ทั้งด้าน line และ ground (L ของสาย $\approx$ 1.2 μH/meter)

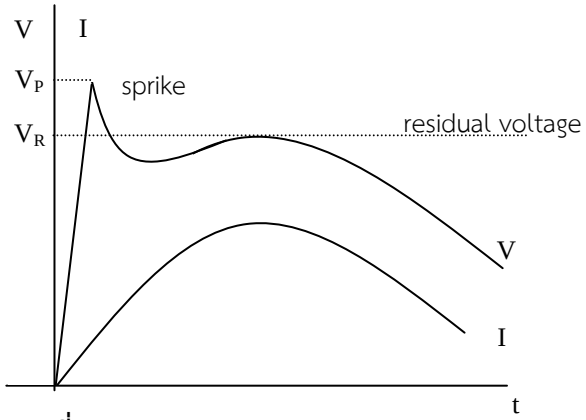
- **surge arrester ชนิด gapless**

ในอดีตใช้ SiC (silicon carbide) เป็น non linear resistor เมื่อ semiconductor technology ก้าวหน้าขึ้นสามารถผลิตสารที่มีคุณลักษณะของ I-V ที่สามารถใช้โดยไม่ต้องมี gap ค่ากระแสที่ leak ลงดินจะอยู่ในระดับ 1 mA และสามารถ discharge กระแสได้ถึง 20 kA มี residual voltage ต่ำลงกว่า gap type arrester และไม่มีปัญหาเรื่อง front of wave spark over ใน gapless arrester

rated voltage ของ gapless arrester เหมือนกับชนิด gap type

rated continuous operating voltage จะเกี่ยวข้องกับ thermal stability ของ resistor

แม้นว่าช่วงแรกจะมีแรงดันเป็นรูป spike ที่มีค่าสูงขึ้นจาก normal residual voltage แต่การออกแบบ insulation coordination จะใช้ค่า V_r เป็นค่า protective level



รูปที่ 3 แสดง volt-time ของ gapless arrester

7.5 ระยะห่างของอุปกรณ์ (separation effect)

arrester จะควบคุมแรงดันตรงจุดที่ติดตั้ง จึงควรต้องติดตั้งให้ใกล้อุปกรณ์ที่จะป้องกันให้มากที่สุด กรณีที่ surge มีความชันของคลื่นสั้นมาก จะทำให้แรงดันในสถานีมีค่าสูงกว่า protective level ของ arrester เรียกว่า separation effect มีผลจากสถานที่ติดตั้งของอุปกรณ์อื่นๆ มีระยะห่างจาก arrester

ตัวอย่างการคำนวณ separation effect

- ถ้าสมมติว่า surge เป็นชนิดที่แรงดันเพิ่มขึ้นถึง peak แล้วรักษาระดับคงที่ต่อไป (long ramp function)
- มีความชันที่เพิ่มขึ้นจากศูนย์ถึง peak (front steepness) : K kV/μs
- เคลื่อนที่ความเร็วเท่าแสง: v m/μs มาถึงตำแหน่ง arrester ที่เวลา t = 0
- arrester ทำงานที่เวลา $t = T_0$ μs
- หลังจาก arrester ทำงานจะมีแรงดันเหลือเท่ากับ E_p

กรณีที่ 1

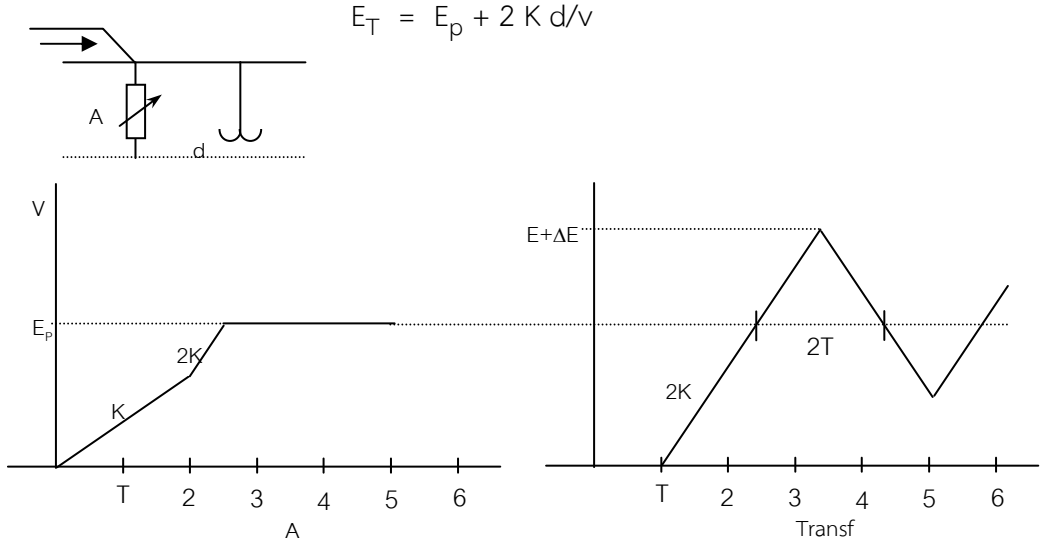
- หม้อแปลงต่อที่ปลายสายส่งห่างจาก arrester : d เมตร
- ที่หม้อแปลงเหมือนกับ open circuit เพราะ inductance สูงมาก ทำให้มีคลื่นสะท้อนกลับ (reflected wave)
- ที่ตำแหน่ง arrester จะ open หมายถึง มีแต่ line ต่อเข้า arrester ไปที่หม้อแปลงเท่านั้น ไม่มี line ที่ต่อเข้า
- เมื่อถึงเวลา T_0 ที่แรงดันที่ arrester เท่ากับ E_p
- เมื่อ arrester ทำงานจะเหมือนเกิด short circuit ขึ้น
- ถ้าเวลาที่ surge เคลื่อนที่จาก arrester ถึงหม้อแปลงเท่ากับ T

ถ้า $T_0 \geq 2T$ แรงดันสูงสุดที่หม้อแปลงเท่ากับ $E_p + 2KT$

ถ้า $T_0 < 2T$ แรงดันสูงสุดที่หม้อแปลงเท่ากับ $2E_p$

$$E_T = E_p + 2KT$$

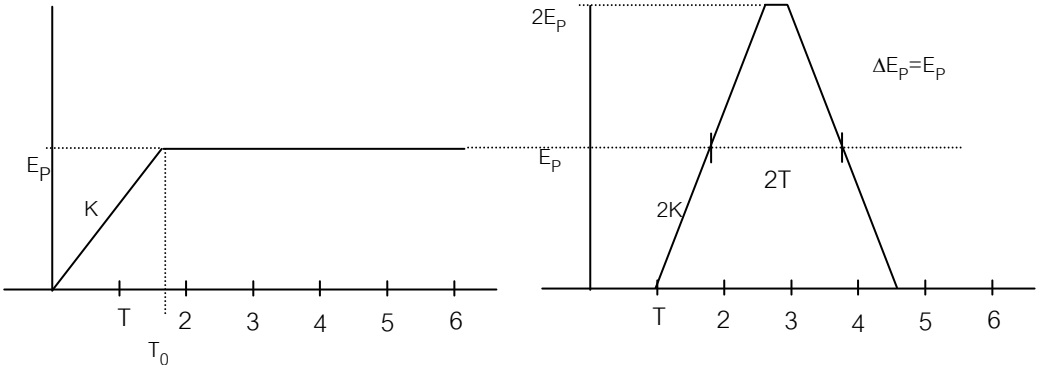
$$E_T = E_p + 2K\,d/v$$



รูปที่ 4 แสดงกรณีที่ 1 $T_0 \geq 2T$

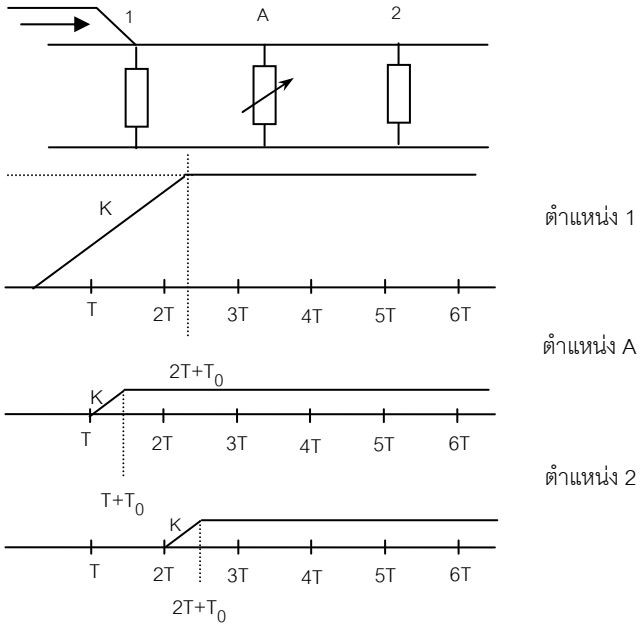
กรณีที่ 2

- มีอุปกรณ์ต่ออยู่ที่ line ทั้งด้านหน้าก่อนเข้าและต่อหลัง arrester ระยะห่างจาก arrester : ‘d‘ ทั้งสองด้าน
- มี surge เข้ามาที่สถานีเหมือน กรณีที่ 1
- arrester ทำงานที่ T+ T_0 สร้าง wave ที่มีทิศทางตรงข้าม (negative wave) ไปทั้งสองด้านซ้ายและขวาด้วยความชัน K
- แรงดันสูงสุดที่อุปกรณ์ ด้าน surge วิ่งเข้ามาเทียบกับ arrester คือ $E_L = E_p + 2KT$
- ขณะที่ด้านออกจาก arrester คือ E_p ซึ่งจะมีการสะท้อน (reflection) ที่หม้อแปลง



รูปที่ 5 แสดงกรณีที่ 2 $T_0 < 2T$

ในการออกแบบสถานีจะต้องคำนึงถึงทั้งสองกรณีรวมกัน



รูปที่ 6 แสดงกรณีอุปกรณ์ต่อทั้งสองด้าน

7.6 shielding

shielding โดยใช้ overhead ground wire ขึงคลุมสายส่งที่ต่อเข้าสถานีและในสถานี และใช้เสาล่อฟ้า (ground mast) ติดตั้งที่โครงเหล็ก (steel structure) เป็นการสร้างบริเวณที่ฟ้าผ่าไม่ถึง (lightning proof zone) บริเวณที่ป้องกันนี้เป็นการป้องกันไม่ให้ฟ้าผ่าลงมาตรงที่สายส่งหรืออุปกรณ์ ค่าความต้านทานดินในสถานีและบริเวณเสาสายส่ง ต้องมีค่าต่ำเพื่อป้องกันมิให้เกิด back flashover ถ้า shield ได้สมบูรณ์จะมีเฉพาะ surge ที่ไม่รุนแรง (attenuate) ทั้งเรื่องขนาดของแรงดันสูงและความชัน

7.7 การพิจารณาออกแบบ insulation level

การพิจารณา insulation coordination ในสถานี

- หาค่า over voltage ที่อาจเกิดขึ้นจากระบบ
- ถ้ามีค่าสูง จำเป็นต้องทำให้ลดลงด้วย protective device
- กำหนดค่า safety margin ระหว่าง maximum stresses กับ insulation level ของอุปกรณ์
- เลือกค่า standard insulation level ให้อุปกรณ์ต่างๆ

ตัวอย่าง

(1) ออกแบบ shield ในสถานีเพื่อป้องกัน lightning stroke

- ขึง overhead ground wire และติดตั้งเสาล่อฟ้าที่ steel structure
- สายส่งที่ต่อเข้าสถานีควรมี lightning proof zone คือ ให้ขึง overhead ground wire ตลอดแนวอย่างน้อย 1 กิโลเมตรห่างออกไป ในประเทศไทยเกิดฟ้าผ่าบ่อยในสายส่งแรงสูง ($\geq$ 115 kV) ควรออกแบบให้ขึงตลอดความยาวสายส่ง
- ตรวจสอบ line insulator ให้มีค่า maximum impulse voltage : E_m ที่วิ่งผ่านเข้ามาถึงสถานีมีค่าเท่ากับ 1.2 เท่าของ CFO (critical flashover voltage) ขั้วบวก
- ความชันของ surge E_m มีค่า K : สามารถคำนวณหาได้
  ทั่วไปจะใช้ 500 kV/μs
  ถ้าต้องการความมั่นใจมากๆ จะใช้ 1000 kV/μs

(2) เลือก surge arrester rating และ ค่า protective level

- หาค่า maximum power frequency : คือค่า line to ground voltage จากกรณีเกิด ground fault : E_f
- เลือก voltage rating ของ arrester ให้ใกล้ค่า E_f แต่ให้มีค่าสูงกว่า
- เลือกค่ากระแสของ arrester ส่วนใหญ่จะเลือกค่า 5 kA กรณีใช้ในระบบจำหน่าย (distribution system) และ10 kA ใช้ในสถานีระบบส่ง (station)
- หาค่า discharge level มีค่าเท่ากับ discharge voltage รวมกับ inductive-lead drop ค่า rate of rise ของ surge current ให้ใช้ค่า max. current : 10 kA และ front time of 8/20 μs wave ค่า L=1.2 μH/m
- พิจารณา protective level
  กรณีใช้ gap type arrester

- front of wave spark over คูณด้วย 0.87 (ลดลงจาก 1 เนื่องจากอาจมี spike ก่อน spark over)
- ค่า 1.2/50 impulse spark over
- effective discharge voltage

กรณีใช้ gapless type arrester

- effective discharge voltage

(3) เลือกค่า transformer insulation level : BIL

- เลือกค่า BIL ให้สูงกว่าค่า E_p เพื่อให้มั่นใจว่ามี safety margin

(4) พิจารณา protective zone ของ arrester ด้านหม้อแปลง

- การคำนวณให้ใช้กรณีมีหนึ่งสายส่ง-หนึ่งหม้อแปลง ที่ถือว่าเป็นกรณีที่ worst ที่สุด
- แรงดันที่เพิ่มขึ้นที่หม้อแปลงสูงกว่า E_p เท่ากับ 2 KT
- separation : $d = T \cdot v = v \cdot \left[(BIL - margin) - E_p \right] / 2K$
- วางตำแหน่ง arrester ให้มีระยะห่างจากหม้อแปลงไม่เกินระยะ d เมตร
  อุปกรณ์ทุกอย่างที่ตั้งระหว่างหม้อแปลงกับ arrester ต้องมี BIL เท่ากับหม้อแปลง

(5) เลือก BIL ของอุปกรณ์อื่นๆ ที่ตั้งอยู่ด้าน line side ของ arrester

- ให้ใช้หนึ่งสายส่ง-หนึ่งหม้อแปลง เพื่อหาค่าแรงดันที่อุปกรณ์ที่สูงกว่า E_p มากที่สุด โดยใช้จุดที่สายส่งต่อเข้าสถานี : $E_{equipment} = E_m = E_p + 2K.d/v$
- เลือก BIL ของทุกอุปกรณ์ให้เท่ากันซึ่งอาจไม่จำเป็นต้องเท่ากับหม้อแปลง
- พิจารณาว่าจำเป็นต้องติดตั้ง arrester เพิ่มที่จุดอื่นหรือไม่

(6) switching surge

- ตรวจสอบคุณสมบัติของ arrester เรื่อง switching surge spark over (กรณี gap type)
- ตรวจสอบคุณสมบัติของอุปกรณ์ที่เลือก BIL ไว้
- หม้อแปลง : SIL=0.83 BIL breaker : SIL=0.65 BIL
  กรณี switching surge จะไม่ค่อยมีผลจาก separation effect

(7) พิจารณาเรื่องระยะห่าง minimum air clearance

- พิจารณาระยะ minimum phase to ground จากข้อมูลที่ได้จากการคำนวณเรื่อง surge และตรวจสอบให้มี switching surge strength ที่เหมาะสม
- พิจารณาระยะ minimum phase to phase โดยสมมติว่ามี surge ที่ phase เดียว ขณะที่ phase ที่อยู่ใกล้มีค่า peak power frequency voltage
- พิจารณา impulse strength ของ disconnecting switch ขณะอยู่ตำแหน่ง open

7.8 safety margin

จากการคำนวณเห็นว่าการเลือก insulation level จะขึ้นกับ safety margin อย่างมาก การใช้ค่า margin ระหว่าง maximum stress กับ insulation level ขึ้นอยู่กับประสบการณ์ ถ้าเป็นการคำนวณอย่างง่ายๆ อาจใช้ค่า 20-30% E_p ไม่ควรใช้ค่า margin ที่ต่ำเกินไป เพราะหม้อแปลงที่ใช้งานนานๆ ฉนวนของหม้อแปลงและ arrester เองจะเสื่อมสภาพ และภายนอกอุปกรณ์อาจมีความสกปรก (polluted)

บางหน่วยงานได้กำหนดค่า insulation level ไว้เป็นมาตรฐานเพื่อออกแบบอุปกรณ์ที่ระดับแรงดันระบบต่างๆ เช่น

standard insulation levels สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้ในระบบที่มีแรงดัน

system voltage (kV r.m.s.)	power-frequency withstand voltage (kV r.m.s.)	lightning impulse withstand voltage (kV peak)
22	50	150
33	70	200
115	230	550
230	460	900

ต้องตรวจสอบเรื่อง separation effect ด้วยเพราะบางสถานีมีอุปกรณ์มากทำให้ต้องมีอุปกรณ์ที่ติดตั้งห่างกันมาก

บทที่ 8 Distorting load

distorting load คือ load ที่มีลักษณะไม่คงที่หรือรูปร่างของกระแสต่างไปจากรูปร่างของแรงดันไม่เป็น sine wave แบ่งเป็น สองประเภท

