

คุณภาพไฟฟ้า



Symphony Orchestrates

ซิมโฟนี ออร์เคสตรา 04

ก้าวข้ามขีดจำกัด

ABB เวนทอว์ HVDC (High-Voltage Direct Current) โซลาร์ 18

Compact Secondary Substations (CSS) 26

สุดยอดการให้เต็มปอด เรียบรู้แหล่งธรรมชาติ “ป่าในกรุง” ปอดแห่งใหม่ในกรุงเทพฯ 36

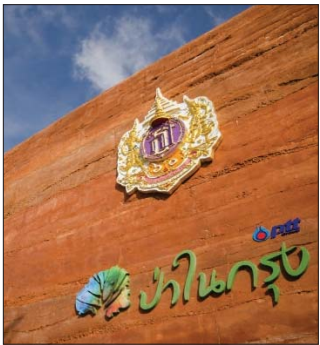


04 Symphony Orchestrates อินโฟนี ออร์เคสตรา

18 ก้าวข้ามขีดจำกัด ABB แบรกเกอร์ HVDC (High-Voltage Direct Current) ไฮบริด นวัตกรรมเพื่อพัฒนาเสถียรภาพระบบ HVDC



26 Compact Secondary Substations (CSS)



36 สูดอากาศให้เต็มปอด เรียนรู้ แหล่งธรรมชาติ “ป่าในกรุง” ปอดแห่งใหม่ในกรุงเทพฯ

Jul - Sep 2016 Vol.3



Editor's Talk

คุณภาพไฟฟ้าฉบับนี้เดินมาถึงครึ่งทางแล้ว สำหรับปี 2559 อะไรที่วางเป้าหมายไว้เมื่อปีใหม่ แต่ยังไม่ถึงอย่าลืม อย่าเพิ่งละทิ้งไปกลางทาง ยังพอมีเวลาเหลือในช่วงสามเดือนหลังให้บทวน ปรับปรุง เพื่อให้ถึงจุดมุ่งหมายที่ตั้งใจ

เนื้อหาภายในเล่มยังคงมีสาระความรู้น่าสนใจ อาทิ Compact Secondary Substations (CSS), ABB Breaker HVDC ไฮบริด, High Impact 60 ปีของ HVDC ได้เปลี่ยนแปลงภูมิทัศน์ทางไฟฟ้ากำลัง, Symphony Orchestrates สำหรับสุขภาพมีเรื่องของภูมิแพ้ โรคที่ไม่ควรมองข้ามมาฝาก พร้อมพาไปเที่ยวชมแหล่งพักผ่อนหย่อนใจแห่งใหม่ ไปสูดอากาศสดชื่นกันให้เต็มปอดกันที่โครงการป่าในกรุง โครงการดีๆ สำหรับเด็กเยาวชนและผู้สนใจทั่วไป

พบกับใหม่ฉบับหน้า



เจ้าของ บริษัท เอบีบี จำกัด • ที่ปรึกษา ก่อสร้าง เลิศธีระกุล, สุพล พงษ์จินดา, ประดิษฐ์พงษ์ สุขศิริวารกุล • จัดทำโดย Power Grids Division
สำนักงานใหญ่ 161/1 อาคารเอสซีทาวเวอร์ ชั้น 1-4 ซ.มหาศาลาหลวง 3 ถ.ราชดำริ แขวงจตุรัส เขตปทุมวัน 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
บทความและรูปภาพทุกชิ้นในคุณภาพไฟฟ้าจะผ่านการคัดเลือกจากผู้เชี่ยวชาญ การจะนำไปเผยแพร่ต้องได้รับความยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรจากผู้เขียนหรือบริษัท เอบีบี จำกัด

Power Quality Series

04 Symphony Orchestrates
อินโฟนี ออร์เคสตรา

Power Quality Series

08 โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid)
อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน (ตอนที่ 5)

International Standard Series

12 IEEE C57.13-2008
IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers (ตอนที่ 26)

High Voltage Series

18 ก้าวข้ามขีดจำกัด
ABB แบรกเกอร์ HVDC (High-Voltage Direct Current) ไฮบริด นวัตกรรมเพื่อพัฒนาเสถียรภาพระบบ HVDC

Special Power Series

22 High impact
60 ปีของ HVDC ได้เปลี่ยนแปลงภูมิทัศน์ทางไฟฟ้ากำลัง

Medium Voltage Series

26 Compact Secondary Substations (CSS)

Power Transformers Series

30 Power Transformers (ตอนที่ 29)

Health & Wellness

34 “ภูมิแพ้” โรคที่ไม่ควรมองข้าม

Weekend

36 สูดอากาศให้เต็มปอด เรียนรู้แหล่งธรรมชาติ
“ป่าในกรุง” ปอดแห่งใหม่ในกรุงเทพฯ

News & Movement

38 News & Movement



Symphony Orchestrates

ซิมโฟนี ออร์เคสตรา

ร.ต.ดร.โตศักดิ์ หัตถานุทวีชัย > ttosak@yahoo.com

Symphony Plus ระบบอัตโนมัติที่สวมอบความยืดหยุ่นและคุณค่าที่เหมาะสมที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม และแบบพลังงานหมุนเวียน

Adrian Timbus, Mark Bitto - การเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมีความท้าทายไม่เฉพาะกับผู้ปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น แต่รวมถึงผู้ปฏิบัติงานในโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมด้วย ผู้ที่ถือว่าให้มีการตอบสนองอย่างยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดที่เป็นเหตุจากความเปลี่ยนแปลงกำลังการผลิตนั้นระบบควบคุมโรงไฟฟ้าสมัยใหม่ต้องมีความสามารถจัดการกับจำนวนกิจกรรมและปริมาณข้อมูลมากกว่าระบบควบคุมแบบดั้งเดิม พร้อมทั้งเข้ากับกฎระเบียบของเครือข่ายไฟฟ้าแห่งชาติที่เข้มงวดได้ด้วย และยัต้องร่วมกับระบบอัตโนมัติของโรงไฟฟ้าโดยเป็นฐานของระบบที่ปรับปรุงประสิทธิภาพ ผลิตผล และการดำเนินการให้บรรลุเป้าหมาย นอกจากนี้เมื่อถูกใช้เป็นระบบจัดการระยะไกลต้องใช้งานให้เกิดประโยชน์สูงสุดกับหลายๆ โรงไฟฟ้าด้วย



รูปที่ 1 ชุด SD เป็นผลิตภัณฑ์ล่าสุดที่รวมอยู่ในตระกูล Symphony Plus S+ ของ ABB

การกระเพื่อมและความไม่แน่นอนเป็นธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังกังหันลม พลังแสงเซลล์แสงอาทิตย์ การส่งพลังงานเหล่านี้เข้าโครงข่ายไฟฟ้าเป็นการเพิ่มความท้าทายให้บรรลุถึงประสิทธิภาพของค่าใช้จ่ายที่มากกว่า การปรับปรุงการเข้ากันได้กับสภาพแวดล้อม และการปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าที่ดีกว่าและยืดหยุ่นมากกว่า ความผันแปรของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนยังสร้างความต้องการต่อโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอีกด้วย ซึ่งต้องมีความยืดหยุ่นที่ตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงตามสภาพโหลดที่เป็นเหตุจากความผันผวนดังกล่าว ความสามารถต่อการตอบสนองที่รวดเร็วและต้นทุนที่มีประสิทธิภาพต่อความต้องการของโหลดที่เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วคือสิ่งสำคัญสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ปัจจุบันระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าต้องมีความสามารถจัดการกับจำนวนตัวแปรและกิจกรรม และปริมาณข้อมูลที่มีความซับซ้อนของข้อมูลมากกว่าระบบควบคุมของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิม ระบบยังต้องเข้ากับกฎระเบียบของโครงข่ายไฟฟ้าแห่งชาติที่เข้มงวดได้ด้วย และเมื่อถูกใช้เป็นระบบบริหารจัดการระยะไกล ระบบควบคุมเหล่านี้ต้องใช้ในการปฏิบัติการและการผลิตให้เกิดประโยชน์สูงสุดจากหลายๆ โรงไฟฟ้า

กล่าวได้อีกนัยหนึ่งว่า ระบบควบคุมยุคใหม่ต้องทำงานแบบอัตโนมัติได้อย่างสมบูรณ์ โดยการจัดเตรียมแพลตฟอร์มของระบบที่เพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ปรับปรุงผลิตผลทางวิศวกรรม และรองรับปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ยืดหยุ่น เชื่อถือได้ พร้อมกับการเสริมกลยุทธ์การบริหารจัดการพลังงาน และการบำรุงรักษา การเฝ้าตรวจระยะไกลของข้อมูลตามเวลาจริงเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องมีมาก่อนสำหรับการ

ปฏิบัติการด้านเสถียรภาพและเศรษฐศาสตร์ ระบบควบคุมสมัยใหม่ต้องการสถาปัตยกรรมระบบที่ยืดหยุ่นเพื่อให้ตรงกับรูปแบบที่แตกต่างกันของโรงไฟฟ้าในปัจจุบันนี้ โดยการผนวกเชิงเฟล็กซิเบิลแบบดั้งเดิมหรือโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนถูกกำหนดรูปแบบเป็นสถาปัตยกรรมแบบบล็อก ขณะที่โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนต้องการระบบอัตโนมัติเพื่อประสานการควบคุมหน่วยควบคุมเล็กๆ เป็นจำนวนหลายร้อยหรือหลายพันหน่วย เช่น กังหันลม การติดตามตัวอาทิตย์ RTU หรืออุปกรณ์รับรู้สัญญาณของท่อ ซึ่งกระจัดกระจายอยู่ในพื้นที่ต่างๆ เป็นบริเวณกว้างหน่วยต่างๆ เหล่านี้ต้องการนำมาทำงานร่วมกันเป็นลำดับขั้น เพื่อให้เกิดความชัดเจนและการควบคุมได้ทั้งโรงไฟฟ้าหรือทั้งโครงข่าย

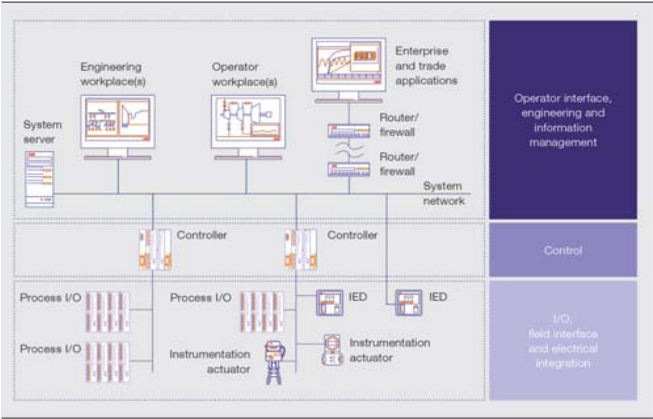
ระบบควบคุมอย่างเช่นระบบอัตโนมัติ Symphony Plus ของ ABB รับเอาแนวคิดกระบวนการควบคุมในขนาดมาใช้ประกอบด้วยเทคโนโลยีสมรรถนะสูงวิธีการและเครื่องมือที่ต่อเชื่อมระบบอัตโนมัติเข้าด้วยกัน และทำให้เกิดระบบอัตโนมัติทั้งโรงไฟฟ้ากับการเพิ่มหน้าที่และความเชื่อถือได้มากขึ้น อุปกรณ์ขนาดเล็กกว่า ใช้กำลังไฟฟ้าน้อยกว่าสำหรับการทำงานที่หนักงาน และสามารถทำงานในสภาพแวดล้อมที่ผิดปกติได้อย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงความพร้อมใช้งาน ความเชื่อถือได้ ความซับซ้อน การเฝ้าตรวจระยะไกล และการสื่อสารคือสิ่งจำเป็นที่รวมไว้ด้วยการบูรณาการมาตรฐานอุตสาหกรรมล่าสุดของการสื่อสารเข้าเป็นระบบควบคุมสมัยใหม่ทำให้มีข้อมูลเพิ่มขึ้นมากกว่าระบบดั้งเดิม นวัตกรรมและเทคโนโลยีอัจฉริยะทำให้มั่นใจว่าข้อมูลได้ถูกกระจายและจัด

