

คุณภาพไฟฟ้า



Compact and reliable

อุปกรณ์สวิตช์เกียร์ที่ใช้ก๊าซ SF₆ เป็นฉนวน (GIS) ขนาดพิกัดแรงดัน 52-1,100 kV 16

Next Generation Substations 04

Powering the world การให้พลังงานไฟฟ้าแก่โลก 20

"เกาะสีชัง" ทะเลงามข้ามกาลเวลา...เสน่ห์เพลินตาออกสีลาที่ดี 36



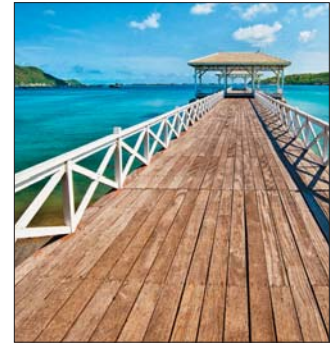
04 Next Generation Substations



20 Powering the world การให้พลังงานไฟฟ้าแก่โลก



24 LeanGear ZS9 Arc-proof Air Insulated Switchgear 12 kV 630/1250 A 25 kA



36 "เกาะสีชัง" ทะเลงามข้ามกาลเวลา... เสน่ห์เพลินตาออกสัปดาห์

Apr - Jul 2016

Vol.2



Editor's Talk

เข้าสู่ช่วงเปลี่ยนผ่านฤดู ลมฟ้าอากาศแปรปรวน ขอให้ดูแลสุขภาพตัวเองและคนในครอบครัวในช่วงนี้กันด้วย
เรากำหนดสิ่งแวดล้อมภายนอกได้จำกัด แต่สร้างภูมิคุ้มกันและปรับวิถีชีวิตตัวเองให้ดำรงอย่างมีสุขภาวะที่ดีกันได้

คุณภาพฟ้าฉบับนี้นำเสนอเรื่องราวที่น่าสนใจ อาทิ Next Generation Substation, Powering the world
การให้พลังงานไฟฟ้าแก่โลก, LeanGear ZS9 รวมทั้งเรื่องต่อเนื่องจากฉบับที่แล้ว สำหรับสุขภาพฉบับนี้มีวิธีการ
ดูแลตนเองในช่วงวัยกลางคน หรือช่วงหัวเลี้ยวหัวต่อของชีวิตมาฝาก พร้อมพาไปชมความงามบนเกาะสีชัง เกาะ
ในทะเลที่อยู่ใกล้กรุงเทพ

สำหรับท่านที่สนใจสมัครรับนิตยสารคุณภาพไฟฟ้า นิตยสารราย 3 เดือน สามารถส่งรายละเอียดมาได้ที่
pattaya.petchtanin@th.abb.com เราจัดส่งให้ฟรีไม่มีค่าใช้จ่าย

พบกับใหม่ฉบับหน้า

Power Quality Series

04 Next Generation Substations

Power Quality Series

08 โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้า
ขนาดเล็กมาก (Microgrid)
อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน (ตอนที่ 4)

International Standard Series

12 IEEE C57.13-2008
IEEE Standard Requirements for Instrument
Transformers (ตอนที่ 25)

High Voltage Series

16 Compact and reliable
อุปกรณ์สวิตช์เกียร์ที่ใช้ก๊าซ SF6 เป็นฉนวน (GIS)
ขนาดพิกัดแรงดัน 52-1,100 kV

Special Power Series

20 Powering the world
การให้พลังงานไฟฟ้าแก่โลก

Medium Voltage Series

24 LeanGear ZS9 Arc-proof Air Insulated Switchgear
12 kV 630/1250 A 25 kA

Power Transformers Series

28 Power Transformers (ตอนที่ 28)

Health & Wellness

34 วิกฤตวัยกลางคน

Weekend

36 "เกาะสีชัง" ทะเลงามข้ามกาลเวลา...
เสน่ห์เพลินตาออกสัปดาห์

News & Movement

38 News & Movement



เจ้าของ บริษัท เอบีบี จำกัด • ที่ปรึกษา ก้าซีย เลิศธีระกุล, สุพล พงษ์จินดา, ประดิษฐ์พงษ์ สุขศิริวารกุล • จัดทำโดย Power Grids Division
สำนักงานใหญ่ 161/1 อาคารเอสซีทาวเวอร์ ชั้น 1-4 ซอยลาดพร้าว 3 ถ.ราชดำริ แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10330 โทร. 0 2665 1000 แฟกซ์. 0 2665 1177 www.abb.com
โรงงาน 322 หมู่ 4 นิคมอุตสาหกรรมบางปู ซ.6 ถ.สุขุมวิท ต.แพรกษา อ.เมือง จ.สมุทรปราการ 10280
บทความและรูปภาพทุกชิ้นในคุณภาพไฟฟ้าสงวนลิขสิทธิ์ตามกฎหมาย การจะนำไปเผยแพร่ต้องได้รับความยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรจากผู้เขียนหรือบริษัท เอบีบี จำกัด



Next Generation Substations

จิตติพล อยู่รุ่งเย็น > jittipol.yuromyen@th.abb.com

สถานีไฟฟ้าเป็นองค์ประกอบที่สำคัญของระบบส่งจ่ายและระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้า (Transmission & Distribution system) บทบาทหลักของสถานีไฟฟ้าคือการนำกำลังไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าเข้าสู่ระบบส่งและระบบจำหน่าย โดยทำหน้าที่เป็นตัวแปลงระดับแรงดันจากระดับหนึ่งไปสู่อีกระดับหนึ่ง (stepping-up or down the voltage) ซึ่งกระบวนการเหล่านี้จะทำงานด้วยอุปกรณ์ ตัดตอนไฟฟ้าแรงสูงและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง ในส่วนของอุปกรณ์ควบคุมและป้องกัน (Secondary equipment) ที่ต้องมีการรับส่งสัญญาณ ค่า และสถานะจากอุปกรณ์ต้นทาง (Primary Equipment) ซึ่ง ABB มีความเชี่ยวชาญและมีประสบการณ์ยาวนานลักษณะดังกล่าว อีกทั้งยังมีเทคโนโลยีในการออกแบบและสร้างสถานีไฟฟ้าที่สามารถรองรับระบบส่งจ่ายและระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าที่ระดับแรงดันต่างๆ

เป็นเวลากว่า 100 ปีแล้วที่สถานีไฟฟ้าแห่งแรกได้ถูกสร้างขึ้น นับว่าได้มีการคิดค้นพัฒนาอย่างต่อเนื่องทั้งส่วนของอุปกรณ์ Primary (อุปกรณ์ตัดตอน, หม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง, และอื่นๆ) และอุปกรณ์ Secondary (อุปกรณ์ควบคุม, ป้องกัน, มิเตอร์, และอื่นๆ)

ABB ได้ออกแบบและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าตามหลักวิศวกรรมและได้ส่งมอบสถานีไฟฟ้าให้กับลูกค้ากลุ่มต่างๆ มากกว่า ผู้จำหน่ายรายอื่นๆ โดยสถานีไฟฟ้าแรกที่ใช้ทำงานเป็นสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Switchgear - AIS) ซึ่งในช่วงเวลานั้นได้มุ่งเน้นไปที่การพัฒนาอุปกรณ์ตัดวงจรไฟฟ้าแรงสูง (Circuit Breaker - CB) เพื่อที่จะเพิ่มความเชื่อถือและลดการบำรุงรักษา ต่อมาในปี 1965, ABB ได้ส่งมอบสถานีไฟฟ้าแห่งแรกของโลกที่เป็นสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนก๊าซ (Gas Insulated Switchgear - GIS) ด้วยโครงสร้างของ GIS ที่เล็กกว่าสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนอากาศ ส่งผลให้ขนาดพื้นที่ของสถานีไฟฟ้าลดลงถึง 60% โดยอุปกรณ์โครงสร้างภายนอกทั้งหมดจะต่อลงระบบกราวด์ดินของสถานีไฟฟ้า และมีก๊าซ SF₆ เป็นฉนวนภายในห้องสุญญากาศ GIS รุ่นใหม่นี้ได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่องจนถึงทุกวันนี้

เนื่องจากการให้ความสำคัญกับการบำรุงรักษา CB ลดลง หลักการออกแบบสถานีไฟฟ้าจึงถูกพัฒนาขึ้นในช่วงปลายทศวรรษ 1990 โดยในส่วนอุปกรณ์ตัดตอนยังคงมีความจำเป็น แต่ความต้องการบำรุงรักษาสายส่งของระบบส่งและหม้อแปลงไฟฟ้ากำลังนั้นมีมากขึ้น สิ่งนี้จึงนำไปสู่การพัฒนาผลิตภัณฑ์ใหม่ ซึ่งเป็นการรวมกันของอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้า (CB) และอุปกรณ์ตัดวงจรไฟฟ้า (Disconnecting Switches - DS) หรือที่เรียกว่า ไฮบริดจ์ (Hybrid, PassSim) ที่มีการออกแบบ DS อยู่ในส่วนเดียวกับ CB

ผลิตภัณฑ์ใหม่อีกแบบหนึ่งคือ อุปกรณ์ Disconnecting CB (DCB) ซึ่งถูกนำมาใช้ทั้งทั้งขั้วการตัดตอนและตัดวงจร เนื่องจากความต้องการที่จะลดการบำรุง

รักษาอุปกรณ์ตัดตอนไฟฟ้า (CB) โดยนำ SF₆ ใช้ซึ่งช่วยลดปัญหาที่เกิดขึ้นจากมลภาวะในอากาศที่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของอุปกรณ์ Primary (DS) ส่งผลให้ระบบมีเสถียรภาพมากขึ้น อุปกรณ์ Hybrid และ DCB จึงถูกนำมาใช้กับสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนอากาศ (Air Insulated Switchgear - AIS) มากขึ้น นอกจากนี้โครงสร้างและพื้นที่ของสถานีไฟฟ้าที่ใช้ใช้อุปกรณ์ Hybrid และ DCB จะมีขนาดลดลงถึง 50% เมื่อเปรียบเทียบกับสถานีไฟฟ้าแบบใช้ฉนวนอากาศแบบเดิม

การพัฒนาในขั้นสุดท้ายของการออกแบบสถานีไฟฟ้า คือ การเริ่มต้นการใช้มาตรฐาน IEC 61850-9-2 ที่มาพร้อมกับ Process bus interface ที่กล่าวถึงหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดัน ซึ่งเป็นเครื่องมือวัดค่ากระแสและแรงดันที่ระดับแรงดันสูงแบบเดิม (Conventional Instrument Transformer - CIT) ซึ่งใช้วัสดุชุดหลอดทองแดง โลหะและฉนวน ซึ่งการพัฒนาในขั้นสุดท้ายนี้ ค่าที่วัดได้จากหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันจะถูกอ่านและแปลงค่าอ่านล็ค (1A, 110V) โดยอุปกรณ์ Fiber optic sensor ซึ่งอุปกรณ์ดังกล่าวนี้จะส่งสัญญาณค่ากระแสหรือแรงดันออกมาเป็นค่าดิจิทัลผ่านทางสายใยแก้วนำแสง เพื่อนำค่าที่ได้ไปใช้สำหรับการวัดค่ารีเลย์ ป้องกัน และควบคุมสั่งการอุปกรณ์ Primary เป็นจุดที่จะมีการเปลี่ยนรูปแบบของหม้อแปลงกระแสเครื่องมือวัด (Instrument Transformer - IT) ซึ่งหากมีใช้งาน Fiber optic sensor มากขึ้น ระบบ Secondary จะต้องสามารถรองรับการทำงานของหม้อแปลงกระแสแบบเดิม (Conventional Instrument Transformer - CIT) และหม้อแปลงกระแสแบบดิจิทัล (Non-Conventional Instrument Transformer - NCIT) ได้ทั้งสองแบบ

ความต้องการนี้จะยิ่งชัดเจนมากขึ้น เมื่อมีการขยายหรือเพิ่ม Bay ใหม่ในสถานีไฟฟ้าเก่า NCITs ได้ถูกนำมาใช้งานสำหรับ Bay ใหม่ ขณะที่ส่วน Bay เก่านั้นยังคงใช้ CITs ซึ่งเห็นได้ชัดทางกายภาพกับสถานีที่เป็น

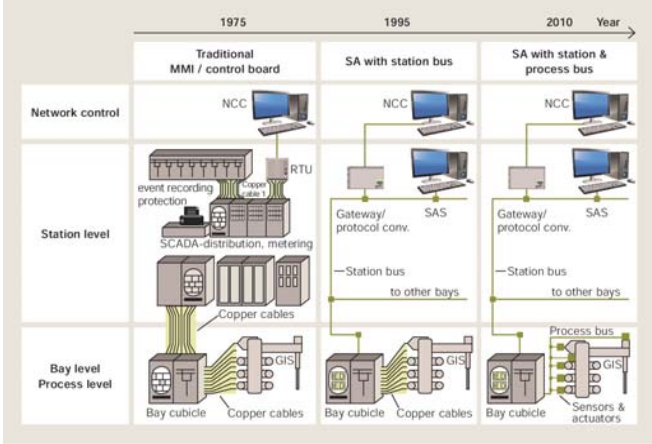
AIS live tank หรือ DCB ที่ซึ่งหม้อแปลงกระแสถูกรวมเข้ากับส่วนของ CB หรือ DCB จะยิ่งลดขนาดโครงสร้างของกรรมกันระหว่าง IT และ CB หรือ DCB สำหรับรูปแบบไฮบริดและ GIS ในเรื่องของภาระลดพื้นที่ที่อาจไม่แตกต่างกันมากนักเนื่องด้วยโครงสร้างที่ลดลงจากเดิมเนื่องจากการใช้ฉนวน SF₆ แล้ว อย่างไรก็ตาม Process bus ทำใหขนาดนั้นหนักของหม้อแปลงแรงดัน (VT) ลดลงอย่างมาก ซึ่งสิ่งที่ตามมาคือ ระยะเวลาการผลิตจะลดลง มีความเป็นมาตรฐาน และการปรับค่าอัตราส่วน (ratio) ต่างๆ จะถูกทำบนซอฟต์แวร์แทน

การเปิดตัวของ Process bus ถือเป็นการเปลี่ยนแปลงการอินเทอร์เฟซครั้งใหญ่สำหรับ CB และ DS สัญญาณทั้งหมด ดิจิทัลและอ่านค่าจาก Switchyard จะถูกส่งมายังห้องควบคุม ส่งการผ่านทาง Process bus ด้วยสายใยแก้วนำแสงเพียงไม่กี่เส้นแทนที่จะใช้สายทองแดงจำนวนมากในเส้นแบบสถานีไฟฟ้ารูปแบบเดิม

ขั้นสุดท้ายของการพัฒนาสถานีไฟฟ้าคือการเปิดตัวมาตรฐาน IEC 61850-9-2 Process bus

การพัฒนาของอุปกรณ์ Secondary
การเปิดตัวด้านดิจิทัลได้นำมาใช้สำหรับสถานีไฟฟ้าเทคโนโลยีดิจิทัลถูกนำมาใช้ในสถานีไฟฟ้าเป็นครั้งแรกในปี 1970 ยังมีมีการรองรับช่องทางสื่อสารจากสถานีไฟฟ้าไปยังศูนย์สั่งการ

ช่วงต้นยุค 1990 เนื่องด้วยความสามารถในการผลิตที่เพิ่มขึ้น ทั้งความเร็วของคอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีของการสื่อสาร อุปกรณ์ควบคุมและรีเลย์ป้องกัน (ถูกเรียกว่า IED - Intelligent Electronic Devices) ได้ถูกนำมาใช้มาติดตั้งในสถานีไฟฟ้า การสื่อสารแบบดิจิทัลระหว่าง IED ได้รับการแนวคิดโดยใช้อุปกรณ์ที่มีโปรโตคอลผ่าน Process bus ที่จะรองรับกันระหว่างตัวผู้ผลิต ดังแสดงในรูปที่ 1



รูปที่ 1 ตัวอย่างโคแอมของระบบระบบพลังงานแบบเดอซี

การเปิดตัวของมาตรฐาน IEC 61850 การสื่อสารของสถานีไฟฟ้ากำลังมุ่งเข้าสู่เทคโนโลยียุคใหม่ ผู้ผลิตทั้งหมดสามารถปรับเปลี่ยนฟังก์ชันของตนให้เข้ากับรูปแบบการสื่อสารที่เหมือนกัน และใช้โปรโตคอลเดียวกันเป็นมาตรฐาน ทำให้ความเป็นไปได้สำหรับการสื่อสารกันระหว่าง IED ที่ผลิตมาจากผู้ผลิตต่างกัน สามารถทำงานร่วมกันบน Station bus เดียวกัน แทนที่การใช้โปรโตคอลรุ่นเก่าที่แตกต่างกันของแต่ละผลิตภัณฑ์

IEC 61850 ยังรวมไปถึงมาตรฐานการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูงกับ IED ที่เรียกว่า Process bus อยู่ในส่วนที่ 9-2 และสถาปัตยกรรมการสื่อสาร (Communications Architecture) การสื่อสารของ Process bus นั้นมีความต้องการของ Bandwidth ที่สูงเพราะต้องใช้การส่งค่า Sample value จากอุปกรณ์ Primary ที่มีปริมาณและเวลาจุดต่อมาอย่างต่อเนื่อง

ในด้านของ Secondary ที่จะเห็นได้ชัดคือ การเปลี่ยนจากสายทองแดงมาเป็นสายใยแก้วนำแสง เมื่อปริมาณสายที่ลดลงเป็นจำนวนทางส่งผลให้กับต้นทุนและค่าใช้จ่ายสำหรับสายทองแดงลดลง ทั้งสายไฟ รางเดินสายไฟและชิ้นส่วนสำหรับติดตั้ง ค่าแรงในการติดตั้ง และค่าทดสอบที่หน่วยงานที่สามารถลดได้ตัวเช่นกัน เพราะการทดสอบคุณภาพของระบบและอุปกรณ์ Secondary ซึ่งสามารถทำได้ทั้งโรงงานผลิตก่อนส่งไปยังสถานที่ก่อสร้างสถานีไฟฟ้า ทั้งนี้ส่งผลกับการออกแบบระบบในส่วนของแต่ละ Bay ที่อุปกรณ์รีเลย์ป้องกันและควบคุมแต่ละ Bay นั้นจะต้องเชื่อมต่อกับ Bay house หรือ Marshalling Panel หรือJunction Box ใน Switchyard ซึ่งจะไม่มีส่วนนี้อีกแล้ว เพราะการเชื่อมต่อสายทองแดงไปที่ Bay house หรือ Marshalling Panel หรือ Junction Box ดังกล่าวจะถูกแทนด้วยการรวมเข้ากันของอุปกรณ์ Primary ที่ทำหน้าที่ส่งสัญญาณสถานะค่ากระแสแรงดัน จากอุปกรณ์ Primary โดยผ่าน Process bus ด้วยสายใยแก้วนำแสง ไปยังอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันและความคุมภายในห้องควบคุมของสถานีไฟฟ้า

Process Bus - การเชื่อมต่อส่วนสุดท้าย

มาตรฐาน IEC61850 เป็นที่ยอมรับอย่างแพร่หลายด้วยเรื่องของสถาปัตยกรรมการสื่อสารสำหรับสถานีไฟฟ้าในการทำงานร่วมกันระหว่างอุปกรณ์ รายละเอียดโครงสร้างและข้อมูลของตัวมาตรฐานการสื่อสารมีเป้าหมายสำคัญของการนำไปใช้ทำงานสื่อสารร่วมกันระหว่างอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันอุปกรณ์ IED และคอมพิวเตอร์ที่มาจากจากผู้ผลิตผ่านระบบ Ethernet ระบบอุปกรณ์ Secondary ที่ใช้สื่อสารระหว่างอุปกรณ์ที่กล่าวไปโดยทั่วไปจะเรียกว่า Station Bus ดังแสดงในรูปที่ 2

การเปลี่ยนอุปกรณ์ Secondary และการติดตั้งเซ็นเซอร์นั้นมีการเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

วัฏจักรการเปลี่ยนแปลงของค่า Sample values ระหว่าง NCIT และ IEDs สำหรับการทำงานที่ป้องกันและอื่นๆ นั้นถูกระบุอยู่ในมาตรฐานส่วนที่ 9-2 ส่วนการเชื่อมต่อระหว่างเซ็นเซอร์แสง actuator รีเลย์

ป้องกันและความคุมนั้นอ้างอิงหัวข้อ Process Bus ดังแสดงในรูปที่ 3 หมายความว่าไม่ได้เพียงแต่ค่าวัดแรงดันหรือกระแสที่ถูกส่งมาจากอุปกรณ์ ยังมีค่าสถานะของอุปกรณ์ติดตอนมายัง IED ไปจนถึงการส่งคำสั่งจาก IED ไปยังอุปกรณ์ติดตอนอีกด้วย ได้มีการข้อตกลงร่วมกันระหว่างผู้ผลิตของหัวข้อย่อยนี้ ภายใต้สถาบัน UCA (Utility Communication Architecture) ตั้งแต่ปี ค.ศ.2004 สำหรับหัวข้อย่อยคือมาตรฐานรายละเอียดการรับส่งค่า Sample values และถูกเรียกว่า IEC 61850-9-2LE (Light Edition) ล่าสุด โครงการตัวอย่างที่ได้นำ Process Bus เข้ามาใช้ร่วมกับสถานีไฟฟ้าแห่งแรกชื่อว่า Powerlink Queensland’s Logenlea 275kV

เจาะลึก Process bus

อุปกรณ์ใหม่ที่ต้องถูกนำมาใช้สำหรับเชื่อมระหว่าง Fiber optic sensor กับ CT หรือ PT แบบเก่านั้นชื่อว่า Merging Units (MU) โดยการนำมาใช้กับ Process Bus อีกส่วนหนึ่งคือ อุปกรณ์สำหรับควบคุมชุด CB หรือ DS โดยจะกล่าวถัดไป อุปกรณ์เหล่านี้แปลงจุด endpoint จากกระบวนการของส่วน Primary มายังอุปกรณ์ Secondary

ชื่อของ Merging Units ความหมายตรงตัวคือ การรวมกันของสัญญาณหลายๆ สัญญาณ ออกมาเป็นสัญญาณดิจิทัลเดียว ตัวอย่างเช่น เซ็นเซอร์ของ 3 Phase ใช้ MU เพียงตัวเดียวโดยเปลี่ยนสัญญาณอินพุตที่ได้รับออกเป็นดิจิทัลในรูปแบบของ Sample values และส่งเข้าไปบน Process bus

อุปกรณ์สำหรับความคุมชุด CB หรือ DS จะประกอบด้วย Input และ Output สำหรับรับสัญญาณ และส่งคำสั่งควบคุมผ่าน auxiliary contact ไปยังสวิตส์เกียร์ อุปกรณ์สำหรับความคุมชุดนี้ จะรับส่งข้อมูลผ่าน Process bus เช่นเดียวกัน

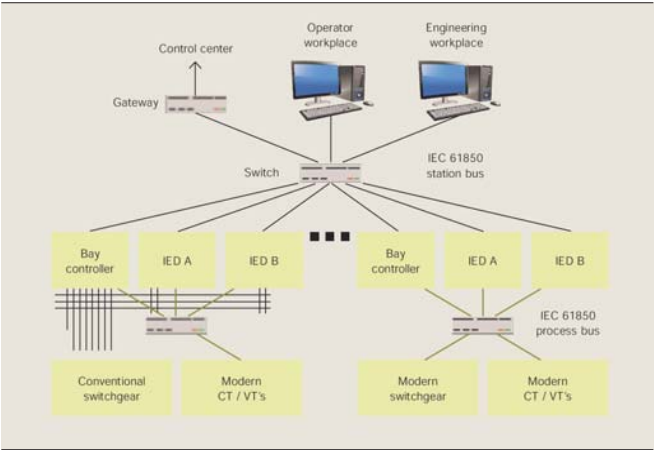
ตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ จะขึ้นอยู่กับหลักเกณฑ์การจัดวางอุปกรณ์ตามมาตรฐานการออกแบบการรวมเอาอุปกรณ์ Primary และอิเล็กทรอนิกส์เข้าไว้ด้วยกันในตู้ เดิวนั้นสามารถทำได้ ในทางกลับกันเราจะต้องจัดการกับอุปกรณ์หลักที่ยังไม่ได้มีการเชื่อมต่อสื่อสารให้สามารถติดต่อสื่อสารได้ จึงต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ในตำแหน่งที่ใกล้กับอุปกรณ์ Primary และเป็นตำแหน่งที่เหมาะสมเช่นการติดตั้งไว้ที่ Marshalling Panel เป็นต้น

การทำงานร่วมกันและโครงสร้างบน Process bus

ระยะเวลาที่ผ่านกว่า 10 ปี จนถึงปัจจุบันนี้ การใช้เซ็นเซอร์ร่วมกับอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันนั้นส่วนใหญ่ อุปกรณ์ทั้งหมดจะมาจากผู้ผลิตเดียวกัน สำหรับกลุ่มผู้ให้บริการไฟฟ้าที่มีการนำ Process Bus เข้ามาติดตั้งมากขึ้นในลักษณะของ Pilot project เพื่อศึกษาและเก็บประสบการณ์ ส่วนการนำไปใช้ในเชิงพาณิชย์นั้นยังไม่แพร่หลาย

การทำงานร่วมกัน

มาตรฐานการสื่อสารทั้ง 9-2 และ 9-2LE และมาตรฐานของเซ็นเซอร์ได้ถูกกำหนดแล้ว (IEC 60044) การตอบสนองสัญญาณ Transient ของ MU นั้น ยังไม่ได้ถูกกำหนดมาตรฐาน หลังกำหนดขอบเขตทั้งในเรื่องของมุมและแอมปลิจูด (in terms of angle and amplitude) ซึ่งเป็นสัญญาณที่ส่งออกจาก MU และยอมให้ต่างจากสัญญาณที่รับเข้ามานี้ เป็นสิ่งสำคัญของเรื่องรีเลย์ป้องกันและฮาร์ดแวร์ที่เก็บข้อมูลและการคัดกรองข้อมูลที่ได้รับการเชื่อมต่อกับอุปกรณ์ IED ปัจจุบันส่วนเหล่านี้จะถูกแยกออกเป็นอุปกรณ์ที่แตกต่างกัน ซึ่งสามารถจะมาจากผู้ผลิตที่แตกต่างกัน ได้ จึงมีการกำหนดมาตรฐานของสัญญาณ Transient สำหรับการทำงานที่ถูกต้อง คณะทำงานที่จัดตั้งขึ้นใหม่กับ Cigré (B5.24) เป็นคณะทำงานที่ร่วมกันพัฒนาและคาดว่าพัฒนาได้สำเร็จในช่วงปี 2011



รูปที่ 2 ตัวอย่างโคเคแกรมของระบบผสมพลังงานแบบเดือรี่

โครงสร้างการสื่อสารของ Process bus

ในความเป็นจริงการออกแบบ Process bus มีแตกต่างกันอยู่บ้าง ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายอย่างเช่น ระยะทาง (ที่ตั้งของ MU และ IED) ความสามารถในการสื่อสาร (พอร์ตเดียว หลายพอร์ต) ขนาดแบนด์วิธ (bandwidth) ของเครือข่าย ความพร้อมหรือรูปแบบการสื่อสาร เช่น point-to-point, star หรือ ring ด้วยปัจจัยหลายอย่างนี้ทำให้การออกแบบนั้นเปลี่ยนแปลงได้หลายหลาก ทั้งผู้ให้บริการไฟฟ้าและผู้ผลิตอุปกรณ์ กำลังทำงานเกี่ยวกับแนวทางในการสร้างแบบแผนดังกล่าวเพื่อใช้อ้างอิงต่อไป

การปรับปรุงและขยายของระบบ SA เดิม

โดยทั่วไปแล้ว อายุการใช้งานของอุปกรณ์ Primary และ Secondary นั้นมีความแตกต่างกันดังแสดงในรูปที่ 3 จากข้อมูลนี้แสดงให้เห็นว่าอายุการใช้งานของอุปกรณ์ Primary นั้น นานกว่าอุปกรณ์ Secondary ประมาณ 1-4 เท่า นั้นหมายถึง จะต้องมีการเปลี่ยนอุปกรณ์ Secondary 1-4 ครั้งในช่วงอายุการใช้งานอุปกรณ์ Primary

สิ่งที่น่าสนใจที่สุดและรองรับการปรับปรุงในอนาคตนั้นคือ การนำอุปกรณ์ที่มีมาตรฐาน IEC61850 เข้ามาติดตั้งในระบบแล้ว ใจความสำคัญที่ทำให้เกิดการขับเคลื่อนสิ่งนี้คือ การฟื้นฟูสภาพและการขยายของสถานีไฟฟ้าหรือฟังก์ชันต่างๆ ของระบบ

ด้วยเหตุที่อายุการใช้งานของอุปกรณ์ Primary นั้นมีความยาวนานกว่าเมื่อเทียบกับอุปกรณ์ Secondary แสดงให้เห็นว่ายังมีความจำเป็นอย่างต่อเนื่อง ที่จะมีการปรับปรุงเปลี่ยนตัวอุปกรณ์ Secondary ในขณะที่ยังคงสภาพอุปกรณ์ Primary เดิมให้ใช้งานต่อไป

เมื่อถึงเวลาที่ต้องฟื้นฟูอุปกรณ์ Secondary การนำเสนอบน Process bus เข้าในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันและควบคุมนั้นจะให้เป็นสิทธิภาพสูงขึ้นทั้งยังไฟฟ้าดับด้วยระยะเวลาสั้นลง ในขณะที่สถานีไฟฟ้ายังคงใช้งานได้ปกติด้วยอุปกรณ์เก่า นั้นอุปกรณ์ใหม่ที่เป็นไปตามมาตรฐาน IEC61850-9-2 ยังสามารถติดตั้งและทดสอบโดยมีสายใยแก้วนำแสงเดินขนานไปกับสายทองแดงเดิมไปยังอุปกรณ์ Primary การหยุดจ่ายไฟฟ้าชั่วคราวนั้นมีความจำเป็นแค่ช่วงระยะเวลาสั้นๆ เพื่อเชื่อมต่อสายจากอุปกรณ์ Primary ไปยังอุปกรณ์รีเลย์ป้องกันใหม่ เมื่อสถานีไฟฟ้าพร้อมจ่ายไฟอีกครั้ง อุปกรณ์เก่าและสายทองแดงก็สามารถรีอต่อออกได้