- **มีค่ากระแสคงที่** แต่รูปร่างไม่เป็น sinusoidal waveform หรือ เรียกว่า harmonic generating loads
- **มีกระแสไม่คงที่** หรือเรียกว่า fluctuating load (ประเภทนี้อาจมี harmonic หรือไม่มีก็ได้)

8.1 harmonic generating loads

ในปัจจุบันอุปกรณ์ที่ใช้งานในบ้านพักอาศัยและในสำนักงาน จะมีคุณสมบัติแตกต่างจากในอดีต กล่าวคือ มีการใช้ electronic control มากขึ้น เช่น ระบบที่ออกแบบการทำงานให้มี thyristor, diode หรือ bridge rectifier, speed control motor, dimmer, TV, video, fluorescent ballast และรวมถึง distribution transformer เป็นต้น อุปกรณ์จึงมีลักษณะเป็น non linear load ผลที่ตามมาคือเกิด harmonic distortion ในระบบ, losses, หรือแม้กระทั้งอาจเกิด resonance ขึ้นบางจุด load เหล่านี้จะเป็น load ขนาดเล็กๆ และจะกระจายอยู่เป็นจำนวนมากทั่วไป ปราศจากการควบคุม ปริมาณ harmonic จะเพิ่มขึ้นตามความต้องการใช้งาน harmonics ที่เกิดขึ้นดังกล่าวถือว่าเป็น background harmonic

มี harmonics อีกจำนวนหนึ่ง ที่เกิดจาก non linear load ขนาดใหญ่ เช่น การใช้ variable frequency control speed ของ motor ขนาดใหญ่ในโรงอุตสาหกรรม, โรงหล่อเหล็ก, motor ของรถไฟฟ้า, เป็นต้น ในปัจจุบัน load อุตสาหกรรมเหล่านี้ ได้รับความสนใจเรื่องการควบคุมปริมาณ harmonics ที่จะไหลเข้าระบบจ่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามปริมาณที่ควบคุมนี้จะรวมกับ background harmonic ที่มีอยู่แล้ว

8.2 background harmonics of system

หากกระจาย distorted waveform ด้วย fourier series จะพบว่ามี odd harmonics ที่เป็นเลข 3,5,7... ประกอบกัน แต่ harmonics ที่มีปริมาณมากจะเป็นลำดับที่ 3, 5 และ 7 harmonics นี้จะพบว่าเกิดจากอุปกรณ์ที่ใช้ตามบ้านพักอาศัยที่เป็น non linear load เช่น TV, video, ballast, dimmer, heater ต้มน้ำร้อน เป็นต้น อุปกรณ์ลักษณะนี้จะมีใช้กันมากขึ้นทำให้ background harmonics สูงมากขึ้นตามลำดับ

การวัด background harmonics ตามจุดต่างๆ ในระบบจำหน่ายจะทำให้ทราบว่าพื้นที่ใดมีแนวโน้มจะเกิดอันตรายจาก harmonics ทั้งปริมาณและลำดับของ harmonics สามารถใช้เป็นข้อมูลในการออกแบบเมื่อต้องการต่อ non linear load ของอุตสาหกรรมขนาดใหญ่เข้าระบบในบริเวณนั้น

การวัดเปอร์เซ็นต์ harmonic voltage distortion ของ load ใหม่แต่ละลำดับของ harmonic ณ จุด point of common coupling ต้องรู้ถึง background level ข้อมูลของผู้ผลิตเรื่องการทำงานของ load ที่แสดงความสัมพันธ์ของ harmonic current spectra กับการเปลี่ยนแปลงของ load ซึ่งจะทำให้สามารถวัดได้ในช่วงเวลาที่เหมาะสม

ปัญหาที่ต้องประสบในการควบคุมปริมาณแรงดัน harmonic ในรูปของ voltage drop ที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายคือ ไม่ทราบลักษณะการรวมตัวของ harmonic ลำดับต่างๆ เข้าด้วยกัน คือ ไม่ทราบมุมของ harmonic ที่เกิดจากแต่ละ load ที่ reference กับ fundamental component และปัญหาของ reactance ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงไม่ linear กับ frequency เช่น กรณีแกนเหล็กของ distribution transformer เมื่อต้องการทราบผลรวมที่เกิดขึ้นจำเป็นต้องคิดจากกรณีที่รุนแรงที่สุด เพื่อนำไปออกแบบแก้ไข เช่น ปรับปรุง source impedance ที่จุด coupling โดยการติด filter bank หรือเปลี่ยน design ของ non

linear load เช่น เพิ่ม rectifier pulses ต่อ cycle จะทำให้เลื่อนลำดับ harmonic ให้สูงขึ้น เป็นต้น อาจจำเป็นต้องติดตั้งเครื่องวัดเพื่อบันทึกพฤติกรรมของ harmonic ตรงตำแหน่งที่ต้องการควบคุม และทำการวัดในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสม อาจเป็นเวลาหนึ่งเดือน

8.3 การวัด harmonics ในระบบไฟฟ้า

การวัดค่า harmonic ในที่นี้ มีจุดประสงค์เพื่อการสำรวจระดับความรุนแรงของ harmonic ณ จุดวัดว่าอยู่ในระดับใด จะมีผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าอื่นๆ หรือไม่ จะพิจารณาความรุนแรงได้จากการเปรียบเทียบข้อมูลที่วัดได้กับค่าจำกัดที่ระบุไว้ในข้อกำหนดหรือมาตรฐานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ harmonic ประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรมที่จัดทำโดยคณะทำงานจากสามการไฟฟ้า (กฟผ. กฟน. และ กฟภ.) หรือ มาตรฐาน IEEE-519 หรือ Engineering Recommendation G 5/3 เป็นต้น

อย่างไรก็ตามสิ่งที่จะต้องให้ความสำคัญเป็นอย่างยิ่งคือ ต้องทราบว่าข้อมูลที่ได้จากการวัดนั้นถูกต้องเพียงพอสำหรับการนำไปประเมินระดับของความรุนแรง

8.3.1 เครื่องมือวัด harmonic

การเลือกเครื่องวัดก็เป็นส่วนประกอบสำคัญสำหรับการวัด harmonic เนื่องจากเครื่องวัดแต่ละชนิดจะถูกออกแบบมาสำหรับการวัดสัญญาณที่มีลักษณะแตกต่างกัน การเลือกเครื่องวัดจึงควรจะสอดคล้องกับวิธีการวิเคราะห์หรือการประเมินระดับของ harmonic ด้วย กล่าวคือ ก่อนที่จะใช้เครื่องมือที่มีราคาแพงนั้นควรที่จะทำการสำรวจจากระดับหยาบๆ ก่อน โดยใช้เครื่องมือวัดที่ไม่ซับซ้อนมากนัก เช่น วัดเฉพาะค่า THD (Total Harmonic Distortion) เพื่อตรวจหาว่ามี harmonic เกิดขึ้นหรือไม่ หากเกินค่าที่กำหนดจึงไปถึงขั้นตอนการวัดเพื่อหาข้อมูลโดยละเอียดสำหรับประเมินค่าความรุนแรงของ harmonic ที่ตรวจพบ

เครื่องมือสำหรับใช้วัด harmonic มีมากมายหลายประเภทด้วยกัน ซึ่งพอจะสรุปได้ดังนี้

oscilloscope : เป็นเครื่องมือวัดที่แสดงผลออกมาในลักษณะของกราฟรูปคลื่นของสัญญาณ เหมาะสำหรับการวัด harmonic แบบหยาบๆ โดยสังเกตจากรูปร่างที่เพี้ยนไปจากสัญญาณไซน์ (sine wave)

spectrum analyzer : เป็นเครื่องมือวัดความถี่ที่สามารถแยก harmonic ออกเป็นอันดับต่างๆ ได้ เหมาะสำหรับการวัด harmonic ที่ต้องการทราบ spectrum ของสัญญาณ

digital harmonic measuring equipment : เป็นเครื่องมือวัดที่ออกแบบมาสำหรับการวัด harmonic ทั้งทางความถี่ (frequency domain) และทางฐานเวลา (time domain) โดยใช้วิธีการแบบ digital เช่น การทำ sampling สัญญาณ นำมาคำนวณโดยใช้ fast fourier transform technique เครื่องวัดประเภทนี้สามารถวัดค่า harmonic ได้ทั้งประเภทการแยกออกเป็นแต่ละอันดับ และ ค่า THD เหมาะสำหรับการวัด harmonic เพื่อประเมินระดับความรุนแรง

8.3.2 จุดที่จะทำการตรวจวัด

จากข้อกำหนดกฎเกณฑ์ harmonic หรือมาตรฐานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับ harmonic ได้ระบุไว้ว่าการวัดค่า harmonic เพื่อการประเมินระดับความรุนแรง จะต้องกระทำที่จุดเชื่อมต่อ (point of common coupling : PCC) ระหว่าง utility และ customer

8.3.3 หลักการวัดแรงดัน harmonic

โดยทั่วไปแล้วเครื่องวัดจะถูกออกแบบมาเพื่อใช้งานในระดับแรงดันต่ำเท่านั้น ดังนั้นถ้าเป็นการวัดแรงดัน harmonic ที่ระดับแรงดันดังกล่าว ก็สามารถที่จะต่อวงจรวัดแรงดัน ระหว่างจุดวัด (bus bar) กับเครื่องวัดได้โดยตรง ในกรณีวัดที่ระดับแรงดันสูงขึ้น จะต้องต่อวงจรผ่านหม้อแปลงแรงดัน (potential transformer ; PT) เพื่อปรับระดับแรงดันให้เหมาะสมกับเครื่องวัด สิ่งที่จะต้องพิจารณาเป็นพิเศษคือการตอบสนองทางความถี่ของ PT ต้องดีและครอบคลุมเพียงพอสำหรับย่านความถี่ของแรงดัน harmonic อันดับต่างๆ ที่ต้องการจะวัด ถ้าหากการตอบสนองทางความถี่ดังกล่าว มีความแม่นยำต่ำเกินไป ก็จะทำให้ค่าที่วัดได้คลาดเคลื่อนไปจากความเป็นจริง โดยทั่วไปแล้ว PT ที่เป็นชนิดที่ใช้การเหนี่ยวนำของแม่เหล็กไฟฟ้า (magnetic) จะมีอิทธิพลจากโครงสร้างภายในของ PT ต่อการตอบสนอง จึงไม่สามารถสรุปในภาพรวมได้ จึงควรกำหนดลำดับที่ไม่สูงมากนัก เช่นที่ลำดับ 1-13 เป็นต้น และทดสอบให้แน่ใจก่อน ในกรณีที่ระดับแรงดันสูงมากตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป หม้อแปลงแรงดันส่วนใหญ่จะเป็นประเภท CVT (capacitor voltage transformer) แต่เนื่องจากคุณลักษณะของ CVT นั้นถูกออกแบบมาให้มีการตอบสนองกับความถี่ได้ดีเฉพาะที่ความถี่หลักของระบบไฟฟ้า (fundamental frequency) ดังนั้นจึงไม่เหมาะสมที่จะนำ CVT มาใช้สำหรับวัดแรงดัน harmonic นอกจากจะทราบวิธีชดเชยค่าผิดเพี้ยนทางความถี่ดังกล่าว (compensation method)

8.3.4 หลักการวัดกระแส harmonic

วงจรสำหรับวัดกระแส harmonic ก็เช่นเดียวกับวงจรวัดแรงดัน harmonic กล่าวคือ ทั่วไปแล้วจะใช้ต่อกับ current transformer (CT) ในกรณีที่จุดวัดเป็นวงจรที่มีกำลังไฟฟ้าไม่สูงนักจะใช้ CT ที่เป็นชนิด current clamps คล้องกับสายไฟได้เลย ส่วนกรณีที่เป็นระดับแรงดันสูง จะต้องทำการวัดผ่าน CT อาจต้องใช้ transducer ทำการปรับระดับกระแสให้เหมาะสมกับเครื่องวัด เนื่องจาก CT เป็นหม้อแปลงประเภท magnetic เช่นเดียวกันจึงต้องพิจารณาเรื่องความแม่นยำของลำดับต่างๆ ด้วย ซึ่งจากโครงสร้างของ CT จะสามารถครอบคลุมได้ถึง 2 kHz ดังนั้นจึงไม่ต้องกังวลต่อการตอบสนองทางความถี่มากนัก อย่างไรก็ตาม คุณลักษณะของ CT จะมีผลกระทบต่อมุมเฟส (phase angle) มากกว่าขนาดของกระแส harmonic ซึ่งบางครั้งก็เป็นปัจจัยสำคัญในการวิเคราะห์ข้อมูล เช่น การตรวจสอบทิศทางการไหลของกระแส harmonic เป็นต้น

8.3.5 ระยะเวลาที่ใช้สำหรับการวัด

การที่จะให้ได้ข้อมูลที่สะท้อนถึงคุณลักษณะของ harmonic ที่เกิด ณ จุดวัดอย่างแท้จริงนั้น จะต้องคำนึงถึงคือช่วงเวลาของการวัด (period of measurement) กล่าวคือ ถ้าจุดวัดหรือระบบที่จะทำการวัดมีเสถียรภาพ (stable) ดี คือ การเปลี่ยนแปลงของ load ค่อนข้างน้อย ข้อมูลที่ได้จากการวัดเพียง 1 วัน ก็อาจจะเพียงพอ อย่างไรก็ตามช่วงเวลาที่เหมาะสมนั้นจะต้องครบตามคาบเวลาทำงานปกติ (duty cycle) ของระบบนั้นๆ อย่างน้อย 1 รอบ โดยทั่วไปจะใช้เวลาประมาณ 1 สัปดาห์สำหรับกรณีที่ load มีการทำงานในลักษณะพิเศษ เช่น โรงงานหลอมเหล็ก ที่มีลักษณะการทำงานค่อนข้างจะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา อาจมีความจำเป็นจะต้องใช้ระยะเวลาสำหรับการวัดนานขึ้น

8.4 การเกิด harmonics

harmonic คือ องค์ประกอบในรูปสัญญาณ sine wave ของรูปคลื่นรายคาบโดยมีความถี่เป็นจำนวนเต็มเท่าของค่าความถี่พื้นฐาน (fundamental frequency) เช่น ถ้าความถี่พื้นฐานเป็น 50 Hz ค่า third harmonic จะเป็น 3x50 เป็นต้น harmonic เป็นสาเหตุที่ทำให้แรงดันและกระแส ในรูป sine wave มาตรฐานเกิดการเบี่ยงเบน (distortion)

harmonic ที่เกิดจากอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบเฟสเดียว เช่น computer, electronic ballast charger เป็นต้น จะมีลักษณะเป็น tripplen harmonic คือ harmonic ที่ 3, 9, 15 นอกจาก tripplen harmonic แล้วยังมี harmonic ที่ 5, 7, 11, 13, 15, ...

harmonic ที่เกิดจากอุปกรณ์ไฟฟ้าแบบสามเฟส เช่น rectifier, inverter, อุปกรณ์ปรับความเร็วของมอเตอร์ เป็นต้น จะสร้าง harmonic ที่ 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, โดยที่ harmonic อันดับสูงขึ้นจะมีปริมาณลดลง harmonic ที่เกิดจากโหลดแบบ arc furnace หรือเครื่องเชื่อมไฟฟ้า นอกจากจะสร้าง harmonic ที่เป็นจำนวนเต็มของค่าความถี่พื้นฐานแล้ว ยังมี inter-harmonics ปะปนมาด้วย โดย inter-harmonics จะมีความถี่ไม่เป็นจำนวนเต็มเช่น 5.2, 7.4 เป็นต้น

8.5 ผลของ harmonics

ผลของ harmonic เช่น เกิด eddy current loss, skin effect ในลวดตัวนำสายส่ง หรือในหม้อแปลง จะรุนแรงหรือไม่ขึ้นอยู่กับปริมาณ บางกรณีแม้ว่าโรงงานสร้าง harmonic ออกมาในระดับต่ำกว่าข้อกำหนด แต่มีการติดตั้ง power capacitor เพื่อปรับปรุง power factor ตรงตำแหน่งต่างๆ ในระบบอาจทำให้ impedance ตรงจุดติดตั้งที่เป็น L (system impedance) ขนานกับ C (capacitor) ปริมาณ harmonics ในระบบอาจเพิ่มมากขึ้นจนเป็นอันตรายต่ออุปกรณ์อย่างมากเพราะอาจจะเกิด harmonic magnification หรือเกิดวงจร resonance ขึ้นในระบบจ่ายไฟระหว่าง capacitor กับ reactance ของระบบหรือเกิดขึ้นในบางจุดตรง load group นั้นๆ เป็นต้น

8.6 harmonic standard

ผู้ใช้ไฟฟ้าบางรายที่มีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่สร้าง harmonic ปริมาณมากออกมา แต่ไม่เห็นความจำเป็นที่ต้องแก้ไขปัญหาจาก harmonic เพราะต้องใช้เงินลงทุนมาก แต่ harmonic ปริมาณมากดังกล่าวจะไหลเข้าไปรบกวนระบบของผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่น หรือไหลเข้าสู่ระบบของผู้ผลิตไฟฟ้า ดังนั้นผู้ผลิตไฟฟ้าจึงต้องมีข้อกำหนดกฎเกณฑ์เรื่อง harmonic เพื่อป้องกันไม่ให้กระทบผู้ใช้ไฟฟ้ารายอื่นๆ และอุปกรณ์ในระบบผลิตและระบบจำหน่าย เช่น ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ harmonic ที่เกี่ยวกับไฟฟ้าประเภทธุรกิจ และอุตสาหกรรมของ 3 การไฟฟ้า