เตรียมพร้อมไว้ให้ผู้ปฏิบัติงานในห้องควบคุม วิศวกรบำรุงรักษา วิศวกรวางแผนการผลิต และผู้จัดการโรงไฟฟ้าผ่านทางระบบแวดล้อมทั่วไป ความสามารถของระบบควบคุมในการรองรับข้อมูลได้มากกว่าและถ่ายโอนข้อมูลไปเป็นสารสนเทศผ่านอุปกรณ์อินเตอร์เฟส (HMI) ที่มีสมรรถนะสูง จึงนำไปสู่การรับรู้ข้อมูลได้มากกว่า ตอบสนองได้เร็วกว่า และท้ายที่สุดทำให้ตัดสินใจได้ดีกว่า

ในอดีตกระบวนการและระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติได้แยกออกจากกันและไม่สามารถสื่อสารถึงกันและกัน การทำข้อมูลให้พร้อมใช้งานจากองค์ประกอบทางไฟฟ้าแยกจากกัน จากเครื่องมือวัด และระบบแรงดันต่ำแรงดันปานกลาง และแรงดันสูง ไปจนถึงกระบวนการระบบควบคุมที่มีปัญหาและค่าใช้จ่าย แต่ละระบบมีการสื่อสารผ่านโปรโตคอลที่แตกต่างกันและมีสายสื่อสารแยกกัน ดังนั้นการบูรณาการกระบวนการและระบบสถานีไฟฟ้าย่อยอัตโนมัติจึงเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อให้พร้อมใช้งานในระดับสูง ความชัดเจนของผู้ปฏิบัติงาน และการทำงานที่มีความเชื่อถือได้

Symphony Plus
Symphony Plus ของ ABB คือ ยุคล่าสุดของระบบควบคุมแบบกระจาย (DCS) ตระกูล Symphony ที่พัฒนาขึ้นมาให้ตรงกับความต้องการของอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าและน้ำ

Symphony Plus จัดเตรียมการเข้าถึงข้อมูลได้ง่ายและยืดหยุ่น เพื่อสะดวกต่อการตัดสินใจในการปฏิบัติงาน ปฏิบัติการ S+, ระบบ HMI ที่มีความสามารถเตรียมการให้ผู้ใช้งานกับกระบวนการที่มีอยู่แก้ปัญหาที่เกิดขึ้นร่วมกับระบบควบคุมอัตโนมัติ การใช้กราฟิก



รูปที่ 2 หน้าที่การทำงานของ Symphony Plus

สมรรถนะสูงทำให้ผู้ใช้งานเข้าถึงภาคแสดงผลได้โดยตรงจึงง่ายต่อการใช้งาน แสดงข้อมูลได้ชัดเจน แจ้งเตือนและเฝ้าตรวจเหตุการณ์ (สอดคล้องกับ EEMUA 191 guidelines) และรายงานต่างๆ ที่สามารถนำไปใช้ให้ระบบได้สมรรถนะสูงสุด

มีการทำให้เกิดปฏิบัติการร่วมโดยผ่านการบูรณาการของมาตรฐานโปรโตคอลการสื่อสาร เช่น IEC 61850, IEC 60870-5/101/103/104, OPC และ Modbus TCP เมื่อใช้มาตรฐานเหล่านี้ทำให้การเข้าถึงข้อมูลของโรงไฟฟ้าเป็นไปได้ด้วยความเชื่อถือได้สูงกว่าและมากกว่า และเป็นวิธีที่มีค่าใช้จ่ายน้อยกว่าอินเตอร์เฟซแบบเดิมและมีการเชื่อมต่อด้วยสายตัวนำ การทำงานภายใต้สภาพแวดล้อมร่วมกันและการแจ้งเตือนร่วมกันทำให้ผู้ปฏิบัติงานรับทราบสถานะการณ์ผิดปกติได้ดีกว่า และเกิดประโยชน์โดยรวมได้อย่างแท้จริงสำหรับวิศวกรบริการ กำหนดการบำรุงรักษาทำให้เกิดประโยชน์ สูงสุดผ่านการรายงานตามช่วงเวลาของสภาพอุปกรณ์ และการพยากรณ์ความเสี่ยงภายในสมรรถนะของอุปกรณ์

การออกแบบและบำรุงรักษาระบบอัตโนมัติของโรงไฟฟ้าทั้งหมดได้รับการดำเนินการผ่านหน่วยงานด้านวิศวกรรมที่เป็นเอกภาพ ประสิทธิภาพเชิงวิศวกรรมรูปแบบ การจัดการ ความปลอดภัย การทดสอบการทำงานของระบบ และการบำรุงรักษาอุปกรณ์ใดๆ ของระบบ (จากหน่วยงานสนามและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ควบคุม I/O สถานที่ทำงานของผู้ปฏิบัติการ และอินเตอร์เฟซการสื่อสาร) ถูกดำเนินการผ่านเครื่องมือทางวิศวกรรมคือ ระบบ S+ เครื่องมือมีลักษณะเด่นที่ใช้ได้กับผู้ใช้งานหลายคน กระจ่ายงานและแยกงานวิศวกรรมออกได้หลายกิจกรรม จากกิจกรรมใช้งาน

และจัดเตรียมการเข้าถึงตามหน้าที่ของผู้ใช้งาน โดยผ่านทางอินเตอร์เฟซที่ดูได้ง่าย และกระแสนงานปฏิบัติการบนฐานข้อมูลแบบธรรมดา มีรูปแบบของข้อมูลที่ป้อนเข้าแบบจุดเดียวเพื่อจัดเตรียมการทำเอกสาร และการสื่อสารข้อมูลสอดคล้องตามมาตรฐานของท้องถิ่นนั้น

Symphony Plus ทำงานร่วมกันได้กับตระกูล Symphony ในยุคก่อนหน้านี้ โดยยอมให้ยกระดับและปรับปรุง DCS มาใช้งานร่วมกันได้ ดังนั้นจึงทำให้ได้ช่วงเวลากการผลิตสูงสุดและมั่นใจว่าโครงการจะสมบูรณ์ด้วยค่าใช้จ่ายที่มีประสิทธิภาพ

ชุด SD
ชุด SD ของ Symphony Plus ได้รับการพัฒนาขึ้นมาเป็นพิเศษเพื่อจัดการกับหลักเกณฑ์สำหรับปรับปรุงสมรรถนะ และให้บรรลุความต้องการของกระบวนการประยุกต์ใช้งานที่กระจายไปตามสภาพภูมิศาสตร์

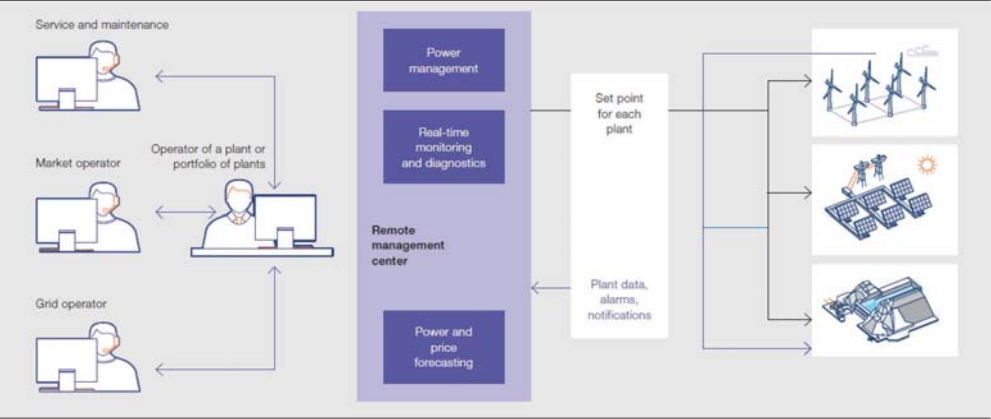
ชุด SD ใช้ชุดตัวควบคุมกระบวนการสมรรถนะสูงสามารถต่อขยายเพื่อรองรับการควบคุมตามความต้องการทั้งหมดของโรงไฟฟ้า มีการประมวลผลแบบแยกส่วนและต่อเนื่องตามการใช้งานที่ต้องควบคุม ดังรูปที่ 1 โดยมี I/O รองรับครอบคลุมตลอดช่วงการทำงาน ชุด SD สัมทบวิธีการแก้ปัญหาที่มีประสิทธิภาพและมีประโยชน์หลายอย่างสำหรับการใช้งานในโรงไฟฟ้าทุกประเภทและทุกขนาด ตัวควบคุมร่วมทำงานเพื่อควบคุมการใช้งานทั้งข้อมูลและโปรแกรมทางเลือกของความเข้าซ้อนทำได้ทุกระดับของการควบคุม I/O และการสื่อสาร เป็นผลให้เกิดความยืดหยุ่นและความพร้อมใช้งานสูงสุด

การใช้ชุดต่อขยายของ ABB มีการทำงานของอัลกอริทึมมาตรฐานที่สูงแล้วในภาคสนาม และเครื่องมือออกแบบการฝึกเชิงวิศวกรรม S+ เพื่อพัฒนากลยุทธ์การควบคุม ปฏิบัติการ S+ และการใช้งานอื่นๆ ติดต่อสื่อสารกับชุดควบคุม SD และ I/O ด้วยเครือข่ายที่มีความเร็วสูง ปริมาณงานมาก และความปลอดภัยสูง ยอมให้ทำงานร่วมกับอุปกรณ์สนาม กระบวนการและระบบไฟฟ้า และระบบธุรกิจขององค์กรในลักษณะที่ง่าย ต่อขยายได้ ปลอดภัย และยั่งยืน (รูปที่ 2)

ตัวควบคุมชุด SD บูรณาการกับอุปกรณ์อัจฉริยะในสนามรวมถึง เครื่องส่งสัญญาณ ตัวกระตุ้น ชุดควบคุมมอเตอร์ และอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์อัจฉริยะ (IED) การเชื่อมต่อมาตรฐานโปรโตคอล IEC 61850, IEC 60870-5-104, Modbus TCP, PROFIBUS DP, และ HART เป็นผลให้ลดการใช้สายตัวนำและพื้นที่ติดตั้งเครื่องและลดค่าใช้จ่ายในการติดตั้งด้วย

ผลิตภัณฑ์ชุด SD มีเป็นหน่วยแยกต่างๆ ออกแบบให้มีความหนาแน่นสูง และมีสถาปัตยกรรมที่ทันสมัย ทำให้ลดความต้องการฮาร์ดแวร์ของการควบคุมและ I/O และพื้นที่ตู้ จึงทำให้ค่าใช้จ่ายในการออกแบบ การติดตั้ง และการปฏิบัติการต่ำกว่า ด้วยที่พัดลมอุณหภูมิระหว่าง -20°C ถึง +70°C และเคลื่อนด้วย G3 ผลิตภัณฑ์เหล่านี้จึงถูกออกแบบให้ทนทานต่อสภาพแวดล้อมที่เลวร้ายด้วย ซึ่งทำให้นำไปใช้งานได้เหมาะสมสำหรับเป็น I/O ระยะไกล เช่น พบในการใช้งานผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

มีประสิทธิภาพสูงกว่าในแง่ใช้กำลังไฟฟ้าต่ำกว่า (ผลิตภัณฑ์ชุด SD ใช้กำลังไฟฟ้าน้อยกว่า 50% เมื่อเปรียบเทียบกับ DSC และ I/O ของผลิตภัณฑ์อื่น) การ