การปรับปรุงระบบ

มีหลายเหตุผลในการปรับปรุงระบบทั้งสถานีไฟฟ้าหรือการทำงานส่วนๆ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับจุดเริ่มต้น เช่น เริ่มจากการเปลี่ยน RTU หรือการแก้ไขปัญหาของระบบ หัวข้อต่อไปนี้อาจจะเป็นส่วนขับเคลื่อนทั้งหมดหรือทางใดทางหนึ่ง

เพิ่มความสามารถให้กับระบบ

การเปลี่ยนอุปกรณ์ Electromechanical หรืออุปกรณ์ดิจิทัลที่ล้ำมัยแล้ว แทนที่ด้วย IEDs ที่มา

พร้อมทั้งระบบสื่อสารและเครือข่ายแบบ real-time โดยเชื่อมต่อกับระบบ SA หรือ SCADA ที่จะสามารถสังเกตการอุปกรณ์ Secondary ทั้งหมดที่ต่ออยู่ในระบบ

เพิ่มความปลอดภัยของระบบ

การควบคุมจากระยะไกลได้มีการเพิ่มสิทธิ์เงื่อนไขต่างๆ ในการที่จะเข้าสู่ระบบจากภายนอก เพื่อป้องกันและเพิ่มความปลอดภัยให้กับระบบในเรื่องความปลอดภัยของบุคลากรที่สัมผัสเช่นกันคือการทดสอบอุปกรณ์ โดยที่ผู้ทดสอบหรือผู้ใช้งานไม่ต้องอยู่ใกล้กับอุปกรณ์ Primary ขณะที่มีความดันไฟฟ้าแรงสูง หรือไม่ต้องเสี่ยงกับการเปิดวงจรกระแส (opening CT circuits)

เพิ่มฟังก์ชันการใช้งาน

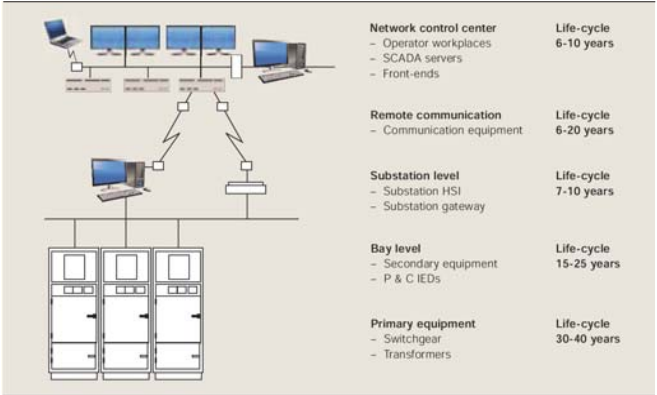
การเติบโตของสถาปัตยกรรมระบบที่ควบคุมไปกับการสื่อสารที่ไม่จำกัดและความสามารถของกระบวนการช่วยให้การใช้การเพิ่มฟังก์ชันใหม่ในระบบนั้นทำได้โดยง่าย และใช้เวลาในการดับไฟฟ้าน้อยหรือไม่จำเป็นเลยเป็นประโยชน์ให้กับผู้ใช้เพิ่มเติมเกี่ยวกับการทำงานของระบบที่ปลอดภัยและมั่นคง

สามารถทำงานร่วมกัน

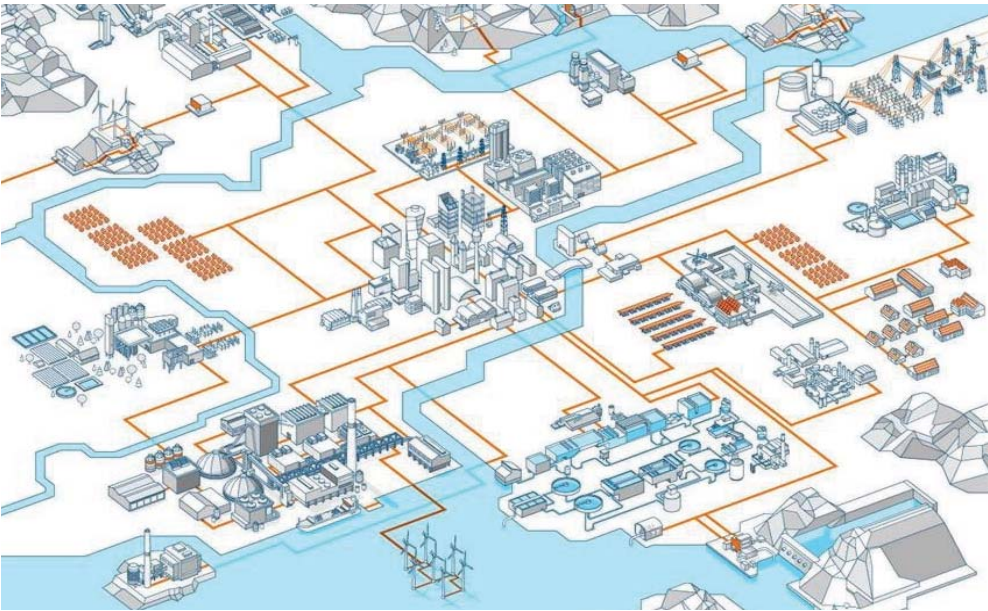
การปรับใช้มาตรฐาน IEC 61850 สอดคล้องกับการแก้ปัญหาเรื่องการทำงานร่วมกัน การสื่อสารระหว่างผู้ผลิตอุปกรณ์ที่แตกต่างกันที่เชื่อมต่อกัน ประโยชน์จากสิ่งนี้เพื่อให้ลูกค้าสามารถมีการใช้ IEDs ที่มาจากผู้ผลิตต่างกันโดยสามารถทำงานร่วมกันบนระบบเดียวกันได้ โดยที่ไม่ต้องคำนึงถึงปัญหาเรื่องการสื่อสารกัน

ความคาดหวัง

ตามที่ได้กล่าวถึงมาตรฐาน IEC 61850-9-2 Process bus ของสถานีไฟฟ้ามีข้อดีหลักๆ ดังต่อไปนี้คือ ขนาดและโครงสร้างพื้นฐานของ Primary switchgear จะมีขนาดลดลงเนื่องด้วย Fiber Optic Sensor (NCIT) ที่จะถูกใช้แทนหม้อแปลงวัดทั้งกระแสและแรงดัน สิ่งนี้จะเห็นชัดมากถ้าเป็นสถานีไฟฟ้าที่เป็นแบบ AIS – live tank CBS



รูปที่ 3 ตัวอย่างโคเคแกรมของระบบผสมพลังงานแบบเดือรี่



โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)

อ.แม่สะเรียว จ.แม่ฮ่องสอน (ตอนที่ 4)

ดร.จักรเพชร มัทธราช - chakphed@gmail.com, chakphed.mad@pea.co.th

ฉบับนี้จะกล่าวถึงสถานการณ์ปัจจุบันของการพัฒนาระบบ Microgrid รวมถึงระบบทดสอบและงานวิจัย Microgrid ที่มีอยู่ทั่วโลก และจะได้สรุปภาพรวมของระบบทดสอบ Microgrid ทั่วโลก ซึ่งจะนำมาประยุกต์ใช้กับโครงการ Microgrid อ.แม่สะเรียว จ.แม่ฮ่องสอน

Laboratory scale Microgrid – China

Microgrid นี้สร้างขึ้นเพื่อใช้กับระบบเฟสเดียว 230 V, 50 Hz และมีแบบจำลอง PV, แบบจำลองลมและแหล่งกักเก็บพลังงาน โดยการเชื่อมต่อแหล่งจ่ายขนาดจิ๋วไปยังกริดจะใช้ผ่านการอินเทอร์เฟซกับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังแบบ flexible รูปที่ 19 แสดงโดยแผนภูมิของ Microgrid

การควบคุมส่วนกลางจะใช้จัดสมดุยกำลังใน Micro-grid โดยระบบสื่อสารใช้ผ่านสาย RS485 ทั้งนี้เฟสควบคุมจะเปลี่ยนไปตามการทำงาน ซึ่งในการทำงานเป็นกริดนั้น แหล่งจ่ายขนาดจิ๋วจะทำงานเป็นเครื่อง

กำเนิด PQ แบบคงที่และคอนเวอร์เตอร์แบบเตอร์จะทำงานร่วมกับกริด ส่วนใหม่ island นั้น คอนเวอร์เตอร์แบบเตอร์จะทำงานเป็นโหมด ควบคุมแรงดัน ซึ่ง DG จะทำงานเป็นเครื่องกำเนิด PQ แบบคงที่และจะเปลี่ยนโหมดเมื่อแบเตอร์เต็ม โดยการป้องกันการประจุของแบเตอร์มักเกินไป โดยจะมีการกำหนดไว้ว่าเมื่อแบเตอร์เต็มและจะเปลี่ยนความถี่ของ AC ขาออก ทันทีที่ความถี่เพิ่มขึ้นเกิน ค่า threshold, แหล่งจ่ายขนาดจิ๋วจะจำกัดกำลังขาออกตามที่กำหนด ค่ากำลังแนกที่เทียบกับความถี่ droop ไว้ ทั้งนี้การทำงานเพื่อสวิตซ์ใหม่ตจะทำงานผ่านสวิตซ์สเตติกและคอนเวอร์เตอร์แบบเตอร์ที่ทำงานในโหมดควบคุม

แรงดันจะจัดการแรงดันและความถี่ใหม่ island

Microgrid ทดสอบที่ Institution of Engineering and Technology –India

โมเดล Microgrid ขนาดในห้องทดลอง (Laboratory scale) ประกอบด้วยอินเวอร์เตอร์ PSO สองตัวซึ่งได้รับแหล่งจ่ายจากเซลล์เชื้อเพลิง มีอินเวอร์เตอร์ sine PWM ต่อกับ uncontrolled rectifier ที่ได้รับแหล่งจ่ายไฟฟ้าเหนี่ยวนำที่ขับเคลื่อนโดยมอเตอร์ DC (2.2 kW, 415 V, 50 Hz, สามเฟส, 0.85 p.f. และโรเตอร์เป็นแบบกรงกระรอก)

พิกัดของกริดสำหรับการทดสอบนี้คือ 3.2 kVA, 415 V, สามเฟส 50 Hz โดยรูปที่ 20 แสดงโดยแผนภูมิของระบบทดสอบ การควบคุมแรงดันและความถี่ทำผ่านอินเวอร์เตอร์ PWM

Microgrid เกาะ Orkney ประเทศอังกฤษ

เกาะ Orkney เป็นเกาะที่ตั้งอยู่ทางเหนือของสกอตแลนด์ โดยมีสายไฟฟ้าแรงสูงเชื่อมต่อเข้ากับฝั่งด้วย สายเคเบิลใต้น้ำแรงดัน 33 kV ในการดำเนินการโครงการ smart grid บนเกาะนี้เพื่อให้สามารถรองรับพลังงานทดแทนที่มีอยู่มากมายบนเกาะนี้ รวมทั้งหลีกเลี่ยงการเสริมโครงข่ายด้วยเคเบิลใต้น้ำ โดยดำเนินการโดย Scottish Hydro Electric Power Distribution (SHEPD) ร่วมกับ บริษัท Smarter Grid Solutions (SGS) โดยใช้ Active Network Management (ANM) เพื่อจัดการแหล่งผลิตพลังงานทดแทน ในแบบเวลาจริงโดยคำนึงถึงข้อจำกัดของโครงข่ายที่มีอยู่ให้สามารถรองรับกำลังไฟฟ้าที่ได้จากแหล่งพลังงานทดแทน โดยในการดำเนินการจะแบ่งออกเป็นโซนระบบ Microgrid บนเกาะ Orkney แสดงดังในรูปที่ 21

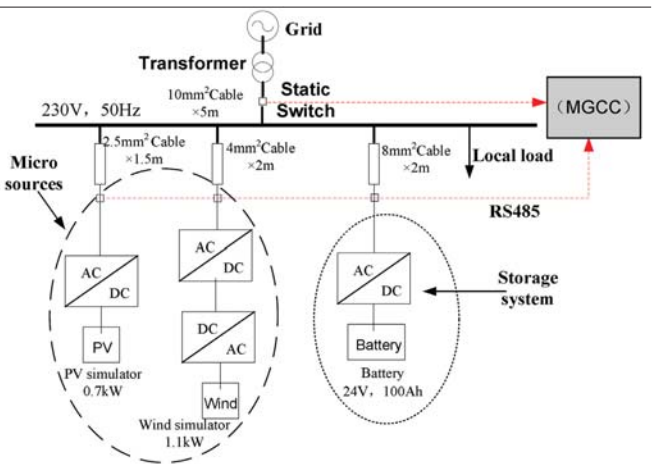
การศึกษาการจำกัดการผลิต (Curtailment) แหล่งผลิตต่างๆ โดยมีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ร่วมด้วยกับ ANM ในการศึกษาการจำกัดการผลิตจะพิจารณาข้อจำกัดของโครงข่ายและประมาณการความถี่ของการจำกัดกำลังผลิต โดยได้ใช้โมเดลข้อมูลทุกครึ่งชั่วโมง และได้ใช้หลักการของการเข้าถึงของหน่วยผลิต (Principle of Access) โดยหน่วยผลิตใดเข้าท้ายสุดจะเป็นหน่วยผลิตที่ถูกจำกัดการผลิตเป็นลำดับต้น (Last In First Out; LIFO)

สรุปภาพรวมของระบบทดสอบ Microgrid ทั่วโลก

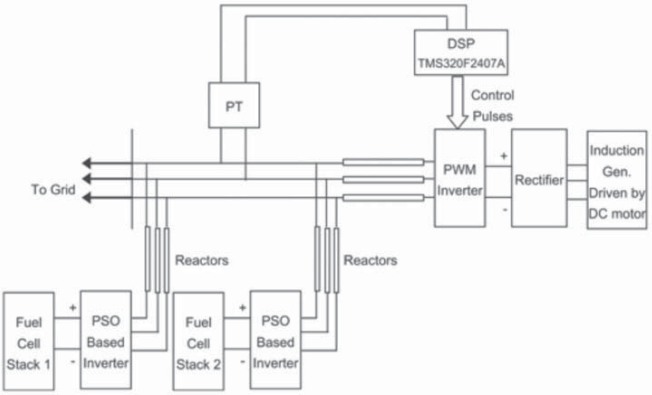
ตารางที่ 2 สรุปภาพรวมของระบบทดสอบ Microgrid ทั่วโลก ซึ่งทำให้ได้เห็นความแตกต่างการใช้เทคโนโลยี Microgrid ในแต่ละพื้นที่ รวมทั้งได้แสดงรายละเอียดการใช้เทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง อาทิเช่น ชนิดของแหล่งกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) ลักษณะของโครงข่ายไฟฟ้า และวิธีการควบคุม เป็นต้น

ในการทดสอบ Microgrid นั้น ประเทศในแถบอเมริกาเหนือไม่ได้เน้นทางด้านแหล่งพลังงานทดแทน แต่จะสนใจการรักษาความเชื่อถือได้ของแหล่งจ่ายไฟเป็นหลัก ในทางตรงกันข้าม ประเทศในแถบยุโรปและเอเชียสนใจทางด้านความเชื่อถือได้และเรื่องของแหล่งพลังงานทดแทนและเทคโนโลยีใหม่ในการผลิตไฟฟ้า โดยทางประเทศในแถบเอเชีย โดยเฉพาะญี่ปุ่นได้สนใจเทคโนโลยีทุกชนิดที่เกี่ยวข้องกับความเชื่อถือได้ของแหล่งจ่ายไฟ

ในการทดสอบ Microgrid โดยส่วนใหญ่จะมีแหล่งกักเก็บพลังงานส่วนกลาง หากไม่มีแหล่งกักเก็บพลังงานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะมี inertia สูงขึ้นหรือมีกำลังไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยมีเพียง Microgrid CERTS ในสหรัฐอเมริกาที่มีแหล่งกักเก็บพลังงานเฉพาะ (Individual) และมีเพียงบางระบบที่มีแหล่งพลังงานที่ไม่สม่ำเสมอที่เชื่อมต่อกับแหล่งกักเก็บพลังงาน



รูปที่ 19 Microgrid Laboratory scale ในฮ่องกง



รูปที่ 20 Microgrid ทดสอบที่อินเดีย

ในการรักษาแรงดันและความถี่ในระดับที่ต้องการอเมริกาเหนือจะสร้าง Microgrid ที่ใช้ระบบควบคุมแบบ Autonomous ในขณะที่ประเทศในแถบเอเชียในระบบควบคุมกลาง โดยมีหนึ่ง Microgrid ในประเทศจีนที่ใช้ Agent based control ส่วน Microgrid ในประเทศแถบยุโรปใช้ทั้ง 2 ระบบคือระบบควบคุมกลางและ Agent based control โดยที่ Agent based control ใช้เทคนิค optimization ที่หลากหลายในระดับสำหรับการทำงาน ส่วน local control ที่ใช้ในงานทดสอบระบบ Microgrid ที่รู้จักกันแพร่หลาย คือวิธี droop control ซึ่งจะเห็นว่าการใช้ทั้งความถี่-กำลังไฟฟ้าจริงและแรงดัน-กำลังไฟฟ้าจินตภาพเพื่อให้ระบบมีเสถียรภาพ

การควบคุมแหล่งผลิตและการจ่ายไฟในระบบ Micro-grid มักใช้การตัดสินใจแบบกระจาย (Decentralized) เพื่อรักษาความสมดุลระหว่างความต้องการและ



รูปที่ 21 Microgrid บนเกาะ Orkney

ตารางที่ 2 สรุปภาพรวมของโครงการทดสอบ Microgrid ทั่วโลก

Detail			DGs								Energy storage				Load			Microgrid control		
Region	Microgrid	Radial/ Mesh	PV	Solar thermal	Wind	Fuelcell	CHP	Hydro	Diesel/ Steam/ Gas	Motor driven gen	Central (Cen)/ Individual (Ind)/ with Intermittent source(Int(source))	Battery	Fly wheel	Capacitor	Residential (R)/ Commercial(C)/ Industrial (I)	Static	Motor/ electronic	Central	Autonomous	Agent based
Test-Beds and Intentional Islanding Experience																				
North America	Boston Bar, Canada	Radial	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	R	-	-			
	Boralex, Canada	Radial	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	R	-	-			
	CERTS, US	Mesh	-	-	-	-	-	-	3	-	Ind		-	-	-					
Europe	UW, US	Radial	1	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-					
	Bronsbergen, Netherlands	Mesh	108	-	-	-	-	-	-	-	Cen		-	-	R	-	-			
	Am Steinweg, Germany	Mesh	Several	-	-	-	-	1	-	-	Cen		-	-	R	-	-			
	DeMoTec, Germany	Mesh	1	-	1	-	-	-	1	-	Cen, Int(PV)		-	-	R, C	-	-			
	CESIRICERCA, Italy	Radial	8	1	1	-	2	-	1	-	Cen		-	-	-	-	-			
	Kythnos, Greece	Radial	7	-	-	-	-	-	1	-	Cen		-	-	R	-	-			
	NTUA, Greece	Radial	2	-	1	-	-	-	-	-	Cen		-	-	-	-	-			
Asia	Uni. of Manchester, UK	Radial	-	-	-	-	-	-	-	1	Cen		-	-	-	-	-			
	Aichi, Japan	Radial	3	-	-	7	-	-	-	-	Cen		-	-	I, C	-	-			
	Kyoto Eco-Energy, Japan	Mesh	2	-	1	1	-	-	1	-	Cen		-	-	R	-	-			
	Hachinohe, Japan	Radial	5	-	4	-	-	-	3	-	Cen		-	-	I, C	-	-			
	CREEP, Japan	Mesh	3	-	-	-	-	-	-	-	-		-	-	-	-	-			
	Sendai, Japan	Radial	1	-	-	1	-	-	2	-	Cen		-	-	R, C, I	-	-			
	HFUT, China	Mesh	2	-	2	1	-	1	1	-	Int(PV), Int(wind)		-	-	-	-	-			
	Lab-scale, China	Radial	1	-	1	-	-	-	-	-	Cen		-	-	-	-	-			
	IIT, India	Radial	-	-	-	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-			

แหล่งจ่ายจากกริด และแหล่งผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ ระดับของการกระจายการตัดสินใจมีความหลากหลาย โดยเริ่มจากระดับที่แบบกระจายเต็มตัวที่ โดยแต่ละส่วนจะมีลักษณะเป็นแบบออนไลน์ (Autonomous) โดยมีข้อดีคือ ถ้าหากมีการเพิ่มแหล่งผลิตไฟฟ้าเข้าไปในระบบ Microgrid หรือมีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการจ่ายไฟ ไม่จำเป็นต้องทำการแก้ไขที่ระบบ และใช้โมเดลในรูปแบบ peer-to-peer ซึ่งจะลดความจำเป็นในการควบคุมจากส่วนกลางที่ซับซ้อน รวมทั้งลดส่วนการสื่อสารที่เกี่ยวข้องที่ไม่จำเป็น หรืออาจใช้ระบบสื่อสารที่ไม่จำเป็นต้องใช้ความเร็วสูงมากนัก แต่ข้อดีคือยี่ ประสิทธิภาพของการควบคุมของระบบ Microgrid อาจไม่ได้สูงสุด เนื่องจากแต่ละส่วนทำงานแยกจากกัน ตัวควบคุมอีกลักษณะอาจเป็นลักษณะการควบคุมตามลำดับขั้นซึ่งจะต้องใช้ตัวควบคุมกลาง (Central controller) ซึ่งจะทำหน้าที่พยายามดำเนินการให้ระบบ Microgrid ได้ผลดีที่สุด ซึ่งจะมีลักษณะระบบควบคุมแบบ agent base ซึ่งจะจัดการทั้งการประสานกันกับส่วนกลางและการควบคุมระดับย่อยตามลำดับขั้นการทำงานที่เป็นอยู่ โดยมีข้อดีของระบบนี้ก็คือทำให้ระบบควบคุมทั้งส่วนกลางและส่วนที่แบ่งย่อยเสริมความแข็งแกร่งทั้งระบบ แต่จำเป็นต้องมีระบบการสื่อสารที่ดีเพราะจะต้องมีการติดต่อสื่อสารระหว่างตัวควบคุมกลางกับส่วนควบคุมย่อยอยู่เสมอ ซึ่งถือเป็นข้อด้อยของการควบคุมแบบนี้

แนวทางในการควบคุมร่วมกันระหว่างกันดังคำนึงถึงชนิดของแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้ง ถ้ามีการติดตั้งแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ไม่แน่นอน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม เป็นต้น หรือแหล่งพลังงาน CHP โดยที่อย่างน้อยหนึ่งแหล่งผลิตไฟฟ้าต้องทำหน้าที่ตามโหลด (Load following) เพราะเนื่องจากความไม่แน่นอนของแหล่งพลังงานที่ไม่แน่นอนและแหล่งพลังงาน CHP จะทำงานก็ต่อเมื่อมีความต้องการความร้อน โดยแหล่งผลิตไฟฟ้าที่ทำหน้าที่ตามโหลดเป็นเพียง

การจัดการกำลังไฟฟ้าขออกให้เกิดการสมดุลระหว่างกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้กับโหลด ลักษณะของการเป็นเจ้าของของแหล่งผลิตไฟฟ้าใน Microgrid จะมีผลต่อการควบคุมร่วมกันของระบบ ถ้าหากมีหลายเจ้าของ ซึ่งแต่ละแหล่งผู้ผลิตไฟฟ้ามีแนวโน้มจะพยายามผลิตให้ได้ประโยชน์ของตัวเองสูงสุด เมื่อระบบ Microgrid อยู่ในโหมด island แหล่งผลิตไฟฟ้าจะยังคงผลิตที่ระดับสูงสุดและอาจต้องปลดโหลดออกเพื่อรักษาสมดุลย์ระหว่างกำลังการผลิตกับโหลดที่มีอยู่ อย่างไรก็ตามถ้า Microgrid ส่งกำลังไฟฟ้าไปยังกริดและมีโหลดน้อยลง จะทำให้ต้องปลดกำลังการผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้า ซึ่งต้องมีการแข่งขันกันเพื่อจ่ายไฟให้กับโหลดโดยตัวควบคุมแบบ multi-agent based PO จะมีความเหมาะสมสำหรับงานนี้ โดยที่ตัวควบคุมแบบออนไลน์มีสอาจเหมาะสำหรับกรณีเช่นกันโดยต้องมีข้อตกลงในการซื้อขายไฟฟ้าก่อนล่วงหน้า

ลักษณะการใช้งานของแหล่งกักเก็บพลังงานของ Microgrid จะเป็นตัวกำหนดขนาดของแหล่งกักเก็บพลังงาน โดยที่ความจุขนาดเล็กก็เพียงพอถ้าหากใช้งานในช่วงสั้นๆ เพื่อแก้ปัญหาความไม่สมดุลระหว่างแหล่งผลิตไฟฟ้ากับโหลดที่เกิดการเปลี่ยนแปลงทันทีทันใดของแหล่งผลิตหรือโหลด ในทางตรงกันข้าม ถ้าหากจำเป็นต้องมีแหล่งกักเก็บพลังงานขนาดใหญ่ ต้องใช้แหล่งกักเก็บพลังงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของ Microgrid โดยเฉพาะถ้าหากต้องเกี่ยวข้องกับการควบคุมความถี่ของระบบ ซึ่งต้องมีการรับและจ่ายพลังงานในช่วงเวลาเท่านั้น

โครงสร้างพื้นฐานทางด้านการสื่อสารเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับ Microgrid ซึ่งถ้าแหล่งผลิตต่างๆ ดำเนินการโดยใช้ตัวควบคุมกลาง (Central controller) จำเป็นต้องใช้ระบบสื่อสารที่รวดเร็วระหว่างกัน ถ้าเป็นตัวควบคุมที่มีเป็นลักษณะ Multi-agent ต้องการระบบ

สื่อสารที่มีลักษณะเป็น LAN เพราะค่า set point ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละแหล่งผลิตไฟฟ้าจะถูกส่งจากตัวควบคุมกลางอยู่ประจำ ซึ่งต้องมีการสื่อสารอยู่เสมอ โดยความสำเร็จของระบบควบคุมแบบ Multi-agent ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของการสื่อสารที่ใช้แลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่าง agent การสื่อสารระหว่างตัวควบคุมกลางกับโหลดเป็นสิ่งจำเป็นถ้าต้องการดำเนินการปรับลดโหลด (Load shedding) โดยเฉพาะกรณีที่มีโหลดมีค่าสูงเกินกว่ากำลังผลิตของแหล่งผลิตไฟฟ้า การเริ่มจ่ายไฟจากไม่มีไฟฟ้าในระบบ (Black start) นั้น จำเป็นต้องการการสื่อสารระหว่างอุปกรณ์ใน Microgrid อย่างไรก็ตามขั้นตอนการจ่ายไฟมักจะดำเนินการโดยพนักงานปฏิบัติงานซึ่งมักใช้โทรศัพท์ในการประสานงานอยู่แล้ว

ปัจจุบันได้มีตัวควบคุม Microgrid ที่มีกริจำหน่ายในเชิงพาณิชย์แล้ว โดยชอยตัวอย่มาเพียง 4 ผลิตภัณฑ์คือ บริษัท Smarter Grid Solution ใช้หลักการบริหารจัดการที่เรียกว่า Active Network Management บริษัท S & C Electric Company มี ผลิตภัณฑ์ชื่อ IntelliTEAM บริษัท General Electric มีผลิตภัณฑ์ชื่อ Grid IQ Microgrid Control System และบริษัท ABB มีผลิตภัณฑ์ชื่อ Renewable Microgrid Controller ซึ่งแต่ละผลิตภัณฑ์ได้ออกแบบให้มีหน้าที่ที่อาจแตกต่างกัน ดังรายละเอียดในตารางที่ 3 โดยในการเลือกใช้ตัวควบคุมคงต้องเอาตัวคุณสมบัติของการควบคุมเป็นหลักแล้วจึงทำการเลือกตัวควบคุมที่เหมาะสมกับระบบที่ออกแบบไว้ ซึ่งจะมีการผสมผสานระหว่างตัวควบคุมก็ได้ (ถ้าหากทำได้) เพื่อให้บรรลุตามวัตถุประสงค์ของ Microgrid ที่วางไว้