8.7 การลด harmonics

การร่วมมือระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้ากับผู้ใช้ไฟหรือผู้ผลิตอุปกรณ์เป็นสิ่งจำเป็นและสำคัญ การลด harmonic ทำได้โดยใช้อุปกรณ์กรอง harmonic ออกจากระบบไฟฟ้า หรือเรียกว่า harmonic filter โดยให้ harmonic ไหลผ่านตัวมันหรือสร้างกระแสไฟฟ้าชดเชยจน harmonic หายไปแบ่งออกเป็น passive filter และ active filter

passive filter หมายถึง อุปกรณ์กรอง harmonic ที่ประกอบด้วยอุปกรณ์หลักคือ ตัวต้านทาน (R), รีแอคเตอร์ (L) และคาแพซิเตอร์ (C) ที่ได้รับการออกแบบให้มีค่า R, L และ C สัมพันธ์กันอาศัยหลักการ

resonance แบบอนุกรมเหมือนลัดวงจร มี low impedance สำหรับ harmonic frequency แต่มีลักษณะเหมือน load ธรรมดาตัวหนึ่งตามความถี่ระบบ 50 Hz แบ่งได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. tuned filter มีหน้าที่หลักคือ ปรับปรุงค่า PF และยังสามารถกรอง harmonic ปริมาณมากออกจากระบบแบ่งเป็น 2 ชนิด คือ

- ฟิลเตอร์ความถี่เดียว (single tuned filter) คือ filter ที่ค่า impedance ของfilter เมื่อรวมผลของระบบทำให้มีค่าต่ำที่ tuned frequency และมีค่าสูงที่ความถี่ต่ำกว่า tuned frequency
- ฟิลเตอร์ high pass คือ filter ที่มีค่า impedance ต่ำที่ความถี่สูงเพื่อจะลด harmonic ที่ความถี่สูงกว่าที่จูน แต่การออกแบบทำได้ยากเนื่องจากต้องให้ค่าimpedance ต่ำที่ความถี่สูงและการกำจัด harmonic ทั้งหมดออกอาจทำให้filter มีขนาดใหญ่มาก

2. detuned filter มีหน้าที่หลักคือ ปรับปรุง PF และไม่ทำให้เกิด harmonic magnification ทั่วไปจะออกแบบให้ capacitor bank มี resonance frequency ต่ำกว่า frequency หลักต่ำสุดที่เกิดขึ้น เช่น tune ที่ลำดับที่ 4 เมื่อมีลำดับที่ 5 หรือมากว่า จากโรงงานจะเห็น bank นี้มีลักษณะเป็น L ทำให้ไม่เกิดการ magnify จาก capacitor bank

ข้อเสียของ passive filter คือ เป็น filter ที่ได้รับการออกแบบให้เหมาะสมกับภาวะของโหลดลักษณะใดลักษณะหนึ่งเท่านั้น หากโหลดหรือระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลงไปจากที่ได้เคยออกแบบไว้จะส่งผลต่อการทำงานเป็นอย่างมาก

active filter หมายถึง อุปกรณ์กรอง harmonic ที่ประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก คือ power electronic และวงจรคอมพิวเตอร์ ที่ร่วมกันทำหน้าที่วัด harmonic ในระบบไฟฟ้า ทำการวิเคราะห์ผลนำผลไปสร้าง harmonic ที่มีลำดับ และปริมาณเท่ากันแต่มีทิศทางตรงกันข้าม และจ่ายกระแสนั้นเข้าไปหักล้างกระแส harmonic ในระบบจนไม่ปรากฏหรือลดกระแส harmonic active filter ออกแบบมาเป็นลักษณะโมดุลมาตรฐานที่สามารถเลือกใช้งานได้ และมีความยืดหยุ่นในการเลือกกรอง harmonic ใดก็ได้ตั้งแต่ harmonic ที่ 2 ถึง 50 และยังกรองได้ถึง 15-20 ลำดับ harmonic พร้อมๆ กัน ปัญหาของการใช้ฟิลเตอร์ชนิดนี้คือ มีราคาที่สูงกว่า passive มาก ดังนั้นจึงต้องวิเคราะห์ปัญหา harmonic อย่างรอบคอบก่อนการตัดสินใจเลือกอุปกรณ์เพื่อแก้ไข

8.8 fluctuating loads

8.8.1 ชนิดของ fluctuating loads

ปัญหาที่เกิดจาก fluctuation loads คือ ไฟฟ้ากระพริบ (light flicker) ความรุนแรงจะขึ้นกับความถี่หรือจำนวนครั้งที่เกิด

- เกิดขึ้นนานๆ ครั้งเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของ load ที่ต่อเข้า-ปลดออก เช่นการ start motor ตัวใหญ่ๆ แบบ direct start, การเดิน induction furnace, การเกิดลัดวงจรในระบบ เป็นต้น
- การใช้ load ชนิดที่มีกระแสเป็น step หรือ ramp เช่น โรงรีดเหล็ก rolling mill การเชื่อมเหล็ก เป็นต้น ช่วงเวลาจะเป็นนาที
- การเดิน load ของ arc furnace ที่มีกระแสไม่แน่นอน ตอนเริ่มต้นช่วง melt อาจยาวประมาณหนึ่งชั่วโมง จะมีกระแสไม่แน่นอนเนื่องจากบางช่วง scrap จะแตะกับ electrode ทำให้เกิด short circuit เป็นช่วงๆ

8.8.2 ผลของ voltage fluctuation

ไฟฟ้ากระพริบทำให้คนเกิดความรำคาญที่ตามองเห็นแสงจากหลอดไฟกระพริบบ่อยๆ และภาคอุตสาหกรรมบางประเภทเกิดความเสียหายในการผลิต หรือ หากเกิดการกระพริบที่เป็นจังหวะสม่ำเสมออาจทำให้อุปกรณ์ควบคุม-ป้องกันบางอย่างทำงานผิด

8.8.3 การคำนวณค่า voltage fluctuation

การคำนวณอย่างง่ายๆ โดยใช้สมการทางไฟฟ้าหรือ phasor technic หากต้องการคำนวณที่ละเอียดอาจต้องใช้ load flow program หรือกรณีที่มี generator เข้ามาเกี่ยวข้องต้องใช้EMTP/transient stability program

8.9 standard

การประเมินความรุนแรงของไฟกระพริบ จะใช้ดรรชนีไฟกระพริบระยะสั้น (Pst 10 min) และดรรชนีไฟกระพริบระยะยาว (Plt 2-3 hrs) แต่เป็นเรื่องยากที่จะกำหนดมาตรฐาน เพราะแรงดันมีผลกับแสงจากหลอดไฟแต่ละชนิดไม่เหมือนกัน เช่น แสงจาก incandescent lamp จะค่อนข้างเห็นชัดเจนมากกว่า fluorescent lamp และที่ที่มีแสงสว่างมากจะชัดเจนกว่าที่มีแสงสว่างน้อย การกระพริบจากการทำงานของ arc furnace อาจพิจารณาจาก short circuit depression ratio คือ ratio ของ fault level ที่ตำแหน่ง electrode ต่อ fault level ที่จุด common coupling ถ้ามีค่ามากกว่า 2.2% อาจทำให้เกิดปัญหากับผู้ใช้ไฟรายอื่น

8.10 การลด voltage fluctuation

มีแนวทางแก้ไขดังนี้

- ลดการเปลี่ยนแปลง reactive power อย่างกะทันหัน เช่น ลดกระแสของ motor ขณะ start ด้วย auto-transformer, star-delta start
- ใช้ reactive power compensation : เนื่องจาก load บางชนิดมีการเปลี่ยนแปลง reactive power อย่างกะทันหัน จึงต้องการ compensator ที่ทำงานอย่างรวดเร็ว
- การนำ fixed capacitor bank เข้าออกจากระบบ จะทำให้มีการเปลี่ยนแปลงแรงดันอย่างรวดเร็ว การใช้ thryistor switched inductor / thryistor switched capacitor จะช่วยลดปัญหา
- ลด reactance ของระบบหรือเพิ่ม fault level ที่จุด common coupling point หรือเปลี่ยนจุดรับไฟไปรับที่ระดับแรงดันสูงขึ้น หรือแยก fluctuating loads ไปรับไฟจากหม้อแปลงที่แยกออกไปจ่ายเฉพาะ

บทที่ 9 fault analysis

9.1 บทนำ

จุดประสงค์ของเอกสารนี้ เพื่อเป็นพื้นฐานในการคำนวณ fault current และอธิบายถึงการนำ fault analysis ไปใช้งานพิจารณาความเหมาะสมของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง เช่น transformer, circuit breaker เป็นต้น

การคำนวณ fault level หรือ short circuit level มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ได้ข้อมูลเรื่องกระแสและแรงดันขณะเกิด fault และนำไปพิจารณาอุปกรณ์ที่ติดตั้งใช้งานว่ามี rating ที่เหมาะสมเพียงใด circuit breaker ต้องมี rated capacity ที่เหมาะสมในการ closing onto fault หรือ interrupting fault current ได้ อุปกรณ์ต่างๆ ที่อยู่ในส่วนที่ fault current ไหลผ่าน เช่น bus bar, insulator, power transformer, current transformer, surge arrester, cable หรือ line ต้องสามารถทนสภาพการเกิด fault ทั้งกระแสและ/หรือ แรงดันในช่วงเวลาหนึ่ง เช่น 1 sec หรือ 3 sec จนกว่า fault จะถูก clear ออกไปโดยไม่ทำให้เกิดวามเสียหายทั้งจากความร้อนและ/หรือทางกล (overheating/mechanical damage) ระบบ ground ในสถานีซึ่งรวมถึง flexible ground ที่ operator/maintenance staff นำไปใช้งานชั่วคราวต้องเหมาะสมที่จะสามารถทนกระแส และไม่ทำให้ step/touch voltage เกินกว่าค่ากำหนด ผลจากการวิเคราะห์สามารถนำไปออกแบบระบบป้องกันที่เหมาะสม โดยไม่ทำให้อุปกรณ์เสียหายหรือเกิดการหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าในวงกว้าง

ค่าจำกัดของ fault level ที่ระดับแรงดันต่างๆ มีไว้เพื่อการออกแบบอุปกรณ์ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับปริมาณ fault current หรือ impedance ของอุปกรณ์นั้น เช่น impedance ของสายส่ง, power transformer ที่ต่อเข้ากับระบบแรงดันตรงนั้น เช่น กฟผ. ได้กำหนด fault level ที่ระดับแรงดันต่างๆ เพื่อการจัดหาอุปกรณ์หม้อแปลงไว้ ดังนี้

525 kV system	:	45,000 MVA
230 kV system	:	30,000 MVA
115, 69 kV system	:	5,000 MVA
11, 22, 33 kV system	:	500 MVA

9.2 ลักษณะของ fault current

ลักษณะวงจรขณะเกิด fault อาจจะกล่าวได้ว่า เป็นวงจร R-L circuit ที่ต่อกับ sinusoidal voltage source ทำให้กระแสขณะเกิด fault อาจมี DC component ซึ่งจะ decay ลงด้วย time constant ที่เป็นสัดส่วนกับ ratio ของ X/R ของวงจร ปริมาณของ DC component นี้ขึ้นอยู่กับ ขณะเวลาหรือมุมบนรูปคลื่น sine wave ของแรงดันขณะเกิด fault (instant in cycle) ถ้าหลังจากเกิด fault แล้ว circuit breaker ได้รับคำสั่งให้ open ในเวลาที่เหมาะสม ค่าของ DC component จะลดลงจนเหมาะสมกับการ interruption ของ breaker ฉะนั้นถ้า open เร็วไป จะต้องคำนึงถึง current interruption จะสูงเนื่องจาก DC component ซึ่งอาจใช้ factor คร่าวๆ เพื่อใช้คูณกับค่า symmetrical time ของ fault current ดังนั้นถ้า breaker มี opening time ที่ 2 cycles จะใช้ factor 1.4 ถ้า breaker มี opening time ที่ 3 cycles ใช้ factor 1.2 เป็นต้น ถ้านานเกิน 8-10 cycle ก็สามารถจะใช้ factor 1.0 ได้

กรณีเกิด fault ในระบบชนิด 3 phase พร้อมๆ กัน ขณะนั้นแรงดันไม่เท่ากันทุก phase อย่างน้อย 1 phase จะมี DC component รวมอยู่ด้วย และจะมีค่าสูงมากที่สุดใน phase ที่มีแรงดันของระบบใกล้ศูนย์

สำหรับอุปกรณ์อื่นที่ไม่ทำหน้าที่ interrupt fault current จำเป็นต้องพิจารณาในเรื่องของ mechanical strength ที่เกิดขึ้นเนื่องจาก fault current ด้วยเช่นกัน เช่น ขดลวดของ power/instrument transformer เป็นต้น ในกรณีนี้ค่าสูงสุดของแรงจะเกิดขึ้นในขณะที่กระแสเป็น first asymmetrical หรือ peak แรกของกระแสลัดวงจร ซึ่งจะมีทั้ง DC component และ symmetrical component รวมกัน

9.2.1 ชนิดของ fault และ เหตุการณ์

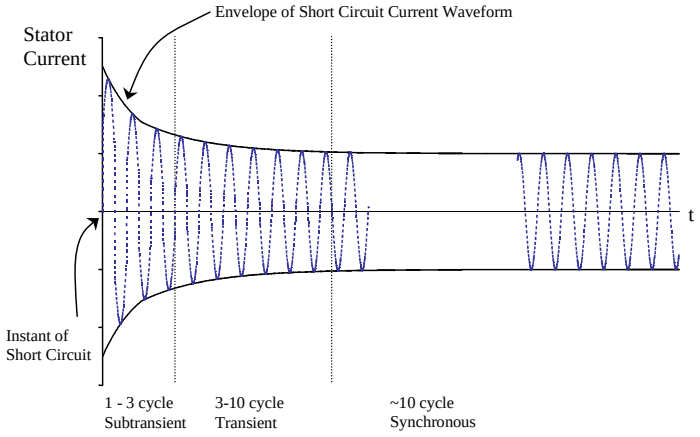
ในระบบที่แรงดันสูงกว่า 115 kV ขึ้นไป สายส่งมี phase spacing ที่กว้าง ฉะนั้น fault ส่วนใหญ่จะเกิดเป็นชนิด single-phase to ground เช่น จากฟ้าผ่า อุปกรณ์เกิด failure ขณะใช้งาน หรือ two-phase fault อาจเกิดขึ้นไม่บ่อยนัก เช่น เกิดจากไฟไหม้ใต้สายส่ง เป็นต้น และชนิด three-phase fault มีโอกาสเกิดขึ้นได้น้อยมาก สาเหตุอาจมาจากฟ้าผ่า เสาล้ม ไฟไหม้ใต้สายส่ง หรือการที่ operator/maintenance staff ลืมปลดสาย ground ออกหลังจากปฏิบัติงานเสร็จ ในระบบแรงดันที่ต่ำกว่า 115 kV อาจเกิด multi-phase fault ได้ง่ายขึ้น เนื่องจาก phase spacing ใกล้กัน

ระหว่าง fault ชนิด three-phase และ single-phase อาจมีกระแสที่ต่างกันได้ ซึ่งขึ้นอยู่กับ system configuration คือ ถ้าตำแหน่งที่มีหม้อแปลงที่มีขดลวดชนิด delta tertiary ต่ออยู่หลายๆ ตัว จะทำให้ fault current ของ single phase สูงกว่า three-phase fault เพราะ tertiary จะเป็นตัวที่ทำให้เกิด path ของ zero sequence current ที่มี zero sequence impedance ต่ำ และเมื่อต้องการเลือก breaker rating จะต้องใช้ค่า single phase to ground fault นี้เป็นข้อมูล

เราสามารถลด single phase to ground fault level ได้โดยการติดตั้ง neutral reactor เพื่อเพิ่ม impedance to ground ให้กับ zero-sequence current

9.2.2 three-phase fault ที่ synchronous machine terminals

impedance ของ generator ขณะเกิด fault จะไม่คงที่ แต่จะประกอบด้วย varying reactance ซึ่งช่วงแรกมีค่าต่ำและเพิ่มขึ้นจนคงที่ envelope ของ stator current waveform ขณะเกิด three-phase fault ที่ terminal ของ generator สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 แสดง generator short circuit current

9.3 per unit system ที่ใช้ในการคำนวณ fault

ในการคำนวณ fault ขั้นแรกต้อง convert impedance ของทุกอุปกรณ์ในระบบให้มีค่า base เดียวกันก่อน ค่า per-unit system ที่ใช้เป็น common MVA base คือ 100 แต่เราสามารถสร้าง base ต่างๆ ได้ดังนี้

nominal phase to phase voltage : kV_b

rated หรือ 3 phase MVA : MVA_b

ดังนั้น base phase current เป็น kA : $kA_b = \frac{MVA_b}{\sqrt{3}kV_b}$

base phase impedance เป็น ohm : $Z_b = \frac{kV_b^2}{MVA_b} = \frac{kV_b}{\sqrt{3}kA_b}$

ดังนั้น เราสามารถเปลี่ยน impedance, Z ให้เป็น per unit ได้โดย

$$Z_{pu} = \frac{Z(\Omega)}{Z_b} = \frac{Z(\Omega) \times MVA_b}{kV_b^2}$$

หรือเปลี่ยน $Z(\Omega) = \frac{Z_{pu} \times kV_b^2}{MVA_b}$

3 phase MVA สามารถเปลี่ยนเป็น per-unit ได้

$$MVA_{pu} = \frac{MVA}{MVA_b} = \frac{\sqrt{3}\ kV \times kA}{\sqrt{3}\ kV_b \times kA_b} = V_{pu} \times I_{pu}$$