รูปที่ 3 Symphony Plus สำหรับบริหารการปฏิบัติการระยะไกลของโรงไฟฟ้า

แพร่ความร้อนต่ำกว่า และลดอุปกรณ์ระบายความร้อน เช่น พัดลมระบายความร้อน ช่องระบายอากาศ เครื่องกรองอากาศ และระบบไล่ก๊าซ จึงทำให้ไม่จำเป็นต้องใช้ส่วนประกอบที่มีผลกระทบด้านลบต่อความเชื่อถือได้และผลิตภัณฑ์ ลดอุปกรณ์ในพื้นที่ติดตั้ง และมีความค่าใช้จ่ายในการติดตั้งต่ำกว่า

ประโยชน์ของการบูรณาการทางไฟฟ้า
การใช้ระบบอัตโนมัติสมัยใหม่อย่างเช่น Symphony Plus ที่มีการบูรณาการกับมาตรฐานการสื่อสารล่าสุดอย่างเต็มรูปแบบนั้น โรงไฟฟ้าจะได้รับประโยชน์จากการดำเนินการดังนี้

- ใช้ระบบควบคุมอัตโนมัติเพียงระบบเดียว สำหรับ การติดตั้งทั้งหมด
- อุปกรณ์ออกแบบให้มีขนาดเล็กกว่าและความซับซ้อนน้อยกว่า
- ระยะเวลาลำหรับงานวิศวกรรม การติดตั้ง และทดสอบระบบก่อนใช้งานสั้นกว่า
- รายการอะไหล่พร้อมกับการบริการบำรุงรักษาไม่ยุ่งยาก
- ลดความต้องการในการฝึกอบรม
- ลดความเสี่ยงของโครงการเมื่อทำงานร่วมกับทีมงานของโครงการ
- มีความเหมาะสมกับค่าใช้จ่ายจริงชีวิตของระบบ
- มีค่าใช้จ่ายด้านพลังงานต่ำกว่าผ่านการบริหารจัดการพลังงานให้มีประสิทธิภาพ เช่น การซื้อและผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสม

การหาค่าการผลิตที่เหมาะสมที่สุดของโรงไฟฟ้า
การหาค่าระบบควบคุมที่เหมาะสมที่สุดเป็นสิ่งเบื้องต้นสำหรับการหาค่าการผลิตที่เหมาะสมที่สุดของโรงไฟฟ้าแบบดั้งเดิมและแบบพลังงานหมุนเวียน ความสมบูรณ์

ของระบบอัตโนมัติในโรงไฟฟ้าพร้อมด้วยแพลตฟอร์มการควบคุมเดียวและ I/O กลายเป็นจุดหลักที่ต้องพึ่งไปในการสนับสนุนให้สมรรถนะของสินทรัพย์ให้มีประสิทธิภาพ

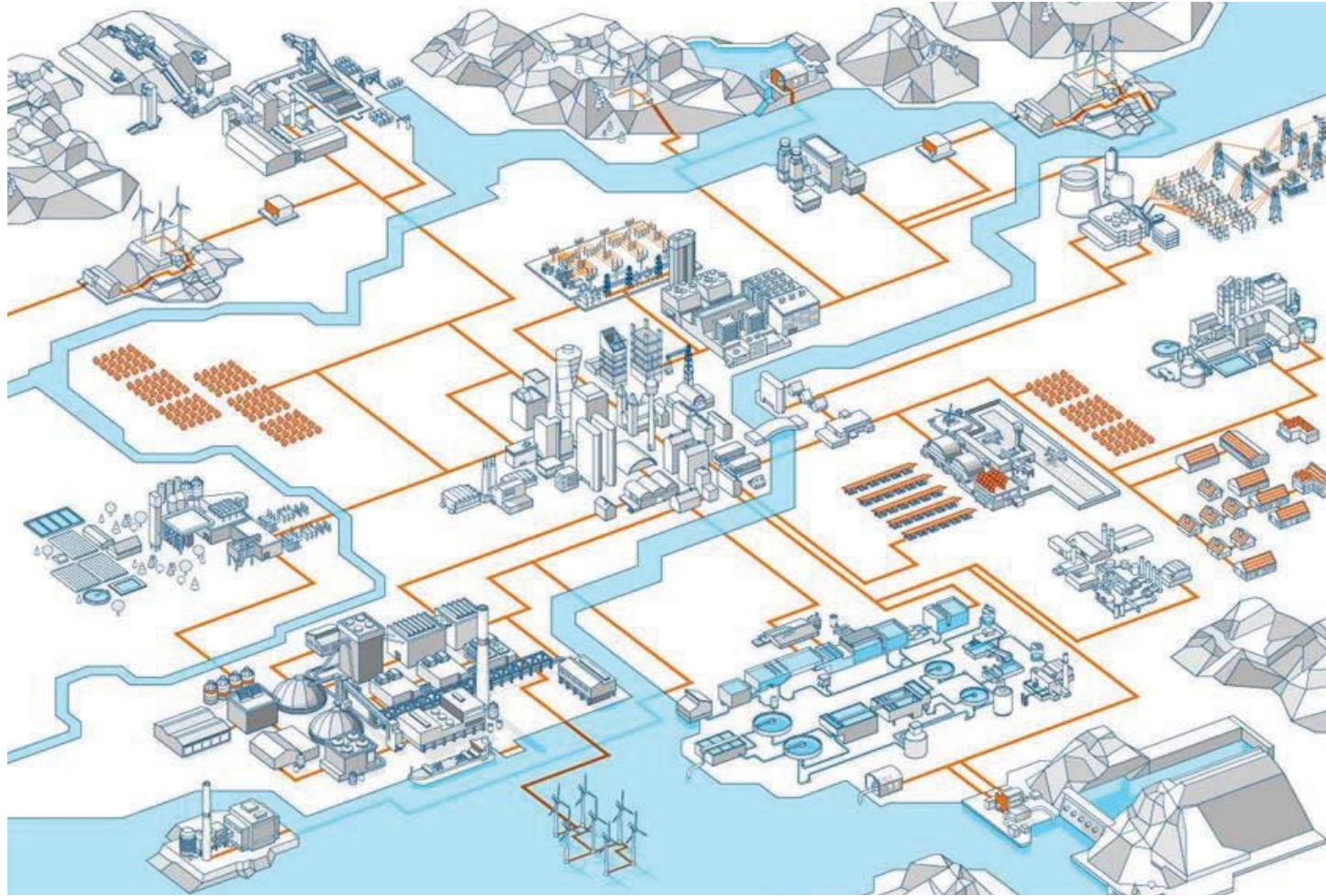
ระบบอัตโนมัติของโรงไฟฟ้าได้จัดเตรียมแพลตฟอร์มการปฏิบัติงานร่วมกัน สำหรับการควบคุมทั้งกระบวนการและระบบไฟฟ้าที่จะทำให้เกิดการเพิ่มระดับของการผลิตและช่วงเวลาให้บริการของระบบสูงสุด ข้อมูลสารสนเทศของการปฏิบัติงานทั้งหมดจัดเก็บไว้ในฐานข้อมูล เพื่อให้สามารถนำมาใช้ได้กับผู้จัดการโรงไฟฟ้า และผู้ใช้งานใดๆ ที่เกี่ยวข้องเมื่อต้องการ ดังนั้นผลผลิตทั้งหมดของโรงไฟฟ้าถูกรวบรวมโดยระบบกระบวนการควบคุมที่เหมาะสมเพียงหนึ่งเดียว

การเฝ้าตรวจระยะไกลและโรงไฟฟ้าเสมือน
ความสามารถในการเฝ้าตรวจระยะไกลของระบบอัตโนมัติสมัยใหม่แสดงให้เห็นได้ทั้งผู้ปฏิบัติการของแต่ละโรงไฟฟ้า และบริหารจัดการการผลิตพลังงานในระดับสูงของปฏิบัติการในโรงไฟฟ้า การเตรียมเครื่องมือสำหรับการตัดสินใจช่วยผู้ปฏิบัติการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสมที่สุด ตรวจสอบความผิดปกติใดๆ ที่เกิดขึ้น และรักษาประสิทธิภาพของการใช้พลังงาน ผู้ปฏิบัติการได้ประโยชน์จากการปรับปรุงการทำงานและการบำรุงรักษา ผลต่อเนื่องมาคือ การลดค่าใช้จ่ายของการดำเนินงานนำไปสู่การเพิ่มกำไรของธุรกิจนั่นเอง

การเพิ่มจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่ส่งพลังงานไฟฟ้าเข้ามายังโครงข่ายไฟฟ้ามากขึ้น ทำให้มีการเพิ่มความต้องการในการสร้างโรงไฟฟ้าเสมือน (virtual power plants:

VPPs) และสมาร์ทกริด การเฝ้าตรวจโรงไฟฟ้าเสมือนส่วนกลางทำให้การผลิตไฟฟ้าจากหลายๆ โรงไฟฟ้าที่อยู่ห่างไกลกันสามารถรวมกันเข้ามาได้ ผู้ปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าเสมือนที่เป็นผู้มีส่วนร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้าอาจสามารถขายไฟฟ้าได้ราคาที่ดีกว่า ปรับปรุงการสมดุลโหลด และจัดการผลิตและการใช้ไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าให้เหมาะสมที่สุด ดังแสดงในรูปที่ 3

ในท้ายที่สุดนี้ ระบบอัตโนมัติ Symphony Plus ของ ABB ให้ความมั่นใจในการทำให้ปฏิบัติการของโรงไฟฟ้าเสมือนมีความเหมาะสมที่สุดจนได้รับผลสำเร็จ



โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้า แบบโครงข่ายไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก (Microgrid) อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน (ตอนที่ 5)

ดร.จักรเพชร มัทราช > chakphed@gmail.com, chakphed.mad@pea.co.th

แนวทางการออกแบบระบบไมโครกริด

ทางเลือกระบบแม่สะเรียงไมโครกริด (MSR-MG)
ระบบแม่สะเรียงไมโครกริดมีสถาปัตยกรรมดังรูปที่ 5-1

5.1.1 องค์ประกอบพื้นฐานสำคัญของระบบไมโครกริด ประกอบด้วย

1) Field device interface ได้แก่ Substation automation และ feeder automation รวมถึง High speed switch ต่างๆ เพื่อทดสอบฟังก์ชันการทำงาน Fault Location, Isolation, and Service Restoration (FLISR)

2) Communication Link ที่เชื่อมต่อได้ เช่น การใช้ใยแก้วนำแสง หรือการสื่อสารวิทยุสำหรับระบบสำรอง (backup)

3) Measurement Points / Monitoring System เป็นระบบตรวจสอบสถานะปริมาณไฟฟ้าที่แสดงสมรรถนะการทำงานของระบบฯ เช่น กระแส แรงดัน กำลังไฟฟ้า ฯลฯ เป็นต้น

4) Micro Grid Controller (MGC) ทำหน้าที่ประมวลข้อมูลระบบไมโครกริด และสั่งการ เพื่อควบคุมระบบฯ

ให้มีสมรรถนะตามข้อกำหนดที่ต้องการ

5) แบตเตอรี่เพื่อจ่ายกระแสไฟฟ้าในโหมด Islanding

6) PV inverter แบบควบคุม P,Q ได้ สำหรับควบคุมแรงดันระบบ

7) อุปกรณ์ที่มีอยู่แล้วในระบบ ได้แก่ AVR โรงจักร ดีเซลของ กฟภ. และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรองของโรงพยาบาล

5.1.2 องค์ประกอบที่สามารถเลือกได้ ประกอบด้วย 5.1.2.1 STATCOM, SVC, SVG, D-VAR เป็นอุปกรณ์เพื่อชดเชย Var แบบ Dynamic