ฉบับถัดไปจะได้อีกกล่าวถึงรายละเอียดของแผนงาน Microgrid อ.มะและเรียง จ.ม่อยังสอน

ตารางที่ 3 การเปรียบเทียบ Microgrid Controller ที่มีใช้ในเชิงพาณิชย์

บริษัท	Smarter Grid Solution	S & C Electric Company	General Electric	ABB
ผลิตภัณฑ์	Active Network Management (ANM)	Distribution Automation (DA)	Grid IQ Microgrid Control System (MCS)	Renewable Microgrid Controller RMC 600
จุดประสงค์ (Objective)	Active Network Management (ANM) มีจุดประสงค์ที่จะจัดการแบบเวลาจริงเกี่ยวกับข้อจำกัด (constraint) ที่เกิดจากการเชื่อมต่อหรือการเดินเครื่อง Distributed Generation (DG) หรือการทำงานของอุปกรณ์ที่ควบคุมได้ในระบบ	Distribution Automation (DA) มีชื่อทางการค้า IntelliTEAM มีจุดประสงค์เพื่อปรับปรุงความเชื่อถือได้ (Reliability) สำหรับพื้นที่ที่สำคัญในระบบจำหน่าย ภายใต้สถานการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ (contingencies)	Microgrid control system (MCS) มีจุดประสงค์เพื่อลดค่าพลังงานไฟฟ้าในภาพรวมสำหรับกริดจำหน่ายในพื้นที่เฉพาะแห่ง	RMC 600 ถูกออกแบบมาเพื่อจัดการระบบผลิตไฟฟ้าแบบอัตโนมัติ โดยให้สามารถเชื่อมต่อแหล่งพลังงานทดแทนและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบดั้งเดิม โดยคำนึงถึงค่าใช้จ่ายและประสิทธิภาพในด้านพลังงาน
ข้อจำกัดของเครือข่าย (Network Constraint) หรือ การวัดประสิทธิภาพ	- ข้อจำกัดทางด้านความจุความร้อน (Thermal capacity) - ข้อจำกัดแรงดันของระบบ (System voltage) - ตารางเวลาของความถี่ต้องการ ความจุพลังงาน และการผลิตไฟฟ้า - ข้อกำหนดเพิ่มเติมที่มีในอนาคต	การปรับปรุงความเชื่อถือได้ของระบบ	ช่วยให้ดัชนีภาพรวมของระบบมีค่าสูงสุดและทำให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานมีค่าน้อยที่สุด	- ใช้เทคโนโลยีสายส่งภาพของกริดเพื่อให้สามารถรองรับพลังงานทดแทน - ระบบควบคุมแบบกระจายเพื่อการจัดการพลังงานแบบอัจฉริยะ - ประหยัดเชื้อเพลิงให้ต่ำมากที่สุด
แนวทางที่ใช้ (Solution)	- กำหนดการควบคุมเวลาจริงสำหรับการจัดการข้อจำกัดที่มีในเครือข่าย โดยการควบคุมเวลาจริงประกอบด้วย - ตรวจวัดข้อจำกัดในเครือข่าย (ความจุความร้อน, แรงดัน) - การดำเนินการควบคุมในแต่ละอุปกรณ์แยกจากกัน เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือ โหลด - การดำเนินการควบคุมโดยตัวควบคุมกลางที่ครอบคลุมอุปกรณ์ทั้งหมด เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หรือโหลด	- กำหนดการบริการพื้นที่อัตโนมัติโดยการปรับเปลี่ยนโครงสร้าง (Reconfiguration) เครือข่าย - ตรวจวัดกระแสและแรงดันแบบเวลาจริง - ดำเนินการตัดต่อแบบสมาร์ทผ่านระบบอัตโนมัติของสายป้อนหรือสถานี - เลือกหรือยกเลิกคำสั่ง - ป้องกันระบบที่ปรับเปลี่ยนไม่ให้เป็นปกติโดยการเลื่อนหรือลดโหลดโดยยึดเอากฎที่มีการกำหนดไว้ก่อนแล้ว - ระบบกลับสู่รูปแบบปกติทั้งหมด หรือผ่านทางการควบคุม SCADA หลังจากที่พอลกลับไปแล้ว	- กำหนดรูปแบบอย่างง่ายที่รวมเอาแหล่งจ่ายหลายรูปแบบเพื่อให้สามารถดำเนินการให้ดีที่สุดที่ค่าใช้จ่ายรวมมีค่าน้อยที่สุด - ฟังก์ชันหลักคือ ตรวจวัด ติดตาม และพยากรณ์โหลด กำลังการผลิตจากแหล่งต่างๆ ภายใน Microgrid - U90Plus เป็นตัวควบคุมกลางที่ช่วยให้ชี้แหล่งพลังงานทดแทนให้มากที่สุด - กำหนดจุดทำงานสำหรับแหล่งพลังงานต่างๆ เพื่อจ่ายกำลังไฟฟ้าให้กับโหลดที่แนวทางที่ประหยัดที่สุด	- กำหนดรูปแบบการตรวจวัดและการควบคุมในแต่ละส่วนดังนี้ - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า - สายป้อน - โหลด - พลังงาน - เครือข่าย - แหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ - แหล่งพลังงาน - แหล่งพลังงาน
อุปกรณ์ที่ควบคุมได้ (Controllable devices)	- การผลิต P และ Q - การเปลี่ยนแบบหม้อแปลง (อัตโนมัติ และ โหลดพลังงาน) - การสับเปลี่ยนเครือข่าย หรือ จัดเครือข่ายใหม่ - แหล่งกักเก็บพลังงาน (เช่น แบตเตอรี่) - การจัดการโหลดเมื่อต้องการ เช่น การอุ่นน้ำร้อน	- การรีเซ็ตเครือข่ายรอบๆ บริเวณที่เกิดโหลด - การจัดการความต้องการของสายป้อนที่เกินพิกัด	- จากข้อมูลค่าใช้จ่ายและประสิทธิภาพของแต่ละเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะเป็นตัวกำหนดค่าในการผลิตไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลา เพื่อให้ได้ค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด - กำหนดการจ่ายไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและหรือแหล่งกักเก็บพลังงานใดเพื่อให้สมดุลระหว่างโหลดกับกำลังผลิต	- การจัดการ Spinning reserve - การจัดการการเปลี่ยนโหลดพื้นที่ ทันใด - การกำหนดการผลิตจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและการปรับเปลี่ยนการทำงาน โดยดูจากชั่วโมงการทำงาน ช่วงเวลาใช้งาน เป็นต้น - การจัดการเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นกรณีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขัดข้อง 1 ตัว - การป้องกันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจ่ายเกินพิกัด - การจำกัดการจ่ายกำลังไฟฟ้า P และ Q จากแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์และลม - การจัดการแหล่งกักเก็บพลังงานส่วนเกินจากพลังงานทดแทน - การจัดการความต้องการโหลด - การ reclose สายป้อนโดยอัตโนมัติ - การปรับลดสายป้อน
ระบบสื่อสาร (Communication)	รองรับการสื่อสาร: Modbus DNP3 IEC 60870-5-101/104 IEC 61850	ใช้ระบบวิทยุ SpeedNet ทำให้เป็นงานระบุจุดต่อจุด โดยใช้คลื่นวิทยุ unlicensed band 902-928 MHz,	รองรับการสื่อสารผ่าน Ethernet network Modbus TCP/IP protocols	รองรับการสื่อสารผ่าน Ethernet TCP/IP or UDP
ผลประโยชน์ที่ได้รับ (Benefits)	- ในมุมมองของผู้ดูแลเครือข่าย (Network Operator Perspective): - ใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ได้มีประสิทธิภาพสูงสุด - เพิ่มทางเลือกในการเสริมเครือข่าย - ความเชื่อถือได้ของเครือข่ายดีขึ้น - ในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้า (Generator Developer Perspective): - ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อกับกริดมีความเหมาะสม - เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (MW) - เพิ่มปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh) - ลดเวลาในการพัฒนาโครงการในการเชื่อมต่อกับกริด	- ในมุมมองของผู้ดูแลเครือข่าย (Network Operator Perspective): - เลือกการปรับปรุงระบบเพื่อให้ได้ระดับความเชื่อถือได้ตามที่ต้องการ	- ในมุมมองของผู้ดูแลเครือข่าย (Network Operator Perspective): - ใช้แหล่งผลิตพลังงานทดแทนที่มีอยู่ให้ได้ประโยชน์สูงสุด - ลดความเสี่ยงในในระบบการผลิตและจำหน่ายให้น้อยที่สุด - ความเชื่อถือได้ของเครือข่ายดีขึ้นในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้า (Generator Developer Perspective): - เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (MW) - เพิ่มปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh)	- ในมุมมองของผู้ดูแลเครือข่าย (Network Operator Perspective): - ใช้แหล่งผลิตพลังงานทดแทนที่มีอยู่ให้ได้ประโยชน์สูงสุด - ลดความเสี่ยงในในระบบการผลิตและจำหน่ายให้น้อยที่สุด - ความเชื่อถือได้ของเครือข่ายดีขึ้น - ในมุมมองของผู้ผลิตไฟฟ้า (Generator Developer Perspective): - เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้า (MW) - เพิ่มปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh)



IEEE C57.13-2008

IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers (ตอนที่ 25)

สมชัย เจริญศรีเกษม > somchai.char@egat.co.th

Current transformers listed in Table 3 are to be tested in accordance with the applicable sections of IEEE Std C37.09.

หม้อแปลงกระแสที่ระบุไว้ในตารางที่ 3 ให้ทดสอบตามหัวข้อที่เหมาะสมในมาตรฐาน IEEE Std C37.09

8.8.1 Factory dielectric tests (การทดสอบไดอิเล็กตริกที่โรงงาน)

The purpose of dielectric tests in the factory is to check the insulation and workmanship and, when required, to demonstrate that the transformer has been designed to withstand the specified insulation tests.

วัตถุประสงค์ของการทดสอบไดอิเล็กตริกในโรงงาน

๒๓๘
IEEE C37.09 ฉบับปัจจุบันคือ IEEE C37.09-1999(R2007) (Approved 26 June 1999)

ก็เพื่อตรวจสอบการฉนวนและมีมือการผลิต และ, เมื่อต้องการ, ก็ทำเพื่อสาธิตว่าหม้อแปลงตัวนั้นได้รับการออกแบบให้ทนต่อการทดสอบฉนวนที่ระบุไว้ได้.

Impulse tests, when required, shall precede the low-frequency tests.
การทดสอบอิมพัลส์, หากต้องกระทำ, จะต้องกระทำก่อนการทดสอบแรงดันความถี่ต่ำ.

8.8.2 Dielectric tests by the user (การทดสอบไดอิเล็กตริกโดยผู้ใช้งาน)

It is recognized that the dielectric tests impose a severe stress on the insulation and, if applied frequently, will hasten breakdown or may cause breakdown. The stress imposed,

of course, is more severe the higher the value of the applied voltage. Hence, periodic testing may not be advisable.

ขอให้เข้าใจว่าการทดสอบไดอิเล็กตริก เป็นการก่อให้เกิดความเค้นอย่างรุนแรงบนฉนวน, และถ้าได้รับการทดสอบบ่อยครั้ง, จะเป็นการเร่งให้เกิดการเบรกดาวน์ หรืออาจเป็นสาเหตุให้เกิดการเบรกดาวน์. ความเค้นที่เกิดขึ้นนั้น, แม้จะน้อย, จะยิ่งรุนแรงขึ้นเมื่อแรงดันที่ป้อนยังมีค่าสูงขึ้น. ด้วยเหตุนี้, อาจจะไม่แนะนำให้ทำการทดสอบตามวาระ.

It is recommended that initial user tests of insulation should not be in excess of 75% of the factory test voltage; that for old apparatus rebuilt in the field, tests should not be in

๒๓๙
C57.13-1993 ใช้ข้อความในประโยคสุดท้ายของย่อหน้านี้น่า "Hence the advisability of periodic testing may be questionable." แต่ปัจจุบัน C57.13-2008 เปลี่ยนข้อความเป็น "Hence, periodic testing may not be advisable."

excess of 75% of the factory test voltage; and the periodic insulation tests by the user should not be in excess of 65% of the factory test voltage. Tests made by the user for design approval may be made at 100% of the factory test voltage.

ขออนุญาตนำว่าการทดสอบฉนวนโดยผู้ใช้งานตอนเริ่มเข้าใช้งาน ไม่ควรใช้ค่าเกิน 75% ของแรงดันทดสอบที่โรงงาน; สำหรับอุปกรณ์เก่าที่เปลี่ยนชิ้นส่วนใหม่ในสนาม, การทดสอบไม่ควรใช้ค่าเกิน 75% ของแรงดันทดสอบที่โรงงาน; และการทดสอบฉนวนตามวาระโดยผู้ใช้งาน ไม่ควรใช้ค่าเกิน 65% ของแรงดันทดสอบที่โรงงาน. การทดสอบโดยผู้ใช้งานเพื่อยืนยันผลการออกแบบ อาจจะทดสอบด้วย 100% ของแรงดันทดสอบที่โรงงานได้.

Under some conditions, transformers may be subjected to periodic insulation tests using dc voltage. In such cases, the test dc voltage should not exceed the original factory test rms alternating voltage. For example, if the factory test was 26 kV rms, then the routine test dc voltage should not exceed 26 kV.

ภายใต้เงื่อนไขบางประการ หม้อแปลงอาจได้รับการทดสอบฉนวนตามวาระโดยใช้แรงดันกระแสตรง. กรณีเหล่านั้น, แรงดันทดสอบกระแสตรงไม่ควรมีค่าเกินแรงดันกระแสสลับอาร์เอ็มเอสที่ใช้ทดสอบที่โรงงานในตอนแรก. ตัวอย่างเช่น, ถ้าการทดสอบที่โรงงานเป็น 26 kV rms, แรงดันทดสอบกระแสตรงแบบประจำไม่ควรเกิน 26 kV.

Periodic dc insulation tests should not be applied to transformers of higher than 200 kV BIL rating.

การทดสอบฉนวนตามวาระโดยใช้แรงดันกระแสตรงไม่ควรจะใช้กับหม้อแปลงที่มีทิกัด BIL สูงกว่า 200 kV.

8.8.3 Applied voltage tests (การทดสอบป้อนแรงดัน)

The terminal ends and taps brought out of the case from the winding under test shall all be joined together and connected to the line terminal of the testing transformer. All other terminals and parts (including tank and core, if accessible) should be connected to ground and to the other terminal of the testing transformer. The ground connection between the apparatus being tested and the testing transformer must be a substantial metallic circuit.

ปลายสายและจุดต่อแยกที่ดึงออกมาจากตัวถังจากขดลวดที่เข้ารับการทดสอบ จะต้องต่อเข้าด้วยกันทั้งหมด และต่อเข้ากับปลายสายที่ป้อนแรงดันของหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบ. ปลายสายและส่วนประกอบอื่นๆ ทั้งหมด (รวมทั้งตัวถังและแกนเหล็ก, ที่สามารถเข้าถึงได้) ควรจะต่อลงดิน และต่อเข้ากับปลายสายอีกเส้นหนึ่งของหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบ. การต่อลงดิน

ระหว่างอุปกรณ์ที่เข้าทดสอบกับหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบ ต้องเป็นวงจรชนิดโลหะที่มีความแข็งแรงพอ.

Wire of sufficient size and suitable arrangement to prevent excessive partial discharge (corona) at the test voltage should be used in connecting the respective taps, line terminals, and the test transformer together. Care must be taken to keep the wire on the high-voltage side well away from the ground. No appreciable impedance should be placed between the testing transformer and the one under test.

สายไฟที่มีขนาดใหญ่เพียงพอและมีการจัดวางอย่างเหมาะสม เพื่อป้องกันการปล่อยประจุบางส่วน (โคโรนา) ที่มากเกินไป ณ ระดับแรงดันทดสอบ ควรจะใช้ในการต่อ จุดต่อแยก, ปลายสาย, และหม้อแปลงที่เข้าทดสอบเอาไว้ด้วยกันตามลำดับ. ต้องระมัดระวังการจัดเก็บสายไฟด้านไฟฟ้าแรงสูงให้อยู่ห่างจากกราวด์มากพอ. ไม่ควรจะมีอิมพีแดนซ์ที่วัดค่าได้วางไว้ระหว่างหม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบกับหม้อแปลงที่เข้าทดสอบ.

It is recommended that a suitable current-sensitive failure detection device be provided. The reason for this is that the voltage change across the test transformer at failure may not easily be detected by observation of the input voltmeter.

ขออนุญาตแนะนำให้จัดหาเครื่องมือตรวจจับความล้มเหลวชนิดไวต่อการเคลื่อนที่ที่เหมาะสมเอาไว้ด้วย. เหตุผลสองเรื่องก็คือ แรงดันที่เปลี่ยนแปลงรอบหม้อแปลงที่เข้าทดสอบตอนเกิดความล้มเหลวนั้น อาจจะตรวจจับไม่ได้ง่ายนักโดยการสังเกตสัญญาณขาเข้าของโวลต์มิเตอร์.

As a safety precaution, a relief gap set at a voltage 10% to 20% in excess of the specified test voltage should be connected during the applied voltage test. For instrument transformers to be tested at 50 kV or less, it is permissible to omit the relief gap (see 8.8). เพื่อเป็นข้อควรระวังด้านความปลอดภัย, ช่องระบายประจุที่ตั้งไว้ให้ทำงาน ณ แรงดัน 10% ถึง 20% เหนือระดับแรงดันทดสอบที่ระบุไว้ ควรจะติดตั้งไว้ระหว่างการทดสอบป้อนแรงดัน. สำหรับหม้อแปลงเครื่องมือวัดที่ทำการทดสอบด้วยแรงดัน 50 kV หรือน้อยกว่านั้น, อนุญาตให้ตัดช่องระบายประจุนอกไปได้ (ดูข้อ 8.8).

The applied test voltage should be started at one third or less of full value and increased gradually to full value in not more than 15 s. After being held for 1 min, it should be reduced gradually in not more than 15 s to one-third of the maximum value or less and the circuit opened.

การทดสอบป้อนแรงดันควรจะเริ่มต้นด้วยแรงดันหนึ่ง

ในสามของแรงดันเต็มหรือน้อยกว่านั้น และค่อยๆ เพิ่มขึ้นตามลำดับ จนถึงแรงดันเต็มภายในเวลาไม่เกิน 15 วินาที. หลังจากที่ยังค้างแรงดันไว้นาน 1 นาทีแล้ว, ควรจะค่อยๆ ลดแรงดันลงไปเหลือแรงดันหนึ่งในสามของแรงดันสูงสุดหรือน้อยกว่านั้น ภายในเวลาไม่เกิน 15 วินาที แล้วจึงเปิดวงจร.

Note that the applied voltage test requirements for insulated-neutral-terminal types of voltage transformers are specified in 4.5. หมายเหตุไว้ว่า ข้อกำหนดเรื่องการทดสอบป้อนแรงดันสำหรับหม้อแปลงแรงดันแบบที่ปลายสายนิวทรัลไม่ได้ต่อลงดินนั้น มีระบุไว้ในข้อ 4.5.

The test frequency shall be 60 Hz. ความถี่ที่ใช้ทดสอบจะต้องเป็น 60 Hz.

8.8.4 Induced voltage tests (การทดสอบแรงดันเหนี่ยวนำ)

These tests are made by applying voltage to one winding with all the other windings open. One end of each winding shall be grounded during this test. Usually the voltage is applied to the low-voltage winding. When the voltage across any winding will exceed 50 kV during this test, some means should be provided to verify the voltage.

การทดสอบเหล่านี้กระทำโดยการป้อนแรงดันเข้าไปที่ขดลวดชุดหนึ่ง ขณะที่ขดลวดอื่นๆ เปิดวงจรไว้. ปลายข้างหนึ่งของขดลวดแต่ละชุดจะต้องต่อลงดินระหว่างที่ทำการทดสอบนี้. โดยทั่วไปจะป้อนแรงดันให้กับขดลวดแรงต่ำ. ในกรณีที่แรงดันคร่อมขดลวดใดๆ จะมีค่าเกิน 50 kV ระหว่างการทดสอบนี้, ควรจะมีมาตรการบางอย่างที่ยืนยันความถูกต้องของแรงดันนั้น.

As this test (if made at rated frequency) overexcites the transformer under test, the frequency of the applied voltage should be such as to prevent saturation of the core. Ordinarily this requirement necessitates the use of a frequency of 120 Hz or more when exciting 60 Hz units. For those types that have large distributed capacitance, the excitation current increases with the frequency of the applied voltage, making it necessary to guard against an exciting current that will exceed 200% normal load current based on the thermal rating. When frequencies higher than 120 Hz are used, the severity of the test is abnormally increased, and for this reason, the duration of the test should be reduced in accordance with Table 16.

เนื่องจากการทดสอบนี้ (หากกระทำ ณ ความถี่ที่กำหนด) เป็นการกระตุ้นเกินต่อหม้อแปลงที่ใช้ทดสอบ, ความถี่ของแรงดันที่ป้อนจึงควรที่จะเลือกให้ป้องกันการอิ่มตัวของแกนเหล็ก. ตามปกติข้อกำหนดนี้ทำให้จำเป็นต้องใช้ความถี่ 120 Hz หรือสูงกว่านั้นในการ

กระต้นหม้อแปลงสำหรับ 60 Hz สำหรับอุปกรณ์ที่มี การกระจายของความจุไฟฟ้ามาก, กระแสกระตุ้นจะ เพิ่มขึ้นตามความถี่ของแรงดันที่ป้อน, ทำให้จำเป็น ต้องทำการป้องกันกระแสกระตุ้น ที่จะเกิน 200% ของกระแสไหลปกติตามพิกัดเชิงความร้อน. เมื่อใช้ ความถี่สูงกว่า 120 Hz ขึ้นไป, ความร้อนของการ ทดสอบก็จะเพิ่มขึ้นมากอย่างฉับพลัน, และด้วยเหตุผล นี้, ระยะเวลาของการทดสอบจึงควรลดลงตาม ตารางที่ 16.

The voltage should be started at one-third or less of the full value and be increased gradu ally to full value in not more than 15 s. After being held for the duration of time specified in Table 16, it should be reduced gradually in not more than 15 s to one-third the maximum value, or less, and the circuit opened.

แรงดันที่ใช้ควรเริ่มต้นด้วยแรงดันหนึ่งในสามของ แรงดันเต็มหรือน้อยกว่านั้น และค่อยๆ เพิ่มขึ้นตาม ลำดับ จนถึงแรงดันเต็มที่ภายในเวลาไม่เกิน 15 วินาที. หลังจากthatค่าแรงดันได้ตามระยะเวลาที่ระบุในตาราง ที่ 16 แล้ว, ควรจะค่อยๆ ลดแรงดันลงไปที่เหลือแรงดัน หนึ่ง ในสามของแรงดันสูงสุดหรือน้อยกว่านั้นภายใน

เวลาไม่เกิน 15 วินาที แล้วจึงเปิดวงจร.

Voltage transformers in polyphase metering equipment may be tested with single-phase voltage. Usually the specified test voltage is applied to one of the windings on each core with the neutral ends of the open windings grounded. หม้อแปลงแรงดันสำหรับเครื่องวัดแบบหลายเฟส อาจจะทดสอบด้วยแรงดันเฟสเดียวก็ได้. ตามปกติ แรงดันทดสอบที่ระบุไว้จะป้อนให้กับขดลวดชุดเดียว ของขดลวดหลายๆ ชุดที่อยู่บนแกนหลักแต่ละแกน ขณะที่ปลายด้านนิวทรัลของขดลวดที่เปิดวงจรอยู่ ต้องดิน.

ตารางที่ 16 – ระยะเวลาในการป้อนแรงดันคลื่นเต็ม สำหรับการทดสอบแรงดันเหนี่ยวนำ

ความถี่ (Hz)	ระยะเวลา (วินาที)
120 หรือน้อยกว่า	60
180	40
240	30
360	20
400	18

C57.13-1993 อ้างอิง Table 18 ในย่อหน้าซึ่งเป็นการพิมพ์ผิด และ C57.13-2008 ได้แก้ไขให้ถูกต้องเป็น Table 16 แล้ว

ความสัมพันธ์ในตารางนี้ คำนวณจากสมการที่ว่า “ระยะเวลา (วินาที) = 7200 / ความถี่ที่ใช้ ทดสอบ (Hz)”

C57.13.5-2003 clause 10.3 Lightning impulse voltage test on the primary winding มีการเปลี่ยนแปลงการทดสอบที่ล่ออย่างมาก จากเดิมที่ใช้คลื่นชั้วบวกหรือชั้วลบอย่างใด อย่างหนึ่ง แต่หันใช้ทั้งสองขั้ว ก็กลายว่าบังคับให้ทดสอบทั้งสองขั้วแทน และจำนวนครั้งในการ ทดสอบคลื่นเต็มก็เพิ่มขึ้นมหาศาล จากเดิมเพียงครั้งเดียว ก็กลายเป็นถึง 15 ครั้ง สำหรับแต่ละขั้ว ของรูปคลื่น ดังรายละเอียดต่อไปนี้

The test shall begin with the negative polarity sequence and continue with the positive polarity sequence. The negative polarity sequence comprises the following applications of voltage wave:

- a) One reduced wave with 50%–70% of full wave value as provided Table 1,
- b) One full wave,
- c) Two chopped waves of the value provided in Table 1,
- d) Fourteen full waves, and
- e) One reduced wave.

The positive polarity sequence comprises the following applications of voltage wave:

- 1) One reduced wave with 50%–70% of full wave value as provided in Table 1,
- 2) Fifteen full waves, and
- 3) One reduced wave.

Several additional reduced waves may be applied, at the discretion of the manufacturer, before the test sequence with positive polarity.

- The design shall be considered as having met the requirements if:
- f) The number of external disruptive discharges is not more than two for the sequence of each polarity,
 - g) No deviation is detected between the reduced wave and full wave,
 - h) No deviation is detected between the two chopped waves before the instant of chopping,
 - i) No audible noise is noted from the transformer during the test,
 - j) No internal disruptive discharge is observed, and
 - k) No internal insulation failure is found with the capacitance and dissipation factor measurement.

หาก กฟผ. แก้ไขข้อกำหนดทางเทคนิค (Specification) ในทำนองเดียวกับมาตรฐาน C57.13.5-2003 ก็จะทำให้การตรวจสอบ Type test record ในการเปิดประมูลครั้งต่อไป มีความเข้มงวดมากขึ้น และจะทำให้สามารถแยกแยะผลิตภัณฑ์ที่ตกไม่ติดออกจากกันได้มากขึ้น

ลักษณะรูปคลื่นอิมพัลส์ที่กล่าวถึงในที่นี้ ประกอบด้วย (1) คลื่นเต็มหรือคลื่นอิมพัลส์ฟ้าผ่า

8.8.5 Impulse tests (การทดสอบอิมพัลส์) These tests consist of applying in the following order one reduced full wave, two chopped waves, and one full wave.

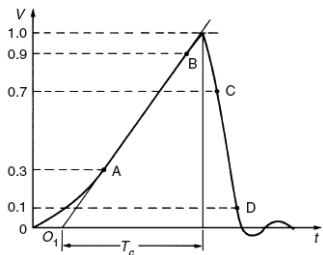
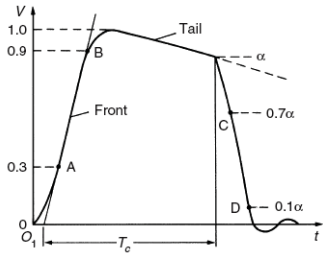
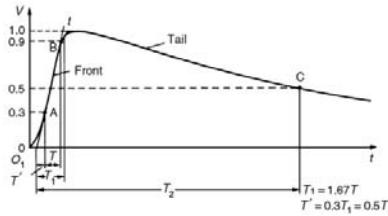
การทดสอบเหล่านี้ประกอบด้วยการป้อนแรงดันตาม ลำดับ คือ รูปคลื่นเต็มลดขนาดหนึ่งครั้ง, รูปคลื่นตัด สองครั้ง, และรูปคลื่นเต็มอีกครั้งหนึ่งครั้ง.

Impulse tests are to be made without excitation. การทดสอบอิมพัลส์กระทำโดยไม่ต้องป้อนกระแส กระตุ้น.

8.8.5.1 Wave to be used (รูปคลื่นที่ใช้ทดสอบ)

The wave to be used shall consist of a nominal 1.2 × 50 µs wave. Either, but not both, positive or negative waves may be used. Waves of negative polarity for liquid-immersed apparatus, and of positive polarity for dry-type or compound-filled apparatus, are recommended and shall be used unless otherwise specified. If in testing liquid-immersed

มาตรฐาน(Standard Lightning Impulse) และ (2) คลื่นสับ (Chopped Wave) ซึ่งแยก เป็นแบบที่สับก่อนและสับหลังคายอด



apparatus the atmospheric conditions at the time of test are such that bushings will not withstand the specified polarity wave, then a wave of the opposite polarity may be used.

รูปคลื่นที่ใช้ทดสอบจะต้องประกอบด้วยรูปคลื่น 1.2 × 50 µs ตามที่กำหนด. โดยอาจจะใช้คลื่นที่เป็นขั้วบวก หรือขั้วลบอย่างใดอย่างหนึ่ง, แต่จะต้องไม่ใช่ทั้งสอง อย่าง. ขอแนะนำให้ใช้คลื่นที่เป็นขั้วลบสำหรับอุปกรณ์ ที่จุ่มในของเหลว, และคลื่นที่เป็นขั้วบวกสำหรับ อุปกรณ์ที่เป็นแบบแห้งหรือแบบที่เติมสารประกอบ, และต้องใช้ตามนี้ นอกจากจะระบุเป็นอย่างอื่น. ถ้า หากในการทดสอบอุปกรณ์ที่จุ่มในของเหลว สภาพ บรรยากาศ ณ เวลาที่ทำการทดสอบนั้น ทำให้บุชชิ่ง ไม่สามารถทนคลื่นที่มีขั้วตามที่ระบุไว้ได้, ก็อาจจะใช้ คลื่นที่มีขั้วตรงข้ามในการทดสอบแทนได้.

The voltage shall be measured and the oscillogram scaled as specified in IEEE Std 4. แรงดันจะต้องได้รับการวัดค่า และออสซิลโลแกรมต้อง ใช้มาตราส่วนตามที่ระบุไว้ใน IEEE Std 4.

8.8.5.2 Reduced full-wave test (การทดสอบคลื่นเต็มลดขนาด)

For this test, the voltage wave shall have a crest value of between 50% and 70% of the full-wave crest given in Table 2.

สำหรับการทดสอบนี้, รูปคลื่นแรงดันจะต้องมีค่าน้อย ระหว่าง 50 และ 70% ของค่ายอดของคลื่นเต็มตาม ที่ไว้ในตารางที่ 2.

8.8.5.3 Chopped-wave test (การทดสอบคลื่นตัด)

For this test, the applied voltage wave shall be chopped by a suitable air gap. It shall have a crest value and time to flashover in accordance with Table 2.

สำหรับการทดสอบนี้, รูปคลื่นแรงดันที่ป้อนจะต้องถูก สับด้วยช่องอากาศที่เหมาะสม. รูปคลื่นจะต้องมีค่าน้อย

และเวลาในการวาวไฟตามผิวเป็นไปตามตารางที่ 2.

To avoid recovery of insulation strength if failure has occurred during a previous impulse, the time interval between the application of the last chopped wave and the final full wave should be minimized and preferably should not exceed 5 min.

เพื่อหลีกเลี่ยงการคืนตัวด้านความแข็งแรงของฉนวน หากเกิดความล้มเหลวขึ้นระหว่างที่ทดสอบอิมพัลส์ ครั้งก่อน, เวลาที่ทิ้งช่วงระหว่างการทดสอบคลื่นสับ ครั้งหลังสุดกับการทดสอบคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย ควรจะ มีค่าน้อยที่สุด และโดยความนิยมทั่วไปไม่ควรจะให้ เกิน 5 นาที.

8.8.5.4 Full-wave test (การทดสอบคลื่นเต็ม)

For this test, the voltage wave shall have a crest value in accordance with Table 2, and no flashover of the bushing or test gap shall occur.

สำหรับการทดสอบนี้, รูปคลื่นแรงดันจะต้องมีค่าน้อย เป็นไปตามตารางที่ 2 และไม่มีกรวาวไฟตามผิวของ บุชชิ่งหรือช่องอากาศที่ใช้ทดสอบเกิดขึ้นเลย.