* อย่าลืมไม่มี $\sqrt{3}$ คูณ เพราะเป็น per unit *

การเปลี่ยนค่า per unit impedance จาก base MVA 1 ไปยัง base MVA 2 จะใช้สมการ

$$Z_{(MVA2)} = Z_{(MVA1)} \times \frac{MVA2}{MVA1}$$

การเปลี่ยนค่า per unit impedance จาก base kV1 ไปยัง base kV2

$$Z_{(kV2)} = Z_{(kV1)} \times \left(\frac{kV1}{kV2}\right)^2$$

ถ้ารวมการเปลี่ยน base ทั้ง kV และ MVA จะได้

$$Z_{pu(new\ base)} = Z_{pu(old\ base)} \times \left(\frac{kV_{old\ base}}{kV_{new\ base}}\right)^2 \times \frac{MVA_{new}}{MVA_{old}}$$

9.4 symmetrical component

การใช้ symmetrical component method เป็นวิธีหนึ่ง ที่ใช้ในการคำนวณกระแสและ แรงดันที่เกิดขึ้นขณะเกิด unbalance fault เช่น phase to ground, phase to phase, two phase to ground, open end line

9.4.1 sequence impedance and sequence network

circuit ใดๆ ก็ตามจะมีแรงดันตกคร่อม impedance ที่เกิดขึ้นจากกระแสของแต่ละ sequence และขึ้นอยู่กับ impedance ในวงจรที่เกี่ยวข้องกับ sequence current นั้นๆ เช่น impedance ของ circuit ที่ positive sequence current ไหลผ่าน เราจะเรียกว่าเป็น positive sequence impedance และ negative/zero sequence impedance ก็จะเรียกเช่นเดียวกัน

ในการวิเคราะห์วงจรของ unsymmetrical fault ที่เกิดขึ้นใน symmetrical system จะหาค่า symmetrical component ของ unbalance current ต่างๆ ที่ไหลผ่านจุด fault นั้น แต่ละ component ของกระแสใน 1 phase จะทำให้เกิด voltage drop ที่เป็น component ของ sequence นั้นๆ โดยที่มีเฉพาะ positive sequence voltage source ต่ออยู่กับวงจร เนื่องจาก generator ถูกออกแบบให้จ่ายไฟในลักษณะ balanced three phase voltage

เราสามารถแสดงความสัมพันธ์ของ sequence voltage, current และ impedance ได้ดังนี้ โดยใช้ ‘a’ operator

$$V_{a1} = E_g - I_{a1}Z_1$$
$$V_{a2} = 0 - I_{a2}Z_2$$
$$V_{a0} = 0 - I_{a0}Z_0$$

โดยที่ E_g คือ generator positive sequence voltage

1, 2, 0 เป็น positive, negative, zero sequence

positive sequence network จะเหมือนกับวงจรที่กำลังพิจารณาหรือเหมือนกับวงจรที่ใช้วิเคราะห์ three-phase symmetrical short circuit

negative sequence network ทั่วไปจะเหมือนกับ positive sequence

zero sequence จะขึ้นอยู่กับ network connection และการต่อลง ground

9.4.2 sequence impedance

9.4.2.1 synchronous machine

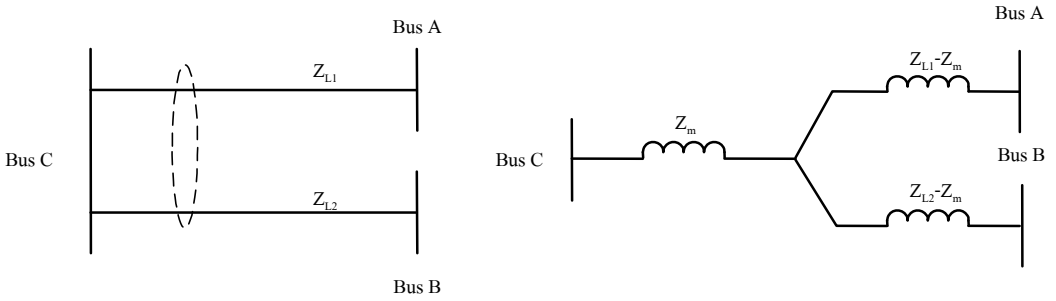
สำหรับ positive sequence impedance จะมีทั้งในรูป transient และ steady state ดังอธิบายไว้ในรูป 1 คือ x’’, x’ และ x_s negative sequence impedance จะแตกต่างจาก positive เนื่องจากเป็น rotating machine คือ negative sequence current จะทำให้เกิด magnetic field ที่ rotate รอบ rotor surface เป็น 2 เท่าของ synchronous speed และมีทิศทางตรงข้าม ดังนั้น Z_2 จึงไม่เท่ากับ Z_1 โดยทั่วไปอาจให้ค่า Z_2 ประมาณ 70% ของ Z_1 อย่างไรก็ตามในกรณีที่เกิด fault ภายนอก machine และเป็น remote fault อาจใช้ค่า $Z_2 = Z_1$ ได้ เพราะ system impedance จะมีค่าสูงกว่า machine impedance จึงทำให้ค่าความแตกต่างของ Z_2 และ Z_1 ไม่มากนัก

zero sequence impedance จะขึ้นอยู่กับ single phase impedance ของ stator winding และการต่อระหว่าง star point ของ winding ลง ground เพราะ zero sequence current ของแต่ละ phase จะมีมุมที่ in-phase กัน จึงเหมือนกับการ demagnetization ใน generator circuit ที่เป็นเหล็ก ทำให้ค่า zero impedance มีค่าต่ำ จนถึงประมาณ 50% ของ positive sequence generator ทั่วไปจะมี resistor หรือ reactor ต่อไว้ระหว่าง neutral กับ ground

เวลาต่อ generator เข้าระบบ จะผ่านหม้อแปลงที่มี connection เป็น delta-star ซึ่งไม่สามารถจ่าย zero sequence current เข้าสู่ระบบได้ เพราะ delta connection จะ block ไว้

9.4.2.2 line และ cable

positive / negative sequence impedance จะเท่ากัน, zero sequence impedance จะขึ้นอยู่กับ path ที่กระแสไหลกลับ supply source คือ generator เช่น ทางดิน หรือมี neutral wire ซึ่งรวมถึง overhead ground wire ของสายส่งเช่นกัน นอกจากนี้จะมี zero sequence mutual impedance ระหว่าง parallel circuit ซึ่งจะ share earth return path กันได้ด้วย mutual coupling effect อาจเขียน equivalent circuit ได้ดังรูป 2



รูปที่ 2 แสดง mutual coupling effect equivalent circuit

9.4.2.3 induction motor

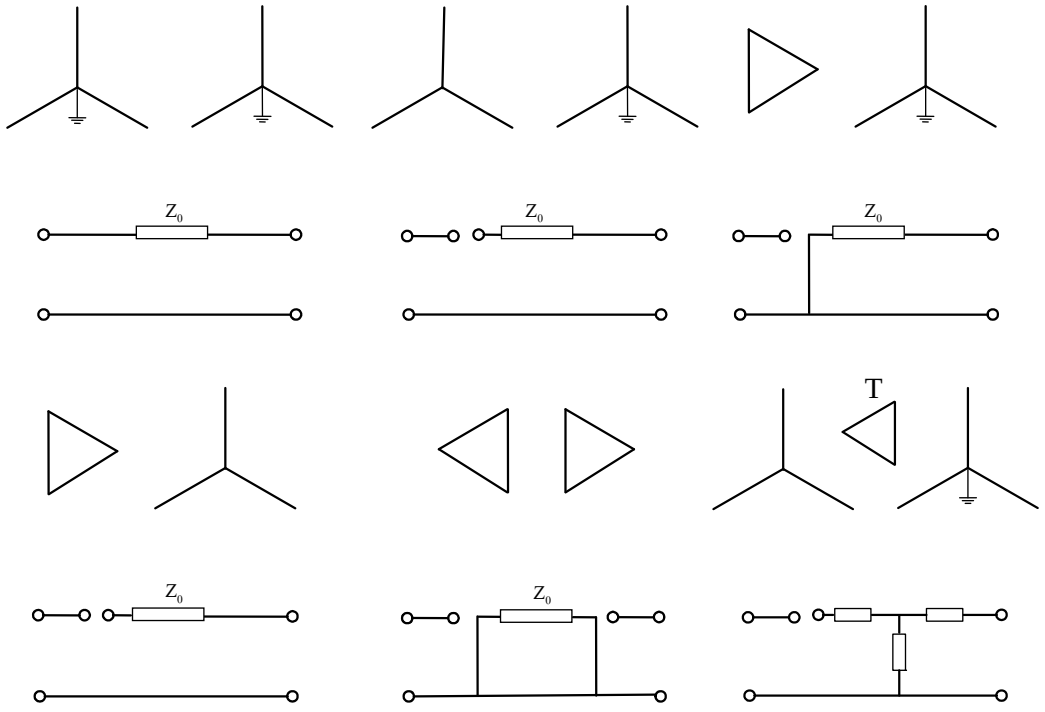
ถึงแม้ว่า motor จะไม่มี external excitation แต่มี magnetic flux ภายใน motor ซึ่งจะสามารถจ่ายกระแสขณะเกิด fault ใน line ได้ แต่กระแสนี้จะลดลงสู่ศูนย์โดยเร็ว ฉะนั้นเฉพาะ motor ตัวใหญ่ๆ เท่านั้น จะนำมาคิดคำนวณหา fault current

9.4.2.4 power transformer

จะมีค่า positive sequence impedance เท่ากับ leakage impedance และเนื่องจากเป็นอุปกรณ์ที่เป็น static ไม่เหมือนกับ machine จึงทำให้ negative sequence impedance เท่ากับ positive sequence impedance

zero sequence impedance เมื่อ zero sequence current ไหลผ่านใน winding ที่อยู่ด้านหนึ่งจะทำให้เกิด ampere turn ขึ้นในขดลวดอีกด้านหนึ่งด้วย ฉะนั้นใน star connection กระแสจะเกิดขึ้นได้ต้องมีการการต่อ neutral ลง ground หรือกระแสสามารถไหลวนอยู่ใน delta winding ทำให้ zero sequence current ไม่ไหลออกมาใน line

การต่อ connection แบบ star-star จะไม่มี phase shift ระหว่าง windings แต่ถ้าหม้อแปลงมี connection เป็น delta-star จะเกิด phase shift ขึ้น 30 องศาระหว่าง primary กับ secondary (Dy1) แต่จะไม่มีผลกับ magnitude ของ fault current ที่จุด fault แต่จะต้องคำนึงถึงด้วยเมื่อต้องการหา voltage ตัวอย่าง zero sequence impedance ของหม้อแปลงตามรูปที่ 3

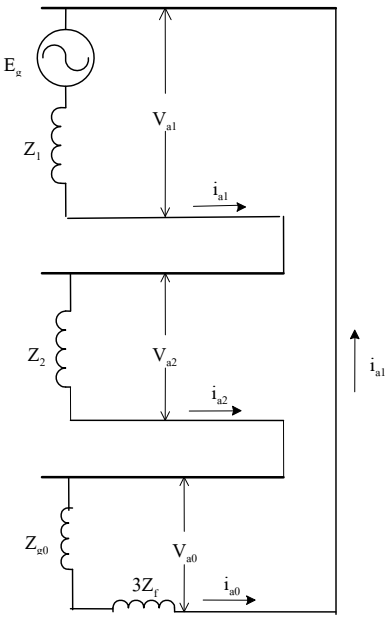


รูปที่ 3 แสดง zero sequence impedance ของหม้อแปลง

9.5 การวิเคราะห์ unsymmetrical fault

ในระบบสายส่งแรงสูงการเกิด fault จะเกิดจาก flashover ข้าม insulator ลง tower กระแสจะไหลผ่าน tower ลง ground จึงมักจะกำหนดให้มีค่า grounding resistance : Z_f

single phase to ground fault : fault impedance Z_f



condition : $I_b = I_c = 0, \quad V_a = 0$

$$I_{a1} = I_{a2} = I_{a0}$$

$$I_{a1} = \frac{E_g}{Z_1 + Z_2 + Z_{g0} + 3Z_f}$$

positive, negative, zero network series กัน

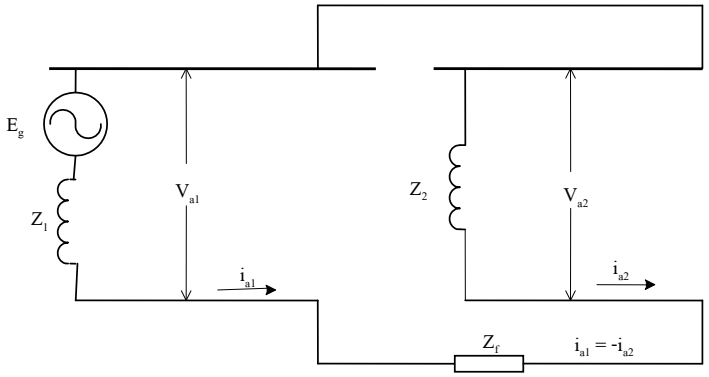
line to line fault : fault impedance Z_f

condition : $V_a = V_b - I_bZ_f$ $I_b = -I_c$ $I_a = 0$

$V_{a1}-V_{a2} = I_{a1}Z_f$ $-I_{a1} = -I_{a2}$ $I_{a0} = 0$

$$I_{a1} = \frac{E_g}{Z_1 + Z_2} \quad \text{for } Z_f = 0$$

positive, negative network ขนานกัน



double line to ground fault : fault impedance Z_f

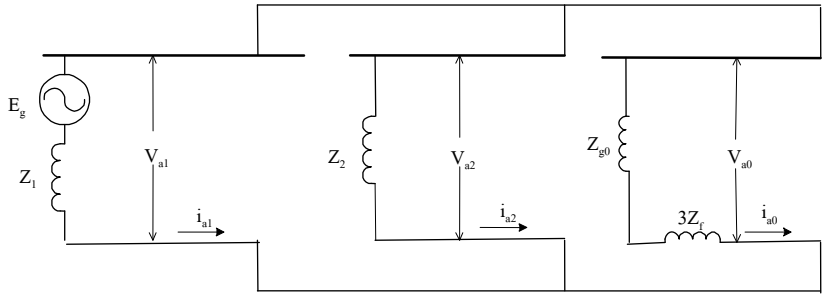
condition : $V_b = 0,$ $V_c = 0,$ $I_a = 0$

$V_{a1} = V_{a2} = V_{a0}$

$$I_{a1} = \frac{E_g}{Z_1 + Z_2\left(\frac{Z_{g0} + 3Z_f}{Z_2 + Z_{g0} + 3Z_f}\right)}$$

positive, negative, zero network in parallel

การหา fault current ในวงจรที่มีหม้อแปลงเข้ามาเกี่ยวข้อง จะเชื่อมโยง sequence impedance แต่ละชนิดกับ sequence impedance ของ network ซึ่งจะรวม impedance ของหม้อแปลงเข้าไปด้วย เมื่อคำนวณกระแสและแรงดัน



9.6 การ limit fault level

ในบางสถานี fault level จะมีค่าสูงเกินค่า rating ของ breaker capacity การเปลี่ยน breaker อาจต้องใช้เงินลงทุนสูง จึงอาจพิจารณาแนวทางอื่นๆ ได้ เช่น

- bus-splitting วิธีการแยก bus ออกเป็น 2 ส่วน ทำให้ fault level ในแต่ละ bus ลดลงได้ เนื่องจากจำนวน line ที่ต่อเข้า bus แต่ละชุดลดลง ทำให้เพิ่ม impedance ของ network ที่มองจากแต่ละ bus วิธีนี้อาจทำให้เกิดปัญหาเรื่อง voltage หรือ reliability ในการจ่าย load เป็นต้น
- ใช้ tie-bus circuit breaker วิธีนี้จะใช้เงินลงทุนน้อย ซึ่งจะออกแบบให้ tie-bus breaker ทำงานก่อน เพื่อลด fault level และ breaker ที่จะ clear fault จะทำงานภายหลัง
- ใช้ series reactor ใน line วิธีนี้จะลงทุนสูง เนื่องจาก reactor rating ต้องมี rate กระแสเท่ากับ line current และจะมีปัญหาเรื่องต้องการ Var compensate เพิ่มขึ้น
- ใช้ neutral reactor ต่อที่ neutral ของ star winding ของหม้อแปลง หรือเรียกว่า impedance earthing วิธีนี้จะสามารถลด fault current ที่จ่ายออกจากหม้อแปลงได้ แต่ต้องระวังเรื่อง over voltage ใน healthy phase

เมื่อทราบวิธีการหา fault current แล้ว หากต้องการนำมาพิจารณาเรื่อง short circuit mechanical strength ใน winding ของหม้อแปลง ต้องคำนึงถึง force ที่เกิดขึ้นที่ peak แรกของ asymmetrical current ซึ่งสามารถใช้ asymmetrical factor คูณค่า symmetrical current ที่หาได้ในระบบของ กฟผ. มีหม้อแปลงที่มี asymmetrical factor อยู่ประมาณ $1.98 \times \sqrt{2} = 2.8$ หรือหาได้จากสูตร

$K = 1 + e^{-\frac{\pi R}{X}}$ R, X in ohm

หรือสามารถดูได้จากตารางใน ANSI Std. ตามความสัมพันธ์ของ ratio X/R

note i(t) : short circuit current

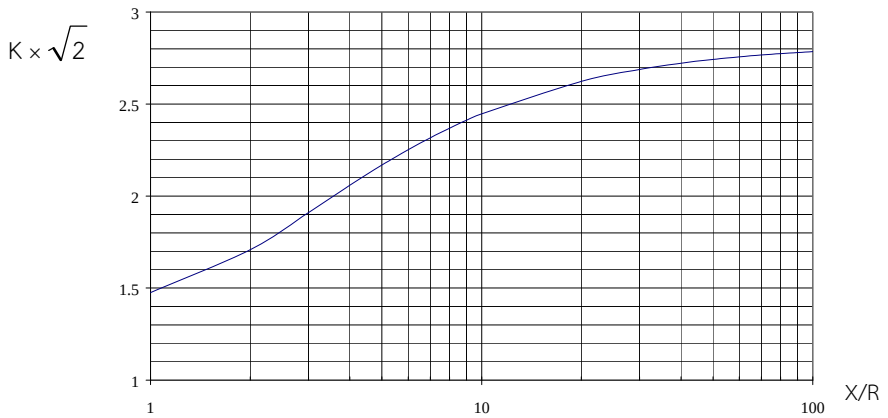
$$i(t) = I\left[\sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right) + e^{-\frac{t}{\tau}}\right]$$