โดยปกติแผนทางในการรักษาระดับแรงดันคือ การปรับแก้หม้อแปลง หรือใช้ชุดคาปาซิเตอร์ เข้ามาแก้ไข แต่วิธีดังกล่าวมีข้อเสียคือ ความไม่ต่อเนื่อง การตอบสนองที่ไม่รวดเร็วต่อการเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็ว ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาอุปกรณ์ทางด้านอิเล็กทรอนิกส์ จึงได้มีการพัฒนาอุปกรณ์ STATCOM, SVC, SVG, D-VAR ซึ่งใช้อินเวอร์เตอร์ที่ใช้ IGBT หรืออุปกรณ์อื่นเป็นสวิตช์ โดยระบบควบคุมจะทำการตรวจวัดระดับแรงดันเพื่อทำการฉีด VAR ที่เป็นตัวก หรือลบตามที่ต้องการได้รวดเร็ว เพื่อรักษาระดับแรงดันให้อยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้

5.1.2.2 แบตเตอรี่แบบประจุ/คายประจุได้เร็ว (สำหรับชดเชย Var และ PV smoothing)

การเชื่อมต่อแบตเตอรี่เข้ากับระบบจำหน่ายจะต้องเชื่อมต่อกับวงจรอินเวอร์เตอร์ โดยอินเวอร์เตอร์ที่ต้องเป็นชนิดที่สามารถเลือกโหมดการทำงาน โดยสามารถเลือกให้เป็นแหล่งชดเชย Var ให้กับระบบในลักษณะที่เป็นบวกหรือลบได้ โดยใช้แบตเตอรี่เป็นแหล่งพลังงาน การตอบสนองระบบจะต้องมีความรวดเร็วและอาจทำงานบ่อยครั้ง ดังนั้นแบตเตอรี่ที่เหมาะสมจะต้องเป็นชนิดแบบประจุ/คายประจุได้รวดเร็ว

เร็ว อาทิเช่น Lead-Acid, Li-Ion, NaS เป็นต้น (ในโหมดนี้แบตเตอรี่ทำหน้าที่ควบคุมแรงดันในสภาวะ transient เช่นในสภาวะเมฆบังแสงเซลล์)

5.1.2.3 แบตเตอรี่สำหรับทำหน้าที่ load shifting

เนื่องจากระบบไมโครกริดที่พิจารณามีแหล่งผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งอยู่ในช่วงเวลากลางวัน แต่ช่วงเวลาของโหลดสูงสุดอยู่ในช่วงกลางคืน ดังนั้นหากมีปริมาณพลังงานที่ผลิตได้มีมากกว่าโหลดที่มีอยู่ และเพื่อให้สามารถใช้ประโยชน์สูงสุดจากแหล่งพลังงานดังกล่าว จึงจำเป็นต้องมีแบตเตอรี่ชนิดนี้เพื่อทำหน้าที่ shift load โดยแบตเตอรี่ชนิดนี้ต้องสามารถรองรับปริมาณพลังงานได้มากพอ ไม่จำเป็นต้องประจุหรือคายประจุได้รวดเร็ว อาทิเช่น Flow-Battery เป็นต้น

5.1.2.4 แบตเตอรี่สำหรับทำหน้าที่ควบคุมแรงดันในสภาวะคงตัว (steady state)

ในขณะที่แหล่งผลิตฯ มีกำลังผลิตสูงและมีความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำ อาจทำให้แรงดันระบบมีค่าสูงเกิน จึงควรพิจารณาใช้กำลังผลิตส่วนเกินนี้ไปประจุแบตเตอรี่ (แทนการจำกัดกำลังผลิต) เพื่อช่วยควบคุมแรงดัน และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ การทำงานของแบตเตอรี่ในโหมดอาจคล้ายคลึงกับ load shifting จึงอาจใช้เทคโนโลยีเดียวกัน แต่จำเป็นต้องพิจารณาแยกกันเนื่องจากขนาดพื้นที่ของระบบที่ต้อง

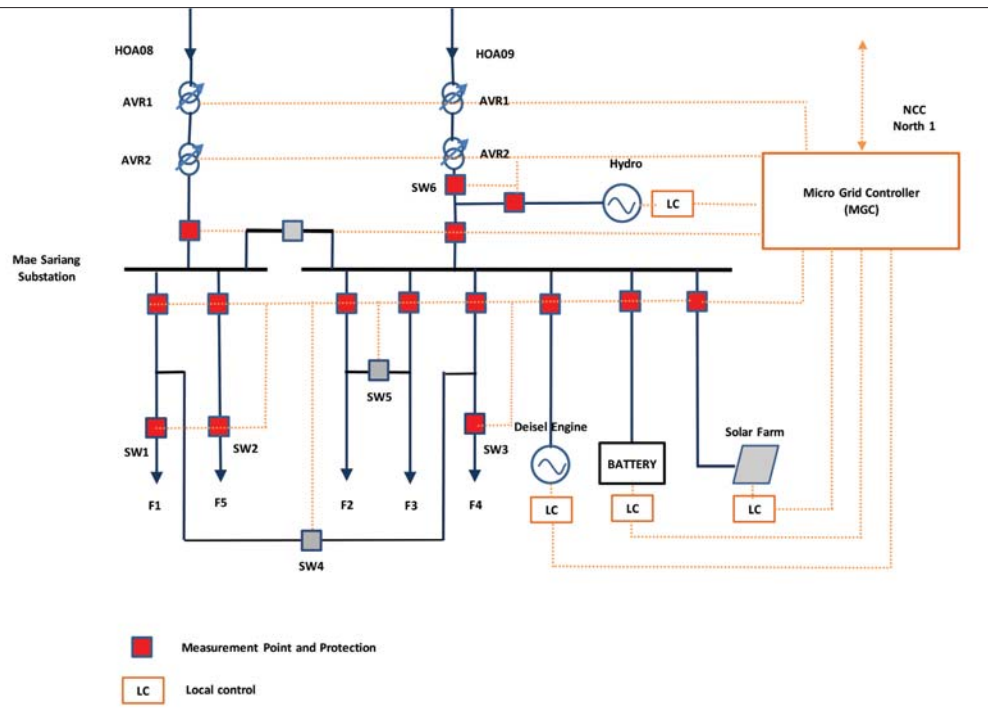
การแต่ละฟังก์ชันอาจต่างกัน เพื่อให้ได้ข้อมูลเพื่อใช้เลือกขนาดของระบบที่เหมาะสมต่อไป

5.1.2.5 Demand response สำหรับควบคุมแรงดันระบบ โดยมีหลักเกณฑ์การทำงานดังนี้

- เมื่อปริมาณพลังงานที่ผลิตได้มีมากกว่าโหลด เป็นผลทำให้แรงดันระบบสูงขึ้น ดังนั้นจำเป็นต้องมีโหลดเพิ่มขึ้น ดังนั้นตัวควบคุมการทำงานของโหลดจะต้องโหลดเข้ากับระบบ
- ในทางตรงกันข้ามถ้าหากปริมาณพลังงานที่ผลิตได้มีน้อยกว่าโหลดจะเป็นผลทำให้แรงดันตก ตัวควบคุมการทำงานของโหลดจะปลดโหลด เพื่อให้แรงดันอยู่ในระดับที่เหมาะสม

วิธีการเพิ่มหรือลดโหลดเข้าไปในระบบโดยโหลดที่ควบคุมได้นี้คือ Demand response และในกรณีของระบบแม่และเรียงไมโครกริด โหลดที่อาจนำมาพิจารณาใช้ได้คือ เครื่องทำน้ำร้อนของโรงพยาบาลหรือโรงแรม เป็นต้น

จะเห็นว่าสถาปัตยกรรมของระบบแม่และเรียงไมโครกริด เปิดโอกาสให้ทางเลือกหลายทาง โดยสามารถพิจารณานำมาใช้ร่วมกันได้หลากหลาย เช่น (5.1.2.1+5.1.2.2+5.1.2.5), (5.1.2.1+5.1.2.3+5.1.2.4), (5.1.2.2



รูปที่ 5-1 สถาปัตยกรรมของระบบไมโครกริดแม่และเรียง

+5.1.2.3+5.1.2.4), (5.1.2.1+5.1.2.3+5.1.2.4+5.1.2.5) ฯลฯ เป็นต้น

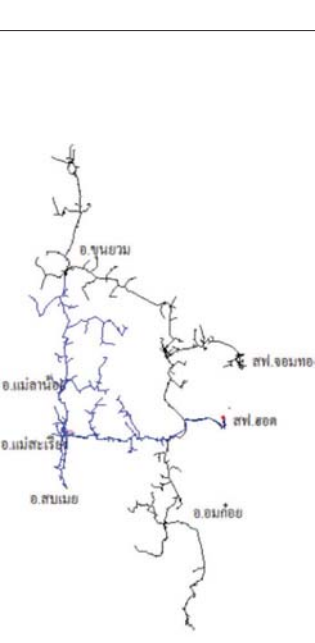
5.2 การวิเคราะห์เพื่อประเมินศักยภาพและออกแบบระบบ Micro Grid ที่เหมาะสม

การวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า อาศัยแม่และเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอนโดยใช้โมเดลระบบไฟฟ้าสำหรับโปรแกรม DigSILENT PowerFactory แสดงดังรูปที่ 5-2 เพื่อศึกษาผลกระทบให้ครอบคลุมทุกด้าน

5.2.1 ระบบเก็บพลังงานด้วยแบตเตอรี่

การประยุกต์ใช้แบตเตอรี่เพื่อสมดุลกำลังผลิตและความต้องการใช้ไฟฟ้า มีหลักการสำคัญคือทำให้แบตเตอรี่เป็นได้ทั้งโหลดและหน่วยผลิตไฟฟ้า โดยมีการควบคุมให้ทำหน้าที่ที่เหมาะสมกับตามสภาวะการณ์

สมมุติให้แบตเตอรี่สามารถเป็นโหลดและหน่วยผลิตที่มีฟังก์ชันการทำงานร่วมกัน สิ่งท้าทาย คือ การกำหนดเกณฑ์การทำงานในโหมดที่เหมาะสมตลอดเวลา จะสามารถทำได้โดยตรง แม่นยำ และมีความเชื่อถือได้สูงได้อย่างไร ซึ่งเป็นโจทย์สำหรับขั้นตอนการออกแบบรายละเอียดทางวิศวกรรม ที่ต้องนำไปพิจารณาในการกำหนดรายละเอียดทางเทคนิค การออกแบบระบบควบคุม และการเชื่อมต่อแบตเตอรี่กับกริด ฯลฯ ต่อไป



สำหรับอุปกรณ์แปลงแรงดันก็คล้ายกับอุปกรณ์ DVAR-STATCOM มาก เพราะใช้เทคโนโลยีที่เหมือนกัน อาจแตกต่างกันในรายละเอียดของรูปแบบวงจร หรือ topology ข้อแตกต่างคือ การทำงานของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายได้ทั้งกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟ ดังนั้นในทางเทคนิค จึงเหมาะสมกับระบบไมโครกริดมากกว่า DVAR-STATCOM

รูปที่ 5-2 ระบบไฟฟ้า อ.แม่และเรียง ปัจจุบันจ่ายกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าฮอดฟิตเตอร์ 9

ข้อจำกัดฟังก์ชันการทำงานของแบตเตอรี่

(1) แบตเตอรี่เป็นโหลดในช่วงเวลาที่มีกำลังผลิตมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้า