To avoid flashover of the bushing during adverse conditions of humidity and air density, the bushing flashover may be increased by appropriate means. The time interval between application of the last chopped wave and the final full wave shall be minimized to avoid recovery of insulation strength if a failure has occurred prior to the final full wave.

เพื่อหลีกเลี่ยงการวาวไฟตามผิวของบุชชิ่ง ขณะ ที่ ความชื้นและความหนาแน่นของอากาศอยู่ในระดับ

ที่มีอันตราย, ระดับการวาวไฟตามผิวของบุชชิ่งอาจ เพิ่มขึ้นด้วยมาตรการที่เหมาะสม. เวลาที่ทิ้งช่วง ระหว่างการทดสอบคลื่นสับครั้งสุดท้ายสุดกับการ ทดสอบคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย ต้องมีค่าน้อยที่สุด เพื่อ หลีกเลี่ยงการคืนตัวด้านความแข็งแรงของฉนวน หากเกิดความล้มเหลวขึ้นก่อนการทดสอบอิมพัลส์ครั้งสุดท้าย.

All impulses applied to a transformer shall be recorded if their crest values exceed 40% of the crest of the full-wave value given in Table 2.

อิมพัลส์ที่ป้อนให้กับหม้อแปลงทั้งหมด จะต้องมีการ บันทึกไว้ หากว่ามีค่ายอดเกิน 40% ของค่ายอดของ คลื่นเต็มตามที่ไว้ในตารางที่ 2.

When reports require oscillograms, those of the first reduced full wave, the last two chopped waves, and the last full wave of voltage shall represent a record of the successful applications of the impulse test to the transformer.

กรณีที่ยรายงานต้องการให้แนบออสซิลโลแกรม, บันทึก ของรูปคลื่นเต็มลดขนาดครั้งแรก, รูปคลื่นตัดสองครั้ง หลังสุด, และรูปคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย จะต้องเป็นตัวแทนบันทึกความสำเร็จในการทดสอบอิมพัลส์ของ หม้อแปลงวูนั้น.

8.8.5.5 Current transformer connections for impulse test

(การต่อหม้อแปลงกระแสเพื่อการทดสอบอิมพัลส์)

The impulse voltage shall be applied to all primary leads simultaneously with the secondary windings short-circuited and grounded.

แรงดันอิมพัลส์จะต้องป้อนให้กับปลายสายด้านปฐมภูมิ ทั้งหมด. ขณะที่ขดลวดทุติยภูมิมีตัวจรและต่อดินไว้.

โปรดติดตามต่อฉบับหน้า

8.8.5.5.1 Absolute Humidity (ความชื้นสัมบูรณ์) หมายถึง ปริมาณไอน้ำในอากาศซึ่งแสดงในรูปของร้อยละของปริมาณไอน้ำมากที่สุดที่จะอยู่ในอากาศที่อุณหภูมิที่กำหนด หรืออัตราส่วนความดันไอน้ำจริงต่อความดันไอน้ำตัว (virtual) Humidity (ความชื้นจำเพาะ) หมายถึง อัตราส่วนของมวลไอน้ำต่อมวลทั้งหมด ของส่วนผสมระหว่างอากาศและน้ำ

IEEE C57.13.1 ไม่มีข้อกำหนดด้านความชื้นเลย ขณะที่ IEC 60044-1 (2003, CT) Subclause 3.1.4: Other service conditions for indoor current transformers & IEC 60044-2 (2003, VT) Subclause 4.1.4: Other service conditions for indoor voltage transformers กำหนดว่าความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยตลอด 24 ชั่วโมงต้องไม่เกิน 95% และความชื้นสัมพัทธ์ เฉลี่ย ตลอด 1 เดือนต้องไม่เกิน 90% แต่ IEC เองก็ไม่มีข้อกำหนดความชื้นสัมพัทธ์สำหรับ อุปกรณ์ที่อยู่ในอาคาร

ส่วนข้อกำหนดทางเทคนิค (Specification) ของ กฟผ. ที่ใช้ในการจัดซื้อหม้อแปลงเครื่องมือ วัด กำหนดความชื้นสัมพัทธ์ไว้ที่ 100% สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้งานกลางแจ้ง และ 90% สำหรับ อุปกรณ์ที่อยู่ในอาคาร ซึ่งเป็นข้อกำหนดที่เกินจาก IEC & IEEE แต่มีความจำเป็นสำหรับสภาพ อากาศของประเทศไทย เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในเขตร้อนชื้น จึงได้รับผลกระทบจากความชื้น สูงที่เป็นสาเหตุให้เกิดการลัดตัวของไอน้ำเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้นผู้เกี่ยวข้องจึงควรสอบถามผู้ผลิตแต่ละรายว่า ได้พิจารณาแก้ปัญหาความชื้นสูงที่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานหม้อแปลงเครื่องมือวัดที่ตนผลิตขึ้นด้วยมาตรการอะไรบ้าง หรือว่าไม่ได้คำนึงถึงข้อกำหนด เรื่องนี้ของ กฟผ. เลย

Humidity (ความชื้น) ในทางอากาศมักหมายถึงการบอกปริมาณไอน้ำที่มีอยู่ในบรรยากาศ แบ่งออกเป็น

- 1. Absolute Humidity (ความชื้นสัมบูรณ์) หมายถึง ปริมาณไอน้ำในอากาศ บวกกับน้ำหนักของน้ำที่กั้นในอากาศคนในลูกบาศก์เมตร

2. Relative Humidity (ความชื้นสัมพัทธ์) หมายถึง ปริมาณไอน้ำในอากาศซึ่งแสดงในรูปของร้อยละของปริมาณไอน้ำมากที่สุดที่จะอยู่ในอากาศที่อุณหภูมิที่กำหนด หรืออัตราส่วนความดันไอน้ำจริงต่อความดันไอน้ำตัว (virtual) Humidity (ความชื้นจำเพาะ) หมายถึง อัตราส่วนของมวลไอน้ำต่อมวลทั้งหมด ของส่วนผสมระหว่างอากาศและน้ำ

IEEE C57.13.1 ไม่มีข้อกำหนดด้านความชื้นเลย ขณะที่ IEC 60044-1 (2003, CT) Subclause 3.1.4: Other service conditions for indoor current transformers & IEC 60044-2 (2003, VT) Subclause 4.1.4: Other service conditions for indoor voltage transformers กำหนดว่าความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยตลอด 24 ชั่วโมงต้องไม่เกิน 95% และความชื้นสัมพัทธ์ เฉลี่ย ตลอด 1 เดือนต้องไม่เกิน 90% แต่ IEC เองก็ไม่มีข้อกำหนดความชื้นสัมพัทธ์สำหรับ อุปกรณ์ที่อยู่ในอาคาร

ส่วนข้อกำหนดทางเทคนิค (Specification) ของ กฟผ. ที่ใช้ในการจัดซื้อหม้อแปลงเครื่องมือ วัด กำหนดความชื้นสัมพัทธ์ไว้ที่ 100% สำหรับอุปกรณ์ที่ใช้งานกลางแจ้ง และ 90% สำหรับ อุปกรณ์ที่อยู่ในอาคาร ซึ่งเป็นข้อกำหนดที่เกินจาก IEC & IEEE แต่มีความจำเป็นสำหรับสภาพ อากาศของประเทศไทย เนื่องจากประเทศไทยอยู่ในเขตร้อนชื้น จึงได้รับผลกระทบจากความชื้น สูงที่เป็นสาเหตุให้เกิดการลัดตัวของไอน้ำเมื่ออุณหภูมิเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้นผู้เกี่ยวข้องจึงควรสอบถามผู้ผลิตแต่ละรายว่า ได้พิจารณาแก้ปัญหาความชื้นสูงที่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานหม้อแปลงเครื่องมือวัดที่ตนผลิตขึ้นด้วยมาตรการอะไรบ้าง หรือว่าไม่ได้คำนึงถึงข้อกำหนด เรื่องนี้ของ กฟผ. เลย

ความชื้นสัมพัทธ์ (Relative Humidity) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างความชื้นสัมพัทธ์ที่แท้จริงกับความชื้นสัมพัทธ์อิ่มตัว (saturation vapor pressure) ที่อุณหภูมิเดียวกัน

Compact and reliable

Decades of benefits: Gas-insulated switchgear from 52 to 1,100 kV

อุปกรณ์สวิตช์เกียร์ที่ใช้ก๊าซ SF₆ เป็นฉนวน (GIS) ขนาดพิกัดแรงดัน 52–1,000 kV ขนาดกะทัดรัด และมีความน่าเชื่อถือหลายทศวรรษที่ผ่านมามีประโยชน์ที่ได้รับ

กิริติศิริ วรรณพรรณ > keeratsiri.wannaphan@th.abb.com

เป็นเวลากว่าหลายทศวรรษที่ ABB ได้มีการพัฒนาอุปกรณ์ GIS อย่างต่อเนื่อง ซึ่งให้ได้เทคโนโลยีที่ทันสมัย อุปกรณ์ GIS ของ ABB สามารถติดตั้งได้ตั้งแต่ระดับแรงดัน 52 kV ถึง 1,100 kV โดยมุ่งเน้นความต้องการของตลาดรวมไปถึงอุปกรณ์ที่เป็น Compact เพื่อตอบสนองความหลากหลายและความแตกต่างทางด้านความต้องการของลูกค้า นอกจากนี้ ABB ยังสามารถให้คำปรึกษา ถ่ายทอดความรู้ ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี จนทำให้ ABB ได้รับการยอมรับให้เป็นผู้นำระดับโลกด้านเทคโนโลยี GIS

ว่าด้วยเรื่องของความปลอดภัย ความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้านั้น ส่วนสำคัญคือ Circuit Breaker ซึ่งทำหน้าที่ป้องกันระบบไฟฟ้าเมื่อเกิดเหตุไม่คาดฝันขึ้น ซึ่งโดยปกติแล้ว Circuit Breaker จะถูกติดตั้งในโรงไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้า ที่เข้าอากาศเป็นฉนวนหรือที่เราเรียกว่า Air-insulated switchgear (AIS) ทั้งนี้ทั้งนั้นขึ้นอยู่กับระดับแรงดันที่ต้องการใช้งานเชื่อมโยง ไปถึงการจัดวางระยะห่างของแต่ละอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้าโดยรวมแล้วใช้พื้นที่เกินกว่าหลายสิบเมตรเลยทีเดียว เป็นเหตุผลว่าทำไมการมีสถานีไฟฟ้า 1 สถานี เราต้องใช้พื้นที่จำนวนมาก ดังนั้นการติดตั้ง GIS จึงเป็นทางเลือกหนึ่ง เพราะ GIS สามารถลดพื้นที่ระยะห่างระหว่างอุปกรณ์และ Circuit Breaker ก็ยังทำงาน

ได้อย่างปกติและปลอดภัยสถานีไฟฟ้าที่เป็น GIS สามารถลดพื้นที่ลงได้ 10 เท่า ของสถานีที่เป็น AIS เรยทีเดียว

มุ่งเน้นการพัฒนาผลิตภัณฑ์ตามความต้องการของตลาดพร้อมกับความสามารถและความคิดสร้างสรรค์ ปัจจุบันอุปกรณ์ GIS ได้มีการผลิตขึ้นเป็นจำนวนมากโดยหลาย ๆ ผู้ผลิต ทั้งใหม่และที่เป็นที่รู้จักกันดีทั่วโลก บริษัทเหล่านี้มีประสบการณ์ยาวนานเป็นเวลากว่าหลายทศวรรษในเรื่องของ Switchgear และได้เริ่มเพิ่ม GIS เข้าไปในแผนการผลิตของพวกเขา

ความแตกต่างของ GIS ในแต่ละผู้ผลิต สิ่งที่ได้สังเกตเห็นคือ ความแตกต่างในส่วนของการ Layout แต่เมื่อ

ศึกษาโดยละเอียดแล้ว ก็เป็นที่ชัดเจนว่า ผลิตภัณฑ์ของผู้ผลิตดั้งเดิมที่ศึกษามาเป็นเวลานานอย่าง ABB จะมีการพัฒนาอุปกรณ์มาแล้ว เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้งานและปรับปรุงปัญหาต่างๆ ที่ได้พบเจอจากประสบการณ์ที่ผ่านมา พร้อมเพิ่มนวัตกรรมใหม่ๆ เพื่อประโยชน์สูงสุดแก่ผู้ใช้งาน

- มีความพร้อมในการจัดหา การออกแบบชิ้นส่วนของอุปกรณ์ตลอดจนการประกอบขึ้นส่วนนั้นๆ สามารถตอบสนองความต้องการที่หลากหลายของผู้ใช้งาน ไม่ว่าจะเป็นในแง่ของพื้นที่ที่จำกัดและค่าใช้จ่าย



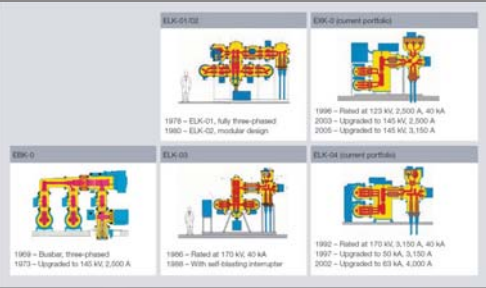
- การเตรียมความพร้อมของระบบ เพื่อให้ได้ประโยชน์สูงสุดจากการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชิ้นในระดับแรงดันสูง รวมถึงการตอบสนองอย่างมีประสิทธิภาพของกลไกการทำงานไม่ว่าจะเป็นการ interrupter, disconnector, earthing switch and fast-acting earthing switches.
- ชิ้นส่วนทุกชิ้นผ่านการทดสอบ Type-Test และได้รับการรับรองจาก Independence Power Laboratories สอดคล้องตามมาตรฐานสากล
- ตอบสนองความต้องการของผู้ใช้งานด้าน substation automation เช่น ความต้องการด้าน Specific cabling และการควบคุมการทำงานโดยระบบดิจิทัลของ GIS ในแต่ละ bay โดยสามารถส่งสัญญาณไปยังควบคุมได้เลย
- ผู้ผลิตมีความสามารถในการควบคุมปริมาณการผลิต การจัดการการผลิต การจัดหาวัสดุ การประกอบชิ้นส่วน การควบคุมคุณภาพภายในโรงงานและคุณภาพที่ site งาน รวมถึงงานเอกสารต่างๆ ตามความต้องการของลูกค้าได้

ผู้ผลิตบริการ service ที่ครอบคลุมทุกพื้นที่ และมีการ Training ทีม Service Engineer เพื่อการเข้าถึงและพร้อมแก้ไขปัญหาอย่างรวดเร็ว มีความรู้ความสามารถที่จะให้บริการ ไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนชิ้นส่วนหรือการทำเทคโนโลยีใหม่มาแทนเทคโนโลยีเก่า

- ผู้ผลิตมีการรักษาระดับ ตลอดจนการพัฒนาทักษะของวิศวกร เพื่อพัฒนาอุปกรณ์ต่อไป

นอกจากนี้ ไม่ว่าจะเป็นการคิดค้นนวัตกรรมใหม่ ตลอดจนการบำรุงรักษาอุปกรณ์เดิม จำเป็นต้องใช้ความรู้ความสามารถในระดับสูง ทำให้เราต้องวิศวกที่มีศักยภาพ พร้อมเผชิญกับความท้าทาย ในกระบวนการของวิศวก เพื่อตอบสนองความต้องการของตลาดมุ่งเน้น การพัฒนาผลิตภัณฑ์ร่วมกับความรู้ ความสามารถ ความคิดสร้างสรรค์ จนทำให้ ABB เป็นที่ยอมรับกันอย่างแพร่หลายทั่วโลก ทั้งทางด้านอุปกรณ์และการให้บริการของ GIS

นวัตกรรมการแก้ไข และการพัฒนาผลิตภัณฑ์
อุปกรณ์ GIS ของ ABB ได้ลงทุนในเรื่องของการวิจัยและการพัฒนา เพื่อให้แน่ใจว่าสุดท้ายนี้ใช้และทุกระบบที่เกี่ยวข้องสามารถทำงานร่วมกันได้จริง มีความน่าเชื่อถือและมั่นใจว่า สามารถรับมือกับทุกสถานการณ์



รูปที่ 1

ไม่ว่าจะทำหมามากแค่ไหนก็ตาม

เทคโนโลยี GIS เกิดขึ้นในปี 1936 เมื่อเหตุการณ์ประท้วง Freon-GIS assembly ที่ระดับแรงดัน 33 kV ในประเทศสหรัฐอเมริกา ต่อมาในช่วงกลางทศวรรษ 1950 ก๊าซ SF₆ ก็ได้ถูกค้นพบว่า เป็นก๊าซที่มีความเป็นฉนวนดีเยี่ยม และมีความสามารถในการดับ arc หลังจากนั้นช่วงกลางทศวรรษที่ 1960 อุปกรณ์ GIS ก็ได้มีการพัฒนาขึ้นในเชิงพาณิชย์ ทำให้เป็นที่สนใจและรู้จักกันอย่างแพร่หลายในตลาด เมื่อเวลาผ่านไป ความก้าวหน้าของนวัตกรรมใหม่ๆ ส่งผลให้ ABB ได้พัฒนาและคิดค้น GIS ที่สามารถใช้ได้ถึงระดับแรงดัน 1,100 kV ตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา เทคโนโลยีต่างๆ ที่ถูกค้นพบได้รับการคุ้มครองโดยการจดสิทธิบัตร เพื่อปกป้องเป็นทรัพย์สินทางปัญญาของ ABB เป็นที่เรียบร้อยแล้ว

ความต้องการของตลาดและการตอบสนองความต้องการของลูกค้า
ปัจจุบันอุปกรณ์ GIS ของ ABB ได้แบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลัก ได้แก่ GIS สำหรับระดับแรงดัน 52 kV ถึง 170 kV และ GIS สำหรับระดับแรงดันที่มากกว่า 170 kV

Sub-transmission GIS (< 170 kV)
ในช่วงปลายทศวรรษที่ 1960 Encapsulated switchgear ได้ถูกใช้กับ low-oil circuit breaker และได้ถูกแทนที่ด้วย Switchgear ที่ใช้ก๊าซ SF₆ ซึ่ง GIS ตัวแรกได้ใช้ชื่อว่า EBK-01 สามารถใช้ได้ทั้งแรงดันไฟฟ้า 123 kV, 31.5 kA, 2000 A GIS type นี้ ถูกสร้างเพื่อง่ายต่อการใช้งานสำหรับติดตั้ง Circuit Breaker ในแนวนอนที่สถานีได้นำออกสู่ตลาดในปี 1969 เป็น model three-phase bus-bar modules สำหรับ GIS type แรกนี้ ไดถูกนำมาใช้งานกันอย่างแพร่หลาย

ในปี 1793 GIS EBK-01 ก็ได้พัฒนาปรับปรุงมาเป็น EBK-02 ซึ่งสามารถใช้งานได้ที่ระดับแรงดัน 145 kV 31.5 kA 2,500 A

ในที่สุดก้าวที่สำคัญก็มาถึง ด้วยการนำเสนอ GIS รุ่น ELK-01 ในปี 1978 (145 kV, 31.5 kA 2,500 A) เป็น GIS Model แรกของโลกที่เป็น Three-phase design ตัว Circuit Breaker ถูกติดตั้งในแนวดิ่ง ซึ่งง่ายต่อการบำรุงรักษา Circuit Breaker ใช้หลักการของ Puffer Circuit Breaker ในการดับ arc

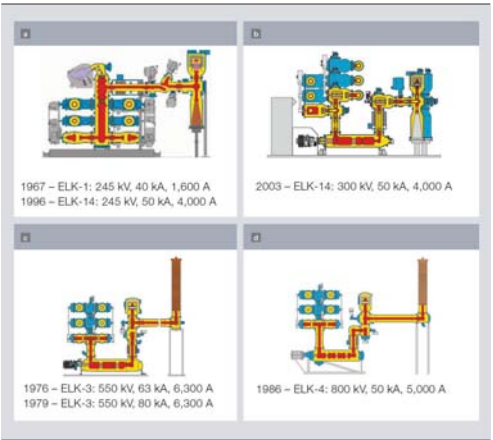
หลังจากนั้นไม่นานในปี 1980 ABB ได้พัฒนาและเปิดตัว GIS ใหม่ในชื่อว่า ELK-02 ซึ่งพัฒนาในส่วนของการ Modular design ให้มีความโดดเด่นอย่างชัดเจนจากรุ่นก่อน

การพัฒนา GIS และกลไกการทำงานของ Circuit Breakers
ELK-03 ถูกนำมาเผยแพร่ออกสู่ตลาดในปี 1986 สิ่งพัฒนาขึ้นมาขึ้น นอกจากจะเพิ่มการใช้งานในระดับแรงดันที่สูงขึ้นแล้ว ยังมีการติดตั้งของ disconnecting ออกจาก Eating switch รวมไปถึงการใช้ Mechanism ของ Circuit Breaker แบบ Hydro-mechanical spring ดังแสดงในรูปที่ 1

2 ปีต่อมา ELK-03 ได้ถูกพัฒนา Circuit Breaker ให้ใช้เทคโนโลยี self-blasting ซึ่งเป็นการช่วยลดการไหลพลังงานของการ switching จนทำให้ ABB ได้ขึ้นชื่อว่าเป็นผู้บุกเบิก GIS ระดับแรงดัน 170 kV โดยใช้ Self-blasting circuit breaker

ในปี 1992 ELK-04 ก็ได้ถูกนำมาเผยแพร่ออกสู่ตลาด ใช้ได้ทั้งระดับแรงดัน 170 kV, 40 kA, 3150 A ผลิตภัณฑ์ใหม่นี้ได้อธิบายถึงคุณสมบัติพิเศษว่าเป็นการลดขนาดและเป็นการปรับเปลี่ยน Design ใหม่ของการเชื่อมต่อระหว่าง Busbar และ Feeder modules ซึ่งการพัฒนาในจุดนี้นับได้ว่าเป็นการลดขนาดของขนาดตัวอุปกรณ์ได้อย่างเป็นประวัติการณ์ เรียกได้ว่าสามารถติดตั้งอยู่ใน Container ตัวเดียวก็ว่าได้

เป็นเวลากว่าหลายปีที่ผ่านมา ELK-0 4 ออกสู่ตลาดจนกระทั่งวันนี้ ELK-04 ก็ยังเป็นที่นิยมใน Model GIS ที่มีขนาดกะทัดรัดที่สุดสำหรับระดับแรงดัน 170 kV GIS



รูปที่ 2

ความก้าวหน้าต่อไปในการพัฒนาอุปกรณ์คงเป็นใน ส่วนของการขยายการใช้งานในระดับแรงดันที่สูงขึ้น แต่ยังคง concept ความเล็กกระทัดรัดอยู่ ในปีสุดท้ายปี 1997 ABB ก็ได้นำรุ่นที่ใช้กับระดับแรงดัน 170 kV 50 kA 3150 A และปี 2002 ก็ได้มีรุ่น 145 kV 63 kA 4000 A ออกเผยแพร่สู่ตลาดตามมา พร้อมกับการใช้ เทคโนโลยี self-blasting และ Hydromechanical spring-operated mechanisms

ในปี 1996 ยังมี GIS อีกหนึ่ง Model คือ EXK-0 ที่ได้ ถูกพัฒนาเพื่อให้สอดคล้องกับระดับแรงดันที่ต่ำลงคือ 123 kV, 40 kA, 2500 A และในปี 2003 Model ก็ได้ ถูกพัฒนาเพื่อให้อาจใช้ได้ในระดับแรงดันที่สูงขึ้น อีกครั้งคือ 145 kV 40 kA 2500 A และในปี 2005 ก็พัฒนาให้สามารถใช้ได้ที่ระดับแรงดัน 145 kV 40 kA 3150 A

มากกว่า 20 ปีของการพัฒนาสำหรับ ELK-04

จากผลของการพัฒนาอย่างต่อเนื่องของ Switchgear ทั้งสองชนิดนี้ ส่งผลให้มีการริเริ่มอย่างจริงจังเพื่อตอบสนองความต้องการที่แตกต่างกัน มีกระบวนการผลิต ที่มีมาตรฐานสูง ระบบการควบคุมการผลิตอยู่ภายใต้ การรับรองมาตรฐาน ไม่เพียงเท่านั้นส่วนประกอบหลัก เช่น circuit breaker, disconnect and earthing switches แต่ยังมีการพัฒนาไปถึง operating mechanisms วิวัฒนาการที่มาบรรจบกันของผลิตภัณฑ์ทั้งสองนี้ ถูกนำมาเผยแพร่สู่ตลาดภายใต้ชื่อ model ที่คุ้นเคยกันว่า ELK-04

Transmission GIS (>170 kV)

ย้อนหลังไปเมื่อปี 1967 ABB GIS ELK-1 ถูกออกแบบ มาเพื่อใช้งานกับ single-phase และ single bus-bar สำหรับระดับแรงดัน 245 kV 40 kA 1600 A ผลิตภัณฑ์ตัวนี้ได้ถูกพัฒนามาพร้อมกับ GIS type EBK เพื่อที่จะมีอุปกรณ์ระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น circuit breaker แต่ละตัวถูกติดตั้งไว้กับ puffer-type interrupters และถูก operated โดย separate hydraulic mechanisms

ในปี 1976 เป็นครั้งแรกที่ 550 kV GIS ได้ถูกนำออกสู่ตลาด โดยใช้ individual circuit breaker แต่ละตัวออกแบบให้ทำงานร่วมกับ three interrupting units ถือเป็นครั้งแรกที่สามารถออกแบบผลิตภัณฑ์ให้ทนต่อกระแสไฟฟ้าได้ถึง 80 kA และ operating current ที่ 6300 A Circuit Breaker แต่ละตัวได้ถูกติดตั้งให้อยู่ในแนวตั้ง รวมถึงมีกลไกการทำงานร่วมกับ hydraulic operating mechanism และ closing resistors

GIS ELK-3 ได้ถูกใช้ครั้งแรกในสถานีไฟฟ้าที่ประเทศแคนาดา ในปี 1979 ถือเป็น GIS ตัวแรกที่ได้นำออกมาสัมผัสกับการใช้งานจริง ELK-3 นี้ สามารถรับมือกับสภาพภูมิอากาศที่รุนแรงได้ เนื่องจากเป็นความต้องการเพิ่มเสริมของลูกค้า และทางเราก็ได้พัฒนาเพื่อตอบสนองความต้องการนั้นเสมอมา สำหรับเรื่องของ climate condition สิ่งนี้ทำให้เห็นว่าการความต้องการต่างๆ ของลูกค้าได้ถูกให้ความสำคัญเป็นพิเศษในระหว่างที่เราพัฒนาอุปกรณ์แต่ละชิ้น จะเห็นว่าไม่เพียงแต่เพื่อให้



รูปที่ 3 a



รูปที่ 4

อุปกรณ์สามารถทำงานในระดับแรงดันที่สูงขึ้นเท่านั้น แต่ยังสามารถทำงานได้แม้กระทั่งอุณหภูมิติดลบด้วย ดังแสดงในรูปที่ 2

การติดตั้งใช้งาน ABB GIS ELK - 3 ที่เขื่อนพลังน้ำ Itaipu ประเทศบราซิลใช้งานมากกว่า 20 ปี

ในปี 1981 GIS ELK-3550 kV 63 kA 4000 A จำนวน 51 Bays ได้ถูกติดตั้งโดย ABB ซึ่งถือว่าเป็นสถานีไฟฟ้า GIS ที่ใหญ่ที่สุดในโลกที่ Hydroelectric Power Plant ที่ Itaipu ประเทศบราซิล แต่ละ Circuit Breaker ได้ถูกจัดวางในแนวตั้งและติดตั้งอยู่กับ Two interrupting units ใช้งานร่วมกับ hydraulic operating mechanism เป็นเวลานานกว่า 20 ปี ของการดำเนินงานอย่างต่อเนื่องในการป้องกัน Flow electrical energy ไปโรงจ่ายไฟฟ้าของประเทศบราซิลและประเทศปารากวัย นี่ถือเป็นการท้าทายความสามารถของ ABB ในการออกแบบและติดตั้งสถานีไฟฟ้าให้มีความน่าเชื่อถือสูง ประกอบกับการเชื่อมต่อกับสถานีย่อยที่ซับซ้อน รวมถึงการเชื่อมต่อระหว่างสถานีไฟฟ้าที่มีความถี่ 50 Hz และ 60 Hz แต่ละองค์ประกอบสำคัญในอุปกรณ์ GIS ได้รับการออกแบบที่จะเอื้อต่อการแลกเปลี่ยน ปรับปรุงอย่างง่ายดายในอนาคต

เนื่องจากความต้องการในการส่งแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น จึงนำไปสู่วิวัฒกรรมใหม่ๆ ต่อไป และ ABB ได้พัฒนา GIS ELK-4 ขึ้นมา เพื่อตอบสนองความต้องการของผู้ใช้งานที่ระดับแรงดัน 800 kV 50 kA 5000 A GIS รุ่นนี้ได้ถูกออกแบบให้มีขนาดกะทัดรัดสามารถทำงานในสถานีไฟฟ้าที่มีแรงดันสูงมากและมีข้อจำกัดในเรื่องของพื้นที่ Circuit Breaker แต่ละตัวยังถูกติดตั้งในแนวตั้งเหมือนเดิม แต่ทำงานร่วมกับ interrupting จำนวนถึง 4 units ซึ่ง ELK-4 นี้ ได้ถูกนำออกมาเผยแพร่ออกสู่ตลาดในปี 1986 และมีการติดตั้งที่แรกที่แอฟริกาใต้ที่ระดับความสูงกว่า 1000 เมตร

รูปที่ 5: ภาพภายในของตู้ GIS ELK-4 แสดงถึงอุปกรณ์ไฟฟ้าขนาดใหญ่และระบบการเชื่อมต่อที่ซับซ้อน