I = peak current of symmetrical component

หาค่าที่ peak แรก ; $i = I \times K$

$$t = \frac{1}{2f}; \quad i = \sqrt{2} I_{rms} K$$

$$\tau = \frac{L}{R} = \frac{X}{2\pi f R} \text{ sec.}$$



บทที่ 10 Protection

10.1 ระบบป้องกันเบื้องต้น

protective relay คือ อุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจจับความผิดปกติที่เกิดกับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระดับแรงดัน high voltage และทำงานสั่งปลดอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกิดปัญหาออกจากระบบไฟฟ้าโดยเร็วเพื่อไม่ให้อุปกรณ์เกิดความเสียหาย โดยจะต้องมีคุณสมบัติที่ดี คือ

1. reliability (ความน่าเชื่อถือ) แบ่งเป็นข้อย่อยได้ คือ
    1.1 dependability (ความพึ่งพาได้)
    1.2 security (ความปลอดภัย)
2. speed (ความรวดเร็ว)
3. selectivity (ความสามารถในการแยกแยะได้)
4. simplicity (ความสะดวกและง่ายในการใช้งาน)

relay สามารถรับรู้ถึงความผิดปกติของอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงได้โดยอาศัย instrument transformer 2 ชนิด คือ CT (current transformer) และ PT (potential transformer)

10.1.1 CT (current transformer)

เป็นอุปกรณ์แปลงกระแสด้าน high voltage ให้เป็นกระแสปริมาณเล็กลง เพื่อป้อนให้กับ relay โดยจะมี ratio ให้เลือกใช้งานทั้งแบบ single และ multi ratio เช่น 500/5 หรือ 100-2000/5 ใน CT 1 เฟส อาจมี 1 core หรือ 2 core ก็ได้ โดยแต่ละ core จะมี ratio ของตัวเองเป็นอิสระต่อกัน

<u>ข้อควรระวังของ CT</u>

ห้าม open circuit ด้าน secondary ของ CT ในขณะที่มีกระแสไหลผ่านขดลวดของ CT ด้าน primary

<u>การต่อใช้งานของ CT</u>

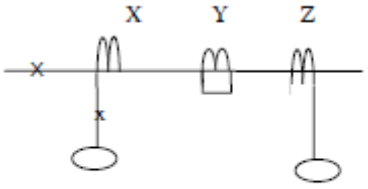
โดยปกติจะใช้ CT ในการแปลงกระแสทั้ง 3 เฟส เพื่อส่งให้ relay การต่อใช้งานของ CT จะมี 3 แบบ คือ

1. แบบ Y ใช้ CT 3 ตัว detect fault ได้ทุกเฟส
2. แบบ V ใช้ CT 2 ตัว detect fault ได้เฉพาะเฟสที่มี CT
3. แบบ delta ใช้ CT 3 ตัว ต่อเป็น delta คุณสมบัติสำคัญคือ จะทำให้กระแส secondary มี phase shift กับกระแส primary และขนาดของกระแสที่ไหลเข้า relay จะมีขนาด √3 เท่า ของกระแสที่แปลงด้วย CT ratio ปกติ (คุณสมบัตินี้ไม่มีในการต่อแบบ Y และ V)

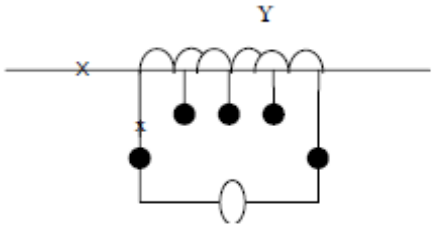
<u>ข้อแนะนำการ short CT</u>

เนื่องจาก CT ไม่ควร open ขณะใช้งาน ดังนั้นการ short CT จะยึดหลักดังนี้

- พวก multicore ใน core ใดไม่ได้ต่อไปใช้งานให้ short ไว้
- พวก multiratio เมื่อใช้ ratio ใดไปแล้ว terminal ที่เหลือไม่จำเป็นต้อง short



Multicore



Multi ratio

<u>CT saturate</u>

คือ การอิ่มตัวของ CT เนื่องจากไม่สามารถ drive load ทางด้าน secondary ของ CT ได้ส่งผลให้กระแสด้าน secondary ไม่เป็นไปตาม ratio ที่กำหนดไว้ (ค่าน้อยลง) หรืออาจไม่มีกระแสออกมาเลย (completely saturate)

สาเหตุที่ทำให้ CT saturate คือ

1. ค่า load (burden) ที่ต่อทางด้าน secondary ของ CT มีค่าสูงกว่า standard burden ของ CT
2. ค่า fault current และ DC component ขณะเกิด fault มีค่าสูง
3. ค่า knee point voltage ของ CT มีค่าต่ำกว่าค่า voltage ที่เกิดขึ้นด้าน secondary ของ CT ในขณะที่เกิด maximum fault current โดยค่านี้สามารถรู้ได้จาก CT excitation curve

การหาค่า standard burden และค่า max. fault current สามารถรู้ได้จากข้อมูลของ CT ที่เรียกว่า CT accuracy class เช่น 15 VA 5P20 หรือ C400 เป็นต้น

EX : 15 VA 5P20 มีความหมาย คือ

standard burden ของ CT = 15 VA

มี error ไม่เกิน 5%

P หมายความว่าเป็น protection class

20 คือ ค่า ALF (accuracy limit factor) คือจำนวนเท่าของกระแสที่ผ่าน CT เทียบกับ rated current ของ CT ที่มากสุดที่จะทำให้ CT มี error ไม่เกิน 5% (ปกติค่านี้ยิ่งมากยิ่งดีเพราะหมายถึง CT saturate ยาก)

10.1.2 PT (potential transformer)

เป็นอุปกรณ์แปลงแรงดันจากระดับ high voltage ลงมาให้เหมาะสมกับ relay ทั่วไปจะอยู่ในช่วง 66-115 kV (phase-to-ground) การวัดแรงดันของ PT จะวัดในลักษณะ phase-to-ground เสมอ ดังนั้นในระบบไฟฟ้า เช่น 115 kV (line to line) PT ratio ที่ใช้ก็จะเป็น 115/√3 kV / 115/√3 Volt เป็นต้น บางครั้งจะพบว่ามีการใช้ CCVT (coupling capacitance voltage transformer) เป็นตัวลด volt ให้กับ relay แทน PT ด้วย

<u>ข้อควรระวังของ PT</u>

ห้าม short circuit ด้าน secondary ของ PT ขณะที่มี volt อยู่ทางด้าน primary ของ PT

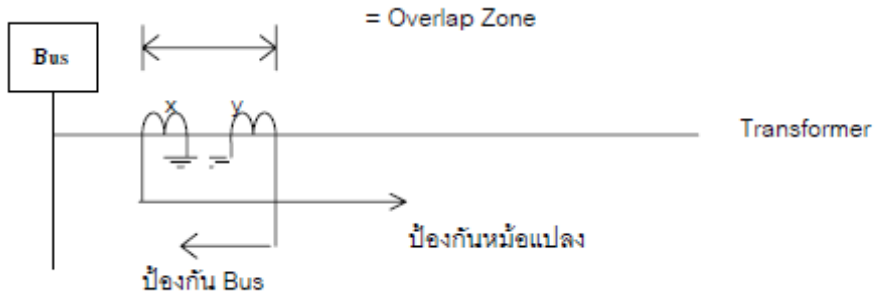
การต่อใช้งานของ PT

ขึ้นกับจุดประสงค์การใช้งานบางครั้งใช้แค่ phase เดียว บางครั้งต่อทั้ง 3 phase กรณีต่อแบบ 3 phase จะมีการต่อดังนี้

1. แบบ Y ต่อ PT ครบทุกเฟส โดยต่อด้าน secondary เป็นแบบ Y ด้วย
2. แบบ open delta โดยต่อด้าน primary เป็นแบบ Y แต่ secondary เป็นแบบ delta พบเห็นบ่อยในการใช้เพื่อ detect ground fault กับระบบไฟฟ้าแบบ un-ground

10.2 zone of protection

เป็นการแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของ relay ออกเป็นส่วนๆ (zone) เพื่อให้ relay สามารถแยกแยะส่วนที่เกิด fault ได้และตัดส่วนของระบบไฟฟ้าออกเท่าที่จำเป็น โดยทั่วไปจะใช้ตำแหน่งของ CT เป็นจุดกำหนดขอบเขตของแต่ละ zone และการกำหนด zone ที่เหมาะสมควรมีสิ่งที่เรียกว่า over lap zone เพื่อป้องกันไม่ให้มีจุดบอด (blind spot) ขึ้นในระบบป้องกัน



10.3 การคำนวณหาค่ากระแสใดๆ ในระบบ 3 phase

$$I = \frac{MVA}{\sqrt{3}kV} \qquad \text{Amp}$$

โดยค่า kV จะเป็น line to line เสมอ และค่า I จะเป็น amp/phase

10.4 ANSI code สำหรับ relay ต่างๆ

50 - instantaneous O/C relay	25 – synchrocheck relay	27 – U/V relay
51 – delay time O/C relay	79 – recloser relay	59 – O/V relay
87 – differential relay	32 – reverse power relay	81 – U/F relay
86 – lock out relay	46 – negative sequence relay	
21 – distance relay	40 – loss of excitation relay	

10.5 การป้องกันหม้อแปลงและ feeder

การป้องกันหม้อแปลงโดยทั่วไปจะมีสิ่งที่เรียกว่า self protection อยู่คือ

1. Buchholz relay
2. pressure relay

3. on load tap changer O/C relay

4. winding temperature/oil temperature

ระบบป้องกันเหล่านี้มีไว้ตรวจจับความผิดปกติใน tank ของหม้อแปลงโดยเฉพาะ เช่น การตรวจจับ gas ที่เกิดจาก arc ในขดลวด, แรงดันที่เปลี่ยนแปลงไปใน tank, การเกิด overcurrent ขณะเปลี่ยน tap และอุณหภูมิของขดลวดและน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการใช้งาน overload

นอกจากนี้ยังใช้ protective relay เข้ามาช่วยป้องกันหม้อแปลงด้วย คือ

1. over current relay (50/51, 50/51G)

2. differential relay (87)

10.5.1 overcurrent relay (50/51)

การทำงานของ O/C คือ relay จะให้ output เมื่อมีกระแสเข้าตัว relay เกินค่า setting แบ่งเป็น 2 ชนิดคือ

1. instantaneous O/C relay (50) เป็น relay ที่ทำงานเมื่อกระแสเกินค่า setting และให้ output โดยไม่มีการหน่วงเวลา โดยทั่วไป operating time ประมาณ 50-100 ms ใช้ป้องกันอุปกรณ์ทั่วไป เช่น motor, transformer ที่อยู่ปลายทางไม่จำเป็นต้องรอเวลาเพื่อ co-ordinate กับ relay ตัวอื่น

2. time delay O/C relay (51) เมื่อกระแสเกินค่า setting จะมีการหน่วงเวลาตามที่ตั้งไว้ก่อนจะให้ output ออกมาสามารถแบ่งได้เป็น

- definite or fix time delay (เวลาไม่ขึ้นกับกระแส)
- inverse time delay (เวลาแปรผกผันกับกระแส)

นอกจากนี้ใน inverse time delay ยังมีลักษณะของ curve แบบต่างๆ ด้วย เช่น normal, standard inverse, extremely inv., very inv. etc.

<u>ค่าที่ต้อง set บนตัว O/C</u>

1. pickup คือค่า setting ของ O/C นั่นเอง มีหน่วยเป็น amp

2. time multiple หรือ dial เป็นตัวกำหนดค่าการหน่วงเวลาในการให้ output ของ relay

<u>EX.</u> ใช้ overcurrent แบบ standard inverse ป้องกัน feeder ที่มี load 600 A และ short circuit current 2000 A ถ้าให้ relay เริ่ม pickup ที่ค่า 660 A และใช้ CT 600/1 จงหาค่า pickup และ dial ถ้าต้องการให้ trip เมื่อเกิด fault ภายในเวลา 1.0 sec.

ค่า pick up $= \frac{660}{600} = 1.1$ A $(110\% I_{FULL\ LOAD})$

หา dial จากสูตร

$$t = \frac{0.14}{\left(\frac{I_F}{I_P}\right)^{0.02} - 1} \times \text{dial}$$ sec. [สมการนี้จะเปลี่ยนไปตามชนิดของ curve ที่ใช้]

เมื่อ t = operating time (sec.)

I_F = fault current (A)

I_P = pickup current (A)

$$1 = \frac{0.14}{\left(\frac{2000}{660}\right)^{0.02} - 1} \times \text{dial}$$

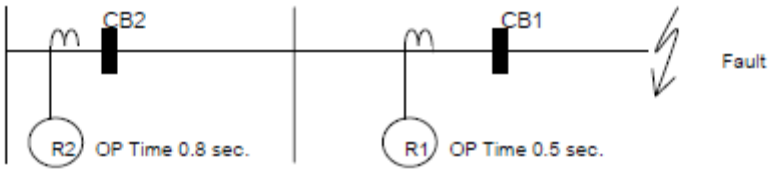
$$\text{dial} = 0.24$$

<u>การ co-ordination</u>

คือ การกำหนดให้ relay ทำงานร่วมกันตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป (หรือจะเป็น relay กับ fuse ก็ได้) โดยกำหนดลำดับการทำงานก่อนหลังกัน คือ ตัวที่อยู่ใกล้ fault (R1) ควร clear fault ก่อน ขณะเดียวกัน relay ในตำแหน่งที่ห่างออกมา (R2) ก็ต้องรอเวลาขณะหนึ่ง ถ้า relay ที่ใกล้ fault trip CB 1 ไม่สำเร็จ คือ fault ยังอยู่ relay ตัวถัดมาก็จะทำงานเพื่อ clear fault ให้ได้โดยการ trip CB2 เวลาระหว่าง relay 2 ตัว มีชื่อเรียกว่า margin time หรือ coordination time interval (CTI) ซึ่งถูกกำหนดจาก

1. circuit breaker open time
2. arcing time
3. relay operating time

โดยทั่วไปจะต้อง set relay ให้มี margin time อย่างน้อย 0.3 sec ขึ้นไปที่ค่า fault ค่าเดียวกัน



<u>การกำหนด pickup ของ phase และ ground O/C (51 และ 51G)</u>

phase O/C (51) – ค่า pickup มักจะขึ้นกับ load ของสิ่งที่มันป้องกันอยู่ มักจะใช้ full load current เป็นตัวกำหนด เช่น 100%, 120% $I_{full\ load}$ เป็นต้น

ground O/C 51G) – ค่า pickup จะ set ไว้ต่ำๆ เพื่อให้มีความไวต่อ ground fault แต่ต้องสูงกว่า unbalance current ในระบบนั้นมักจะ set ไว้ 20-30% $I_{full\ load}$ ที่ set ต่ำได้เพราะปกติจะไม่มีกระแสไหลผ่าน relay ตัวนี้เมื่อจ่าย load ปกติแบบ balance

การนำ phase O/C มาป้องกันหม้อแปลงจำเป็นต้องรู้ข้อมูลต่อไปนี้

1. transformer damage curve เพื่อ set ค่า dial
2. ขนาดของ transformer เพื่อ set ค่า pickup

10.5.2 differential relay (87)

หลักการทำงานของ diff. relay คือ ตรวจสอบความแตกต่าง (different) ของกระแสที่ไหลเข้าและออกจากอุปกรณ์ที่ relay ป้องกันอยู่ ถ้าแตกต่างกันน้อยไม่เกินค่า setting ก็จะถือว่าไม่มี fault ในอุปกรณ์นั้น เมื่อนำมาใช้กับหม้อแปลง ก็คือการ detect กระแส high side และ low side ของหม้อแปลงนั่นเอง

เนื่องจาก relay นำ current มาจาก CT ทั้ง 2 ด้านของหม้อแปลง ดังนั้นตำแหน่งของ CT จึงเป็นตัวกำหนด zone และทำงานของ relay และนี่คือข้อได้เปรียบของ relay นี้ต่อพวก self protection เพราะ

สามารถ detect fault บริเวณกว้างกว่า self protection ที่จะเห็น fault เฉพาะที่เกิดในหม้อแปลงเท่านั้น

เนื่องจากหลักการทำงานของ relay เป็นการ check ความแตกต่างของกระแสที่ไหลผ่านหม้อแปลงทั้ง 2 ด้าน ดังนั้นเราจึงไม่สามารถใช้ relay นี้ป้องกัน overload ของหม้อแปลงได้ การ check ค่ากระแสที่แตกต่างกันของ relay นี้ ไม่ได้ check แต่ขนาดของกระแสเท่านั้น จะต้อง check เรื่องของมุมด้วย เพราะทั่วไปหม้อแปลงที่ไม่ได้ connect แบบ Y-Y มักจะมีเรื่องของ phase-shift เข้ามาเกี่ยวข้องด้วยเสมอ เช่น Y-Δ, Δ-Y ดังนั้น กระแสที่ผ่าน CT แต่ละฝั่งของหม้อแปลงมาเข้า relay จะต้องถูกแก้ไขเรื่อง phase shift ก่อนเสมอ โดยมีหลักดังนี้