(2) แบตเตอรี่เป็นแหล่งผลิตไฟฟ้า ทั้งกำลังไฟฟ้าจริงและรีแอคทีฟ เพื่อสมดุลกำลังผลิตกับความต้องการใช้ไฟฟ้า และเพื่อยกระดับแรงดันให้สูงขึ้น หรือชดเชยกำลังรีแอคทีฟ (reactive support/ compensation) โดยที่

a. แบตเตอรี่เป็นแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้าจริง (active power, MW) เมื่อความต้องการไฟฟ้ามีค่าสูงเกินกำลังผลิตในพื้นที่ เพื่อช่วยลดการจ่ายกระแสไฟฟ้าจากสถานีไฟฟ้าฮอด และลดกำลังสูญเสียในระบบ

b. แบตเตอรี่เป็นแหล่งผลิตกำลังไฟฟ้ารีแอคทีฟแบบคาปาซิทีฟ (reactive power, MVar) เมื่อกำลังผลิตสูงกว่าความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่ เพื่อจ่ายค่า MVar ที่เป็นลบให้แก่ระบบ หรือเป็นการดึง MVar จากระบบเพื่อลดแรงดันลงนั่นเอง แรงดันสูงเกินเป็นผลจากมี MVar ในระบบมากเกินไป

5.2.2 การจ่ายไฟแบบ Islanding

ระบบควบคุมไมโครกริดมีความสามารถในการจ่ายไฟแบบ Islanding ซึ่งจะช่วยให้การจ่ายไฟให้กับลูกค้ามีความต่อเนื่อง โดยใช้แหล่งพลังงานในพื้นที่ที่มีอยู่ โดยในพื้นที่แม่และเรียงมีเครื่องจักรดีเซลและแบตเตอรี่ ดังนั้นเพื่อทดสอบการทำงานของแหล่งพลังงานดังกล่าวจึงดำเนินการวิเคราะห์ความสามารถดังกล่าวดังในหัวข้อนี้ โดยในการจ่ายไฟในแบบ Islanding จะจ่ายโหลดในพื้นที่แม่และเรียงทั้ง 5 ฟิตเตอร์

5.2.3 หลักการทำงานและคุณลักษณะของ PV smoothing battery storage

ระบบเก็บพลังงานไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่เพื่อ PV smoothing มีส่วนประกอบสำคัญ 2 ส่วน คือ แบตเตอรี่และอุปกรณ์แปลงแรงดันพร้อมระบบควบคุม ในส่วนของแบตเตอรี่ก็มีหลากหลายเทคโนโลยีมีคุณลักษณะต่าง ๆ กัน จึงเหมาะกับการใช้งานที่แตกต่างกันไปด้วย สำหรับการใช้นี้ เทคโนโลยีแบตเตอรี่ที่เหมาะสม ต้องมีคุณสมบัติที่ประจุและคายประจุได้รวดเร็ว เช่น Li-Ion; Ultra Battery; Advanced lead acid battery เป็นต้น

สำหรับอุปกรณ์แปลงแรงดันก็คล้ายกับอุปกรณ์ DVAR-STATCOM มาก เพราะใช้เทคโนโลยีที่เหมือนกัน อาจแตกต่างกันในรายละเอียดของรูปแบบวงจร หรือ topology ข้อแตกต่างคือ การทำงานของแบตเตอรี่ที่สามารถจ่ายได้ทั้งกำลังจริงและกำลังรีแอคทีฟ ดังนั้นในทางเทคนิค จึงเหมาะสมกับระบบไมโครกริดมากกว่า DVAR-STATCOM

5.3 ความมั่นคงในการจ่ายไฟ (Supply Security)

ความมั่นคงในการจ่ายไฟมีหลายความหมาย ขึ้นอยู่กับมุมมอง ถ้าหากมองย้อนเวลากลับ ความมั่นคงในการจ่ายไฟจะหมายถึงความเชื่อถือได้ (Reliability) ความ

พร้อมในการจ่ายไฟ (Availability) ซึ่งเป็นการวัดผล การจ่ายไฟที่ผ่านมาในช่วงเวลาหนึ่ง เช่น ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีแหล่งจ่ายไฟ 99.8% ของปีที่แล้ว

ถ้าหากมองไปข้างหน้าเชิงการวางแผน ความมั่นคงในการจ่ายไฟเป็นการประเมินระบบจ่ายไฟที่ออกแบบไว้ให้กับการเดินทางในการจ่ายไฟว่าจะมีความมั่นคงหรือไม่ เช่น ถ้าเกิดไฟดับในลักษณะ N-1 จะยังสามารถมีแหล่งจ่ายเพียงพอหรือไม่ หรือกรณีเกิดไฟดับในลักษณะ N-2 จะสามารถกลับมาจ่ายไฟภายในเวลาที่กำหนดหรือไม่

จากหลักเกณฑ์การวางแผนระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ได้ให้คำจำกัดความเกี่ยวกับความมั่นคงในการจ่ายไฟ ดังนี้ ความมั่นคงในการจ่ายไฟ (Supply Security) หมายถึง ความสามารถของระบบไฟฟ้าที่จะจ่ายไฟกลับคืนภายหลังจากเกิดไฟดับ (Interruption) ระดับความมั่นคงในการจ่ายไฟจะขึ้นอยู่กับผลกระทบที่เกิดจากไฟดับต่อระบบไฟฟ้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่ในการจ่ายไฟ

ในขณะที่ความมั่นคงในการจ่ายไฟในประเทศสหราชอาณาจักร ใช้ชื่อแนบนาม Engineering Recommendation P2/6 Security of Supply (ER P2/6), July 2006 โดย Energy Network Association เป็นมาตรฐานที่ใช้ในการออกแบบระบบไฟฟ้าในสหราชอาณาจักร โดยมีเกณฑ์ในการพิจารณาแนบตามขนาดของโหลด เช่น Class A-Up to 1 MW, Class-B – Over 1 MW – Up to 12 MW เป็นต้น โดยกำหนดความมั่นคงสำหรับในแต่ละระดับของโหลดในโหมดของปริมาณโหลดอย่างน้อยที่สุดที่ต้องรองรับภายในเวลาที่กำหนดเมื่อมีไฟดับในลักษณะ N-1 และ N-2 โดยข้อกำหนดนี้ได้พิจารณาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่อยู่ในพื้นที่ร่วมด้วยในการพิจารณาความมั่นคงในการจ่ายไฟ โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแต่ละชนิดจะมีค่าน้ำหนักในการนำมาพิจารณาแตกต่างกัน ซึ่งแต่ละเทคโนโลยีของการผลิตไฟฟ้าให้กำลังไฟฟ้าได้แตกต่างกัน เช่น พลังงานลม พลังน้ำ เป็นต้น อย่างไรก็ตามในข้อกำหนดนี้ไม่ได้กล่าวถึงพลังงานแสงอาทิตย์ เนื่องจากในแถบประเทศสหราชอาณาจักรมีแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างน้อยและมีความไม่แน่นอนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

ความมั่นคงในการจ่ายไฟไม่มีหลายความหมาย ขึ้นอยู่กับมุมมอง ถ้าหากมองย้อนเวลากลับ ความมั่นคงในการจ่ายไฟจะหมายถึงความเชื่อถือได้ (Reliability) ความ



IEEE C57.13-2008

IEEE Standard Requirements for Instrument Transformers (ตอนที่ 26)

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

8.8.5.6 Voltage transformer connections for impulse test (การต่อหม้อแปลงแรงดันเพื่อการทดสอบอิมพัลส์) The specified test voltage shall be applied to each primary terminal. In testing transformers equipped with fuses, the fuses should be short-circuited. Test voltages shall be applied to the polarity terminal of the high-voltage winding with the opposite lead grounded and to the nonpolarity terminal with the polarity lead grounded.

แรงดันทดสอบตามที่ระบุไว้จะต้องป้อนให้กับปลายสายแต่ละข้างของขดลวดปฐมภูมิ หม้อแปลงที่ใช้ในการทดสอบซึ่งติดตั้งฟิวส์เอาไว้ ควรจะลัดวงจรฟิวส์ไว้

ก่อน. แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับปลายสายเส้นที่แสดงขั้วของขดลวดแรงสูง โดยต่อปลายสายที่ไม่แสดงขั้วลงดิน และเมื่อป้อนแรงดันให้กับปลายสายที่ไม่แสดงขั้ว ก็ให้ต่อปลายสายที่แสดงขั้วลงดิน One terminal of the winding under test shall be grounded directly or through a small resistance if current measurements are to be made. One terminal of each of the other windings may be grounded directly or through a resistor. It is desirable that the voltage on ungrounded terminals of a winding not under test should not exceed 80% of the full-wave voltage for its BIL rating.

ปลายสายข้างหนึ่งของขดลวดชุดที่ กำลังทดสอบจะ

ต่อต่อลงดินโดยตรง หรือต่อผ่านความต้านทานขนาดเล็กหากจะทำการวัดกระแสด้วย ปลายสายข้างหนึ่งของขดลวดอื่นๆ ที่เหลือ แต่ละขดลวดอาจจะต่อลงดินโดยตรง หรือต่อผ่านความต้านทานก็ได้. ทั้งนี้แรงดันปลายสายข้างที่ไม่ต่อลงดินของขดลวดที่ไม่ได้เข้าทดสอบ ไม่ควรเกิน 80% ของแรงดันคลื่นเต็มสำหรับพิกัด BIL ของหม้อแปลง In some cases the inductance of the winding is so low that the desired voltage magnitude and duration of the 50% point on the tail of the wave cannot be obtained with available equipment. Low-inductance windings may be tested by inserting a resistor of not more than 500 Ω in the grounded end of the winding. In all such cases, shorter waves may be used.

ในบางกรณีความเหนี่ยวนำของขดลวดอาจต่ำจนเกินไป ทำให้ขนาดแรงดันและระยะเวลาในการลดลงต่ำกว่า 50% ที่ทางคลื่น ไม่สามารถทำได้โดยอุปกรณ์เครื่องมือที่มีอยู่ ขดลวดความเหนี่ยวนำต่ำเหล่านี้อาจจะทำให้การทดสอบโดยการใส่ตัวต้านทานที่มีค่าไม่เกิน 500 Ω เข้าไปยังปลายสายด้านที่ต่อลงดินของขดลวดนั้น กรณีดังกล่าวทั้งหมดอาจจะใช้คลื่นที่มีระยะเวลาสั้นลงก็ได้.

8.8.5.7 Detection of failure during impulse test (การตรวจหาความล้มเหลวระหว่างการทดสอบอิมพัลส์) Any unexplained differences between the reduced full wave and the final full wave detected by superimposing the two voltage oscillograms, or any such differences observed by comparing the chopped waves to each other and to the full wave up to the time of flashover, are indications of failure. Deviations may be caused by conditions in the test circuit external to the transformer or by protective devices and should be fully investigated.

ความแตกต่างที่ไม่อาจอธิบายได้ใดๆ ระหว่างคลื่นเต็มลดขนาดกับคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย ที่ตรวจพบโดยการซ้อนภาพของสซิลโลแกรมของแรงดันทั้งสอง หรือความแตกต่างใดๆ ที่สังเกตได้โดยการเปรียบเทียบคลื่นสลับระหว่างกันและกัน และเปรียบเทียบกับคลื่นเต็มจนถึงเวลาที่เกิดการตัด ล้วนแต่เป็นสิ่งบ่งบอกถึงความล้มเหลว การเบี่ยงเบนเหล่านี้ อาจเกิดจากปัจจัยในวงจรทดสอบที่อยู่นอกหม้อแปลง หรือเกิดจากอุปกรณ์ป้องกันต่างๆ และควรจะทำให้การสอบสวนอย่างเต็มที่

Smoke bubbles rising through the liquid in the transformer are definite evidence of failure. Clear bubbles may or may not be evidence of trouble; they may be due to entrapped air. They should be investigated by repeating the test, or by reprocessing the transformer and repeating the test to determine whether a failure has occurred.