ในปี 1996 GIS ELK-14 ได้ใช้ที่ระดับแรงดัน 245 kV



รูปที่ 3 b



รูปที่ 5

50 kA 4000 A interrupter แบบ self-blasting และ operated โดย hyro-mechanical mechanism เป็น Type ที่ได้พัฒนาจาก ELK-1 นี่ถือเป็นความสำเร็จครั้งสำคัญ เนื่องจากเป็นครั้งแรกที่ได้นำเทคโนโลยี Self-blasting เข้ามาใช้งานกับ GIS ที่ระดับแรงดันมากกว่า 170 kV หลายปีต่อมา ELK-14 ก็ได้ประสบความสำเร็จมากขึ้นโดยการ upgrade ขึ้นมาเพื่อสามารถใช้ได้ถึงระดับแรงดัน 300 kV 50 kA 4000 A แต่สิ่งที่น่าสนใจเป็นพิเศษคือ disconnecting และ earthing switch ได้ถูกติดตั้งให้อยู่ใน housing เดียวกัน

ในช่วงต้นปี 2003 GIS 550 kV 63 kA 4000 A ได้ถูกติดตั้งโดย ABB ที่ Three Gorges Hydroelectric Power Plant ในประเทศจีนดังแสดงในรูปที่ 4 ปัจจุบันถือได้ว่า เป็นสถานี GIS ที่ใหญ่ที่สุดในโลก ความท้าทายในเรื่องของเทคนิคต่างๆ หรือการจัดส่งสินค้าได้ถูกแก้ไขให้ หมดไปก่อนการติดตั้ง 73 Bays สุดท้ายและสามารถ ดำเนินการได้ทันในฤดูใบไม้ร่วงปี 2008 ดังแสดงในรูปที่ 5 Circuit Breaker ได้ถูกติดตั้งให้อยู่ในแนวนอน พร้อมกักลไกการทำงานร่วมกับ mechanism ประเภท Hydro-mechanical ดังแสดงในรูปที่ 6 ประกอบกับการจัดวางได้ถูกออกแบบมาใหใช้พื้นที่น้อยมาก เนื่องจากติดตั้งตั้งด้านบนของเขื่อนนั่นเอง

การติดตั้งใช้งาน GIS Ultra - high voltage ที่ระดับแรงดัน 1,100 kV, 63 kA, 6,000 A

ความท้าทายล่าสุดสำหรับ ABB คือ การพัฒนาผลิตภัณฑ์มาจนถึง ELK-5 ที่ถูกพัฒนามาเพื่อใช้ในระดับ Ultra high-voltage 1100 kV 63 kA 6000 A อันนับว่าเป็น GIS รุ่นที่ขนาดเล็กที่สุดเท่าที่เคยผลิตขึ้นมา เพื่อใช้ในระดับแรงดันเดียวกัน ด้วยการออกแบบที่โดดเด่น โดยการใช้ interrupting 4 units ต่ออนุกรม จัดเรียงในแนวนอนพร้อมกัตัว resistors ที่ต่อขนานกันอยู่ ดังแสดงในรูปที่ 7



รูปที่ 6



รูปที่ 7

การออกแบบที่กะทัดรัดและขอบเขตการจัดจำหน่าย

ทุกวันนี้ switchgear ทุกชนิดมีารออกแบบ modular building-block ที่ได้มาตรฐานสูง ไม่มีข้อจำกัดในเรื่องระดับแรงดันไฟฟ้า อุปกรณ์ถูกออกแบบมาเพื่อรองรับความหลากหลายของข้อกำหนดทางเทคนิคที่จำกัดใน เรื่องขนาดของตัวอุปกรณ์และพื้นที่ที่ใช้ในการติดตั้ง อีกทั้งไม่ใช่ว่าแค่การปรับปรุงองค์ประกอบหลักอย่าง circuit breaker, disconnector และ earthing switch เท่านั้น ยังมีการพัฒนาไปถึง operating mechanism อีกด้วย

GIS ทุกชนิดในปัจจุบันมีการติดตั้งกลไกการทำงานของ mechanism circuit breaker ที่เรียกว่า hydro mechanism ที่มีการกำหนดความเร็วต่างๆ ของ Interrupter อีกทั้งยังสามารถปรับลดความเร็วลงได้อย่างง่ายดาย โดยเฉพาะอย่างยิ่งช่วงท้ายของการเคลื่อนไหวของ interrupter ดังนั้นผลกระทบทางกลของการ switching ในตัว interrupter จึงถูกมองว่าเป็นเรื่องเล็กน้อย การจับยึดพลังงานใน spring ก็ไม่จำกัด เฉพาะเจาะจงว่าจะต้องเป็น sequence O-0.3s-CO (open-0.3 seconds-close-off operation) ที่เป็นไปตามมาตรฐาน แต่เราสามารถออกแบบให้รองรับ sequence ที่ซับซ้อนมากยิ่งขึ้นไปได้ เช่น O-0.3s-CO-0.3s-CO โดยไม่ต้องการชาร์ประจุใหม่ คุณสมบัติเช่นแบบนี้ ได้ถูกใช้บ่อยครั้งในตลาดอาหรับและตลาดอเมริกา ยิ่งไปกว่านั้นการมีชนิดของ operating mechanism ที่หลากหลายยังตอบโจทย์หลายๆ ด้าน เช่น ข้อจำกัดของเวลา ความถูกต้องแม่นยำและทางเลือกใช้ให้เข้ากับการทำงานตามความต้องการความต้องการของการลูกค้า เช่น การเลือกใช้ singlepole operating ก็เป็นข้อดีของ controlled switching operation

แนวโน้มด้านการตลาด

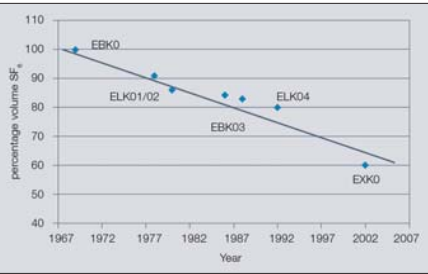
ทั้งเทคโนโลยีพื้นฐานและเทคโนโลยีเฉพาะของ GIS ทุกรุ่นมีคุณสมบัติที่เป็นไปตามมาตรฐานและมีการ Integration ที่เข้มข้นสูง ผลิตภัณฑ์ GIS ที่ถ่ายทอดสู่ตลาดทุกๆ รุ่น เป็นที่แน่ใจและมั่นใจว่าสามารถตอบโจทย์ความต้องการของผู้ใช้งานที่หลากหลายได้ในตลาดโลก ลักษณะการทำงานของ GIS และความ ต้องการของลูกค้ามี 3 สิ่งหลักๆ ดังนี้

นอกจากนี้ operating mechanism ที่มีการออกแบบเทคโนโลยีพื้นฐานได้มีการผสมกลมกลืน ในส่วนของอุปกรณ์ควบคุมแบบดิจิทัลเข้าไปตามมาตรฐาน IEC 61850 communication protocol ลูกค้าสามารถ monitor ระบบทั้งสถานีไฟฟ้าจากทั่วโลก ได้ระบบนี้สามารถประยุกต์ใช้กับ switchgear หลายประเภท และยังถูกออกแบบมาสำหรับสถานีไฟฟ้า conventional ที่ต้องการต่อขยายหรือปรับปรุงอีกด้วย

มากกว่าหนึ่งปีสำหรับความพยายามในการลดการใช้ SF₆ สำหรับ GIS ด้านสิ่งแวดล้อม



รูปที่ 8



การใช้พลังงานไฟฟ้าที่สูงมาก ต้องการระดับแรงดันไฟฟ้าสูง กระแสสูง รวมไปถึงกระแส short circuit ที่สูงขึ้นตามไปด้วย ความต้องการเหล่านี้ ต้องใช้วิธีการที่มีประสิทธิภาพ ไม่ว่าจะเป็นการส่งพลังงานไฟฟ้าให้มีการสูญเสีย loss น้อยที่สุด มีความปลอดภัยสูง การส่งพลังงานไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพนี้ สามารถใช้ได้ตั้งแต่ระดับแรงดันไฟฟ้าสูงที่ส่งผ่านโดยสาย Cable จนถึงไฟฟ้าแรงดันต่ำ ที่ผ่านการแปลงระดับแรงดันผ่านหม้อแปลงไฟฟ้าไปจนถึงผู้ใช้งาน

ปรับปรุงเทคโนโลยีในแง่พลังงานและสาหรณูปโภค

สถานีไฟฟ้าที่ถูกสร้างขึ้นใหม่จะต้องถูกสร้างโดยใช้เทคโนโลยีใหม่ หรือเทคโนโลยีที่พัฒนาปรับปรุงมาแล้วอย่างในประเทศอุตสาหกรรมใหม่ เช่นเดียวกันกับประเทศที่อุดมไปด้วยทรัพยากรทางพลังงานอย่างเช่นประเทศทางแถบตะวันออกกลางและรัสเซีย

หัวใจหลักของการพัฒนาเทคโนโลยีคือ การพยายามลดการใช้แก๊ส SF₆ และการลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิต ซึ่งการผลิต GIS ทุกๆก็ได้ใช้เทคโนโลยีการผลิตที่ล้ำสมัย ไม่ว่าจะเป็นเครื่องมือการผลิตแต่ละชิ้นส่วนประกอบของ GIS ไปจนถึงการประกอบขึ้นสายประกอบของ GIS สามารถทำได้ง่าย พร้อมกับการจัดส่งที่ได้มาตรฐานสากล

เพื่อตอบสนองความเปลี่ยนแปลง และความท้าทายของตลาด หัวข้อต่อไปนี้จะต้องถูกเพิ่มใน requirement ของผู้ใช้งานในอนาคต

ชิ้นส่วนแต่ละชิ้นจะต้องได้มาตรฐาน ง่ายต่อการขยายหรือเชื่อมต่อในอนาคต หรือปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนมาขึ้น หรือการเปลี่ยนทดแทนของเดิมจาก AIS มาเป็น GIS โดยมีค่าใช้จ่ายที่ไม่สูงมาก

ความต้องการให้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องในเรื่องของ switching technology เช่น high-voltage switching interrupters โดยสูญเสียพลังงานต่ำ เป็นต้น

ความต้องการให้พัฒนาชิ้นส่วนประกอบหลักแต่ละชิ้นให้เป็นชิ้นส่วนเดียว เพื่อลดจำนวนจุดเชื่อมต่อของแต่ละโมดูล

เรียบเรียงจาก ABB Review 1/2009, page 92-98



Powering the world

การให้พลังงานไฟฟ้าแก่โลก

ดร.วราวุฒ แอ็กซ์ | worawut.sae-kok@th.abb.com

ABB คือ ผู้นำของโลกในระบบส่ง HVDC

การติดตั้งระบบส่งไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรง (High voltage direct current, HVDC) ในเชิงพาณิชย์แห่งแรกของโลกซึ่งต้องเชื่อมผ่านได้ทะเล Gotland 1 ในปี 1954 คือจุดเริ่มต้นของความมุ่งมั่นในเรื่อง HVDC ของ ABB ตั้งแต่นั้นเป็นต้นมา วิศวกรของ ABB ร่วมกับลูกค้าได้ผลักดันให้มีการพัฒนาเทคโนโลยี HVDC ส่งผลให้การเชื่อมต่อพลังงานปริมาณมากขึ้นด้วยระยะทางไกลขึ้น ณ วันนี้สามารถ ส่งผ่านพลังงานได้มากถึง 8,000 MW ±800 kV ที่ Hami-Zhengzhou UHVDC ด้วยระยะทาง 2,210 กิโลเมตร ซึ่งทำการติดตั้งในต้นปี 2014 เป็นหนึ่งตัวอย่างที่สำคัญ ABB ยังมีเรื่องที่เป็นอันดับหนึ่งในหลายเรื่องในหลายปีที่ผ่านมา หนึ่งในเรื่องที่สำคัญคือ การพัฒนาเบรกเกอร์ HVDC แบบไฮบริดเป็นครั้งแรกของโลก ซึ่งเป็นการแก้ไขข้อปัญหาที่ใหญ่ที่สุดในการพัฒนาของระบบ HVDC

เนื่องจากไฟฟ้าปริมาณมากขึ้นจะถูกผลิตจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ห่างไกลและต้องส่งด้วยระยะทางไกล จึงมีการผลักดันให้ก้าวไปข้างหน้าครั้งใหญ่ในการใช้ไฟฟ้ากระแสตรง ABB คือผู้ผลิตรายเดียวที่เสนออุปกรณ์ที่ครอบคลุมแบบสมบูรณ์เพื่อระบบ HVDC และยังคงมีความมุ่งมั่นด้าน HVDC อย่างต่อเนื่อง

ย้อนกลับไปในช่วงเริ่มต้นของการจ่ายไฟฟ้า AC (กระแสสลับ) ได้ถูกนำมาใช้สำหรับการส่งพลังงานไฟฟ้า เพราะสามารถปรับแรงดันขึ้นและลงได้ด้วยการใช้หม้อแปลง และเพราะว่าสามารถถูกตัดได้ง่ายกว่า DC (กระแสตรง) ระบบไฟฟ้าแรงสูง AC ได้พัฒนาการจนเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพที่สามารถเชื่อมระบบจ่ายไฟและหน่วยการผลิตเข้าสู่โหลดอุตสาหกรรมและแหล่งที่

อยู่อาศัยหลายทศวรรษที่ผ่านมา หลังจากนั้นเทคโนโลยีไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรงจึงได้มีความก้าวหน้ามากเพียงพอสำหรับการเชื่อมต่อกับ HVDC ในเชิงพาณิชย์ งานบุกเบิกเริ่มต้นโดย Uno Lamm ที่ ASEA ซึ่งเป็นหนึ่งในบริษัทเริ่มต้นของ ABB เริ่มในปี 1929 และส่งผลให้เกิดการเชื่อมต่อกับ HVDC ผ่านได้ทะเล โดยใช้เวลาตัวแปลงแบบ Mercury-arc ในปี 1954 จนถึงวันนี้ผ่านมา 60 ปี ABB ได้เป็นผู้จัดหาหน่วยหรือเป็นผู้จัดจำหน่ายย่อยสำหรับการเชื่อมต่อ HVDC มากกว่า 90 แห่ง บริษัทได้ช่วยแปลง HVDC จากการประยุกต์ใช้งานที่ค่อนข้างพิเศษให้เป็นเทคโนโลยีที่สำคัญที่สามารถเชื่อมต่อพลังงานสูงด้วย การสูญเสียพลังงานที่น้อยระหว่างตลาดพลังงานและการผลิตพลังงานหมุนเวียนจากแหล่งที่ห่างไกล

ทำไมต้อง HVDC?

ใน DC ซึ่งจะตรงข้ามกับ AC อีเล็กตรอนจะไหลผ่านวงจรไฟฟ้าไปในทางเดียวกันและดังนั้นจึงไม่สร้างกำลังรีแอกทีฟ สายเคเบิล AC ส่วนใหญ่มีลักษณะแบบคาเบ็กซีฟ (ดูรูป 1a) ในขณะที่สายพาดอากาศจะมีลักษณะแบบอินดักทีฟ (ดูรูป 1b) เคเบิลที่ยาวจะสร้างกำลังรีแอกทีฟได้มากกว่าที่ใช้และต้องการกระแสรีแอกทีฟปริมาณมากเพื่อที่จะชดเชยและดีสชาร์จสายเคเบิลเนื่องจากแรงดันในระบบไฟฟ้าจะเปลี่ยนขึ้น 50 หรือ 60 ครั้งต่อวินาที กระแสส่วนนี้จะถูกเพิ่มเข้ากับกระแสที่จำเป็นเพื่อการส่งพลังงานจากปลายสายด้านหนึ่งไปอีกด้านหนึ่ง

ทั้งกระแส (แอกทีฟ) และกระแสรีแอกทีฟใช้ความจุความร้อนของเคเบิล เนื่องจากการสร้างกำลังรีแอกทีฟในสายเคเบิล AC จึงมีความยาวสูงสุดในทางปฏิบัติประมาณ 50 ถึง 100 กิโลเมตร (ดูรูป 1) ในสายใต้ดินที่ยาวมากกว่า 50 กิโลเมตร ไฟฟ้ากระแสสลับส่วนใหญ่จำเป็นสำหรับการชาร์จและดีสชาร์จตัวเก็บประจุ (C) ของเคเบิล (ดูรูป 1a) ในสายพาดอากาศที่ยาวมากกว่า 200 กิโลเมตร แรงดันกระแสสลับส่วนใหญ่จะต้องเอาชนะแรงดันตกและการเลื่อนของเฟส อันเนื่องมาจากค่าตัวเหนี่ยวนำ (L) ของสาย (ดูรูป 1b) C และ L สามารถถูกชดเชยได้ด้วยการใช้ รีแอกเตอร์/ตัวเก็บประจุ หรือ FACTS (Flexible alternating current transmission systems) หรือโดยการให้ไฟฟ้า DC

HVDC เป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดในการส่งผ่านพลังงานในระยะทางที่ไกลมากโดยสายเคเบิล (ดูรูป 2) HVDC มีต้นทุนเริ่มต้นที่สูง (ซึ่งก็คือส่วนของสถานีแปลง) แต่เนื่องจากสายพาดอากาศและสายเคเบิลมีราคาแพงน้อยกว่า จึงมีระยะทางวิกฤต (Critical distance) ที่ซึ่ง DC จะมีประสิทธิภาพเชิงต้นทุนที่สูงกว่า (ดูรูป 3) นอกจากนี้การส่งผ่านด้วย DC ในระยะทางที่ไกลด้วยสายพาดอากาศมีประสิทธิภาพมากกว่าการส่งด้วย AC และเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพเชิงต้นทุนในการดำเนินการเชื่อมต่อสองระบบที่มีความถี่ที่แตกต่างกัน (Asynchronous grids) ซึ่งสามารถทำได้ผ่านทางสายระหว่างสองสถานีแปลงหรือในลักษณะ Back-to-Back ซึ่งสถานีทั้งสองอยู่ในสถานที่เดียวกัน

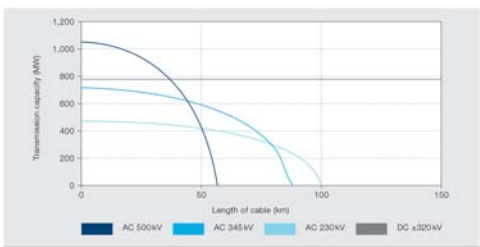
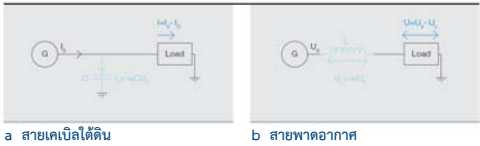
ระบบ HVDC นำพลังงานไฟฟ้าจากเครือข่ายระบบไฟฟ้า AC ผ่านหม้อแปลงและแปลงเป็น DC ที่สถานีแปลงและส่งไปยังจุดรับโดยสายพาดอากาศหรือสายเคเบิลใต้ดินซึ่งถูกย้อนกลับเป็น AC โดยใช้ตัวแปลงอื่น (ดูรูป 4)

การแปลงจะถูกดำเนินการใช้วาล์วเซมิคอนดักเตอร์กำลังสูง (High-power semiconductor valves) เพราะวาล์ว HVDC จะส่งเฉพาะกำลังไฟฟ้าจริงที่ใช้งานเท่านั้น โดยไม่มีการใช้ความจุให้สูญเสียไปสำหรับการส่งกำลังรีแอกทีฟ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าปริมาณเท่ากันสามารถส่งโดยใช้สายส่งจำนวนน้อยกว่าเมื่อเปรียบ

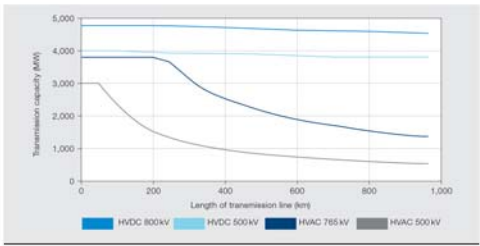
เทียบกับเมื่อส่งแบบ AC และใช้พื้นที่น้อยกว่าในการจัดการสายส่ง HVDC ยังคงก่อให้เกิดการเหนี่ยวนำสนามแม่เหล็กที่น้อยลง จึงสามารถทำให้สามารถสร้างสายที่ใกล้กับแหล่งอยู่อาศัยได้ (ดูรูป 5) การอัปเดตปรับปรุงสายส่ง AC ที่ใช้ส่งผ่าน DC สามารถเพิ่มความสามารถในการรองรับโหลดได้เพิ่มขึ้นอย่างมากและให้ความสามารถในการควบคุมซึ่งสามารถถูกใช้ในการป้องกันเครือข่ายระบบไฟฟ้ากำลัง อันเนื่องมาจากการเกิดไฟดับขนาดใหญ่ (Blackout)

HVDC Classic

HVDC Classic เป็นหนึ่งในสองเทคโนโลยีของ HVDC ที่ใช้ในปัจจุบัน (ดูรูป 6) ซึ่งถูกใช้บนพื้นฐานของเซมิคอนดักเตอร์กำลังชนิดไทรสเตอร์ (Thyristor power semiconductor) สำหรับการส่งไฟฟ้าปริมาณมากในระยะทางที่ไกลและสำหรับการเชื่อมต่อระหว่างระบบไฟฟ้าเมื่อไม่เหมาะสมด้วยวิธีการส่งด้วย AC การส่งผ่านด้วย HVDC Classic จะมีการใช้ไฟฟ้าที่กำหนดอยู่ระหว่าง 100MW และ 8000MW และถูกใช้ผ่านสายพาดอากาศ (สำหรับระยะทางมากกว่า 600 กิโลเมตร) หรือสายเคเบิลใต้ทะเล (สำหรับระยะทาง 50 ถึง 100 กิโลเมตร) หรือการใช้ร่วมกันของทั้งสายไฟและสายเคเบิล เซมิคอนดักเตอร์กำลังชนิดไทรสเตอร์จะเป็นแบบ Line-commutated ซึ่งหมายความว่า สัญญาณปิดจะถูกควบคุมโดยการย้อนกลับของแรงดัน AC

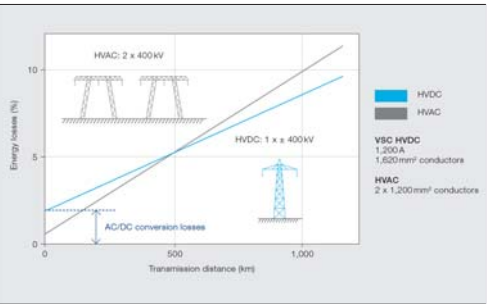


c ความจุของการส่งผ่านแบบ AC และ DC ด้วยเคเบิล

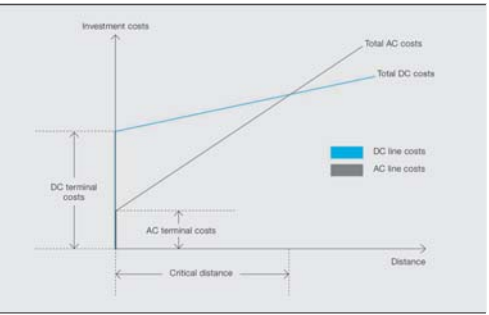


d ความจุของการส่งผ่านแบบ AC และ DC ด้วยสายพาดอากาศ

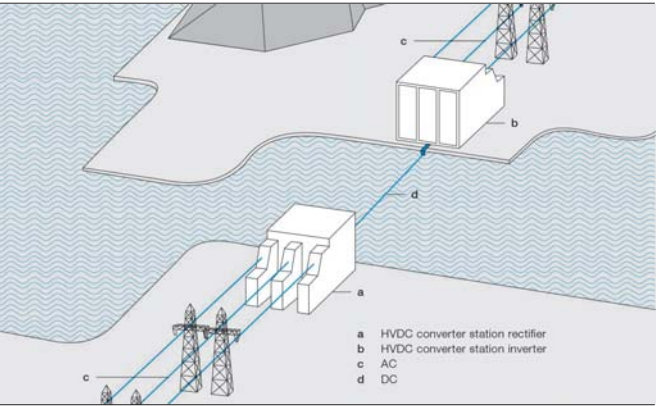
รูปที่ 1 ข้อจำกัดของการส่งแบบ AC



รูปที่ 2 DC มีพลังงานสูญเสียน้อยกว่าในระยะทางที่ไกล



รูปที่ 3 ระยะทางเป็นสิ่งที่สำคัญซึ่งทำให้ DC มีประสิทธิภาพเชิงต้นทุนที่สูงกว่า

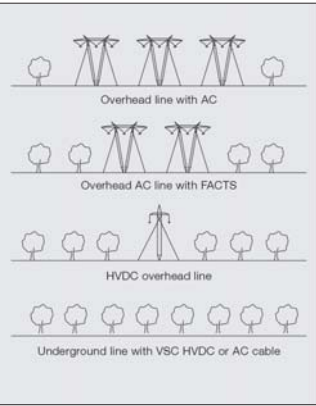


รูปที่ 4 ภาพรวมของระบบ HVDC

HVDC Light®

HVDC Light ได้ถูกนำเสนอโดย ABB ในปี 1997 ใช้ในการส่งพลังงานไฟฟ้าที่มากกว่า 50 MW เทคโนโลยีนี้ใช้ IGBTs (Integrated-gate bipolar transistors) ซึ่งแตกต่างจากไทรสเตอร์และให้การสวิตชิงของเซมิคอนดักเตอร์กำลังที่สามารถควบคุมได้อย่างสมบูรณ์ การต่อเชื่อมโยง (Link) ด้วยเทคโนโลยีนี้สามารถส่งด้วยกำลังที่กำหนดสูงสุดจนถึงวันที่ 500MW/±200kV ในการเชื่อมต่อจากตะวันออกไปตะวันตกระหว่างประเทศไอร์แลนด์และสหราชอาณาจักร ความก้าวหน้าหลักที่สำคัญในการลดการสูญเสียได้ประสบความสำเร็จ - จากเริ่มต้นที่ 3.7 เปอร์เซ็นต์ลดเป็นค่าที่น้อยกว่า 1 เปอร์เซ็นต์ - ในขณะที่เทคโนโลยี HVDC Light สามารถขยายกำลังการส่งได้ถึงประมาณ 2GW ขึ้นกับความสามารถทางแรงดันและกระแสในปัจจุบัน HVDC Light สามารถถูกใช้สำหรับการต่อเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า การต่อเชื่อมโยงนอกชายฝั่งกับฟาร์มพลังงานลม งานเสริมสร้างความเข้มแข็งของเครือข่ายระบบไฟฟ้า และการจ่ายไฟฟ้าให้กับแท่นน้ำมันและก๊าซ ด้วยความสามารถในการควบคุมกำลังรีแอ็กทีฟที่เทียบเคียงของสถานี HVDC Light ทำให้สามารถที่จะเพิ่มความจุกำลังการส่งผ่านของระบบไฟฟ้า AC ที่อยู่รอบสถานีได้

HVDC Light ของ ABB มีการใช้สายเคเบิลแบบอัดฉนวนโพลีเมอร์ปราศจากน้ำมัน (Oil-free polymer-insulated extruded cables) หรือสายเคเบิลแบบ Mass-impregnated สายเคเบิลแบบอัดที่เบากว่าและถูกใช้พร้อมกับการต่อเชื่อมโยงสำเร็จรูป ทำให้สามารถส่งผ่านได้ขึ้นด้วยระยะทางที่ไกล เพราะว่า HVDC Light ใช้ IGBT เป็นอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์กำลังสำหรับการแปลง ทำให้สามารถควบคุมได้อย่างอิสระได้อย่างดีเยี่ยม HVDC Light ให้ผลประโยชน์เช่นเดียวกับระบบ HVDC แบบทั่วไป แต่ยังให้การควบคุมพลังงานที่ทนทานมากขึ้นและสามารถฟื้นฟูพลังงานอย่างรวดเร็วในการผลิตที่เกิดโดยปริมาณใหญ่ เพราะความสามารถในการรักษาเสถียรภาพของแรงดันไฟฟ้า AC ที่สถานี จึงเป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับพลังงานลม (Wind



รูปที่ 5 เทคโนโลยีทางระบบส่งที่แตกต่างกัน

HVDC Light (กำลังไฟฟ้าจาก 50 ถึง 2,500 MW) - แต่ละสถานีคือตัวแปลง HVDC ซึ่งสามารถสนับสนุนเครือข่ายระบบไฟฟ้า AC เหมือน STATCOM (SVC Light) - เหมาะสมสำหรับทั้งการเชื่อมต่อใต้ทะเลและบนพื้นดิน - ระบบมีคุณสมบัติที่เสริมสร้างประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้า AC - พื้นที่ใช้งาน (เช่น 1,200 MW) : 100 x 150 x 20 m	HVDC Classic (กำลังไฟฟ้าสูงถึง 8,000 MW) - เป็นวิธีที่ประหยัดที่จะส่งผ่านพลังงานในระยะทางที่ไกล - การเชื่อมต่อสายเคเบิลใต้ทะเลในระยะทางไกล - สามารถส่งพลังงานได้มากกว่าสายพาดอากาศ AC ประมาณ 3 เท่าใน right-of-way - พื้นที่ใช้งาน (เช่น 600 MW) : 200 x 120 x 22 m
---	--

รูปที่ 6 การเปรียบเทียบระหว่าง HVDC Light กับ HVDC Classic

 - ฉนวนพลาสติกแบบ XLPE - สายเคเบิลน้ำหนักเบา ที่ 10 kg/m - จำนวนจุดเชื่อมต่อน้อยสำหรับการติดตั้งบนพื้นดิน - การเชื่อมต่อสำเร็จรูป - มีความยืดหยุ่น, สามารถดัดงอและติดตั้งจากเรือได้ (มีเรือมากกว่า 200 ลำพร้อมใช้) - การผลิตที่มีความยืดหยุ่น (สายเคเบิล DC และ AC อยู่ในสายการผลิตเดียวกัน) - สายเคเบิลมีแรงดันไฟฟ้าได้สูงสุด 320 kV 7a สายเคเบิล HVDC แบบอัดฉนวนโพลีเมอร์	 - ฉนวนขุบน้ำมัน - สายเคเบิลมีน้ำหนักมาก ที่ 25 kg/m - จำนวนจุดเชื่อมต่อมาก - การเชื่อมต่อแบบตามสั่ง - ต้องการเรือพิเศษสำหรับการติดตั้ง (มีเรือ 3 ลำที่พร้อมใช้ทั่วโลก) - สายการผลิตเฉพาะสำหรับสายเคเบิล DC - สายเคเบิลมีแรงดันไฟฟ้าได้สูงสุด 500 kV 7b สายเคเบิล HVDC แบบ Mass-impregnated
---	---