- ต่อ CT เป็นแบบ Y เมื่อขดลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ delta
- ต่อ CT เป็นแบบ Δ เมื่อขดลวดหม้อแปลงฝั่งนั้นเป็นแบบ Y

ในกรณีที่ไม่สามารถหา ratio เพื่อลดขนาดของกระแสให้เข้า relay เท่ากันได้ จำเป็นต้องใช้ auxiliary CT มาช่วยปรับขนาดและมุมให้เหมาะสม (relay ปัจจุบันที่เป็น digital relay จะไม่จำเป็นต้องใช้ aux. CT ต่ออยู่ภายนอกเพราะจะมี parameter เป็น software ให้ set ได้เลย)

EX. ให้หา CT ratio และ aux. CT ratio เพื่อให้มีกระแสเข้า relay ฝั่งละ 5A โดยหม้อแปลงมีขนาด 115 kV / 22 kV, Dyn 1, 50 MAV

จาก	$I_{FULL\ LOAD}$	=	$\frac{MVA}{\sqrt{3}kV}$	A
	$I_{FULL\ LOAD}$ high side	=	251	A
	$I_{FULL\ LOAD}$ low side	=	1312	A
เลือก	CT high side	=	400/5	ต่อเป็นแบบ Y
	CT low side	=	2000/5	ต่อเป็นแบบ Y

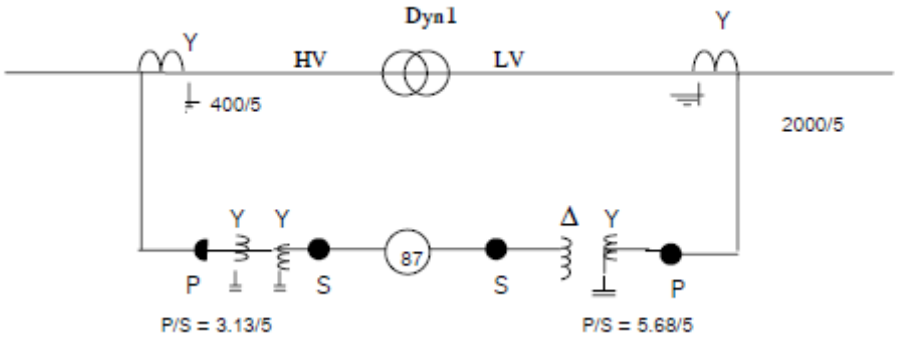
ในกรณีนี้เพราะว่ามี aux. CT มาช่วย ดังนั้นเราจะต่อ CT ทั้ง 2 ฝั่งเป็นแบบ Y ทั้งคู่ก่อน แล้วค่อยมาปรับขนาดและ phase ด้วย aux. CT อีกครั้ง

กระแสใน CT high side = 3.13 A

ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า relay 5 A ต้องใช้ aux. CT ratio 3.13/5 แต่ต่อแบบ Y-Y

กระแสใน CT low side = 3.28 A

ดังนั้น ถ้าต้องการให้กระแสเข้า relay 5 A ต้องใช้ aux. CT ratio 3.28 x √3/5 = 5.68/5 ต่อแบบ Y-Δ



ผลของการต่อ delta ของ aux. CT ฝั่ง LV จะมีผลให้ขนาดของกระแสที่เข้า relay เพิ่มขึ้น √3 เท่า กลายเป็น 5A เท่ากับฝั่ง HV

note การต่อ CT แบบ Y-Y ไม่มีผลต่อ phase angle

ผลของ vector group

จากการที่ขดลวดของหม้อแปลงมีการต่อแบบต่างๆ เช่น Y-delta ทำให้ voltage และ current ทั้ง 2 ฝั่งของหม้อแปลงมีการเปลี่ยนแปลงมุมทางไฟฟ้าไปด้วยตัวอย่างเช่น หม้อแปลง Yd1 จะมีมุมทางไฟฟ้าดังนี้ (ด้าน LV จะ lag ด้าน HV อยู่ 1 นาฬิกา หรือ 30°)

$I_A \angle 0^{\circ}$ $I_a \angle -30^{\circ}$

$I_B \angle -120^{\circ}$ $I_b \angle -150^{\circ}$

$I_C \angle +120^{\circ}$ $I_c \angle +90^{\circ}$

จะเห็นว่าถ้าไม่มีการแก้เรื่อง phase shift แล้วกระแสที่เข้า relay ทั้ง 2 ฝั่ง จะมีมุมต่างกัน ทำให้มีผลต่างกระแสอยู่ตลอดเวลา ซึ่งเป็นสาเหตุให้ relay ทำงานผิดพลาดได้

ผลของ inrush current

inrush current เป็นกระแสชนิดหนึ่งที่เกิดตอนที่มีการ close CB high side เพื่อจ่ายไฟให้หม้อแปลงขณะ no load (จ่ายไฟด้านเดียวให้หม้อแปลง และ low side CB open อยู่) กระแสชนิดนี้มีองค์ประกอบเป็น secondary harmonic เป็นส่วนใหญ่ (100 Hz) เนื่องจากเป็นกระแสที่เกิดด้านเดียวของหม้อแปลงที่มีการ close CB จึงอาจทำให้ diff relay ซึ่งวัดผลต่างของกระแส 2 ด้านทำงานผิดได้ (อีกด้านมีกระแสเป็น 0) ดังนั้น relay ที่ดีจึงต้องมีคุณสมบัติแยกแยะกระแสนี้ออกจากกระแส fault ได้ คือ ถ้ามี Idiff จากกระแส fault relay ต้อง trip ได้ แต่ถ้าเป็นผลต่างกระแสจาก inrush นี้ relay จะต้อง block การ trip เนื่องจากไม่ใช่ fault

10.5.3 lock out relay (86)

เนื่องจาก differential relay (87) เป็น relay แบบ high speed มี operating time ประมาณ 30-40 ms และจาก concept การทำงานแสดงว่า fault น่าจะอยู่ใน zone บริเวณหม้อแปลง ดังนั้น ก่อนการนำหม้อแปลงกลับเข้าสู่ระบบควรมีการตรวจสอบหาสาเหตุของการ trip ให้ได้ก่อน จึงมีระบบเรียกว่า interlock to close CB ขึ้นมา คือ เมื่อ relay 87 ทำงานจะสั่ง trip CB ผ่าน relay อีกตัวชื่อ lock out relay (86) โดย lock out นี้จะมีลักษณะพิเศษคือ เมื่อทำงานแล้วจะค้างต้องให้คนมา reset ถ้าไม่ reset จะไม่สามารถ close CB ได้อีก แต่การ reset relay ตัวนี้ในหลักปฏิบัติคือต้องออกไปตรวจสอบหาสาเหตุการ trip ที่บริเวณหม้อแปลงก่อนแล้วจึงจะมา reset 86 เพื่อ close CB นำหม้อแปลงกลับเข้าระบบตามเดิม

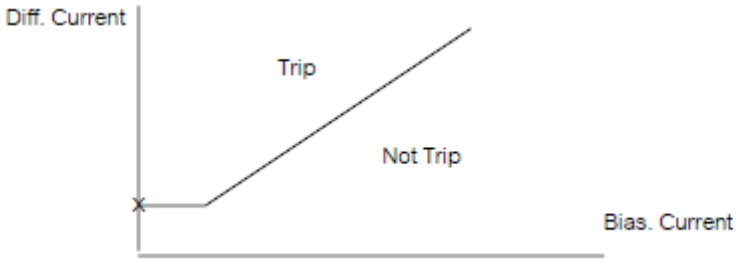
10.5.4 bias differential relay

เนื่องจากการทำงานของ diff. relay อาศัยผลต่างของกระแส 2 ด้านของหม้อแปลงมาเปรียบเทียบกับค่า setting ซึ่งมักจะ set ไว้ประมาณ 30% ของกระแส rated ของ relay ซึ่งไม่สูงมากนัก บางครั้งอาจจะมี factor อื่นๆ ที่ทำให้ relay ทำงานได้โดยไม่มี fault คือ

1. ค่า error ของ CT ทั้ง 2 ฝั่งต่างกัน
2. การเกิด CT mismatch เนื่องจาก ratio ของ CT และ aux. CT ในของจริงมีไม่ตรงกับที่คำนวณ

3. การทำงานปกติเช่นการเปลี่ยน tap หม้อแปลง ซึ่งมักจะเปลี่ยนเพียงด้านเดียวของหม้อแปลง

ผลทั้ง 3 นี้จะนำไปสู่การทำงานผิดพลาดของ relay ได้ relay จึงต้องมีคุณสมบัติที่เรียกว่า slope ขึ้นมา โดยพิจารณาความสัมพันธ์ของกระแส bias และกระแส diff. ก่อนให้ output ออกไป แทนการพิจารณาแต่กระแส diff อย่างเดียว



diff current = ผลต่างของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง $(I_{HV} + I_{LV})$

bias current = ผลเฉลี่ยของกระแสระหว่าง 2 ฝั่งหม้อแปลง $\frac{(I_{HV} + I_{LV})}{2}$

จาก curve นี้หมายความว่า ค่าการทำงานของ relay จะสูงขึ้นตามกระแสที่ผ่านหม้อแปลง (through current) เช่น เมื่อตอนจ่าย load ปกติ หรือเกิด fault นอก zone ป้องกันทำให้ relay มีเสถียรภาพดีขึ้น หลีกเลี่ยงการ trip ผิดได้

10.6 bus bar protection

bus bar เป็นจุดเชื่อมต่อของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อเกิด fault ขึ้นที่ bus จึงเป็นจุดที่มีกระแส fault สูงสุด relay ที่ใช้ป้องกัน bus จึงต้องเป็น relay ที่มี reliability สูงมากเพื่อให้แยกแยะระหว่าง fault ภายใน bus และนอก bus ได้ ลักษณะ bus differential relay (87B) แบ่งได้ 2 แบบคือ

10.6.1 high impedance

เป็น relay ที่มีโครงสร้างภายในเป็น high impedance โดย detect current จากทุก bay มา sum กันที่ตัว relay ในลักษณะขนาน CT ของแต่ละเฟส ดังนี้ในแต่ละ bayในภาวะปกติกระแสจะ sum กันเป็น 0 แต่เมื่อเกิด fault ที่ bus ผลการ sum จะไม่เป็น 0 เพราะมีแต่ current ไหลเข้า bus อย่างเดียวไม่มีกระแสออกจาก bus จึงต้องใช้ CT ratio เท่ากัน class เดียวกัน และควรเป็น max ratio ของ CT แต่ละ bay ด้วย

การ set relay จะสมมุติให้ CT ตัวหนึ่งเกิด saturate และคำนวณ voltage drop คร่อมตัว relay จนถึง CT ตัวนั้น ดังนั้นข้อมูลที่ต้องรู้เพื่อนำมาคำนวณ คือ

- CT internal resistance
- ความยาวและความต้านทานของสาย cable ทาง secondary ของ CT มายัง relay
- fault current (ค่า fault ต่ำสุดที่ relay จะทำงานได้ ขึ้นกับจำนวน CT ที่นำมาขนานกัน)

เมื่อคำนวณได้แล้วก็สามารถ set ค่า voltage pick up ให้สูงกว่าค่าที่คำนวณได้ เพื่อหลีกเลี่ยงการทำงานผิดของ relay กรณีเกิด external fault แล้วมี CT saturate เกิดขึ้น แต่ถ้าเป็น internal fault แล้ว voltage ที่เกิดขึ้นคร่อมตัว relay จะมีค่าสูงกว่าค่าที่ set มาก ทำให้ relay trip ได้ โดยทั่วไปมักจะมี varister ต่อขนาดกับตัว 87B ไว้เพื่อจำกัดแรงดันไม่ให้ตัว relay เสียหาย

10.6.2 low impedance

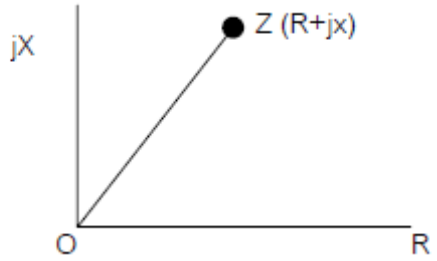
check ผลรวมของกระแสที่เข้า-ออก bus ที่ป้องกันอยู่โดยอาศัยการนำ secondary current ของ CT แต่ละ bay เข้ามา sum กันภายในตัว relay (แต่ไม่มีการขนาน CT เหมือน high impedance) ลักษณะเหมือนการทำงานของ 87K (transfer diff.) ดังนั้น CT ratio ของแต่ละ bay ไม่จำเป็นต้องเท่ากัน เนื่องจากจะมี matching transformer (คล้าย aux. CT) อยู่ภายในเพื่อปรับขนาดอยู่แล้ว มักจะพบ relay ประเภทนี้กับการจัด bus แบบ double bus single breaker ซึ่งต้องมีการทำ switching ย้าย bus อยู่บ่อยๆ

การทำงานของ bus diff. ทั้ง 2 ประเภทจะให้ output ออกมาลง lockout relay ชื่อ 86B เพื่อนำมา trip/interlock CB ทุกตัวที่ติดกับ bus ที่ fault แต่จะมีการจัด bus ในรูป ring bus แบบเดียวที่ไม่จำเป็นต้องใช้ 87B

10.7 transmission line protection

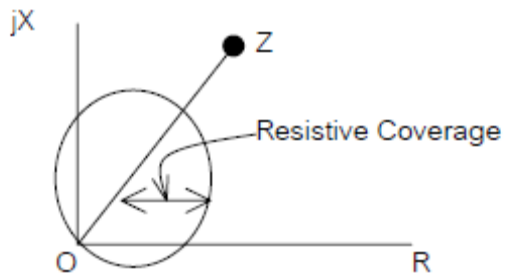
ในการป้องกันสายส่งที่มีค่า impedance แปรตามขนาดของความยาวของสายส่งนั้น เราจะใช้ distance relay (21) เป็นตัวป้องกัน โดยต้องมี input มาให้ relay 2 ตัวคือ voltage จาก PT และ current จาก CT ในอดีตการป้องกันสายส่งมักจะใช้ O/C relay แต่เมื่อระบบขนายตัวขึ้นก็พบว่า O/C ไม่สามารถป้องกันได้อีกต่อไป จึงเปลี่ยนมาใช้ distance relay แทนเนื่องจากง่ายในการทำ co-ordination ในระบบที่เป็น loop line และมีหลาย source ขณะเดียวกันก็ไม่ต้องคำนวณค่า setting และ co-ordination ใหม่เมื่อ fault current เปลี่ยนไปด้วย

เนื่องจากค่า impedance ของสายส่งประกอบด้วย resistance และ reactance (R+jX) ดังนั้นเราสามารถ plot ค่าของสายส่งลงใน R-X diagram ได้ ดังนี้



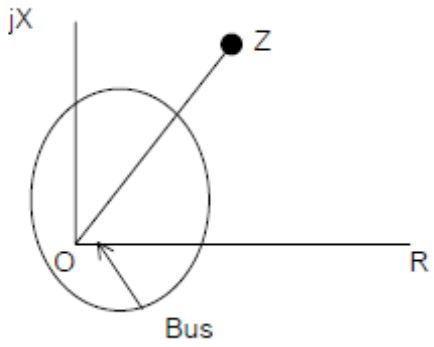
และ relay ที่ใช้ป้องกันสายส่งก็มี characteristic แบบต่างๆ ดังนี้

10.7.1 mho



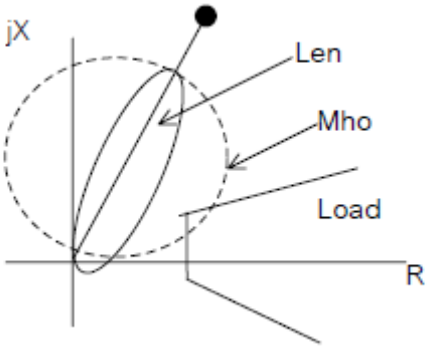
ใช้ป้องกันสายส่งระยะกลางถึงยาวได้ดี ไม่เหมาะกับสายส่งสั้นๆ เนื่องจากจะมี resistive coverage แคบลงและให้ error สูง

10.7.2 offset mho



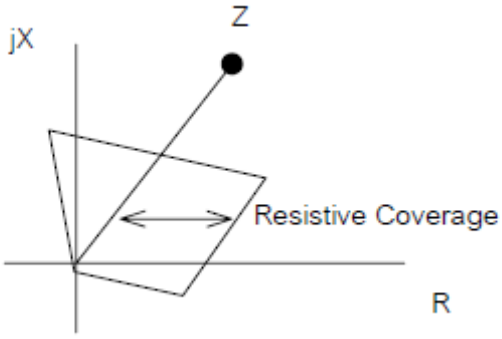
ต้นเหตุแบบ mho แต่จะมีบริเวณด้านหลังซึ่งสามารถใช้เป็น back up ให้กับ bus ได้และจุดศูนย์กลางของวงกลมไม่ได้อยู่ที่ origin

10.7.3 Lenticular



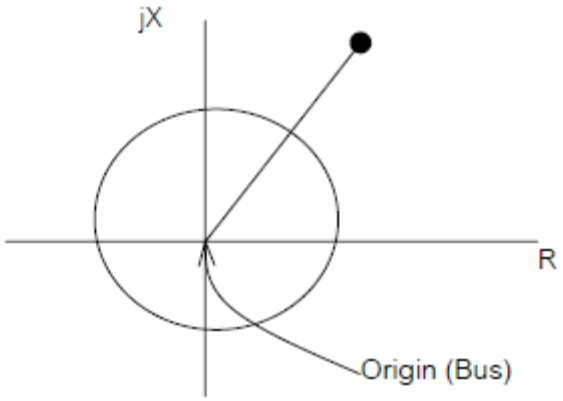
เป็นรูป Len ไว้แก้ปัญหาที่เกิดกับ 2 แบบแรกในกรณีที่ line ยาวมาก จะทำให้ trip ได้เมื่อ load สูงๆ แบบ Len สามารถ set ขอบเขตการป้องกันสายส่งได้เท่าเดิม โดยลดผลกระทบของ load ได้ แต่ทั้ง mho และ Len ก็ไม่สามารถป้องกันการ trip เมื่อเกิด power swing เข้ามาใน zone ได้ ต้องมี power swing relay เป็นตัว block อีกที