ฟองสีขึ้นที่เกิดขึ้นผ่านของเหลวในหม้อแปลงเป็นเหตุการณ์ที่ชี้ชัดแน่นอนว่าเกิดความล้มเหลวขึ้น ฟองสีขาวเป็นเหตุการณ์ที่อาจจะเกิดหรือไม่เกิดปัญหาได้ ฟองพวกนี้อาจจะมาจากอากาศที่ถูกกักไว้ เหตุการณ์เหล่านี้ควรจะทำการสอบสวนโดยการทดสอบซ้ำ หรือโดยการประกอบหม้อแปลงใหม่ แล้วทำการทดสอบซ้ำเพื่อดูว่าเกิดความล้มเหลวขึ้นจริงหรือไม่

In making the chopped-wave test, failure of the chopping gap, or any external part, to flashover, although the voltage oscillograms show a chopped wave, is a definite indication of a flashover either within the transformer or in the test circuit.

การลัดวงจรทดสอบคลื่นสับ ความล้มเหลวของช่องว่างที่ใช้เพื่อการสับ หรือชิ้นส่วนภายนอกใดๆ จนเกิดการวาวไฟตามฉนวน แม้ว่าออสซิลโลแกรมของแรงดันจะแสดงคลื่นสับตำแหน่งเดียว เป็นการชี้ชัดแน่นอนว่าต้องเกิดการวาวไฟตามฉนวนไม่ว่าจะเกิดภายในหม้อแปลงเองหรือในวงจรทดสอบก็ตาม

Unusual noise within the transformer at the instant of applying the impulse is an indication of trouble. เสียงรบกวนที่ผิดปกติภายในหม้อแปลง ณ จังหวะที่ทำการป้อนแรงดันอิมพัลส์ เป็นสิ่งบ่งบอกว่ามีปัญหาเกิดขึ้น.

When the ground current oscillogram method of detection is used, impulse current in the grounded end of the winding tested is measured by means of an oscillograph connected across a suitable shunt inserted between the normally grounded end of the winding and ground. Any unexplained differences between the current wave shapes obtained on reduced full waves and full-wave tests detected by superimposing the two current oscillograms may be an indication of failure. Deviations in the current wave shapes may also be caused by conditions in the test circuit external to the transformers, or by built-in protective devices, and should be investigated fully. It is difficult to shield the measuring circuit completely from the influence of the high voltage of the surge generator, and some stray voltages are frequently picked up that may produce an erratic record for the first 1 μs or 2 μs. Such influences, if they occur at the start of the current wave, should be disregarded. The ground current method of detection is not applicable for use with chopped-wave tests. เมื่อเลือกใช้การตรวจสอบด้วยวิธีคู่ออสซิลโลแกรมของกระแสที่ไหลลงดิน กระแสอิมพัลส์ผ่านปลายด้านที่ต่อลงดินของขดลวดชุดที่เข้าทดสอบ วัดได้โดยการต่อออสซิลโลโคปพร้อมชั้นที่ที่มีความเหมาะสม ซึ่งปกติจะแทรกไว้ระหว่างปลายด้านที่ต่อลงดินของ

ขดลวดกับจุดที่ตัดเป็นศูนย์. ความแตกต่างที่ไม่อาจอธิบายได้ใดๆ ระหว่างรูปคลื่นกระแสที่ได้จากคลื่นเต็มลดขนาดกับคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย ที่ตรวจพบโดยการซ้อนภาพของสซิลโลแกรมของกระแสทั้งสอง อาจเป็นสิ่งบ่งบอกถึงความล้มเหลว การเบี่ยงเบนของรูปคลื่นกระแส อาจเกิดจากปัจจัยในวงจรทดสอบที่อยู่นอกหม้อแปลง หรือเกิดจากอุปกรณ์ป้องกันที่ฝังตัวอยู่ในหม้อแปลงก็ได้ และควรจะทำให้การสอบสวนอย่างเต็มที่ เป็นการยากที่จะกำบังวงจรการวัดอย่างสมบูรณ์เพื่อให้พ้นจากอิทธิพลของไฟฟ้าแรงสูงของเครื่องกำเนิดแรงดันลัดฟ้า และแรงดันแอบแฝงบางแบบที่ก่อตัวขึ้นบ่อยๆ อาจทำให้การบันทึกผิดพลาดในช่วงเวลา 1 μs หรือ 2 μs แรก อิทธิพลดังกล่าว, หากเกิดขึ้นในช่วงเริ่มต้นของคลื่นกระแส ก็ไม่ควรจะใส่ใจมัน การตรวจสอบด้วยวิธีคู่ออสซิลโลแกรมของกระแสที่ไหลลงดิน ไม่สามารถใช้กับการทดสอบคลื่นตัดได้

When the induced-voltage oscillogram method of detection is used, the voltage induced in the secondary winding is measured by means of an oscillograph connected across the secondary winding of the transformer under test. Any unexplained difference between the voltage wave shapes obtained on reduced full waves, and full-wave tests detected by superimposing the two voltage oscillograms, may be an indication of failure. Deviations in the voltage wave shapes may also be caused by conditions in the test circuit external to the transformer or built-in protective devices and should be investigated fully. The induced-voltage method of detection is not applicable for use with chopped-wave tests. เมื่อเลือกใช้การตรวจสอบด้วยวิธีคู่ออสซิลโลแกรมของแรงดันเหนี่ยวนำ แรงดันที่เหนี่ยวนำขึ้นในขดลวดทุติยภูมิวัดได้โดยการต่อออสซิลโลโคปพร้อมขดลวดทุติยภูมิของหม้อแปลงที่อยู่ภายใต้การทดสอบ ความแตกต่างที่ไม่อาจอธิบายได้ใดๆ ระหว่างรูปคลื่นแรงดันที่ได้จากคลื่นเต็มลดขนาดกับคลื่นเต็มครั้งสุดท้าย ที่ตรวจพบโดยการซ้อนภาพของสซิลโลแกรมของแรงดันทั้งสอง อาจจะเป็นสิ่งบ่งบอกถึงความล้มเหลว. การเบี่ยงเบนของรูปคลื่นแรงดัน อาจเกิดจากปัจจัยในวงจรทดสอบที่อยู่นอกหม้อแปลง หรือเกิดจากอุปกรณ์ป้องกันที่ฝังตัวอยู่ในหม้อแปลงก็ได้ และควรจะทำให้การสอบสวนอย่างเต็มที่ การตรวจสอบด้วยวิธีคู่ออสซิลโลแกรมของแรงดันเหนี่ยวนำ ไม่สามารถใช้กับการทดสอบคลื่นตัดได้

๖๔๘ C57.13-1968, 1978 & 1993 มีเนื้อความ “การวัดแรงดันขณะเปิดวงจรของหม้อแปลงกระแส” เหมือนกับ C57.13-2008 เป็นส่วนใหญ่ ส่วนที่ต่างกันหลักๆ ก็คือ (1) C57.13-1968 มีการแบ่ง class ของหม้อแปลงด้วย ขณะที่ยับอื่นๆ ไม่มีประเด็นนี้ และ (2) C57.13-2008 มีการกำหนดให้กระแสเบสปฐมภูมิมีไว้ 1 นาที่ก่อนบันทึกแรงดันสูงสุดตามทุติยภูมิด้วย ๖๔๙ C57.13-1968 มีการแบ่ง class ของหม้อแปลงด้วย ขณะที่ยับอื่นๆ ไม่พูดถึงเนื้อหาในส่วนนี้ ซึ่งข้อกำหนดของ C57.13-1968 มีดังนี้

4.7.2 Open-Circuit Secondary Voltage Class. Current transformers shall be classified as follows so that the user may be guided in providing open-circuit voltage protection: Class 1. Current transformers whose open-circuit voltage crest will exceed 3,500 volts at the maximum rated continuous current with the primary current wave form maintained sinusoidal. Class 2. Current transformers whose open-circuit voltage crest will be less than 3,500 volts at the above conditions.

8.9 Measurement of open-circuit voltage of current transformers
(การวัดแรงดันขณะเปิดวงจรของหม้อแปลงกระแส)^{b๕๔c,๖๔๔}
These are design tests to determine the open-circuit voltage.
การทดสอบเหล่านี้เป็นการทดสอบเฉพาะแบบ เพื่อหาแรงดันขณะเปิดวงจร.

The open-circuit voltage as measured will be considerably reduced from the true value if the impedance of the measuring circuit connected to the secondary terminals is not extremely high or if there is even minor variation from a pure sinusoidal wave of current. The measurement to detect and correct for these possible conditions should be made with a primary circuit as shown in part a) of Figure 31, such that the ratio V_3/V_2 [see part b) of Figure 31] does not exceed 2. แรงดันขณะเปิดวงจรที่วัดได้ จะลดลงจากค่าจริงพอสมควร ถ้าอิมพีแดนซ์ของวงจรในการวัดที่ต่อเข้ากับปลายสายของขดลวดทุติยภูมิไม่สูงอย่างสุดขีดมากพอ หรือถ้ากระแสมีความแตกต่างแม้เพียงเล็กน้อยจากรูปคลื่นไซน์บริสุทธิ์. การวัดเพื่อตรวจจับและปรับแก้เงื่อนไขต่างๆ ที่เป็นไปได้ ควรจะกระทำกับวงจรต้านปฐมภูมิตามที่แสดงไว้ในตอน a) ของรูปที่ 31 เพื่อให้อัตราส่วน V_3/V_2 [ดูตอน b) ของรูปที่ 31] มีค่าไม่เกิน 2.

a) Measure the crest open-circuit secondary voltage, V_1 [see part a) of Figure 31], using a high-impedance crest reading voltmeter, oscilloscope, or calibrated gap. Increase the primary current gradually from zero to the maximum continuous-current rating or until the crest voltage reaches 3500 V, whichever occurs first. Maintain the primary current for 1 min, and record the magnitude of the peak voltage. If 3500 V crest is not exceeded by this test, then the information in item b) should be followed.
วัดค่ายอดของแรงดันขณะเปิดวงจร, V_1 [ดูตอน a) ของรูปที่ 31], โดยใช้โวลต์มิเตอร์ชนิดอิมพีแดนซ์สูง

ที่อ่านค่ายอด, ออสซิลโลสโคป, หรือช่องอากาศที่ปรับเทียบแล้ว. ทำการเพิ่มกระแสปฐมภูมิช้าๆ ตั้งแต่อินทรีย์จนถึงที่กระแสต่อเนื่องสูงสุด หรือจนกระทั่งแรงดันค่ายอดเข้าสู่ 3500 V, แล้วตรวจอย่างไหนดังกล่าว. จากนั้นให้กระแสปฐมภูมิไว้นาน 1 นาที, และบันทึกขนาดของแรงดันสูงสุดไว้. หากแรงดันค่ายอดในการทดสอบนี้ไม่เกิน 3500 V, ก็ควรจะปฏิบัติตามข้อมูลในหัวข้อ b).^{b๕๔c,๖๔๔}
b) When the crest voltage in item a) does not exceed 3500 V, the observed open-circuit crest voltage must be corrected for deviation of the primary current from sinusoidal wave shape. เมื่อแรงดันค่ายอดในหัวข้อ a) มีค่าไม่เกิน 3500 V, ค่ายอดของแรงดันขณะเปิดวงจรที่สังเกตได้ ต้องทำการปรับแก้เพื่อคำนึงถึงการเบี่ยงเบนของกระแสปฐมภูมิที่ผิดไปจากรูปคลื่นไซน์.^{b๕๔b,๖๔๓}