รูปที่ 7 เทคโนโลยีสายเคเบิล HVDC

parks) ที่ซึ่งการมีขนาดที่ค่อนข้างกะทัดรัดกว่าสำหรับสถานแปลงของ HVDC Light เมื่อเทียบกับของ HVDC Classic เป็นกุญแจสำคัญในการทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมนอกชายฝั่งที่ห่างไกล

สถานีแปลงและหม้อแปลงไฟฟ้า

ไฟฟ้าที่ถูกผลิตขึ้นในโรงไฟฟ้าเริ่มต้นจะต้องถูกยกระดับไปสู่แรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมและแปลงจาก AC เป็น DC สำหรับการส่งระยะทางไกล หลังจากนั้นลดระดับแรงดันลงและแปลงกลับเป็น AC สำหรับการจ่ายให้กับผู้ใช้ การยกระดับแรงดันขึ้นและลดระดับลงถูกจัดการโดยหม้อแปลง ABB เป็นหนึ่งในผู้ผลิตชั้นนำของโลกเกี่ยวกับหม้อแปลงและส่วนประกอบหม้อแปลง ซึ่งรวมถึงวัสดุฉนวนและชุดคัต ตัวเปลี่ยนแท่น บูชชิง และอุปกรณ์ควบคุมอิเล็กทรอนิกส์ รวมทั้งการบริการ

สำหรับหม้อแปลง

องค์ประกอบหลักของระบบ HVDC คือ ตัวแปลงกำลัง (Power converter) ซึ่งทำหน้าที่ในการอินเวอร์ตเฟสกับระบบ AC การแปลงจาก AC ไปเป็น DC และกลับกันจะถูกจัดการในสถานีแปลงซึ่งใช้ตัวนำ ซึ่งสามารถนำพากระแสในทางเดียวเท่านั้น คุณสมบัติมีความจำเป็นสำหรับการ Rectification และ Inversion

สายเคเบิล

HVDC ทำให้สามารถยืดระยะการส่งด้วยเคเบิลใต้ทะเลหรือใต้ดินได้ (รูป 7) ตามที่ได้ถูกแสดงให้เห็นจากการติดตั้ง 2 แห่งที่เป็นสถิติโลก 1) สายเคเบิลใต้ทะเลที่ยาวที่สุดในโลก (NorNed) ซึ่งเชื่อมต่อประเทศนอร์เวย์และประเทศออสเตรียด้วยสายเคเบิลแบบ

Mass-impregnated ด้วยระยะทาง 580 กิโลเมตร และ 2) สายเคเบิลใต้ดินที่ยาวที่สุดในโลก (Murray Link) ที่ซึ่งใช้สายเคเบิลแบบอัดสองเส้นเป็นระยะทาง 180 กิโลเมตร เพื่อเชื่อมต่อภูมิภาค Riverland ในรัฐ South Australia และภูมิภาค Sunraysia ในรัฐวิกตอเรีย

สายเคเบิลใต้ทะเลแบบ Mass-impregnated

สายเคเบิลชนิดนี้ได้ถูกใช้ตั้งแต่ปี 1995 ABB ได้จัดส่งมากกว่า 1,700 กิโลเมตรของสาย HVDC ดังกล่าวทั่วโลก สายเชื่อมโยงระหว่างประเทศนอร์เวย์และประเทศเนเธอร์แลนด์ ด้วยระยะทาง 580 กิโลเมตร ที่ 700MW, 450kV เป็นความสำเร็จครั้งใหญ่ในแง่พลังงานและความยาวสำหรับสายเคเบิลชนิดนี้

สายเคเบิลแบบอัดฉนวนโพลีเมอร์แบบบนดินและใต้ทะเล (HVDC Light)

เคเบิลชนิดใหม่สำหรับ HVDC Light จะมีตัวฉนวนซึ่งประกอบด้วยโพลีเมอร์แบบครอสลิงค์โพลีเอทีลินที่ถูกอัด (Extruded cross-linked polyethylene polymer) ตัวฉนวนจะเป็นการอัดสามชั้นพร้อมกันด้วยสกรีนตัวนำ (Conductor screen) และสกรีนฉนวน (Insulation screen)

สายเคเบิล DC แบบอัดเป็นส่วนสำคัญของแนวคิดของ HVDC Light โดยปกติแล้วการต่อเชื่อมโยงจะใช้เคเบิลสองเส้น โดยที่เส้นหนึ่งแบกแรงดันไฟฟ้าของขั้วบวกและอีกเส้นสำหรับขั้วลบ ความแข็งแรงและความยืดหยุ่นของเคเบิล HVDC ทำให้เหมาะสำหรับการใช้ใต้ทะเลด้วย

ระบบควบคุมและป้องกัน

ABB มีระบบควบคุมและป้องกันที่มีประสิทธิภาพ มีความยืดหยุ่นและมีความน่าเชื่อถือได้ ซึ่งใช้คอมพิวเตอร์ไมโครคอนโทรลเลอร์และตัวประมวลผลสัญญาณดิจิทัลที่ทันสมัย ซึ่งถูกเชื่อมต่อด้วย巴士มาตามฐานอุตสาหกรรมและเส้นใยแก้วนำแสงที่มีประสิทธิภาพสูง ระบบดังกล่าวถูกเรียกว่า MACH (Modular Advanced control for HVDC and SVC) และถูกออกแบบมาโดยเฉพาะสำหรับตัวแปลงในการประยุกต์ใช้งานเชิงพลังงาน ทุกส่วนที่สำคัญของระบบมีความซ้ำซ้อนเชิงขนานโดยธรรมชาติและใช้หลักการสวิตช์โอเวอร์ (Switchover) แบบเดียวกับที่ใช้ในการประยุกต์ใช้งาน HVDC โดยนับตั้งแต่ช่วงปี 1980

การบริการและการอัพเกรด

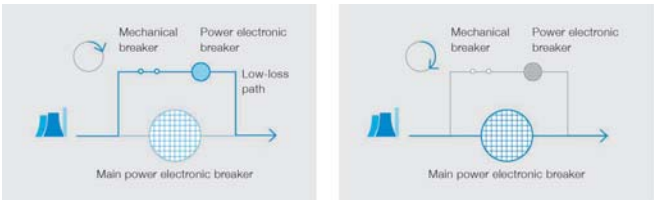
ในขณะที่การต่อเชื่อมโยงด้วย HVDC ที่ได้ถูกติดตั้งและใช้งานมีอยู่มากขึ้น จำนวนการอัพเกรดปรับปรุงไปยังส่วนประกอบของระบบก็เพิ่มมากขึ้น หลังจากการทำงานประมาณ 20 ปี เป็นเรื่องทั่วไปที่ควรจะมีการอัพเกรดหรือปรับปรุงแล้วและระบบควบคุมโดยบ่อยครั้งหลังจากการทำงานอีก 20 ปี การต่อเชื่อมโยงที่เส้นหรือสถานีจะถูกปรับปรุงหรือถูกเปลี่ยนด้วยโซลูชัน HVDC แบบใหม่ จนถึงทุกวันนี้ยังไม่มีกรณีต่อเชื่อมโยงด้วย HVDC เชิงพาณิชย์ที่ถูกปิดสำหรับใช้งาน ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความน่าเชื่อถือได้และอายุการใช้งานที่ยาวนานของอุปกรณ์และความเกี่ยวข้องทาง

การตลาดของการต่อเชื่อมโยงเหล่านี้ ความต้องการในการบริการได้เพิ่มมากขึ้น และ ABB มักจะถูกเลือกให้เป็นผู้ให้บริการแบบครบวงจร

เซอร์กิตเบรกเกอร์กระแสตรงแบบไฮบริด (Hybrid DC breaker)

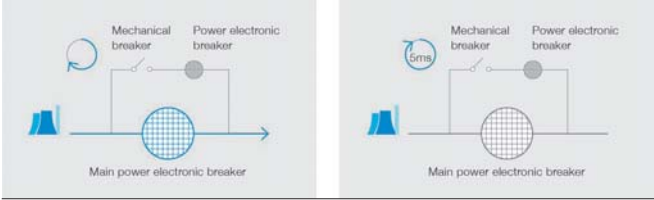
หนึ่งในข้อดีหลักของ HVDC และเป็นหนึ่งในเหตุผลหลักที่ระบบไฟฟ้ากำลังในปัจจุบันเป็น AC คือการที่ไม่สามารถที่จะตัดการไหลของพลังงานไฟฟ้าและกระแสความถี่หรือ DC การขาดเซอร์กิตเบรกเกอร์ DC ที่ตัดกระแสอย่างเร็วมากเป็นอุปสรรคใหญ่ในการใช้ HVDC ให้มากกว่าการเชื่อมต่อแบบ point-to-point อย่างไรก็ตามอุปสรรคดังกล่าวได้หมดสิ้นไปเมื่อเร็ว ๆ นี้

ในปี 2012 เอบีบีประกาศความก้าวหน้าที่สำคัญในการพัฒนาระบบไฟฟ้า DC – เซอร์กิตเบรกเกอร์ HVDC แบบไฮบริด (รูป 8) เซอร์กิตเบรกเกอร์นี้ได้ผนวกการสวิตชิงทางกลและทางอิเล็กทรอนิกส์กำลัง



a การทำงานทั่วไป: พลังงานจะไหลในเส้นทางที่ความต้านทานต่ำสุด (พลังงานสูญเสียน้อย)

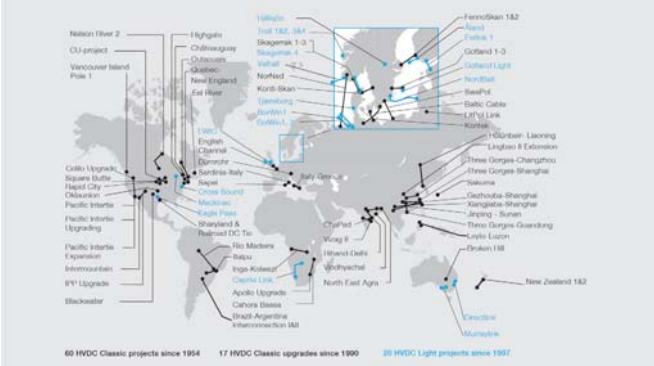
b เบรกเกอร์อิเล็กทรอนิกส์กำลังกั้นพลังงานไฟฟ้าไม่ให้ไหลทางด้านบนและให้ไหลทางด้านล่าง



c เบรกเกอร์เชิงกลเปิดวงจรเพื่อกั้นทางทางด้านบน

d เบรกเกอร์หลักเชิงอิเล็กทรอนิกส์กั้นทางทางด้านล่าง

รูปที่ 8 เซอร์กิตเบรกเกอร์ HVDC แบบไฮบริดของ ABB



รูปที่ 9 เอบีบีได้มีการติดตั้ง HVDC มากกว่าครึ่งของจำนวน 170 โครงการทั่วโลก



LeanGear ZS9 Arc-proof Air Insulated Switchgear 12 kV 630/1250 A 25 kA

สราวุธ เหมะจุลิน > sarawut.hematulin@th.abb.com

LeanGear ZS9 เป็นอุปกรณ์ MV สวิตช์เกียร์แบบ Air Insulated Switchgear (AIS) ติดตั้งภายในหี้อไฟฟ้า มีการออกแบบให้มีขนาดกระทัดรัด ใช้พื้นที่ในการติดตั้งน้อย การบำรุงรักษาและการใช้งานสวิตช์เกียร์ทำได้ง่าย เนื่องจากสวิตช์เกียร์มีความสูงไม่มาก ในอนาคตสามารถขยายสวิตช์เกียร์ได้ทั้งด้านซ้ายและขวา ผ่านการทดสอบตามมาตรฐาน IEC และ GB ทำให้มีความปลอดภัย เพิ่มความเชื่อมั่นให้แกระบบไฟฟ้า สามารถนำไปใช้งานในโรงงานอุตสาหกรรมได้หลากหลาย เช่น โรงงานอุตสาหกรรม, เหมืองแร่, สนามบิน, ห้างสรรพสินค้า, อาคารสูง

สภาพแวดล้อมที่เหมาะสมกับการใช้งานสวิตช์เกียร์

- อุณหภูมิห้องสูงสุด +40 °C
- อุณหภูมิห้องต่ำสุด -15 °C
- ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย 24 ชั่วโมง สูงสุดไม่เกิน 95%
- สถานที่ติดตั้งมีความสูงไม่เกิน 1,000 เมตร จากระดับน้ำทะเล
- ออกแบบให้ทนต่อการเกิดแผ่นดินไหว Class 8 ตามมาตรฐาน GB/T 13540-2009

ข้อมูลด้านเทคนิค

- การออกแบบตู้สวิตช์เกียร์เป็นแบบ LSC2B ภายในถูกแบ่งออกเป็น CB Compartment, Busbar Compartment, Cable Compartment, LV Compartment โดยมี Partition ทำจากเหล็กสามารถแยกแต่ละ Compartment ออกจากกันได้ กรณีที่ต้องการบำรุงรักษา หรือ ซ่อมแซมสวิตช์เกียร์





Rated voltage	[kV]	12
Rated power frequency withstand voltage	[kV 1 min]	42
Rated lightning impulse withstand voltage	[kV]	75
Rated frequency	[Hz]	50
Rated short-time withstand current	[kA 4 s]	25
Main busbar rated current	[A]	up to 2000
Branch connection rated current	[A]	630/1250
Internal arc classification		IAC AFLR 25 kA 0.5 s
Overall dimensions of basic cubicle	H[mm]	1755
	W[mm]	600
	D[mm]	1560
Cable connection height	[mm]	700
Paint shades (for front door and end covers only)		RAL7035 light grey (other shades on request)
Approximate weight	kg	500

- มีการหุ้มฉนวนบัสบาร์เพิ่มความแข็งแรงและป้องกันการกัดกร่อนจากสภาพแวดล้อม
- อุปกรณ์ Earthing Switch สามารถติดตั้งในตำแหน่งเปิดและปิดบาร์ สามารถตรวจสอบตำแหน่งของ Earthing Switch ได้จาก Indicator ด้านหน้าตู้
- มีการออกแบบระบบ Interlocking เพื่อป้องกันอันตรายการเกิดอาร์ค การป้องกันอันตรายที่เกิดจากการทำงานที่ผิดพลาดของโอเปอร์เรเตอร์ เช่น การ

เคลื่อนย้ายตำแหน่งเบรกเกอร์ต้องทำในขณะที่ปิด ประตูตู้สวิตช์เกียร์, การเปลี่ยนตำแหน่งเบรกเกอร์จาก Test ไป Service ต้องทำในขณะที่ Earthing off

- การเข้าสาย Power cable สามารถทำได้สูงสุด 2 เส้นต่อเฟส ขนาดสายสูงสุด 630 mm²

อุปกรณ์มาตรฐาน
เบรกเกอร์แวกคัม Vind
เบรกเกอร์ Vind ถูกออกแบบมาให้เหมาะกับการใช้

งานป้องกันระบบจ่ายไฟใน Substation, มอเตอร์, เครื่องกำเนิดไฟฟ้า, คาปาซิเตอร์ ออกแบบและผลิตตามมาตรฐานของเอบีบี แรงดันสูงสุด 12 kV, กระแสสูงสุด 1,250 A, กระแสลัดวงจรสูงสุด 25 kA ชุดสปริง Mechanism ใช้หลักการออกแบบเดียวกับเบรกเกอร์ VD4 สามารถทำงานสปริงแบบแมนนวล และมอเตอร์ชาร์จสปริง และมาพร้อมกับอุปกรณ์ป้องกัน Anti-pumping ตัวเบรกเกอร์ Vind มีล้อเลื่อน ติดตั้งมาพร้อมในตัวเบรกเกอร์ การเลื่อนตำแหน่งของเบรกเกอร์จาก Service และ Test สามารถทำได้ในขณะที่ปิด ประตูตู้สวิตช์เกียร์ ด้านหน้าเบรกเกอร์มีปุ่มควบคุม



ITEM	001	002	003	004	005	ITEM	006	007
SLD						SLD		
Rated current (A)	630-1250	630-1250	630-1250		630-1250	Rated current (A)	630-1250	630-1250
VCB Vind	1	1	1			VCB Vind		
DIN CT	1/2/3		1/2/3			DIN CT		1/2/3
PT		option		option	option	PT		option
Fuse				option	option	Fuse		option
SA	option	option		option	option	SA	option	
Voltage indicator	option	option	option	option	option	Voltage indicator	option	option
Application	Incoming/ outgoing feeder	Incoming feeder with measurements	Bus tie	Bus PT	Bus riser with PT	Application	Bus riser	Metering
Remark						Remark		

On/Off, เคนเตอร์นับจำนวนการใช้งาน, ตัวบอกสถานะของสปริงชาร์จ

รีเลย์ป้องกัน REF601
REF601 เป็นหนึ่งในรีเลย์ป้องกันที่อยู่ในตระกูล Relion ของเอบีบี การตั้งค่าทำได้ง่ายสามารถทำได้ทั้งรีเลย์หรือผ่านทางคอมพิวเตอร์โน้ตบุค ฟังก์ชันการป้องกันประกอบด้วย three-stage overcurrent and two-stage earth-fault, การป้องกันการทรูป ขณะเริ่มจ่ายไฟหม้อแปลง การติดตั้งรีเลย์ทำได้ง่าย เนื่องจากตัวรีเลย์มีขนาดเล็กกระทัดรัด

REF601 สามารถใช้เป็นรีเลย์ป้องกันในตู้ Incoming และ Outgoing ในระบบจ่ายไฟใน Substation หรือ Overhead line

Earthing switch EK6
LeanGear Z59 มาพร้อมกับ Earthing switch EK6 ซึ่งถูกออกแบบสำหรับติดตั้งในตู้สวิตช์เกียร์ตามมาตรฐาน GB 1985 สวิตช์ใบมีดมีความเร็วในการ Close/Open และสามารถทนกระแสลัดวงจรได้ มี Indicator แสดงตำแหน่งของ Earthing switch ที่สามารถมองเห็นจากด้านหน้าตู้สวิตช์เกียร์ การควบคุมการ

- ทำงานสามารถทำได้ง่ายใช้แรงในการ Close/Open ไม่มาก ผ่านการทดสอบ Type test ดังนี้
- Dielectric test
 - Mechanical operation and endurance test
 - Short-time withstand current test
 - Short-circuit making capacity test



Power Transformers (ตอนที่ 28)

ปานทิพย์ ประสงค์ไทย > pantip.prasongthai@th.abb.com

17.1.6. มาตรฐาน CENELEC

EN 50180: 1997 + corrigendum Apr.1998
แหวนรองเพลลา 1-36 กิโลโวลท์ / 250 แอมป์ – 3.15 กิโลแอมป์ สำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมัน

EN 50216-1:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า (reactors) – ส่วนที่ 1:ทั่วไป

EN 50216-2:2002+A1:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 2: รีเลย์ทำงานโดยแก๊สและน้ำมันสำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมันและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้าที่มี conservator

EN 50216-3:2002+A1:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 3: รีเลย์ป้องกันสำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมันปิดผนึกและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้าไร้เบาะแก๊ส

EN 50216-4:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 4: อุปกรณ์พื้นฐาน (ขั้วต่อลงดิน อุปกรณ์ระบาย และเติมช่องเทอร์โมมิเตอร์ ขุดลือเลื่อน)

EN 50216-5:2002+A1:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำ

กระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 5: ระดับของเหลวและอุปกรณ์วัดแรงดันและปริมาณไหล

EN 50216-6:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 6: อุปกรณ์ระบายความร้อน - รังสีซึ่งชนิดสามารถถอดได้สำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมัน

EN 50216-7:2002
ข้อต่อหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า – ส่วนที่ 7: ปืนไฟฟ้าสำหรับน้ำมันแร่หม้อแปลง

EN 50243:2002
แหวนรองเพลลาภายนอกอาคารสำหรับกระแสไฟฟ้า 24 และ 36 KV และ 5 และ 8 KA สำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมัน

EN 50299:2002
ชุดต่อสายเคเบิลแช่น้ำมันสำหรับหม้อแปลงและระบบเหนี่ยวนำไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าค่าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ Um 72.5-550 KV

EN 50336:2002
แหวนรองเพลลาสำหรับกล่องสายเคเบิลหม้อแปลงและระบบเหนี่ยวนำไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 36 KV

EN 50386:2002
แหวนรองเพลลาสำหรับแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 1 KV กระแส 250 A-5KA สำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมัน

EN 50387:2002
แหวนรองเพลลาโลหะตัวนำสำหรับแรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 1 KV กระแส 1.25-5 KA สำหรับหม้อแปลงแช่น้ำมัน

EN 60071-1:1995
การประสานฉนวน – ส่วนที่ 1: นิยามหลักการและกฎระเบียบ

EN 60071-1:1995 +A1:2000
EN 60071-2:1997
การประสานฉนวน – ส่วนที่ 2: ข้อเสนอแนะวิธีใช้

EN 60071-2:1997 +A12:2002
EN 60076-1:1997
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 1: ทั่วไป

EN 60076-1:1997 +A11:1997
EN 60076-2:1997
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 2: การเพิ่มสูงขึ้นของอุณหภูมิ

EN 60076-3:2001
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 3: ระดับฉนวน การทดสอบประสิทธิภาพการเก็บไฟฟ้าและระยะห่างภายนอกในอากาศที่หม้อแปลง

EN 60076-4:2002
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 4: วิธีทดสอบแรงฟ้าผ่าและการทำงานของสวิตช์สำหรับหม้อแปลงพลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำไฟฟ้า

EN 60076-5:2000
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 5: ความสามารถทนต่อการลัดวงจร

EN 60076-10:2001
หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า – ส่วนที่ 10: วิธีหาระดับความถี่ของเสียง

EN 60137:1996
แหวนรองเพลลาหุ้มฉนวนสำหรับแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับสูงกว่า 1 KV

EN 60156:1995
ฉนวนเหลว – การหาค่าแรงดันไฟฟ้าประลัย (break-down voltage) ที่ความถี่กำลังไฟฟ้า – วิธีทดสอบ

EN 60214:1997
หม้อแปลงชดเชยปรับแรงดันไฟฟ้าระหว่างการทำงาน

EN 60214-1:2003
หม้อแปลงชดเชยปรับแรงดันไฟฟ้า (Tap-changer) – ส่วนที่ 1: ข้อกำหนดประสิทธิภาพการทำงานและวิธีทดสอบ

EN 60567:1992
วิธีเก็บตัวอย่างแก๊สและน้ำมันจากอุปกรณ์ไฟฟ้าเดิม น้ำมันเพื่อวิเคราะห์แก๊สอิสระและละลาย

EN 60599:1999
อุปกรณ์ไฟฟ้าในน้ำมันแรงดันทำงาน – การแปลความหมายของผลวิเคราะห์แก๊สละลายและอิสระ

EN 60726:2003
หม้อแปลงแห้ง

EN 60814:1997
ของเหลวฉนวน – กระดาษและกระดาษแข็งอัดแช่น้ำมัน – การหาปริมาณน้ำด้วยวิธี automatic coulometric Karl Fischer titration

EN 61065:1993
วิธีประเมินคุณสมบัติการไหลที่อุณหภูมิต่ำของน้ำมันแรงดันเก่า

EN 61099:1992
ข้อคุณสมบัติจำเพาะทางเทคนิคสำหรับสารเอเทอร์อินทรีย์สังเคราะห์ใหม่สำหรับงานไฟฟ้า

EN 61100:1992
วิธีจำแนกประเภทของเหลวฉนวนโดยจุดติดไฟและค่าความร้อนสุทธิ

EN 61125:1993
ของเหลวฉนวนไฮโดรคาร์บอนใหม่ ไม่เคยผ่านการใช้งาน – วิธีทดสอบเพื่อประเมิน การทำปฏิกิริยากับออกซิเจนเสถียร

EN 61197:1994
ของเหลวฉนวน – การลุกไหม้ของเปลวเพลิงเป็นเส้นตรง – วิธีการทดสอบโดยใช้แถบเส้นใยแก้ว

EN 61203:1994
สารเอสเทอร์อินทรีย์สังเคราะห์สำหรับงานไฟฟ้า – วิธีบำรุงรักษาสารเอสเทอร์ใช้กับหม้อแปลงในอุปกรณ์

En 61378-1:1998 + corrigendum Nov. 1998
หม้อแปลงไฟฟ้า – ส่วนที่ 1 : หม้อแปลงสำหรับโรงงาน

EN 61620:1999
ของเหลวฉนวน – การหาค่าตัวคูณการกระจายโดยกระแสไฟฟ้า (dielectric dissipation factor) โดยวัดค่าการนำและความจุไฟฟ้า – วิธีทดสอบ

HD 428.1 S1:1992 +A:1995
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 1: ข้อกำหนดทั่วไปและข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์แรงดันไฟฟ้าไม่เกิน 24 KV

HD 428.2.1 S1:1994
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 2: หม้อแปลงจ่ายกระแสไฟฟ้ากล่องสายเคเบิลอยู่ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและ/หรือต่ำ – ข้อ 1: ข้อกำหนดทั่วไป

HD 428.2.2 S1:1997
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 2: หม้อแปลงจ่ายกระแสไฟฟ้ากล่องสายเคเบิลอยู่ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและ/หรือต่ำ – ข้อ 2: กล่องสายเคเบิลประเภท 1 สำหรับใช้กับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าคุณสมบัติตามมาตรฐาน HD 428.2.1

HD 428.2.3 S1:1998
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 2: หม้อแปลงจ่ายกระแสไฟฟ้ากล่องสายเคเบิลอยู่ด้านแรงดันไฟฟ้าสูงและ/หรือต่ำ – ข้อ 3: กล่องสายเคเบิลประเภท 2 สำหรับใช้กับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าคุณสมบัติตามมาตรฐาน HD 428.2.1

HD 428.3 S1: 1994
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 3: ข้อกำหนดเพิ่มเติมสำหรับหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์แรงดันไฟฟ้าเท่ากับ 36KV

HD 428.4 S1 1994
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 4: วิธีหาค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของหม้อแปลงที่มีกระแส non-sinusoidal จ่ายเข้า

HD 428.6 S1: 2002
หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าแช่น้ำมัน 3 เฟส 50 เอ็มพี 50 – 2500 kVA แรงดันไฟฟ้าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ไม่เกิน 36 KV – ส่วนที่ 6: ข้อกำหนดและการทดสอบเกี่ยวกับถังถูกผูกแรงดัน

Power Transformers Series		
HD 565 S1: 1993 ข้อกำหนดสมบัติจำเพาะทางเทคนิคสำหรับซิลิโคนเหลวสำหรับงานไฟฟ้า HD 637 S1:1999 การติดตั้งระบบไฟฟ้าแรงดันไฟฟ้าสูงกว่า 1KV กระแสสลับ R014-001:1999 ข้อเสนอแนะวิธีประเมินสนามแม่เหล็กไฟฟ้ารอบหม้อแปลง 17.1.7 มาตรฐาน ANSI/IEEE IEEE Std 259-1999TM วิธีทดสอบมาตรฐานเพื่อประเมินระบอบนวนของหม้อแปลงแห้งสำหรับใช้งานเฉพาะและทั่วไป IEEE Std 637-1985 (R1992,2002)TM วิธีนํานํ้ามันฉนวนกลับมาใช้ซ้ำและหลักเกณฑ์การใช้ IEEE Std 638-1992 (R1999)TM ข้อกำหนดคุณสมบัติของหม้อแปลง Class 1E สำหรับสถานีปฏิกรณ์นิวเคลียร์ IEEE Std 1276-1997TM การนำวัสดุฉนวนหุ้มสูงมาใช้ในหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std 1388-2000TM การรายงานอิเล็กทรอนิกส์การทดสอบหม้อแปลง IEEE Std 1538-2000TM วิธีหาค่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นสูงสุดที่ขดลวดหม้อแปลงแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.12.00-2000TM ข้อกำหนดทั่วไปสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าและควบคุมไฟฟ้าแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.12.01-1998TM ข้อกำหนดทั่วไปสำหรับหม้อแปลงแห้งจ่ายไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้ารวมทั้งหม้อแปลงขดลวด solid cast และ/หรือหุ้มเรซิน ANSI C57.12.10-1997 การรับขดลวดแรงดันไฟฟ้า 230 KV และต่ำกว่า 833 / 958-8333 / 10 417 kVA x 1 เฟส และ 750/862 - 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA x 3 เฟส ไร้การและ 3750 / 4687 - 60 000 / 80 000 / 100 000 kVA มีการะ - ข้อกำหนดความปลอดภัย IEEE C57.12.20-1997TM หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าติดตั้งเหนือศีรษะ 500 kVA และขนาดเล็กกว่าหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าสูง 34500 V และต่ำกว่า หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าต่ำ 7970/13800 V V และต่ำกว่า - ข้อกำหนด	IEEE Std C57.12.21-1992TM ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 1 เฟส ติดตั้งบนแท่นกันเบ่งห้อง ระบายความร้อนในตัวชนิดแขวนรองเพลาสำหรับแรงดันไฟฟ้าสูงขนาด 2500 kVA และเล็กกว่า 34500 GRDY/19920 V และต่ำกว่า ชนิดแรงดันไฟฟ้าต่ำ 240/120 V 167 kVA และต่ำกว่า IEEE Std C57.12.22-1993 (R1998)TM ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 1 เฟส ติดตั้งบนแท่นกันเบ่งห้อง ระบายความร้อนในตัวชนิดแขวนรองเพลาสำหรับแรงดันไฟฟ้าสูงขนาด 2500 kVA และเล็กกว่า 34500 GRDY/19920 V และต่ำกว่าชนิดแรงดันไฟฟ้าต่ำ 480 V และต่ำกว่า – ข้อกำหนด IEEE Std C57.12.23-2002TM หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 1 เฟส ติดตั้งใต้พื้นดิน ระบายความร้อนในตัวพร้อมสวิตช์เชื่อมต่อแรงดันไฟฟ้าสูง หุ้มฉนวนสามารถถอดแยกได้ แรงดันไฟฟ้าสูง 25000 V และต่ำกว่า/แรงดันไฟฟ้าต่ำ 600 V และต่ำกว่า/ 167 kVA และขนาดเล็กกว่า IEEE Std C57.12.24-2000TM หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 3 เฟส ติดตั้งใต้พื้นดิน x 2500 kVA และเล็กกว่า/แรงดันไฟฟ้า 34500 GrdY/19920 V และต่ำกว่า/แรงดันไฟฟ้าต่ำ 480 V และต่ำกว่า – ข้อกำหนด IEEE Std C57.12.25-1990TM หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 1 เฟส ติดตั้งบนแท่นกันเบ่งห้อง ระบายความร้อนในตัวพร้อมสวิตช์เชื่อมต่อแรงดันไฟฟ้าสูงหุ้มฉนวนสามารถถอดแยกได้ แรงดัน ไฟฟ้าสูง 34500 GrdY/19920 V และต่ำกว่า/แรงดัน ไฟฟ้าต่ำ 240/120 V/167 kVA และขนาดเล็กกว่า – ข้อกำหนด IEEE Std C57.12.26-1992TM หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าติดตั้งบนแท่นรองชนิดแบ่งเป็นห้อง ระบายความร้อนในตัว 3 เฟส สำหรับใช้กับอุปกรณ์ต่อแรงดันไฟฟ้าสูง (34500 GrdY/19920 V และต่ำกว่า 2500 kVA และขนาดเล็กกว่า) หุ้มฉนวนสามารถถอดแยกได้ IEEE Std C57.12.28-1999TM อุปกรณ์ติดตั้งบนแท่นรอง รวมเป็นชิ้นเดียวภายในตู้ IEEE Std C57.12.29-1991TM สวิตช์และหม้อแปลง – อุปกรณ์ติดตั้งบนแท่นรองรวมเป็นชิ้นเดียวภายในตู้สำหรับพื้นที่ชายฝั่ง IEEE Std C57.12.29-1999TM Errata อุปกรณ์ติดตั้งบนแท่นรอง – รวมเป็นชิ้นเดียวภายในตู้ สำหรับพื้นที่ชายฝั่ง (ภาพแทนคำบรรยาย) IEEE Std C57.12.31-2002TM อุปกรณ์ติดตั้งบนเสา – รวมเป็นชิ้นเดียวภายในตู้ IEEE Std C57.12.32-2002TM อุปกรณ์สามารถแช่นํ้า – รวมเป็นชิ้นเดียวภายในตู้	IEEE Std C57.12.35-1996TM รหัสแห่งสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า IEEE Std C57.12.40-2000TM หม้อแปลงเครื่องช่วยทุติยภูมิชนิดใต้ดินและหลุม (แช่นํ้ามัน) – ข้อกำหนด IEEE Std C57.12.44-2000TM อุปกรณ์ป้องกันเครื่องช่วยทุติยภูมิ IEEE Std C57.12.50-1981TM (R1998) ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าชนิดแห้ง ระบายความร้อนในตัว 1-500 kVA 1 เฟส และ 15 kVA 3 เฟส แรงดันไฟฟ้าสูง 601-34500 V แรงดันไฟฟ้าต่ำ 120-600 V IEEE Std C57.12.51-1981TM (R1998) ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าชนิดแห้ง ระบายความร้อนในตัว 501 kVA และสูงกว่า 3 เฟส แรงดันไฟฟ้าสูง 601-34500 V/แรงดันไฟฟ้าต่ำ 208Y/120-4160 V IEEE Std C57.12.52-1981TM (R1998) ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าชนิดแห้ง ปิดสนิท 501 kVA และสูงกว่า 3 เฟส แรงดันไฟฟ้าสูง 601-34500 V/แรงดันไฟฟ้าต่ำ 208Y/120-4160 V IEEE Std C57.12.55-1987TM (R1998) ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงชนิดแห้งใช้ที่สถานีไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อยไปตามมาตรฐาน IEEE Std C57.12.56-1986TM (R1998) วิธีการทดสอบความร้อน/อุณหภูมิของฉนวนหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าชนิดแห้ง ระบายความร้อนในตัว IEEE Std C57.12.58-1991TM วิธีวิเคราะห์แรงดันไฟฟ้าชั่วคราวของขดลวดหม้อแปลงชนิดแห้ง IEEE Std C57.12.59-2001TM ข้อเสนอแนะสำหรับหม้อแปลงแห้งขณะแผลัดลาด IEEE Std C57.12.60-1998TM วิธีทดสอบความร้อน/อุณหภูมิของฉนวนสำหรับหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้าชนิดไม่หุ้มและหุ้มเรซิน IEEE Std C57.12.70-2000TM วิธีการทำเครื่องหมายและต่อขั้วสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้า IEEE Std C57.12.80-2002TM นิยามคำศัพท์เกี่ยวกับหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและจ่ายไฟฟ้า