10.7.4 quadrilateral



เป็น relay ที่สามารถปรับค่า resistive coverage ให้กว้างตามความเหมาะสมกับค่า arc ได้ดีตลอดความยาวสายส่ง

10.7.5 impedance relay



เป็น relay ที่ไม่มีทิศทาง คือ detect fault ได้ทั้งด้านหน้า bus และด้านหลัง bus มี characteristic เป็นวงกลมจุดศูนย์กลางที่ origin และป้องกัน power swing ไม่ได้ เช่นเดียวกับ mho และ offset mho

Note การใช้ distance relay ทุกประเภทมีข้อจำกัด คือใช้กับสายส่งสั้นมากๆ ไม่ได้ (1-2 km) เนื่องจากอาจ set relay ไม่ได้และมี error สูง ต้องใช้ input 2 ชนิด เมื่อเกิด fault 3 เฟสใกล้ๆ อาจทำงานผิดพลาด ถ้าไม่มี memory function และการ configuration ของสายส่งจะมีผลต่อ relay ด้วย

เนื่องจาก distance relay ใช้ป้องกันสายส่ง ซึ่งมีค่า line impedance อยู่ในระบบแรงดันสูง ดังนั้นจึงต้องมีการแปลงค่า impedance ให้ลงมาอยู่ในรูปแบบที่สามารถ set relay ได้จากสูตร

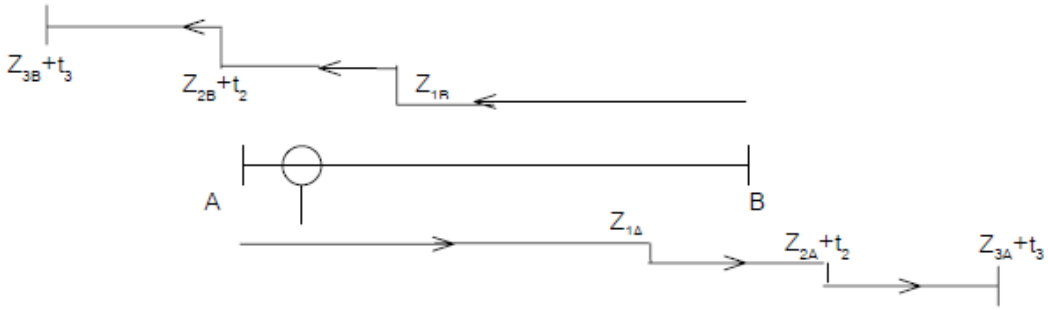
$$Z_{\text{sec ondary}} = Z_{\text{primary}} \times \frac{CT_{\text{ratio}}}{PT_{\text{ratio}}}$$

EX. สายส่งความต้านทาน 1 + 2j Ω primary ใช้ CT 600/5, PT 115 kV/115 V ค่า secondary impedance คือ

$$(1+2j) \times \frac{\frac{600}{5}}{\frac{115kV}{115V}} = 0.12 + 0.24j\Omega \text{ secondary}$$

10.7.6 zone ป้องกันของ distance relay

ปกติเราจะใช้ distance relay ป้องกันสายส่งโดยแบ่งเป็น 3 zone ต่อ 1 ด้านของสายส่ง คือ



จาก A จะมี 3 zone มองมาด้าน B (และ B จะมี 3 zone มองกลับมา A ด้วย) โดย zone 1 เมื่อเห็น fault จะ trip ทันที ในขณะที่ zone 2 และ 3 จะมี time delay t2 และ t3 ตามลำดับ

zone 1

จะ set ไม่เกิน 80-90% ของความยาวสายส่ง เนื่องจากไม่ต้องการให้เกิด overreach trip เมื่อเกิด fault ในสายส่ง section ถัดไป

zone 2

จะ set ประมาณ 120-150% ของความยาวสายส่งที่ป้องกัน เพื่อเป็น back up ให้ zone 1 และป้องกันส่วนที่ zone 1 มองไม่เห็น แต่ต้องตรวจสอบว่าค่าที่ set ต้องไม่ครอบคลุมหม้อแปลงที่ฝั่งตรงข้าม

zone 3

ควร set ให้มากกว่า zone 2 เพื่อเป็น backup ให้ zone 1 และ 2 อีกที

note
1. distance relay อาจทำงานไม่ค่อยถูกต้อง กรณีที่มีการ tap line อยู่ระหว่างสายส่ง
2. เนื่องจากสายส่งสั้นๆ จะมีปัญหาในแง่การ setting และทำงานของ distance relay บางครั้งเราจะเลือกใช้ line current differential (87L) แทน เพราะมี selectivity ดีกว่า distance relay
3. การเกิด fault แบบ single line to ground จะมีค่าความต้านทานของ ground มาเกี่ยวข้องด้วย ดังนั้นจึงต้องมีการ compensate ค่านี้ออกไปเพื่อให้ relay มองเห็นแต่ความต้านทานของสายส่งอย่างเดียว โดยค่า compensate นี้จะเป็น factor ตัวหนึ่ง เรียก K_O หรือ K_N (residual compensation factor)

$$K_O = \frac{1}{3}\left(\frac{Z_0}{Z_1} - 1\right)$$

เมื่อ Z_1 = positive sequence impedance ของสายส่ง

Z_0 = zero sequence impedance ของสายส่ง

10.7.7 recloser relay (79)

เพื่อให้การจ่ายไฟฟ้ามีความต่อเนื่องมากขึ้น หลังจากเกิด fault และ distance relay สั่ง trip แล้ว เราจึงใช้ relay ชื่อ recloser มาเป็นตัว close CB ของสายส่งที่ถูก trip ออกไปโดยอัตโนมัติ โดยต้องตรวจสอบเงื่อนไข ดังนี้

1. ต้องมี relay มาสั่ง (initiate) จาก zone 1 (instantaneous trip contact)
2. check status ของ breaker ว่ามีการ close อยู่ก่อนและถูก trip ออกไป
3. ไม่มีการ block การทำงานจาก contact ที่เป็น time delay เช่น zone 2, 3 (delay trip contact)
4. ความพร้อมของ breaker โดยดูจาก contact low air, low gas
5. synchro-check relay ต้องให้ output ในการอนุญาตให้ close CB ได้

การทำงานของ reclose จะมี timer เกี่ยวข้อง 2 ตัว คือ

1. closing time หรือ dead time เป็นเวลาที่หน่วงไว้ก่อนจะยอมให้ CB close กลับไปได้หลังจาก check เงื่อนไข 5 ข้อข้างบน เพื่อให้สภาพความเป็นฉนวนของจุดที่เกิด fault กลับมาเป็นปกติก่อน ทั่วไป set ประมาณ 0.3 – 1 sec.

2. reclaim time เป็นช่วงเวลาหลังจาก CB close กลับเข้าไปแล้ว ถ้ามีการ trip อีกครั้งภายในเวลานี้ relay จะสั่ง lock ตัวเองไม่ให้ close ครั้งที่ 2 โดยค่านี้จะขึ้นกับค่า duty cycle ของ CB ว่า CB สามารถ close trip ติดต่อกันภายในเวลาเท่าใดโดยไม่เกิดความเสียหาย ปกติจะ set ประมาณ 5-15 sec.

note การสั่ง reclose ของ relay จะขึ้นกับ application คือ

- transmission line มักจะยอมให้ reclose แค่ 1 ครั้ง (single shot)
- distribution line มักจะยอมให้ reclose ประมาณ 2-3 ครั้ง

note

การ lock ตัวเองของ recloser บางครั้งเรียกว่า lockout แต่ความหมายจะไม่เหมือนกับ lockout relay (86) ที่ใช้กับ differential relay ที่ใช้ในการ trip/interlock to close CB การ lockout ของ recloser เป็นการ lock ตัวเองไม่เกี่ยวกับการ close CB และในการใช้งานของ distance relay จะไม่มี lockout relay (86) ด้วย

10.7.8 synchrocheck relay (25)

เป็น relay ที่ใช้ช่วยในการ close CB กลับร่วมกับ recloser โดยการเปรียบเทียบคุณสมบัติของแรงดันทั้ง 2 ด้านของ CB ตัวที่ถูก trip ว่าเหมาะสมในการ close หรือไม่ สิ่งที่ต้องตรวจสอบคือ

1. ขนาดของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
2. มุมเฟสของแรงดันทั้ง 2 ด้าน
3. ความถี่ของแรงดันทั้ง 2 ด้าน

ถ้าคุณสมบัติทั้ง 3 อยู่ใน limit ที่กำหนดไว้ก็จะให้ output ไปให้ recloser เพื่อ close CB ต่อไป ในการ check คุณสมบัติดังกล่าวจะ check ก็ต่อเมื่อมีแรงดันทั้ง 2 ด้านของ CB เท่านั้นเรียกว่า synchrocheck ในกรณีที่ด้านหนึ่งไม่มีแรงดัน ตัว synchrocheck relay จะทำงานใน mode voltage check แทนซึ่งจะ check เฉพาะขนาดของแรงดันอย่างเดียวเท่านั้น ถ้าเป็นไปตามเงื่อนไขก็จะให้ output เช่นกัน

10.8 generator protection

แบ่งระบบป้องกันออกเป็น rotor กับ stator protection โดยมีจุดประสงค์เพื่อป้องกัน generator เสียหายจากสิ่งเหล่านี้

1. stator winding fault ใช้ relay differential (87G)
2. loss of excitation ใช้ relay loss of field (40) ป้องกัน MVAR ย้อนกลับเข้า gen.
3. fault นอก generator ที่ถูก clear ไม่สำเร็จใช้เป็น O/C ทั่วไป (51/51G)
4. ปรากฏการณ์บางอย่างในระบบไฟฟ้า เช่น ความถี่เพิ่ม/ลด ใช้ under/over frequency (81)
5. overload ใช้ thermal overload relay (49)
6. การจ่าย load แบบไม่สมดุลใช้ unbalance relay หรือ negative sequence (46)
7. การจ่ายกำลัง (MW) ย้อนกลับใช้ reverse active power relay (32)

ในส่วนของ rotor มักจะไม่ค่อยมี relay พิเศษที่ทำหน้าที่ป้องกัน rotor แต่จะใช้วิธีการอย่างอื่น เช่น ทำ AC injection ใน rotor เพื่อ detect rotor earth fault ซึ่งมีข้อเสียคือ มักจะมีกระแส leak ลง ground ผ่าน capacitance เสมอ หรือวิธี potention meter ก็ได้ โดยทั่วไปจะมีการใช้ earthing resistance เป็นตัว limit กระแสโดยต่อที่จุด neutral ของ gen.

note มี relay 2 ตัว คือ 81 และ 32 มีไว้โดยจุดประสงค์เพื่อป้องกัน turbine blade โดยเฉพาะ เช่น 81 จะต้อง set ค่าโดยอาศัย turbine blade resonance frequency เป็นตัวกำหนดค่า U/F เป็นต้น

10.9 motor protection

ตัว motor เป็นอุปกรณ์ rotating machine คล้ายๆ generator ดังนั้นระบบการป้องกันจะคล้ายกัน เช่น

1. differential relay เพื่อป้องกัน fault ใน stator เช่น short circuit
2. thermal overload ใช้กรณีเกิดแรงดันตกหรือจ่าย load เกินกำลัง อาจใช้ under voltage, over current หรือ temperature relay เพื่อวัดอุณหภูมิของ rotor ก็ได้
3. unbalance relay หรือ negative sequence สำหรับจ่าย load unbalance
4. instantaneous O/C relay (50-50N) ไว้ป้องกัน start circuit ทั้ง phase และ ground

นอกจากนี้ยังต้องมีระบบป้องกันการ stall, lock rotor, การ start บ่อยครั้งโดยต้อง set ตัวระบบป้องกันให้เหมาะสมด้วย

10.10 breaker failure

breaker failure เป็น back up protection ในกรณีที่ main protection สั่ง trip CB แต่ fault ไม่ clear เนื่องจาก CB trip ไม่ออก จึงต้องมีระบบป้องกันเพื่อจำกัดไม่ให้ fault current ไหลไปยัง CB ที่ชำรุดและจุดที่เกิด fault โดยการสั่งปลด CB ทุกตัวที่เกี่ยวข้อง (หรือ CB ทุกตัวที่ติดตัวที่ fail to trip) ในบางครั้งจะมี tripping scheme คล้าย bus bar protection เช่น กรณีการจัด bus เป็นแบบ main and transfer การทำงานของ function นี้ประกอบด้วย

1. main relay ทำงานและให้ contact มา initiate function นี้
2. check กระแส fault โดย O/C relay แบบ instantaneous (50BF)
3. run timer ซึ่งมักจะ set ไว้ต่ำกว่าค่า t2 ของ distance relay ฝั่งตรงข้าม เพื่อ clear fault ที่สถานีต้นทางให้จบก่อนมีการ remote trip จากสถานีรอบๆ

ดังนั้น จะเห็นว่า breaker failure นี้จะต้องทำงานหลัง main protection ของสถานีต้นทาง และเมื่อทำงานจะอาศัย lockout relay ชื่อว่า 86BF เป็นตัวสั่ง trip และ interlock CB ทุกตัวที่เกี่ยวข้องด้วย

10.11 directional O/C relay (67 & 67N)

เป็น O/C relay ที่มีทิศทาง คือ สามารถเลือกทิศทางการ trip ได้ว่าต้องการให้ trip เมื่อ fault อยู่ด้านใด หลักการทำงาน คือ การเปรียบเทียบมุมทางไฟฟ้าของกระแสที่เข้ามากับปริมาณที่มีทิศทางคงที่เรียกว่า polarizing quantity (ซึ่งอาจเป็นกระแสหรือแรงดันก็ได้) ถ้ากระแสที่เข้าตัว relay ทำมุมกับ polarizing quantity ตามเงื่อนไขก็สามารถ trip ได้ โดยค่ากระแสต้องมากกว่าค่า pick up ของ relay ตัวนั้น

บทที่ 11 reactive power plant

11.1 บทนำ

ในเวลาจ่ายไฟจะพบว่ามีกระแส 2 ส่วน คือ

- ส่วนที่เรียกว่า active current ทำให้เกิด active power ที่จะใช้จ่ายกำลัง power ให้ load
- ส่วนที่เรียกว่า reactive current ทำให้เกิด reactive power ส่วนนี้ ไม่ให้ power ที่เป็นประโยชน์กับ load ที่ต่ออยู่ อาจเป็นได้ทั้งกระแสชนิด inductive และ capacitive ซึ่งทำให้ generator มี load เพิ่มขึ้น ทั้งยังทำให้หม้อแปลงต้องถูกจำกัดการจ่าย active power ไปที่ load เกิด loss เพิ่มขึ้นในสาย conductor หากลดกระแสส่วนนี้ได้ก็จะทำให้สามารถผลิต/ส่ง active power ได้มากขึ้น

การต่อ reactive compensator ขนานกับ load หรือสายส่งเป็นวิธีลดกระแสส่วนนี้ให้ต่ำลง

11.2 compensator

เนื่องจากส่วนที่เป็น reactive power ทำให้กระแสรวมเพิ่มสูงขึ้น เกิด voltage drop และ losses เพิ่มขึ้นในลวดตัวนำที่กระแสทั้งหมดไหลผ่าน อุปกรณ์ที่ใช้ลด reactive power ได้แก่

11.2.1 ชนิด **uncontrolled reactive compensation** เป็นชนิดต่อ fix ไม่มีการปลด-สับ เช่น shunt reactor / shunt capacitor bank ที่ใช้จำนวน 1 unit หรือ 1 bank ต่อขนานเข้ากับระบบจำหน่ายโดยต่อผ่าน fuse ไม่สามารถปรับค่าได้

11.2.2 ชนิด **controlled reactive compensation** สามารถปรับค่าได้เพื่อควบคุม parameter บางตัวของระบบที่ต้องการ ได้แก่

11.2.2.1 synchronous condenser เป็น rotating machine

- under excited synchronous machine เมื่อต้องการใช้เป็น inductive loads
- over excited synchronous machine เมื่อต้องการใช้เป็น capacitive loads

11.2.2.2 static var compensator มีการออกแบบได้หลายรูปแบบ เช่น

- shunt capacitor bank/shunt reactor bank ที่ใช้ circuit breaker เป็นตัวสับเข้า-ปลดออก โดยออกแบบแบ่งเป็น step/bank สามารถใช้งานตามจำนวน reactive power ที่ต้องการลดเรียกว่า **mechanically switched reactor/capacitor**
- continuous controlled โดยใช้ thyristor เป็นตัวตัดต่อที่สามารถควบคุมให้ได้ปริมาณ reactive var ที่ต้องการ ได้แก่ thyristor controlled reactor : TCR
- discontinuous controlled ใช้ thyristor เป็นตัวตัดต่อที่แทน circuit breaker สามารถควบคุมให้ทั้ง bank เข้า-ออกได้ ได้แก่ thyristor switched capacitor : TSC และ thyristor switched reactor : TSR

อุปกรณ์เหล่านี้สามารถใช้ร่วมกันได้ การใช้รวมกันเรียกว่า static var compensation : SVC ทำหน้าที่เป็น reactive plant