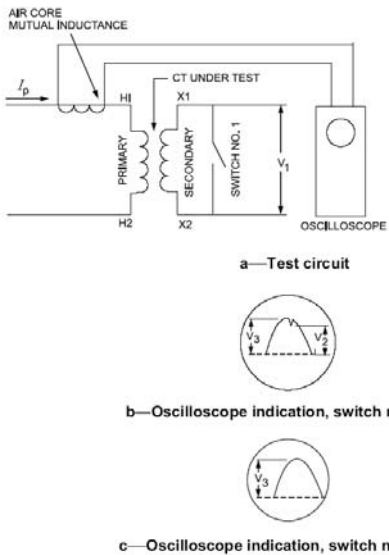


Figure 31 Measurement of open-circuit voltage of current transformers
รูปที่ 31 การวัดแรงดันขณะเปิดวงจรร้านทุติยภูมิของหม้อแปลงกระแส

NOTE - The values of V_2 and V_3 need not be calibrated in volts, but the sensitivity of the oscilloscope used to measure their value must be the same for both measurements. In many instances V_3 may be obtained simultaneously with V_2 by approximating the crest of the fundamental under conditions of part b) of Figure 31. I_p must be the same rms value when measuring both V_2 and V_3 .
หมายเหตุ - ค่า V_2 และ V_3 ไม่จำเป็นต้องปรับเทียบในหน่วยโวลต์ แต่ความไวของออสซิลโลสโคปที่ใช้วัดค่าแรงดัน ต้องเหมือนกันสำหรับการวัดทั้งสองครั้ง. หลายๆ กรณีที่ V_3 อาจจะทำให้พร้อมกันกับ V_2 โดยทำการประมาณค่ายอดของรูปคลื่นที่มีความถี่มูลฐานภายใต้เงื่อนไขตอน b) ของรูปที่ 31. I_p ต้องมีค่าอาร์เอ็มเอสเท่าเดิมตอนที่ทำการวัดทั้ง V_2 และ V_3 .
The correction using part a) of Figure 31 is:

การปรับแก้ค่าโดยใช้อ่าน a) ของรูปที่ 31 คือ:

$$V_a = V_1 \times \sqrt{\frac{V_3}{V_2}} \text{ when } \frac{V_3}{V_2} \leq 2$$

where
โดยที่

V_a is the true open-circuit crest voltage
คือ แรงดันค่ายอดขณะเปิดวงจรที่แท้จริง

V_1 is the measured secondary crest voltage using a high-impedance indicator (Switch 1 open)
คือ แรงดันค่ายอดด้านทุติยภูมิที่วัดได้ โดยใช้อุปกรณ์อ่านค่าแบบที่มีอิมพีแดนซ์สูง (สวิตช์ 1 เปิด)

V_2 is the measured instantaneous voltage from mutual inductance at the instance of crest induced voltage in current transformer [oscilloscope indication at minimum dip, Switch 1 open; see part b) of Figure 31]
คือ แรงดันขณะใดขณะหนึ่งที่วัดได้จากความเหนี่ยวนำร่วม ขณะที่ยังคงเหนี่ยวนำในหม้อแปลงกระแสมีค่าสูงสุด [การบ่งชี้ของออสซิลโลสโคปที่มีการยุบลงไปที่ต่ำที่สุด, สวิตช์ 1 เปิด, ดูตอน b) ของรูปที่ 31]

V_3 is the measured crest voltage from mutual inductance [Switch 1 closed, see part c) of Figure 31]
คือ แรงดันค่ายอดที่วัดได้จากความเหนี่ยวนำร่วม [สวิตช์ 1 ปิด, ดูตอน c) ของรูปที่ 31]

I_p is the rms primary current at the maximum continuous thermal current rating
คือ กระแสปฐมภูมิเป็นอาร์เอ็มเอส ณ ที่ที่กระแสเชิงความร้อนต่อเนื่องสูงสุด

8.10 Partial discharge measurement
(การวัดการคายประจุบางส่วน)^{b๕๔๔}
Partial discharge (PD) tests are intended to determine the freedom of internal insulation from damaging internal discharges.
การทดสอบการคายประจุบางส่วน (PD) มีจุดประสงค์เพื่อใช้ตัดสินใจว่า การฉนวนภายในปราศจากการคายประจุภายในที่จะทำความเสียหายได้.

The preferred arrangement for making the partial discharge test is to have the instrument transformer under test to be fully assembled prior to conducting the test; however, during the partial discharge test, if external fittings or hardware on the assembled transformer being tested results in interfering with the test, they may be removed or provided with supplementary shielding.
การจัดวางที่นิยมใช้สำหรับการลงมือทดสอบการคายประจุบางส่วน คือ การให้หม้อแปลงเครื่องมือวัดที่เข้าทดสอบประกอบเสร็จสมบูรณ์ ก่อนที่จะเริ่มดำเนินการทดสอบ; อย่างไรก็ตาม, ระหว่างการทดสอบการคายประจุบางส่วน, ถ้าอุปกรณ์จับยึดหรือส่วนประกอบภายนอกของชุดหม้อแปลงที่กำลังเข้าทดสอบ มีผลต่อการรบกวนการทดสอบ, ชิ้นส่วนเหล่านั้นก็อาจจะถูกถอดออก หรือมีฉนวนที่ทำการเสริมการกักให้มากขึ้น.

Liquid- and dry-type instrument transformers 5 kV and above shall be given a partial discharge test as a routine test. No test shall be made on terminals that are intended to be grounded.
หม้อแปลงเครื่องมือวัดแบบฉนวนเหลวและแบบแห้งระดับแรงดัน 5 kV และสูงกว่านั้น จะต้องกำหนดให้การทดสอบการคายประจุบางส่วนเป็นการทดสอบแบบประจำตัวข้อหนึ่ง. ทั้งนี้ไม่ต้องทดสอบขั้วต่อสายที่ตั้งใจให้ต่อลงดิน.

Instrument transformers when tested in accordance with this instruction shall not exceed 50 pc for dry type and 20 pc for liquid filled units at 1.05 times the maximum system voltage of the instrument transformer being tested.
หม้อแปลงเครื่องมือวัดที่เข้ารับการทดสอบตามคำแนะนำนี้ จะต้องได้ค่าไม่เกิน 50 pC สำหรับหม้อแปลงแบบแห้ง และไม่เกิน 20 pC สำหรับหม้อแปลงแบบที่เต็มไปด้วยฉนวนเหลว ณ แรงดัน 1.05 เท่าของแรงดันระบบสูงสุดของหม้อแปลงเครื่องมือวัดที่เข้ารับการทดสอบนั้น.^{b๕๔๕,๖๔๖}
A pre-stress test level may be applied to a unit under test. The pre-stress level is sugges-

ted to be 1.15 times the maximum system voltage for current transformers and line-to-ground voltage transformers and 1.35 times the maximum system voltage for line-to-line voltage transformers. The actual pre-stress test and its level are at the discretion of the manufacture.
ระดับแรงดันเริ่มทดสอบอาจมีการป้อนให้กับหม้อแปลงที่เข้าทดสอบ. ระดับแรงดันเริ่มทดสอบที่ขอแนะนำให้ใช้คือ 1.15 เท่าของแรงดันระบบสูงสุดสำหรับหม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันที่ต่อจากเฟสดิน และใช้ 1.35 เท่าของแรงดันระบบสูงสุดสำหรับหม้อแปลงแรงดันที่ต่อระหว่างเฟสกับเฟส. การป้อนแรงดันเริ่มทดสอบจะกระทำจริงหรือไม่ และจะเลือกใช้ระดับแรงดันเท่าใด ขึ้นอยู่กับดุลพินิจของผู้ผลิต.
When making the partial discharge test, the power supply should be relatively free from partial discharge and the measuring circuit shall have sufficient sensitivity to detect clearly a signal of one quarter of the allowable PD level. The ambient level of the instrumentation shall be considered when determining the final value of the partial discharge.
เมื่อกระทำการทดสอบการคายประจุบางส่วน, แหล่งจ่ายกำลังไฟฟ้าควรจะค่อนข้างปลอดจากการคายประจุบางส่วน และวงจรในการวัดนั้นจะต้องมีความไวเพียงพอที่จะตรวจจับสัญญาณขนาดหนึ่งในสี่ของระดับ PD ที่ยอมให้เกิดขึ้นได้อย่างชัดเจน. ระดับสิ่งรบกวนแวดล้อมของเครื่องมือวัดจะต้องนำมาพิจารณาด้วยในการหาค่าสรุปสุดท้ายของการคายประจุบางส่วน
The partial discharge test voltage shall be applied in the following sequence:
แรงดันการทดสอบการคายประจุบางส่วน จะต้องป้อนตามลำดับดังต่อไปนี้:
– If made during the applied or the induced test, complete the dielectric test and then reduce the voltage to the established level of 1.05 times the maximum system voltage; hold for 1 min, and take the measurement at the

b๕๔๐
ตามข้อ a) นี้ C57.13-2008 เพิ่มข้อความ Maintain the primary current for 1 min, and record the magnitude of the peak voltage. เข้ามาใหม่ เมื่อเทียบกับ C57.13-1968, 1978 & 1993 ดังนั้นตามมาตรฐานฉบับล่าสุด กฟผ. จะต้องตรวจสอบ Type test record เพิ่มขึ้นจากฉบับปี 1993 เพื่อความมีการ คงกระแสปฐมภูมิไว้ 1 นาที และบันทึกขนาดของแรงดันสูงสุดไว้ ตามข้อกำหนดเดิมหรือไม่ ?
ความจริงแล้วข้อกำหนดที่ 6.7.1 Operation with secondary circuit open (การทำงานเมื่อขดลวดทุติยภูมิเปิดวงจร) ก็กำหนดไว้แล้วว่า หม้อแปลงต้องทนแรงดันเปิดวงจรร้านทุติยภูมิได้นาน 1 นาที ดังนั้นถึงแม้ว่า C57.13 ฉบับก่อนๆ จะไม่มีข้อความว่าให้คงกระแสปฐมภูมิไว้ 1 นาที แต่ก็สามารถตีความจากข้อกำหนดที่ 6.7.1 ได้ในทำนองเดียวกันอยู่แล้ว
b๕๔๑
ตามข้อ a) นี้ C57.13-1968 มีข้อกำหนดให้ถือว่าหม้อแปลงที่มีแรงดันขณะเปิดวงจรร้านทุติยภูมิไม่เกิน 3,500 V เป็น class 1 ไม่เลย ซึ่ง C57.13 ฉบับต่อๆ มาไม่ได้พูดถึงการแบ่ง class เอาไว้ แต่เมื่อได้ตรวจสอบ Type test report ของ Nissin (ญี่ปุ่น) ที่ทดสอบปี 1997