Power Transformers Series		
IEEE Std C57.12.90-1999TM หลักการทดสอบหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า กำลังไฟฟ้าและควบคุมชนิดแช่นํ้ามันและวิธีทดสอบสัดตัวจรงหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้า IEEE Std C57.12.91-2001TM หลักการทดสอบหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าชนิดแห้ง IEEE Std C57.18.10-1998TM วิธีปฏิบัติและข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงแปลงกระแสไฟฟ้าชนิดสารกึ่งตัวนำ IEEE Std C57.19.00-1991TM (R1997) ข้อกำหนดทั่วไปและวิธีทดสอบสำหรับแท่นรองเพลาอุปกรณ์ไฟฟ้าภายนอกอาคาร IEEE Std C57.19.01-2000TM ข้อกำหนดลักษณะการทำงานและระยะต่างๆ สำหรับแท่นรองเพลา IEEE Std C57.19.03-1996TM (R2002) ข้อกำหนดนิยמצัพท์และวิธีทดสอบสำหรับแท่นรองเพลาอุปกรณ์กระแสไฟฟ้าตรง IEEE Std C57.19.100-1995TM วิธีใช้แท่นรองเพลาอุปกรณ์ไฟฟ้า IEEE Std C57.91-1995TM (R2002) วิธีป้อนไฟฟ้าเข้าหม้อแปลงแช่นํ้ามันแร่ IEEE Std C57.91-1995/Cor 1-2002TM วิธีป้อนกระแสไฟฟ้าเข้าหม้อแปลงแช่นํ้ามันแร่แก้ไขครั้งที่ 1 (แก้ไขข้อกำหนดมาตรฐาน IEEE57.91-1995)TM IEEE Std C57.93-1995TM วิธีติดตั้งหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.94-1982 (R1987/2000)TM ข้อเสนอแนะวิธีปฏิบัติสำหรับติดตั้ง การนำไปใช้งานและบำรุงรักษาหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าวัดอุปกรณ์ตัวไปชนิดแห้ง IEEE Std C57.98-1993 (R1999)TM วิธีทดสอบแรงกระตุ้น (impulse test) IEEE Std C57.100-1999TM วิธีทดสอบความร้อน/อุณหภูมิที่หม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า/กำลังไฟฟ้าชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.104-1991TM วิธีแปลความหมายของแก๊สที่เกิดขึ้นที่หม้อแปลง	ชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.105-1978TM (R1999) วิธีต่อหม้อแปลงในระบบจ่ายไฟฟ้า 3 เฟส IEEE Std C57.106-2002TM วิธีนำเข้าและบำรุงรักษานํ้ามันฉนวนในอุปกรณ์ไฟฟ้าชนิดแห้ง IEEE Std C57.111-1989TM (R1995) วิธีนำเข้าฉนวนซิลิโคนเหลวในหม้อแปลงและบำรุงรักษา IEEE Std C57.133-1991TM (R2002) วิธีวัดปริมาณนํ้ามันรั่วไหลที่หม้อแปลงและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า (shunt reactors) IEEE Std C57.166-1989TM (R1994, 2002) ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับหม้อแปลงซึ่งต่อโดยตรงกับเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า IEEE Std C57.120-1991TM วิธีหาปริมาณความสูญเสียที่หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า IEEE Std C57.121-1998TM วิธีนำเข้าและบำรุงรักษาสารไฮโดรคาร์บอนเหลวระดับความไวไฟฟ้าที่หม้อแปลง IEEE Std C57.123-2002TM วิธีวัดปริมาณความสูญเสียที่หม้อแปลง IEEE Std C57.124-1991TM (R1996, 2002) วิธีตรวจสอบอาการกระแสรั่วไหลและวัดค่ากระแสปรากฏที่หม้อแปลงชนิดแห้ง IEEE Std C57.125-1991TM (R1998)TM วิธีตรวจสอบอาการขัดข้อง จัดทำรายงานและวิเคราะห์สำหรับหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า shunt reactor IEEE Std C57.127-2000TM วิธีตรวจสอบเสียงเกิดจากการรั่วไหลของกระแสที่หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.129-1999TM ข้อกำหนดทั่วไปและหลักการทดสอบหม้อแปลงกระแสตรงแรงดันไฟฟ้าสูง (HVDC converter transformer) ชนิดแช่นํ้ามัน IEEE Std C57.131-1995TM ข้อกำหนดสำหรับหม้อแปลงขดลวดปรับแรงดันไฟฟ้า IEEE Std C57.134-2000TM วิธีหาค่าอุณหภูมิสูงสุดที่เกิดความร้อนที่หม้อแปลงแห้ง	IEEE Std C57.135-2001TM วิธีใช้งาน ข้อกำหนดคุณสมบัติจำเพาะทางเทคนิคและวิธีทดสอบหม้อแปลงเปลี่ยนมุมเฟส IEEE Std C57.136-2000TM วิธีระดับเสียงและระบุขนาดที่สูงกว่า 500 kVA ของหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าชนิดแช่นํ้ามันและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า shunt reactor IEEE Std C57.138-1998TM วิธีทดสอบแรงกระตุ้นประจำสำหรับหม้อแปลงจ่ายไฟฟ้า 17.2. มาตรฐานและเอกสารอ้างอิงอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง [1] CIGRE-session 1984, Report 12-14: พฤติกรรมสั้นพ้องของหม้อแปลงแรงดันไฟฟ้าสูงโดยกลุ่มทำงาน 12.07 [2] R. Wilheim and M. Waters: การต่อลงดินสะเทินที่สายส่งแรงดันไฟฟ้าสูง Elsevier Publishing Company, 1956 [3] E.M. Hunter and P.H. Light: วิธีหาค่ากระแสและแรงดันไฟฟ้าเนื่องจากต่อลงดินผิดพลาดที่ระบบสายส่งกระแสไฟฟ้า Gen. El. Rev. 49 (พฤษภาคม 1946) 19 [4] ABB Catalogue publication 1HSM 9543 22-01en, ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ซื้อสวิตช์ควบคุม จัดพิมพ์ครั้งที่ 1 ปี ค.ศ. 2004-5 [5] Alterungsmessungen an Papler-Ölproben. ETVA, P. A. Nr 9619 [6] Giorgio Bertagnolli: การเกิดสัดวงจรที่หม้อแปลงกำลังไฟฟ้า - ฤทธิ์พิษของ ABB [7] Rüdenberg: Elektrische Schaltvorgänge 5. Auflage 1974 ISBN 3-540-05766-8 Springer-Verlag Berlin Heidelberg New York ISBN 3-387-05766-8 Springer-Verlag Berlin New York Heidelberg [8] Herbert Baatz: Überspannungen in Energieversorgungsnetzen [9] ABB Switchgear Manual, จัดพิมพ์ครั้งที่ 10 [10] ISO 9001:2000 ระบบบริหารจัดการคุณภาพ – ข้อกำหนด [11] EN 45014 หลักเกณฑ์ทั่วไปสำหรับการรับรองคุณสมบัติผลิตภัณฑ์ได้ตามมาตรฐานกำหนดโดยผู้ผลิต [12] 89/336/EEC คุณสมบัติด้านรังสีแม่เหล็กไฟฟ้าได้ตามมาตรฐานกำหนด

[13] 73/23/EEC อุปกรณ์แรงดันไฟฟ้าต่ำ

[14] 98/37/EC ความปลอดภัยของเครื่องจักร

[15] IEV 421-01-01 ศัพทานุกรมวิศวกรรมไฟฟ้า

[16] ABB: วิธีทดสอบหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า จัดพิมพ์ครั้งที่ 1 ปี ค.ศ. 2003 ISBN 3-00-010400-3

[17] ABB, Ake Carlson: หลักการออกแบบหม้อแปลงกำลังไฟฟ้า

[18] ABB, Ake Carlson: หลักการของระบบกระแสไฟฟ้า

18. ข้อมูลจากมาตรฐาน IEC 61936-1 (2002-10) หม้อแปลงกำลังไฟฟ้าสูงกว่า 1 kV A.C.

ส่วนที่ 1 หลักเกณฑ์ทั่วไป

ข้อมูลข้างได้จากมาตรฐาน IEC 61936-1(2002-10) สำหรับหม้อแปลงกำลังไฟฟ้าสูงกว่า 1kVA a.c. – หลักเกณฑ์ทั่วไป ข้อมูล/รายละเอียดที่สมบูรณ์อยู่ที่เอกสารมาตรฐานดังกล่าว ส่วนที่ยกมานี้ ตัวเลขหัวข้อ/ หมวดตามที่อยู่ในเอกสารมาตรฐานลิขสิทธิ์ © ของ IEC นครเจนีวา ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ เว็บไซต์ www.iec.ch.

Re.4 ข้อกำหนดพื้นฐาน

Re.4.1ทั่วไป

ระบบและอุปกรณ์จะต้องสามารถทนต่ออิทธิพลที่เกิดขึ้นจากกระแสไฟฟ้า แรงทางกล สภาพอากาศ และสภาพแวดล้อมในบริเวณ การดำเนินการต่างๆ จะต้องตามที่กฎหมายและระเบียบข้อกำหนดของหน่วยงานทางการ

Re. 5 ฉนวน

กรณีไม่สามารถทำการทดสอบแรงกระตุ้น (impulse test) ในบรรยากาศที่ระบบได้ ระยะห่างระหว่างชิ้นส่วนที่มีกระแสไฟฟ้ากับดินและระหว่างชิ้นส่วนที่มีกระแสไฟฟ้าที่เฟสจะต้องตามที่มาตรฐานกำหนดเป็นอย่าต่ำเพื่อระดับของ flashover ไม่ต่ำกว่าสามารถทนแรงกระตุ้นที่กำหนดสำหรับชิ้นส่วนที่ทดสอบ การประสานงานร่วมกันของฉนวนจะต้องตามข้อกำหนดมาตรฐาน IEC60071-1

Re. 6. อุปกรณ์หม้อแปลง

Re. 6.1 ข้อกำหนดทั่วไป

Re. 6.1.1 การเลือกใช้อุปกรณ์

ข้อกำหนดสำหรับการเลือกใช้และติดตั้งอุปกรณ์ดังนี้

1) อุปกรณ์ที่ใช้การประกอบ ติดตั้งและเชื่อมต่อหม้อแปลงที่สร้างจะต้องปลอดภัย

2) เพื่อการทำงานที่ปลอดภัยและมีประสิทธิภาพของหม้อแปลง การเลือกใช้อุปกรณ์ควรพิจารณาอิทธิพลภายนอกต่างๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นหรือมีอยู่ที่สถานที่ๆ ติดตั้งหม้อแปลงประกอบ

3) อุปกรณ์ที่เลือกใช้ ขณะใช้งานและบำรุงรักษาควรมีมาตรการป้องกันอันตรายสำหรับเจ้าหน้าที่

Re. 7. การติดตั้งอุปกรณ์

Re. 7.1 ข้อกำหนดทั่วไป

ข้อนี้ระบุข้อกำหนดทั่วไปสำหรับการติดตั้งหม้อแปลง โดยเลือกวิธีสร้างวงจร จัดทำเอกสารเกี่ยวกับวงจร เส้นทางทรานส/เคเบิล สาย ไฟแสงสว่าง ความปลอดภัยในการทำงานและติดตั้งป้ายบอก/เตือน

ตัวเลขระยะทาง ระยะห่างและระยะต่างๆ ที่กำหนดในข้อนี้เป็นค่าต่ำสุดที่หม้อแปลงทำงานโดยปลอดภัย เป็นค่ามาตรฐานของประเทศสหรัฐอเมริกาที่กำหนดขึ้นโดย IEC กรณี จำเป็นสามารถกำหนดให้ค่าสูงขึ้นไป

หมายเหตุ ระยะห่างต่ำสุด (N) ระหว่างชิ้นส่วนที่มีกระแสไฟฟ้า กำหนดอยู่ในข้อ 5.3 ตาราง 1 และ 2 และภาคผนวก สำหรับมาตรฐานและระเบียบทางการของประเทศ สามารถกำหนดค่าให้สูงกว่าได้

กรณีขยายหรือเพิ่มเติมระบบ สามารถกำหนดค่าต่างๆ สำหรับหม้อแปลงนั้นๆ โดยเฉพาะเป็นนอกเหนือได้

นอกจากนี้ จะต้องพิจารณามาตรฐานต่างๆ เกี่ยวกับการทำงานของระบบไฟฟ้าที่ติดตั้งประกอบ รวมทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้จะต้องตกลงกันเกี่ยวกับวิธีใช้งานระบบกรณีจำเป็น/เหมาะสมจะต้องมีเอกสารคู่มือสำหรับติดตั้ง ทดสอบการทำงาน ใช้งานและบำรุงรักษาระบบ รวมทั้งป้องกันผลกระทบต้อสิ่งแวดล้อม โดยรายละเอียดตามที่มีผู้ผลิตและผู้ใช้ตกลงกัน แผนภูมิและตารางต่างๆ (ถ้ามี) จะต้องจัดทำตามข้อกำหนดของมาตรฐาน IEC 60617 และ IEC 61082

นอกจากนี้ จะต้องพิจารณามาตรฐานต่างๆ เกี่ยวกับการทำงานของระบบไฟฟ้าที่ติดตั้งประกอบ รวมทั้งผู้ผลิตและผู้ใช้จะต้องตกลงกันเกี่ยวกับวิธีใช้งานระบบกรณีจำเป็น/เหมาะสมจะต้องมีเอกสารคู่มือสำหรับติดตั้ง ทดสอบการทำงาน ใช้งานและบำรุงรักษาระบบ รวมทั้งป้องกันผลกระทบต้อสิ่งแวดล้อม โดยรายละเอียดตามที่มีผู้ผลิตและผู้ใช้ตกลงกัน แผนภูมิและตารางต่างๆ (ถ้ามี) จะต้องจัดทำตามข้อกำหนดของมาตรฐาน IEC 60617 และ IEC 61082

หม้อแปลงที่ติดตั้ง จะต้องมีระบบป้องกันลูกถ้วยและมลภาวะ นอกจากนี้หม้อแปลงที่สำคัญจะต้องมีมาตรการป้องกันผลกระทบจากสภาพการจลาจลในบริเวณ (อัตราซึ่งมีความเค็มป้องกันฝุ่น อุบัติเหตุจากยานพาหนะ ฯลฯ)

Re. 8 มาตรการความปลอดภัย

การติดตั้งหม้อแปลง จะต้องให้สามารถใช้งานและบำรุงรักษาได้อย่างสะดวกปลอดภัยทุกจุด งานบำรุงรักษา เตรียมการและซ่อมที่อยู่ในลิ้นหรืออยู่ที่ชิ้นส่วนที่มีกระแสไฟฟ้า เจ้าหน้าที่/ช่างจะต้องปฏิบัติตามกฎระเบียบและวิธีที่มาตรฐานกำหนด รวมทั้งระยะห่างต่างๆ จะต้องปลอดภัย

Re. 8.6 การป้องกันอันตรายจากอัคคีภัย

Re. 8.6.1 ทั่วไป

การติดตั้งจะต้องพิจารณาระเบียบกฎหมายต่างๆ เกี่ยวกับการป้องกันอัคคีภัยของประเทศ ภูมิภาคและท้องถิ่น

หมายเหตุ อันตรายและความเสี่ยงการเกิดอัคคีภัยจากอุปกรณ์ไฟฟ้ามี 2 ประการ ผู้ได้รับความเสียหายจากอัคคีภัยและแหล่งต้นเพลิง การติดตั้งหม้อแปลงจะต้องทราบข้อควรระวังสำหรับแต่ละประการ

1)ข้อควรระวังสำหรับผู้ที่ได้รับความเสียหายจากอัคคีภัย

1) ระหว่างหม้อแปลงกับสิ่งที่เป็นต้นเพลิงจะต้องเว้นระยะห่างที่ปลอดภัย

2) วิธีป้องกันเปลวเพลิงลุกลาม

- เติ้น ทาย ฯลฯ ทับแล้วกลี๋ยหิมอดดับ
- ใช้น้ำฉีด
- มีแผน/หนังสือ ป้องกันไฟ (อาทิ วัสดุ ทนไฟ 60/90)
- มีระบบดับเพลิง

2)มาตรการสำหรับแหล่งต้นเพลิง

1) มาตรการป้องกันอัคคีภัยจากกระแสไฟฟ้า

2) มาตรการป้องกันอัคคีภัยจากความร้อนสูง

3) มาตรการป้องกันอัคคีภัยจากแรงดันสูง

4) มาตรการใช้วัสดุทนไฟ

เพื่อความปลอดภัยจะต้องมีทางฉุกเฉินสำหรับหนีอันตรายและกู้ภัยเมื่อเกิดอัคคีภัย (ดู Re. 7.1.6)

สำหรับระบบ/อุปกรณ์ดับเพลิง ผู้ใช้/เจ้าของหม้อแปลงจะเป็นผู้กำหนดคุณสมบัติการทำงาน จะต้องมี/จัดเตรียมอุปกรณ์ ระบบทำงานอัตโนมัติป้องกันอัคคีภัยที่อุปกรณ์ต่างๆ จากอุณหภูมิ ภาระงานหนักและข้อผิดพลาดต่างๆ (ภายใน/ภายนอก) ขึ้นอยู่กับขนาดและความสำคัญของหม้อแปลง

อุปกรณ์ที่อาจเกิดประกายไฟ การช็อตกระแส การระเบิด หรืออุณหภูมิสูง อาทิ เครื่องจักรทำงานด้วยกระแสไฟฟ้า หม้อแปลง ความต้านทาน สวิตช์ ฟิวส์ ฯลฯ ไม่ควรนำไปใช้บริเวณที่อาจเกิดอัคคีภัย ยกเว้นการก่อสร้าง/ติดตั้ง วัสดุเชื้อเพลิง หรือไฟไหม้ ไม่เกิดการสันดาป กรณีไม่แน่ใจ จะต้องมีการการ อาทิ มีกำแพงวัสดุทนไฟ เว้นระยะห่างไม่ให้เปลวไฟลุกลาม มีลม/ตู้กษณะป้องกันเปลวไฟลุกลาม ฯลฯ

Re.8.6.2 หม้อแปลงและระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า (reactors)

ในหัวข้อนี้ ต่อไปนี้ ค่าหม้อแปลงรวมถึง ระบบเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้าด้วย การจัดประเภทสารระบายความร้อน ดูหัวข้อ 6.2.2.2 การจัดประเภทน้ำมันฉนวนตามมาตรฐาน IEC 61100 เป็นการจัดประเภทตามจุดติดไฟ (fire point) และค่าความร้อนสุทธิ (net calorific value/heat combustion) ส่วนประเภทหม้อแปลงให้ตามมาตรฐาน IEC 60726 เป็นการจัดประเภทตามพฤติกรรมเมื่อเกิดอัคคีภัย

อันตรายจากอัคคีภัยที่หม้อแปลงติดตั้งภายนอกและภายในอาคาร ระดับความรุนแรงขึ้นอยู่กับลักษณะของอุปกรณ์หม้อแปลง ปริมาณและชนิดของฉนวนที่ใช้ชนิด ระยะห่างและความสัมพันธ์กับอุปกรณ์ที่อยู่ใกล้เคียงและโครงสร้างของหม้อแปลง ส่วนมาตรฐานปลอดภัยที่ใช้ขึ้นอยู่กับระดับของอันตราย/ความเสี่ยงที่ประเมิน

หมายเหตุ นิยามคำว่าความเสี่ยง (risk) ดูคู่มือ ISO/IEC Guide 51

ถ้าติดตั้งหม้อแปลงหลายตัวอยู่ใกล้กัน อาจกันเป็นบ่อหม้อแปลงแต่ละตัว ป้องกันถ้าหากหม้อแปลงตัวใดตัวหนึ่งเกิดอัคคีภัยจะไม่ลุกลามไปถึงตัวอื่นทั้งบริเวณเดียวกันและบริเวณอื่นที่เชื่อมต่อกัน วัสดุป้องกันอาจใช้ชั้นทรานทรายหรือทรายในบรรจุ ฯลฯ หลักการคือ ถ้าเกิดอัคคีภัย พยายามไม่ให้เปลวไฟลุกลามจากของเหลวหรือน้ำมันโอกาสเกิดขึ้นน้อยที่สุด

Re. 8.8.2.1 หม้อแปลงติดตั้งภายนอกอาคาร

หลักการติดตั้งหม้อแปลงภายนอกอาคารคือ หม้อแปลงที่มีปริมาณของเหลวเกิน 1,000 ลิตร ถ้าเกิดอัคคีภัยจะต้องไม่ลุกลามไปหม้อแปลงหรือวัตถุสิ่งของอื่น ดังนั้น ระยะห่าง G จะต้องเพียงพอ (ดูตาราง 3) อย่างไรก็ดี ถึงแม้ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลงต่ำกว่า 1,000 ลิตร ถ้าติดตั้งใกล้ผนังที่สามารถเป็นเชื้อเพลิงได้ จะต้องระมัดระวัง ขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้อาคารนั้นๆ

กรณีระยะห่างไม่สามารถได้ตามตาราง 3 จะต้องสร้างกำแพงกันด้วยวัสดุทนไฟ ดังนี้

1.กำแพงกันระหว่างหม้อแปลง (ดูรูป 6) ตัวอย่างตามมาตรฐาน EI 60 ตาม Official Journal of EC No. C62/23

- ระยะความสูง จนถึงจุดบนสุดของหม้อแปลงหรือของตัวหม้อแปลง

- ระยะความยาว คือระยะความกว้างหรือความยาวของบ่อหม้อแปลง (สำหรับหม้อแปลงแห้ง ระยะความกว้าง/ความยาวของหม้อแปลงขึ้นอยู่กับทิศทางของตัวหม้อแปลง)

2.กำแพงกันระหว่างหม้อแปลงกับอาคาร (ดูรูป 7) ตัวอย่าง ตามมาตรฐาน EI 60 ถ้าไม่สร้างกำแพงสำหรับป้องกันอัคคีภัยโดยเฉพาะ จะต้องเพิ่มคุณสมบัติของกำแพงอาคารให้สามารถรองรับ ตัวอย่าง กำแพง REI 60 Official Journal of EC No. 62/23

โปรดติดตามต่อฉบับหน้า

ตาราง 1 – ระยะห่างต่ำสุดในบรรยากาศระหว่างชิ้นส่วนมีกระแสไฟฟ้า พัลย์แรงดันไฟฟ้า I (ค่า Um 1-245 kV)

พัลส์แรงดันไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้าระบบของระบบ	แรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่อุปกรณ์	แรงดันไฟฟ้าทนต่อความถี่กำลังไฟฟ้าระยะเวลาสั้นค่าสูงสุด	แรงดันไฟฟ้าทนแรงจากฟ้าผ่าค่าสูงสุด	ระยะห่างต่ำสุดระหว่างเฟสกับดินและระหว่างเฟสกับเฟส No	
	Un r.m.s.	Um r.m.s.		r.m.s.	หม้อแปลงติดตั้งภายในอาคาร	หม้อแปลงติดตั้งภายนอกอาคาร
	(kV)	(kV)		(kV)	(มม.)	(มม.)
	3	3.6		10	20	120
				40	60	120
	6	7.2		20	40	120
				60	60	120
				60	90	150
	10	12		28	75	150
				95	16	160
				75	120	160
	15	17.5		38	95	160
				95		160
				95	160	
				125	220	
	20	24		50	145	270
				145		270
	30	36		70	170	320
				95	250	480
	45	52		95	325	630
	66	72.5		140	450	900
	110	123		185°	550	1100
				230		
				185°	450°	900
	132	145		230	550	1100
				275	650	1300
				230°	550°	1100
				275	650	1300
	150	170		325	750	1500
				275°	650°	1300
				325°	750°	1500
				360	850	1700
	220	245		395	950	1900
				460	1050	2100

- ค่าแรงดันไฟฟ้าทนแรงจากฟ้าผ่าค่าสูงสุดสามารถใช้กับ เฟส-เฟส และ เฟส-ดิน ได้
- กรณีค่าในตารางอาจไม่เพียงพอสำหรับยืนยันค่าแรงดันไฟฟ้าทนแรงจากฟ้าผ่า เฟส-เฟสได้ตามมาตรฐานกำหนด จะต้องทดสอบเพิ่มเติม
- สำหรับโครงสร้างที่ลักษณะเป็นเสาหรือแท่ง (rod-structure)



วิกฤตวัยกลางคน

พัทธยา เพชรธานินทร์ - pattaya.etchtanin@th.abb.com

วิกฤตวัยกลางคน เกิดขึ้นกับผู้ที่อยู่ในช่วงอายุ 35 - 50 ปี ซึ่งถือว่าเป็นช่วงเวลาเสียหัวต่อของชีวิต
อาการที่เกิดขึ้นในช่วงวิกฤตนี้คือ การคิดหมกมุ่นเวียนเกี่ยวกับชีวิตนี้คงอยู่อีกไม่นานนัก
ทำให้จดจ่อคิดถึงตนเองอย่างจริงจัง ไม่ว่าจะเป็นด้านชีวิตครอบครัว ด้านการงาน ด้านสุขภาพ

วิกฤตวัยกลางคน เกิดขึ้นกับผู้ที่อยู่ในช่วงอายุ 35 - 50 ปี ซึ่งถือว่าเป็นช่วงเวลาเสียหัวต่อของชีวิต อาการที่เกิดขึ้นในช่วงวิกฤตนี้คือการคิดหมกมุ่นเวียนเกี่ยวกับชีวิตของตนเองว่าชีวิตนี้คงอยู่อีกไม่นานนัก ทำให้จดจ่อคิดถึงตนเองอย่างจริงจัง ไม่ว่าจะเป็นด้านชีวิตครอบครัว ด้านการงาน ด้านสุขภาพ