11.3 mechanically switched capacitor

ในระบบ distribution จะใช้ capacitor unit หรือ capacitor bank ขนาดเล็กๆ ติดตั้งที่เสา ต่อเข้า line ผ่าน fuse ในกรณีที่ bank มีขนาดใหญ่ขึ้น อาจใช้ switcher แทน fuse ในสถานีจำเป็นต้องใช้ bank ขนาดใหญ่ มีแรงดันและ mvar สูง จะใช้ circuit breaker เป็นตัวปลด-สับพร้อมมีระบบป้องกัน ปกติจะมี reactor ขนาดเล็กๆ ต่อ series กับ capacitor เพื่อทำหน้าที่ลด inrush current หรือ transient ที่เกิดขึ้นขณะ energize ถ้ามีขนาดใหญ่จะทำหน้าที่ลดกระแส harmonics

ข้อควรระวังคือ การเกิด pre-strike หรือ re-strike ในขณะที่ breaker ทำงาน close และ open ซึ่งจะทำให้เกิด transient over voltage

output ระหว่าง U-I จะ linear แต่ขณะที่แรงดันเปลี่ยนไป ค่า reactive power จะเปลี่ยนไปตาม factor ของ (ratio ของ U) ^{2}

การ energize การใช้งานประจำวันหากต้องปลด-สับหลายๆ ครั้ง ควร energize ขณะที่ capacitor ไม่มี trap charge หรือเหลืออยู่ในระดับ 50-70 volt ซึ่งต้องมีอุปกรณ์สำหรับ discharge เช่น discharge resistor

harmonic capacitor unit จะมี load เพิ่มขึ้นจากกระแส harmonics ลำดับต่างๆ ที่ไหลผ่าน และเกิด voltage stresses ที่ capacitor element

losses ปกติจะน้อยมาก เกิดจาก dielectric loss, film loss, connecting/internal fuse loss และ discharge resistor loss

over voltage / over current ค่อนข้างจะมีผลและอิทธิพล (sensitive) ต่อ shunt capacitor จึงต้องมีระบบป้องกัน ซึ่งใช้หลักการของ unbalance เช่น unbalance voltage relay, unbalance current relay

วัตถุประสงค์ในการใช้ capacitor bank

- เป็น voltage support ในระบบที่ weak
- ปรับปรุง power factor

11.3.1 การออกแบบ capacitor bank

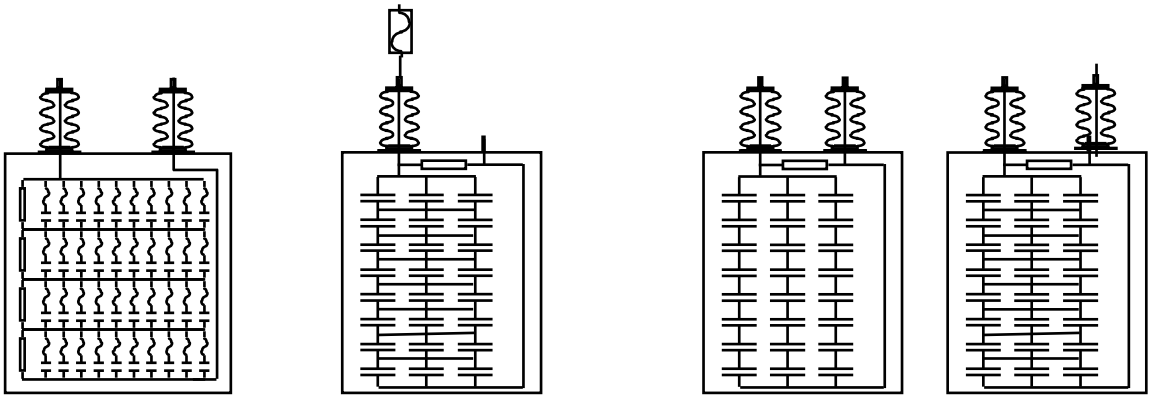
การออกแบบจำเป็นต้องคำนึงถึง

- ความปลอดภัยในการใช้งานและไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม
- capacitor unit หรือกระป๋องต้องกำหนดขนาด แรงดันที่เหมาะสม
- ลักษณะการต่อแต่ละ unit เพื่อทำเป็น bank
- สภาพการใช้งาน

11.3.2 capacitor unit

capacitor unit แบ่งตามลักษณะโครงสร้างได้เป็น 3 ชนิด

1. internally fused
2. fuseless
3. externally fused



Internally Fused Externally fused Fuseless

capacitor unit ต้องมี discharge resistor ต่ออยู่ภายในเพื่อลดแรงดันของ trap charge หลังจากปลดออกจากระบบเพื่อให้เหลือแรงดันไม่เกิน 50-70 volt ภายในเวลา 5 - 10 นาที สามารถคำนวณหาค่า discharge resistor : R ได้จาก สมการ

$R.\ln(V\sqrt{2}/U_R) = t/C.$ megaohm

V = rated voltage : kV

U_R = residual voltage : kV

C = capacitance : μ F

T = discharge time : min.

แต่ละกระป๋องต้องทนแรงดันที่เกิดขึ้นจาก internal fault (brusting pressure) ได้โดยที่ตัวถังต้องไม่ปริหรือแตกออก นอกจากนี้ dielectric fluid ที่ใช้ต้องไม่มีสาร PCB เจือปนและไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม

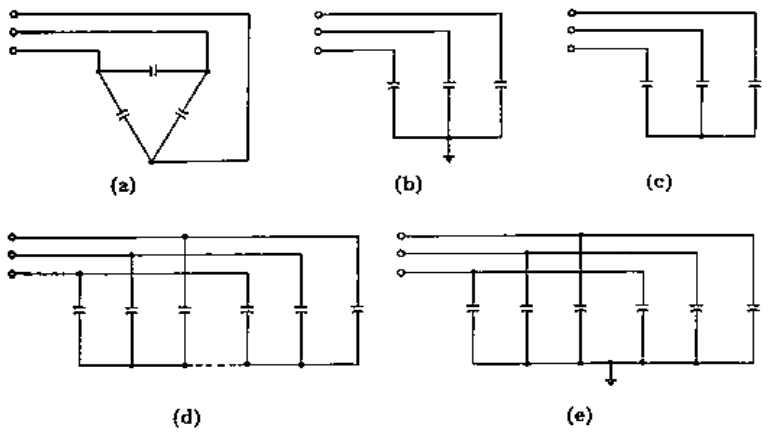
การกำหนด output kVAR ต่อกระป๋อง ควรทำให้เป็นมาตรฐานเพื่อให้สามารถกำหนดขนาดของกระป๋อง (dimension) ที่จะนำไปติดตั้ง และเป็นการจำกัด spare ไม่ให้มีหลายขนาด

11.3.3 การต่อ bank สามารถต่อใช้งานได้หลายลักษณะ เช่น

(a) delta (b) ground Y

(c) ungrounded Y (d) ungrounded double Y - neutrals

(e) ground double Y



ในระบบแรงสูง capacitor bank ที่ติดตั้งในสถานีมีการต่อใช้งานเป็น 3 ลักษณะดังนี้

- แรงดัน 22/33 kV : ungrounded bank ที่ต่อเป็นแบบ wye จะใช้ voltage transformer ต่อระหว่าง จุด neutral กับ ground เพื่อใช้กับระบบป้องกันที่ตรวจวัด unbalance voltage ของ neutral point หรือจะต่อเป็นแบบ wye-wye ใช้ current transformer (CT) ต่อระหว่างจุด neutral ของแต่ละ wye เชื่อมผ่าน CT เข้าหากัน เพื่อใช้กับระบบป้องกันที่ตรวจวัด unbalance current ใน neutral wire
- แรงดัน 69/115 kV : ungrounded bank ที่ต่อเป็นแบบ wye-wye (หรือ double wye) neutral tied, จะใช้ current transformer (CT) ต่อระหว่างจุด neutral ของแต่ละ wye เชื่อมผ่าน CT เข้าหากัน เพื่อใช้กับระบบป้องกันที่ตรวจวัด unbalance current ใน neutral wire
- แรงดัน 230 kV : grounded bank ที่ต่อเป็นแบบ wye-wye (หรือ double wye) neutral tied/grounded, หรือ H connection หรือ hybrid connection, ในระบบแรงสูงจำเป็นต้องนำ capacitor หลาย unit ต่อ series กัน จึงอาจเปลี่ยนตำแหน่งของ unbalance CT ไปอยู่ที่จุดเชื่อมต่อของ capacitors ตำแหน่งที่เป็นลำดับของ group เดียวกันของแต่ละ wye เข้าหากันและอาจต่อ neutral ของ bank ลง ground

11.3.4 การลดหรือจำกัด (limit) ค่า inrush current ในขณะ energize

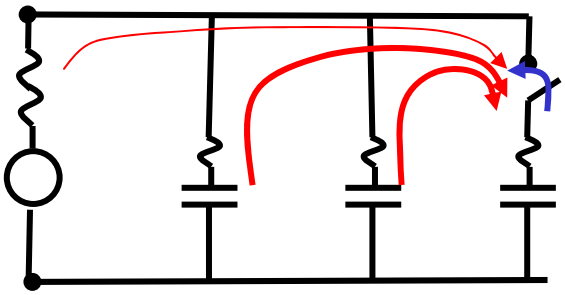
ขณะที่ energize capacitor bank ที่ถูก discharge แล้วหรือไม่มี trap charge เหลืออยู่แล้ว จะเหมือนเกิดลัดวงจร (short circuit) bank จะสร้าง inrush current สูงมากโดยเฉพาะ energize ในขณะแรงดันระบบเป็น peak การ energize เพียงหนึ่ง bank เรียกว่า isolated bank

inrush current จะรุนแรงมากที่สุดขณะ energize ชนิด back to back คือ การ energize ขณะแรงดันระบบเป็น peak ขนานกับ bank/banks ที่ใช้งานอยู่ energized bank/banks จะ discharge พลังงานของประจุเข้าสู่ energizing bank กระแสสูงสุดจะเกิดขณะนำ bank สุดท้ายเข้าใช้ เพราะexisting bank จะมี reactance ลดลงเหลือเท่ากับ (L/n-1) และ capacitance เพิ่มเป็น (n-1)C

การลดค่า inrush current จะใช้ current limiting reactor ต่อ series กับ bank เพื่อลด oscillating frequency และเพิ่ม impedance ในช่วงแรกของ inrush

11.3.4.1 การคำนวณขนาด inrush current

กรณี back to back switching (เมื่อมี bank อื่นสับเข้าอยู่ก่อน)



$$I_{pk} = \sqrt{\frac{2.Q_i.Q_n}{3.(Q_i + Q_n)\omega.L_{eq}}} \qquad L_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{L_1} + \frac{1}{L_2} + ... + \frac{1}{L_{n-1}}} + L_n$$

Ipk = inrush current peak

Q = MVAr of capacitor bank

Qi = Q1+Q2+ .... +Qn-1

Qn = Q ของ bank ที่จะ switching เข้า

Leq = inductance series รวมทุก bank

L1, L2, ...Ln-1 = L ที่ Switching เข้าอยู่ก่อน

Ln = L ที่จะ Switching เข้า

การต่อใน ungrounded bank จะติด current limiting reactor ไว้ที่ด้าน line แต่ grounded bank อาจต่อที่ ด้าน neutral คือใส่ไว้ในแต่ละ phase ก่อนต่อรวมกันเป็น neutral point

แรงดันที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการนำ capacitor bank เข้าใช้งานหาได้จากสมการ

$$\Delta u/U \approx Q/S$$

Δu = แรงดันที่เพิ่มขึ้น

U = แรงดันก่อน energize

Q = MVAR ของ capacitor bank

S = short circuit MVA ตรงจุดที่ energize

ในทางปฏิบัติ การนำ bank เข้าใช้งานแต่ละครั้งแรงดันไม่ควรเปลี่ยนสูงเกิน 3 %

11.3.4.2 ค่า/ขนาดของ reactance มีผลต่อ resonnant frequency

system impedance และ capacitance ของ c-bank ที่นำเข้าใช้งานในลักษณะขนานกับระบบอาจทำให้เกิด resonant frequency ที่ใกล้กับ harmonic ที่เกิดขึ้นจาก load

$w_r = 1/(\sqrt{L_s}.C)$; $h \,.\, w_s = w_r$; $w_r = 2\pi f_r$

w_r = natural frequency (resonant frequency)

w_s = system frequency : Hz

h = harmonic order

C = per phase bank capacitance : farad

L_s = system inductance : henry

$h = w_r / w_s = \sqrt{}$(short circuit level ที่จุดต่อเข้า/ capacitor bank MVAR)

ในทางปฏิบัติ L_s จะเปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ขึ้นอยู่กับสภาพของ network คือ จำนวน line และหม้อแปลงที่ต่ออยู่ในระบบ รวมถึงการเดินเครื่อง generator และรวมถึง load ที่ต่อเข้า จึงทำให้ resonant frequency ไม่คงที่ เปลี่ยนแปลงได้

ทั่วไป capacitor bank ขนาดใหญ่จะมี reactor ต่อ series อยู่ อาจมีไว้เพื่อลดกระแส inrush หรือมีวัตถุประสงค์ใช้เป็น harmonic filter หรือ de-tuned bank

การทำ harmonic filter จะปรับ tune : resonant frequency ของ bank ให้เท่ากับ frequency ที่ต้องการกรอง (ในทางปฏิบัติจะให้เกิด resonant frequency ต่ำกว่าต้องการเล็กน้อย)

การทำ de-tuned bank จะปรับให้มี resonant frequency ต่ำกว่า harmonic ต่ำสุดที่เกิดขึ้นในระบบ เพื่อให้ harmonic ต่างๆ เห็น impedance ของ bank เป็น inductance เช่น

harmonic ลำดับที่ต่ำที่สุดในระบบคือลำดับที่ 5 จะทำ de-tuned bank ต้องเลือก reactor ขนาด 6% ทำให้bank มี resonant frequency ต่ำกว่า 5

$$X_L - X_C = 0$$

$$h \cdot X_L - X_C / h = 0$$

$$h = \sqrt{X_C / X_L} = \sqrt{100/6} = 4.08 < 5$$

การต่อ series reactor ขนาดที่สูงขึ้นเพื่อทำเป็น tuned หรือ de-tuned bank จะทำให้แรงดันคร่อม capacitor สูงขึ้น (จึงต้องระวัง unit voltage rating) และระบบจะได้ MVAR จาก bank มากขึ้น

11.4 mechanically switched reactor

ประกอบด้วย shunt reactor ที่ใช้ circuit breaker เป็นอุปกรณ์ตัด-ต่อเข้ากับ transmission line, bus bar, หรือ transformer-tertiary terminal

reactor มีลักษณะเหมือนหม้อแปลงเพียงแต่ core จะมี air-gap

output ในช่วงแรงดันใช้งานจะมีความสัมพันธ์ของ U-I เป็น linear แต่ในขณะที่แรงดันสูงเกินมากๆ จะเกิด saturation ของ iron core : ทำให้ impedance ลดลง

reactor ไม่ sensitive กับ over voltage สามารถทนสภาพแรงดับเกินในช่วงเวลาหนึ่ง

วัตถุประสงค์ในการใช้งาน

- เป็นอุปกรณ์ควบคุมแรงดันที่ปลายสายส่งยาวๆ หรือ cable
- เป็น compensation ให้ capacitance ของสายส่งยาวๆ หรือ cable
- ใช้เพื่อ control แรงดัน และ reactive power ของ underground cable

11.5 SVC, static var compensator

มีวัตถุประสงค์ในการใช้งาน

- ควบคุมแรงดันตรงจุดติดตั้งอย่างต่อเนื่อง
- เพิ่มการไหลของ active power ใน transmission line
- ลด temporary over voltage
- เพิ่ม transient stability
- damping power system oscillation
- ใช้ลดแรงดันกระพริบ flickering voltage

เนื่องจาก SVC สามารถแก้ปัญหาของระบบส่งกำลังไฟฟ้าได้หลายอย่าง ผู้ใช้จำเป็นต้องระบุสิ่งที่ต้องการหรือปัญหาที่ประสงค์จะใช้ SVC ช่วยเพื่อผู้ออกแบบจะได้ออกแบบที่เหมาะสม

11.5.1 range ของ reactive power ที่ต้องการ

output ของ SVC สามารถกำหนดได้ดังนี้

- กำหนดค่า reactive power output ที่ rated line-line voltage เป็น
  Inductive MVAR
  capacitive MVAR
- ในช่วงของ inductive range จะเกิด maximum total reactive power output (inductive) ที่ maximum system voltage
- ในช่วงของ capacitive range จะเกิด minimum total reactive power output (capacitive) ที่ minimum system voltage

11.5.2 specification of SVC

SVC ทุกชนิดสามารถให้ reactive power ตามที่ต้องการได้ที่ nominal rating อย่างไรก็ตาม SVC แต่ละชนิดจะทำงานตามลักษณะเฉพาะที่ออกแบบไว้ ผู้ใช้งานจำเป็นต้องให้ข้อมูล

- nominal rating
- ความสามารถในการ over load (capability)
- การควบคุมและตอบสนองขณะระบบผิดไปจากกำหนด (control and dynamic performance)
- ระดับของ harmonics ทั้งก่อน (background) และขณะใช้ SVC

11.5.3 ข้อมูลบางอย่างที่ต้องคำนึงถึง

- การกำหนดค่า inductive power สูงมาก (low reactance) ในช่วง inductive range จะมีผลทำให้ transient overload capability สูงขึ้น มี harmonic มีปริมาณสูงขึ้น ราคา reactor ถูกลง
- ถ้ากำหนด capacitive range ไม่กว้างนัก จะทำให้ราคา capacitor และหม้อแปลงลดลง