ทางการแพทย์กล่าวว่าวิกฤตวัยกลางคน ไม่ใช่โรคทางจิตแต่อย่างใด แต่เป็นอาการที่พบได้ในคนทั่วไป ซึ่งอาจจะเป็นอย่างมากหรือน้อยแตกต่างกันออกไป ในกรณีที่มีอาการรุนแรงอาจจะตัดสินใจทำอะไรลงไปแบบหุนหันพลันแล่นโดยไม่มีถึงผลที่จะตามมา เช่น อยู่ๆ ก็ลาออกจากงานที่มั่นคง ขอย่ำร้างจากคู่ชีวิตที่อยู่ด้วยกันมานาน ทั้งๆ ที่ไม่ได้มีปัญหาอะไรกัน เอาเงินเก็บทั้งหมดที่มีไปซื้อของราคาแพงที่ไร้สาระ หนีจากสังคมเดิมๆ ไปใช้ชีวิตตามลำพัง หรือลุกขึ้นเปลี่ยนแปลงตนเองแบบหลุดโลก ในกรณีนี้ผู้เชี่ยวชาญรู้จักผู้ใหญ่ท่านหนึ่งที่ลุกขึ้นโกนหัว และไปสักลายทั้งตัวตอนที่อายุจะ 50 โดยหลังจากที่ไปทำแบบนั้นได้ไม่นานก็รู้สึกผิดหวังและโกรธตนเองว่าไม่น่าไปทำอย่างนั้นเลย จนในที่สุดก็คิดหมกมุ่นอยู่กับตัวเองจนทำให้เกิดอาการเป็นโรคซึมเศร้าตามมา

สาเหตุของการเกิดวิกฤตวัยกลางคน

- 1. เกิดจากฮอร์โมนเปลี่ยนแปลง คนในช่วงวัยกลางคนนั้นจะมีอาการของคนไข้ที่เข้าสู่วัยทอง ในผู้หญิงจะเข้าสู่ช่วงหมดประจำเดือน ทั้งเพศชายและเพศหญิงจะมีความต้องการทางเพศและสมรรถภาพทางเพศลดลง อีกทั้งมีประสิทธิภาพในการทำงานช้าลง ซึ่งสิ่งต่างๆ เหล่านี้ส่งผลทำให้เกิดอารมณ์หงุดหงิดง่ายและเบื่อหน่ายตนเอง
- 2. ความเสื่อมถอยของร่างกาย ในช่วงวัยนี้สภาพร่างกายจะอ่อนแอลงอย่างเห็นได้ชัด บางคนเริ่มมีโรคประจำตัว เช่น โรคความดันสูง โรคเบาหวาน โรคหัวใจ นอกจากนี้ ร่างกายก็เกิดการเปลี่ยนแปลงเสื่อมถอย เช่น รูปร่างที่ไม่เฟิร์มพิดเท่าที่เคยเป็น ผมหงอก หัวล้าน หน้าเหี่ยว ซึ่งทำให้หลายคนยอมรับในสภาพการเปลี่ยนแปลงของตนเองไม่ได้
- 3. การเสียชีวิตของคนที่เราและผูกพัน ในช่วงวัยนี้มักจะพบกับการสูญเสียของคนที่เราใกล้ชิดบ่อยมากขึ้น เช่น พ่อแม่ ปู่ย่าตายาย ญาติพี่น้อง เพื่อนสนิท

ซึ่งก่อให้เกิดความเสียใจจนหลายคนรับไม่ได้ ผู้เขียนเองก็เคยมีอาการของวิกฤตวัยกลางคนเพราะเรื่องนี้มาแล้ว จากประสบการณ์ที่น้องชายเสียชีวิตอย่างกะทันหันต่อหน้าต่อตาทำให้เกิดอาการเจ็บปวดเศร้าเสียใจจนเกินกว่าจะทำได้จะรับได้บ้าง จนถึงขนาดมีอาการกินไม่ได้นอนไม่หลับอยู่เป็นเวลานานมากทีเดียว ทำให้คิดว่าวางแผนว่าอาจจะหนีไปอยู่ที่ไหนก็ได้ตามลำพังไปโลกๆ โดยที่ไม่บอกใคร เพราะคิดว่าการย้ายตัวเองไปอยู่ที่อื่นนั้นจะช่วยให้จิตใจสามารถลืมความเจ็บปวดจากการสูญเสียครั้งนี้ได้เร็วขึ้น

4. ชีวิตไม่เป็นไปตามที่คาดหวัง เมื่อมาถึงช่วงวัยนี้ซึ่งเป็นวัยที่ชีวิตน่าจะเริ่มอิ่มตัวและประสบความสำเร็จตามที่คิดหวังไว้ ทั้งในเรื่องของชีวิตคู่และการงาน แต่ก็ยังมีหลายคนที่ยังไม่ไปถึงเป้าหมายที่ตนเองวางไว้จึงทำให้มีความรู้สึกที่กดดันกับตนเองและขาดความสุขกับชีวิต

วิธีป้องกันไม่ให้เกิดเรื่องเลวร้ายเมื่ออยู่ในช่วงวิกฤตวัยกลางคน

- 1. ระบายความในใจ เมื่อมีปัญหาอย่าเก็บเอาไว้คนเดียว แต่ควรปรึกษาคนที่ใกล้ชิดและไว้วางใจได้ เพราะคนในช่วงวิกฤตวัยกลางคนมักจะตัดสินใจอะไรอย่างหุนหันพลันแล่น ซึ่งอาจเกิดผลร้ายตามมาในชีวิตได้ เพราะฉะนั้นเวลาที่จะคิดจะทำอะไรจึงควรปรึกษาคู่ชีวิตก่อนเสมอ โดยเฉพาะเรื่องสำคัญในชีวิต เช่น การลาออกจากงาน การหย่าร้าง การทำศัลยกรรมเปลี่ยนแปลงตัวเอง
- 2. อย่าทำตนเองให้ว่าง ในช่วงวัยกลางคนเป็นช่วงวัยที่ถูกเริ่มเป็นผู้ใหญ่ซึ่งไม่ต้องให้พ่อแม่มาดูแลแล้วจึงอาจจะทำให้พ่อแม่รู้สึกเหงา ดังนั้นพ่อแม่ที่เคยติดลูกจึงควรหากิจกรรมอื่นๆ ที่ตนเองชอบมาทดแทน เช่น เดินทางท่องเที่ยว ออกกำลังกาย เล่นสัฟว์ ปูกลดต้นไม้ ทำอาหาร
- 3. ออกกำลังกายอย่างสม่ำเสมอ การออกกำลังกายนอกจากจะทำให้สุขภาพแข็งแรงและป้องกันการเกิดโรคต่างๆ ได้แล้วการออกกำลังกายยังช่วยลดความเครียดและป้องกันการเกิดโรคซึมเศร้าได้ด้วย ดังนั้น ผู้ที่อยู่ในวัยกลางคนควรจะออกกำลังกายเป็นประจำเพื่อที่จะมีสุขภาพกายและสุขภาพจิตที่ดี

4. ศาสนา แก่นแท้ของทุกศาสนาล้วนมีหลักคำสอนที่ชี้ให้เห็นถึงถึงธรรมและความอนิจจังของชีวิตว่าทุกสิ่งทุกอย่างในโลกนี้ล้วนเปลี่ยนแปลงและเสื่อมถอย ดังนั้น ผู้ที่อยู่ในช่วงวัยกลางคนที่เกิดความเครียดในช่วงวิกฤตนี้ควรพึ่งพาในหลักคำสอนของศาสนาของตนเองนับถือ เพื่อที่จะนำหลักของศาสนามานำมาที่ยึดเหนี่ยวให้จิตใจไม่สั่นคลอนไปกับความเสื่อมถอยอีกทั้งช่วยให้จิตใจพบกับความสงบและไม่ฟุ้งซ่าน

วิกฤตวัยกลางคนเป็นภาวะที่เกิดขึ้นได้กับคนทั่วไปที่อยู่ในวัยผู้ใหญ่ เมื่อชีวิตของเราเปลี่ยนผ่านมาถึงช่วงวัยนี้แล้ว ให้เรามีความเข้าใจตนเองและดูแลเอาใจใส่ตนเองทั้งสุขภาพกายและใจให้ดี อย่าปล่อยให้ตัวเองเสื่อมถอยและความเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นในชีวิตมาทำลายความสุขในชีวิตของเราเลย

"เกาะสีชัง"

ทะเลงามข้ามกาลเวลา... เสน่ห์ฟิลินตาออกิลาวดี

พัทยา เพชรธานี > pattaya.petchtanin@th.abb.com



สะพานอ่าวเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำ



สักการะเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำ



อุโบสถใหม่วัดอ่าวต๋อง



นมัสการรอยพระบาท



เรือนไม้สีเขียวริมทะเล



ศาลาชมวิวบริเวณเขาขาด



รู้หรือไม่?? เกาะอะไร อยู่ใกล้กรุงเทพฯ มากที่สุด?? ห้ามตอบว่าเกาะเกร็ดเด็ดขาด เพราะอากาศร้อนแบบนี้ ต้อหนีไปเที่ยว เกาะกลางทะเลแน่นอน และเกาะในทะเลที่อยู่ใกล้กรุงเทพฯ มากที่สุดคือ "เกาะสีชัง" ในจังหวัดชลบุรีนั่นเอง

ระยะทาง 117 กม. จากกรุงเทพฯ และ 12 กม. จากชายฝั่ง อ.ศรีราชา จ.ชลบุรี ทำให้ "เกาะสีชัง" เป็นเกาะที่ใกล้ที่สุดสำหรับกรุงเทพฯ และไม่เพียงเท่านั้น เกาะสีชังทั้งเกาะยังตั้งอยู่ในเขต "อ่าวเกาะสีชัง" ของ จ.ชลบุรี ซึ่งถือเป็นอ่าวเกาะที่เล็กที่สุดในประเทศไทยอีกด้วย

เพียงแค่ความใกล้ของระยะทางเพียงอย่างเดียว ไม่อาจทำให้หลายๆ คนเลือกมาเที่ยวที่เกาะสีชัง แต่ความสวยงามในแบบ "คลาสสิก" ของเกาะสีชังต่างหาก ที่เป็นจุดดึงดูดให้นักท่องเที่ยวต่างเดินทางมาเยือน

จากท่าเรือเกาะลอยที่มีหริราชา เป็นจุดขึ้นเรือโดยสารไปยังเกาะสีชังที่ชาวบ้าน ชาวเกาะ และนักท่องเที่ยวต่างมาใช้บริการ มีเรือออกทุกชั่วโมง ค่าโดยสาร 50 บาทเท่านั้น ใช้เวลา 45 นาที ชมบรรยากาศทะเลและเรือรบทุกชิ้นค่าชมใหญ่ในทะเลกันเพลินๆ

นอกจากสะพานอ่าวเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำ และอาคารต่างๆ ภายในพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัวได้อย่างทั่วถึง ซึ่งนอกจากจะได้ถ่ายรูปอาคารสวยๆ ในบรรยากาศ ย้อนยุคกลับไปเป็นสมัยรัชกาลที่ 5 แล้ว ยังเพลิดเพลินกับกลิ่นหอมๆ ของดอกไม้สวยๆ อย่าง ดอกกลิ่นหอม หรือดอกกลีลาดีที่เรียกได้ว่าเป็นดอกไม้ประจำเกาะปลูกอยู่เรียงรายและกำลังออกดอกส่งกลิ่นหอมไปทั่วบริเวณพระราชวังแห่งนี้ในหน้าร้อน

อีกทั้งทั่วเกาะสีชังแทบทุกมุมก็เต็มไปด้วยดอกกลิ่นหอม เช่นกัน มองดูเพลินตึงนัก

อีกหนึ่งจุดในพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัวที่ไม่อยากให้พลาดชมก็คือ "วัดอ่าวต๋อง" ซึ่งสร้างอยู่บนยอดเขา วัดแห่งนี้ก่อสร้างแบบสถาปัตยกรรมไทยผสมตะวันตก พระอุโบสถมีลักษณะเป็นพระเจดีย์อุโบสถ เป็นอาคารรูปกลมมีเจดีย์ทรงลังกาซ้อนอยู่ข้างบน ประดับตกแต่งตามศิลปะแบบโกธิค ประตุนำทางเป็นรูปโค้งกลมแหลม ช่องแสงประดับด้วยกระจกสีเป็นลวดลาย ส่วนที่ด้านหน้าพระอุโบสถมีต้นพระศรีมหาโพธิ์ที่รัชกาลที่ 5 ทรงปลูกเอาไว้อีกด้วย

"พระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัว" ซึ่งสร้างอยู่บนยอดเขา วัดแห่งนี้ก่อสร้างแบบสถาปัตยกรรมไทยผสมตะวันตก พระอุโบสถมีลักษณะเป็นพระเจดีย์อุโบสถ เป็นอาคารรูปกลมมีเจดีย์ทรงลังกาซ้อนอยู่ข้างบน ประดับตกแต่งตามศิลปะแบบโกธิค ประตุนำทางเป็นรูปโค้งกลมแหลม ช่องแสงประดับด้วยกระจกสีเป็นลวดลาย ส่วนที่ด้านหน้าพระอุโบสถมีต้นพระศรีมหาโพธิ์ที่รัชกาลที่ 5 ทรงปลูกเอาไว้อีกด้วย

ในช่วงนี้ฤดูร้อน โดยส่วนใหญ่ก็จะเดินทางมากราบไหว้ขอพรในเรื่องการค้าขายและการงานต่างๆ

ผู้คนที่ยืนมากราบท่านแล้วก็มีจะเดินมาชมวิวมุมสูงของเกาะสีชัง โดยที่นี้เป็นจุดชมวิวกองเกาะได้อย่างสวยงาม มองเห็นท่าเรืออ่าวต๋องและในทะเล มีเรือโดยสารและเรือประมงจอดอยู่เต็มท่า มองเห็นบ้านเรือนของชาวเกาะอยู่รวมกันอยู่ชมบริเวณใกล้ท่าเรือเห็นประภาคารทรงเก๋งจีนตั้งโดดเด่น เป็นตัวที่เด่นที่สุดของเกาะสีชัง

เฉพาะสะพานอ่าวเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำ ซึ่งเป็นจุดสัญลักษณ์ของเกาะสีชัง

"สะพานอ่าวเจ้าพ่อเจ้าแม่" สร้างขึ้นใน พ.ศ.2434 ด้วยพระราชทรัพย์ส่วนพระองค์ของรัชกาลที่ 5 เพื่อเป็นพระราชกุศลเนื่องในโอกาสที่สมเด็จพระเจ้าลูกยาเธอ เจ้าฟ้าอภัยวงศ์เดชาวธ ทรงคลายจากอาการประชวร ณ เกาะสีชัง อีกทั้งมีพระราชดำริว่า "ที่เกาะสีชังเวลาน้ำขึ้นลงเป็นทีลำบาก บางครั้งถูกกบตอขบกัด" โดยตัวสะพานสร้างด้วยไม้สักทาสีขาวสะอาด ตัวสะพานมีศาลาทรงปั้นหย่า 3 หลังบริเวณหัว กึ่งกลาง และปลายสะพาน ตัวสะพานสร้างติดกับสีฟ้าของท้องฟ้าและสีเขียวอมฟ้าของท้องทะเล นับเป็นความงดงามข้ามกาลเวลา ตั้งแต่สมัยรัชกาลที่ 5 จวบจนปัจจุบัน

นอกจากสะพานอ่าวเจ้าพ่อเจ้าแม่แล้ว เราสามารถเดินชมตึกและอาคารต่างๆ ภายในพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัวได้อย่างทั่วถึง ซึ่งนอกจากจะได้ถ่ายรูปอาคารสวยๆ ในบรรยากาศ ย้อนยุคกลับไปเป็นสมัยรัชกาลที่ 5 แล้ว ยังเพลิดเพลินกับกลิ่นหอมๆ ของดอกไม้สวยๆ อย่าง ดอกกลิ่นหอม หรือดอกกลีลาดีที่เรียกได้ว่าเป็นดอกไม้ประจำเกาะปลูกอยู่เรียงรายและกำลังออกดอกส่งกลิ่นหอมไปทั่วบริเวณพระราชวังแห่งนี้ในหน้าร้อน

อีกหนึ่งจุดในพระจุลจอมเกล้าเจ้าอยู่หัวที่ไม่อยากให้พลาดชมก็คือ "วัดอ่าวต๋อง" ซึ่งสร้างอยู่บนยอดเขา วัดแห่งนี้ก่อสร้างแบบสถาปัตยกรรมไทยผสมตะวันตก พระอุโบสถมีลักษณะเป็นพระเจดีย์อุโบสถ เป็นอาคารรูปกลมมีเจดีย์ทรงลังกาซ้อนอยู่ข้างบน ประดับตกแต่งตามศิลปะแบบโกธิค ประตุนำทางเป็นรูปโค้งกลมแหลม ช่องแสงประดับด้วยกระจกสีเป็นลวดลาย ส่วนที่ด้านหน้าพระอุโบสถมีต้นพระศรีมหาโพธิ์ที่รัชกาลที่ 5 ทรงปลูกเอาไว้อีกด้วย

"สักการะสิ่งศักดิ์สิทธิ์แห่งสีชัง" อีกหนึ่งสถานที่สำคัญที่ต้องไม่พลาดไปเยือนหากไปเกาะสีชัง นั่นก็คือ "ศาลเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำ" ที่ตั้งอยู่บนเขาเตี้ยๆ เป็นที่เคารพนับถือของชาวเกาะสีชังและคนในบริเวณใกล้เคียงโดยเฉพาะชาวจีน ตัวศาลเจ้าเป็นวิหารแบบจีนขนาดใหญ่ตั้งอยู่บนเขา ส่วนองค์เจ้าพ่อเจ้าแม่ประดิษฐานอยู่ในถ้ำ มีผู้คนเดินทางมาสักการะองค์เจ้าพ่อตลอดทั้งวัน และจะทยอยเป็นพิธีบูชาในช่วงนี้ฤดูร้อน โดยส่วนใหญ่ก็จะเดินทางมากราบไหว้ขอพรในเรื่องการค้าขายและการงานต่างๆ

ผู้คนที่ยืนมากราบท่านแล้วก็มีจะเดินมาชมวิวมุมสูงของเกาะสีชัง โดยที่นี้เป็นจุดชมวิวกองเกาะได้อย่างสวยงาม มองเห็นท่าเรืออ่าวต๋องและในทะเล มีเรือโดยสารและเรือประมงจอดอยู่เต็มท่า มองเห็นบ้านเรือนของชาวเกาะอยู่รวมกันอยู่ชมบริเวณใกล้ท่าเรือเห็นประภาคารทรงเก๋งจีนตั้งโดดเด่น เป็นตัวที่เด่นที่สุดของเกาะสีชัง

จากศาลเจ้าพ่อเจ้าแม่ในถ้ำมีทางเดินบนเขาต่อเนื่องไปยัง "รอยพระบาท" แต่หากใครไม่อยากเดิน ก็มีทางรถให้ขับหรือขี่ขึ้นไปบนเขาได้เลย รอยพระบาทแห่งนี้ สมเด็จพระเจ้าบรมวงศ์เธอ เจ้าฟ้าอภัยวงศ์เดชาวธ ทรงพระกรุณาโปรดเกล้าฯ ให้สร้างขึ้นประดิษฐาน ณ ไหล่เขา ยอดพระจุลจอมเกล้าไว้เป็นที่สักการบูชา อีกทั้งยังได้พระราชทานชื่อให้เป็นที่ประดิษฐานรอยพระบาทแห่งนี้ว่า "ไหล่อธิษฐานแห่งเขาอดพระจุลจอมเกล้า" อีกด้วย คนที่มานอนเกาะสีชังจึงควรมากราบสักการะเพื่อเป็นสิริมงคลแก่ตนเอง และบริเวณนี้ก็เป็นจุดชมวิวกะสีชังที่สวยงามได้อีกแห่งหนึ่งเช่นกัน

ยลทะเลงาม นาม"อ่าวต๋อง-เขาขาด" หากถึงจุดชมวิวกะสีชังไปแล้ว คราวนี้มาชมวิวกะสีชังที่ "เขาขาด" หรือ "ช่องอิศริยารักษ์" ซึ่งเป็นสถานที่ชมวิวกะสีชังที่สวยที่สุด หรือบางคนก็มาดูปลาที่นี้ ที่เขาขาดนี้จะมีทางเดินทอดยาวลงสู่เบื้องล่างลัดตระดักไปตามไหล่เขา โดยทางเดินสายนี้ 2 ข้างทางประดับประดาไปด้วยดวงไฟหงส์ไปจนสุดสาย

ท้องทะเลบริเวณนี้มีสีเขียวอมฟ้า แม้จะไม่มีชายหาดที่โล่งเล่นน้ำ แต่ก็ยังมีคนมาเดินเล่นรับชมและถ่ายรูปกันไม่น้อยเลย โดยเฉพาะในช่วงเย็นที่สามารถชมพระอาทิตย์ตกได้ด้วยเช่นกัน

มาอีกเกาะสีชัง จะไม่พาไปนั่งที่หัวเรือก็จะมีอะไรอยู่ ที่ "หาดถ้ำวัง" (อ่าวอ่าวต๋อง) เป็นชายหาดหนึ่งเดียวของเกาะ อยู่บริเวณทิศตะวันตก มีลักษณะเป็นอ่าวโค้ง หาดทรายขาวสวยงามมีผู้คนนิยมมาเล่นน้ำกันเป็นจำนวนมาก โดยคนแห่มาเล่นเป็นแถวยาว (แหลมจักรพงษ์) และทางทิศใต้เป็นแหลมตึกตา

บริเวณชายหาดด้านบนจะมีบริการเก้าอี้ชายหาดให้นั่งพักผ่อนหรือสั่งอาหารมาทานก็ได้ในบรรยากาศสบายๆ ส่วนชายหาดด้านล่างเป็นหาดทรายกว้างให้ทำกิจกรรมกันได้เต็มที่ ทั้งเล่นทราย เล่นน้ำ มีบริการเจ็ตสกี เรือบานานาโบท ซ่าหว่าน พายเรือคายัค ฯลฯ ในช่วงเย็นๆ จะมีกลุ่มคนครอบครัวพ่อแม่ลูก และกลุ่มเพื่อนฝูงมาเล่นน้ำกันที่ชายหาดที่สวยงาม ส่วนคู่รักมักเดินจู๋มมือกันชมพระอาทิตย์ตกในบรรยากาศโรแมนติก

แหล่งท่องเที่ยวดังกล่าวนี้อาจจะเที่ยวได้ในวันหนึ่ง ทำให้หลายๆ คนเลือกมาเที่ยวเกาะสีชังแบบไปเช้า-เย็นกลับ แต่จริงๆ แล้วแหล่งท่องเที่ยวบนเกาะสีชังยังมีมากกว่านี้ ขอแนะนำใช้เวลาในแต่ละแห่งเพื่อชมบรรยากาศของเกาะสีชังให้เต็มที่ ลองนอนค้างกันสัก 1-2 คืน ใช้ชีวิตแบบไม่รีบเร่ง รับรองว่าต้องหลงเสน่ห์ "สีชัง" อย่างแน่นอน

ที่มา: www.manager.co.th



ABB มอบรางวัล TOP Sales 2015 “Ms./Mr.Capacitors Program”

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยคุณชัยยศ ปิยะวรรณรัตน์ Managing Director Thailand, Myanmar, Cambodia and Laos ให้การต้อนรับพร้อมมอบรางวัล TOP Sales 2015 ให้แก่ผู้ที่ทำยอดขาย Capacitors สูงสุดในโครงการ “Ms./Mr.Capacitors Program” จำนวน 5 ท่าน ภายใต้แคมเปญ ABB Sales Competition ซึ่งเป็นโครงการที่หน่วยงาน Capacitors ประเทศไทยจัดการแข่งขันขึ้นในประเทศจีน เพื่อสร้างความร่วมมือระหว่างประเทศในการนำสินค้า Capacitors ที่ผลิตจากโรงงานเอบีบี จังหวัดสมุทรปราการ ส่งออกไปขายยังประเทศจีน ซึ่งผู้ที่ได้รับรางวัลทั้งหมดในครั้งนี้ยังได้รับสิทธิพิเศษในการเยี่ยมชมโรงงานผลิต และได้รับการฝึกอบรมเกี่ยวกับภาคปาดิเตอร์และฟิลเตอร์ที่ประเทศไทยด้วย



ABB มอบคอมพิวเตอร์มือสองให้แก่วิทยาลัยเทคโนโลยีดอนบอสโก

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยคุณเอกชัย จรรย์วิวัฒน์กุล Operation Manager - PGTR เป็นตัวแทนมอบคอมพิวเตอร์มือสองสภาพดี จำนวน 51 เครื่อง ให้แก่วิทยาลัยเทคโนโลยีดอนบอสโก บ้านโป่ง จ.ราชบุรี เพื่อนำไปใช้ประโยชน์ในการศึกษา โดยมีอาจารย์ ปิยะชาติ ศรีสุวรรณ Head of Electrical Department เป็นผู้รับมอบ ณ โรงงานเอบีบี บางปู



ABB จัดกิจกรรม CSR สวมอบอาคารเรียนโรงเรียนวัดสารวนาราม จ.ปราจีนบุรี

บริษัท เอบีบี จำกัด จัดกิจกรรม CSR สวมอบอาคารเรียนให้แก่โรงเรียนวัดสารวนาราม จ.ปราจีนบุรี ซึ่งทางเอบีบีได้ทำการปรับปรุงมาตั้งแต่ปี 2558 ด้วยงบประมาณจำนวน 1 ล้านบาท รวมทั้งเงินบริจาคของพนักงานที่ช่วยสนับสนุนอุปกรณ์การเรียน และต้นไม้ที่จะปลูกบริเวณรอบอาคารเรียน เป็นจำนวนเงินกว่า 100,000 บาท ซึ่งในวันส่งมอบอาคารเรียนตัวแทนพนักงานเอบีบียังได้ไปร่วมปลูกต้นไม้ และทำกิจกรรมสร้างความสัมพันธ์และความปลอดภัยให้แก่ครูและนักเรียนอีกด้วย



ABB จัดสัมมนา ABB's Power & Technologies Academy for EPC

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยกลุ่มธุรกิจ Power Grids – High Voltage Products จัดงานสัมมนา ABB's Power & Technologies Academy for EPC ครั้งที่ 1 ให้แก่วิศวกรจากบริษัท ITALTHAI ENGINEERING กว่า 70 ท่าน เพื่อแนะนำข้อมูลและความรู้เกี่ยวกับผลิตภัณฑ์ทางด้านพลังงานไฟฟ้าของเอบีบี ณ สำนักงานใหญ่ อาคาร SG Tower



ABB ร่วมงานวันความปลอดภัยลูกค้า SCG

บริษัท เอบีบี จำกัด ร่วมงานวันความปลอดภัยของลูกค้าบริษัท เอสซีจี แพคเกจจิ้ง จำกัด (มหาชน) กลุ่มโรงงานบ้านโป่ง ณ SCG Packaging Banpong Complex โดยในปีนี้อบีบีได้ร่วมออกบูธให้ความรู้เกี่ยวกับการทำงานไฟฟ้าและการทำงานบนที่สูงอย่างปลอดภัยตามธีมงาน Say Hi SHE SAFETY Week พร้อมนำผลิตภัณฑ์ที่ช่วยลดความเสี่ยงและเพิ่มความปลอดภัยในการทำงานไปจัดแสดง ซึ่งมีพนักงานและผู้รับเหมาของทางกลุ่มโรงงานบ้านโป่งให้ความสนใจในสินค้า และร่วมเล่นเกมเป็นจำนวนมาก



ABB เป็น World's Most Ethical Companies ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4

บริษัท เอบีบี จำกัด ได้รับการตั้งเป็น World's Most Ethical Companies ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 โดย Ethisphere Institute ซึ่งเป็นองค์กรด้านการรักษามาตรฐานในการดำเนินธุรกิจตามหลักจริยธรรมระดับโลก โดยเอบีบีเองก็เป็นองค์กรที่ให้ความสำคัญกับการดำเนินธุรกิจตามหลักจริยธรรม และยังมีมาตรการกำหนดให้มีความซื่อสัตย์ (Integrity) เป็นคุณค่าหลักสำคัญในการปฏิบัติงานของพนักงานทุกคนภายในองค์กรอีกด้วย



ABB จัดสัมมนาการปรับปรุงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังและระบบควบคุม

บริษัท เอบีบี จำกัด ได้จัดการสัมมนาในหัวข้อ “การปรับปรุงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้ากำลังและระบบควบคุม” เพื่อเป็นแนวทางในการพัฒนาและปรับปรุงสำหรับผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องในส่วนการบำรุงรักษาและการออกแบบ รวมไปถึงช่วยลดความเสี่ยงในการเกิดข้อผิดพลาดของระบบไฟฟ้าสำหรับลูกค้าในส่วนภาคตะวันออก โดยจัดขึ้นที่โรงแรมทราเวลวีริสจอร์ จ.ปราจีนบุรี ซึ่งมีลูกค้าให้ความสนใจเข้าร่วมงานกว่า 60 คน



ABB จัดงาน ABB Food & Beverage Day 2016

บริษัท เอบีบี จำกัด จัดงาน ABB Food & Beverage Day 2016 แสดงนวัตกรรมทางด้านไฟฟ้า อุปกรณ์และระบบบอดิเมชั่นสำหรับ บริษัทที่ทำธุรกิจทางด้าน Food & Beverage ในประเทศไทยและเมียนมา ณ โฟอัส เลเซอร์ ปาร์ค กรุงเทพฯ ซึ่งภายในงานผู้เข้าร่วมจะได้สัมผัสกับอุปกรณ์จริงพร้อมกับแลกเปลี่ยนความรู้ ชักถามข้อมูลจากวิศวกรจากเอบีบีโดยตรง ได้ชมการทำงานของแมชชีนสำหรับการปฏิบัติงานภายในฟาร์มหุ่นยนต์ Racerpack ที่ใช้สำหรับงาน Picking & Packing และอุปกรณ์อื่นๆ มากกว่า 30 บูธ นอกจากนี้ยังมีการสัมมนาให้ความรู้เกี่ยวกับอุปกรณ์และระบบบอดิเมชั่นจากเอบีบีกว่า 10 หัวข้อ ตลอดทั้งวัน โดยงานนี้มีตัวแทนจากบริษัทชั้นนำต่างๆ ให้ความสนใจเข้าร่วมงานมากกว่า 200 คน





BIOTEMP® filled transformers. Safer and more environmentally friendly.



ABB's BIOTEMP filled transformers use a natural ester-based fluid derived from renewable vegetable oil, as the insulation medium. This oil is 99 percent biodegradable, has a high temperature stability and water saturation limit, superior fire resistance and excellent dielectric characteristics. BIOTEMP offers an efficient, reliable, safer and more environmentally friendly alternative to conventional transformer insulation media. www.abb.com/transformers

Power and productivity
for a better world™