ก็ยังแบ่ง class ตามที่กล่าวถึงใน C57.13-1968 อยู่ และตามความเห็นส่วนตัวคิดว่า การแบ่ง class จะเป็นประโยชน์ต่อผู้ใช้งานมากกว่า
b๕๔๒
ตามข้อ b) นี้ เมื่อทำการปรับค่าแล้วทำให้แรงดันขณะเปิดวงจรเกิน 3,500 V หม้อแปลงตัวนั้นจะต้องให้อุปกรณ์จำกัดแรงดัน (วารีลเตอร์หรือช่องระบาย) ที่สามารถทนแรงดันเปิดวงจรได้นาน 1 นาทีมาด้วย ตามข้อกำหนดที่ 6.7.1 Operation with secondary circuit open (การทำงานเมื่อขดลวดทุติยภูมิเปิดวงจร) ย่อนี้ว่าที่ 2 ซึ่งเป็นส่วนที่เพิ่มเข้ามา ใหม่ของ C57.13-2008 ขณะที่ก่อนหน้านี้ ไม่พูดถึงเลยว่าหากแรงดันที่ปรับค่าแล้วเกิน 3,500 V จะให้ทำอะไรต่อ
b๕๔๓
ตามข้อ b) นี้ C57.13-1968 มีข้อกำหนดว่า หากทำการปรับแก้ค่าแรงดันขณะเปิดวงจรแล้ว (ซึ่งเดิมบันทึกไว้ได้ถึง 3,500 V) ปรากฏว่า มีค่าเกิน 3,500 V ก็ให้ถือว่าหม้อแปลงตัวนั้นเป็น class 1 แต่ถ้าปรับแก้แล้วมีค่าไม่เกิน 3,500 V จึงจะถือว่ามันเป็น class 2 ทั้งนี้ C57.13 ฉบับต่อๆ มาไม่ได้พูดถึงการแบ่ง class ใดเลย

b๕๔๔
การทดสอบนี้เพิ่งจะเพิ่มเข้ามาใน C57.13-2008 แต่ว่าข้อกำหนดทางเทคนิคของ กฟผ. บังคับให้ทดสอบเรื่องนี้มานานแล้ว
b๕๔๕
ข้อกำหนดตาม Specification No. 301 ของ กฟผ. กำหนดว่า Partial discharge measurement. The permissible partial discharge level shall not be more than 10 pC at U_m and 5 pC at $1.2 U_m/V_3$ (U_m : Maximum Service Voltage). เมื่อเปรียบเทียบกับแล้ว พบว่าข้อกำหนดของ กฟผ. ยังเข้มกว่าข้อกำหนดที่เพิ่งจะเพิ่มเข้ามาใน C57.13-2008
ดังนั้นผู้เกี่ยวข้องจึงต้องพิจารณาว่าจะจะต้องข้อกำหนดเดิมที่สูงกว่ามาตรฐานเอาไว้ หรือว่าจะเปลี่ยนแปลงให้ตรงกับมาตรฐานฉบับล่าสุดตามหลักเกณฑ์ที่ กฟผ. กล่าวอ้างไว้ในข้อกำหนดตลอดจนว่า "ให้อ้างอิงมาตรฐานฉบับล่าสุดในเกณฑ์"

b๕๔๖
ประวัติย่อของ คูลอมป์ จาก Britannica Concise Encyclopedia (ภาคภาษาไทย), พ.ศ. 2551 มีดังนี้
Coulomb, Charles-Augustin de กูลง, ชาร์ล-โอกุสแตง เดอ (14 มิ.ย. 1736 อองแกลม - 23 ส.ค. 1806 ปารีส ฝรั่งเศส) นักฟิสิกส์ชาวฝรั่งเศส หลังจากทำงานในหน้าที่วิศวกรประจำกองทัพบกในหมู่เกาะอินเดียตะวันตก เขาได้กลับปารีสเพื่อทำงานวิจัยทางด้านวิทยาศาสตร์ ในทศวรรษ 1780 ในการศึกษากฎของโจเซฟ ฟริสตีลีย์ (Joseph Priestley) เกี่ยวกับการผลักทางไฟฟ้า เขาได้ประดิษฐ์เครื่องมือที่มีความไวเพียงพอในการตรวจวัดแรงทางไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องแห่งน้ำหนักเบาที่จากฉนวนซึ่งมีทรงกลมนำไฟฟ้าที่ติดอยู่ที่ปลายทั้งสองด้านถูกแขวนในแนวระดับโดยใช้ลวดเส้นบางๆ เพื่อให้มันไม่เกิดการหมุนได้อย่างอิสระ หากมีทรงกลมมีประจุมาอยู่ใกล้ๆ กูลองสามารถวัดแรงผลักได้จากมุมเบี่ยงเบนของมันบนเบี่ยงป เขาเป็นที่รู้จักกันดีที่สุดว่าเป็นต้นคิดกฎของคูลอมป์ (Coulomb's law) เกี่ยวกับวิถีเกี่ยวกับการเคลื่อนที่ของประจุไฟฟ้า เขายังศึกษาพหุนาม และความยืดหยุ่นของโลหะและเส้นใยไหม หน่วยคูลอมป์ซึ่งเป็นหน่วยของประจุไฟฟ้าได้รับการตั้งชื่อเพื่อเป็นเกียรติแก่เขา

end of the 1 min period. If a pre-stress test is made, raise the voltage to the pre-stress level for a minimum of 10 s, reduce the voltage to the required test level specified, and take the measurement at the end of the 1 min period.

– ถ้ากระทำการทดสอบป้อนแรงดันหรือการเหนี่ยวนำแรงดัน, ให้ทำการทดสอบจนเสร็จสมบูรณ์ก่อน และต่อจากนั้นก็ลดแรงดันลงเหลือระดับ 1.05 เท่าของแรงดันระบบสูงสุด; คงไว้เป็นเวลา 1 นาที, และทำการวัดตอนที่สิ้นสุดช่วง 1 นาทีนั้น. ถ้ามีการป้อนแรงดันก่อนเริ่มทดสอบ, ให้เพิ่มแรงดันไปถึงระดับแรงดันก่อนเริ่มทดสอบในเวลาอย่างน้อย 10 วินาที, ลดแรงดันลงสู่ระดับทดสอบที่กำหนดไว้, และทำการวัดตอนที่สิ้นสุดช่วง 1 นาทีนั้น.

For current transformers, the test voltage shall be applied to H1 and H2. X1 and X2 and the base shall be grounded.

สำหรับหม้อแปลงกระแส, แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับขั้ว H1 และ H2. X1 กับ X2 และฐานหม้อแปลงจะต้องต่อลงดิน.

For line-to-line voltage transformers, the partial discharge shall be measured for each of the following connections:

สำหรับหม้อแปลงแรงดันที่ต่อระหว่างเฟสกับเฟส, การคายประจุบางส่วนจะต้องทำการวัดสำหรับขั้วต่อสายแต่ละคู่ดังต่อไปนี้:

- a) The test voltage shall be applied to H1 and H2. X1 and X2 and the base shall be grounded. See Figure 32
- แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับขั้ว H1 และ H2. X1 กับ X2 และฐานหม้อแปลงจะต้องต่อลงดิน. ดูรูปที่ 32
- b) The test voltage shall be applied to H1. H2, X2 and the base shall be grounded. See Figure 33
- แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับขั้ว H1. H2, X2 และฐานหม้อแปลงจะต้องต่อลงดิน. ดูรูปที่ 33

- c) The test voltage shall be applied to H2. H1, X2 and the base shall be grounded. See Figure 33
- แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับขั้ว H2. H1, X2 และฐานหม้อแปลงจะต้องต่อลงดิน. ดูรูปที่ 33
- For line-to-ground voltage transformers, the test voltage shall be applied to H1. X2, H2 and the base shall be grounded.
- สำหรับหม้อแปลงแรงดันที่ต่อจากเฟสลงดิน, แรงดันทดสอบจะต้องป้อนให้กับขั้ว H1. X2, H2 และฐานหม้อแปลงจะต้องต่อลงดิน.

A partial discharge test shall be made after all dielectric tests are completed; however, the partial discharge test may be performed while decreasing the voltage after the power

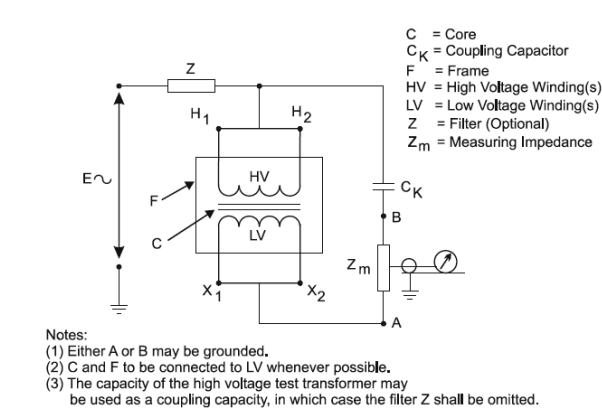


Figure 32 Test circuit for partial discharge measurement of instrument transformers

รูปที่ 32 วงจรทดสอบในการวัดการคายประจุบางส่วนของหม้อแปลงเครื่องมือวัด

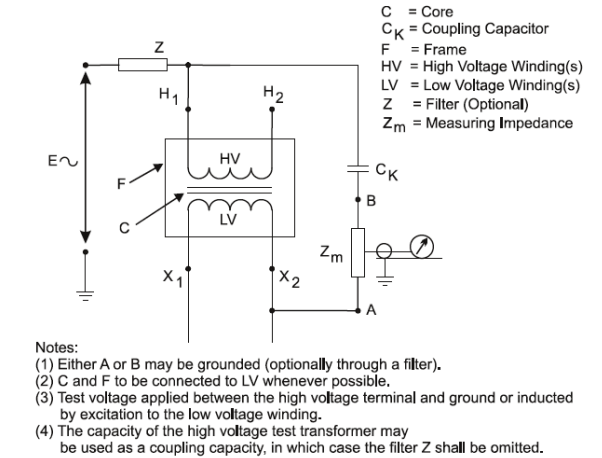


Figure 33 Test circuit for partial discharge measurement of line-to-ground and line-to-line voltage transformers

รูปที่ 33 วงจรทดสอบในการวัดการคายประจุบางส่วนของหม้อแปลงแรงดันที่ต่อระหว่างเฟสลงดินและระหว่างเฟสกับเฟส

frequency test. If the measured PD level exceeds the permitted limits, a separate test shall be performed and shall govern.

การทดสอบการคายประจุบางส่วนจะต้องกระทำหลังจากการทดสอบจนกระทั่งหมดเสร็จสมบูรณ์แล้ว; อย่างไรก็ตาม, การทดสอบการคายประจุบางส่วนอาจจะกระทำในช่วงที่กำลังลดแรงดันลง หลังจากการทดสอบความถี่ไฟฟ้ากำลัง. ถ้าระดับ PD ที่วัดได้มีค่าเกินขีดจำกัดที่อนุญาตเอาไว้, จะต้องทำการทดสอบแยกต่างหาก และจะต้องใช้เป็นข้อยุติ.

Sample suggested connections for making the partial discharge tests are illustrated in Figure 32 and Figure 33

ตัวอย่างการต่อสายที่แนะนำให้ใช้ในการลงมือทดสอบการคายประจุบางส่วน ได้แสดงไว้ในรูปที่ 32 และรูปที่ 33

ANNEX A (ภาคผนวก A)
(informative)
(สารสนเทศที่แจ้งให้ทราบ)

BIBLIOGRAPHY (บรรณานุกรม)^{๖๕๗, ๖๕๘}

The following is a list of the references used in the preparation of clause 8.

รายการเอกสารอ้างอิงต่อไปนี้ใช้ประกอบการเรียบเรียงเนื้อหาของข้อกำหนดที่ 8.^{๖๕๗, ๖๖๐}

- [B1] Arnold, A. H. M., “Current-Transformer Testing,” Journal of the IEE, vol. 74, pp. 424–444, 1934.^{๖๖๑}
- [B2] Arnold, A. H. M., “Precision Testing of Current Transformers,” Journal of the IEE, vol. 68, pp. 898–905, 1930.^{๖๖๒}

- [B3] Bousman, H. W. and Ten Broeck, R. L., “A Capacitance Bridge for Determining the Ratio and Phase Angle of Potential Transformers,” AIEE Transactions, vol. 62, pp. 541–545, Aug. 1943.^{๖๖๓}
- [B4] Brownlee, A. L., “A Primary Method of Measuring the Ratio and Phase Angle of Current Transformers,” AIEE Transactions, vol. 69, part 1, pp. 459–460, 1950.
- [B5] Buchanan, J. H., “Design, Construction, and Testing of Voltage Transformers,” Journal of the IEE, vol. 78, pp. 292–316, Mar. 1936.
- [B6] Clothier, W. K. and Medina, L., “The Absolute Calibration of Voltage Transform-

- ers,” Proceedings of the IEE, vol. 104A, pp. 204–214, June 1957.
- [B7] Glynn, A., “The Use of a Simple AC Potentiometer for the Precision Testing of Instrument Transformers,” Journal of the IEE, part 11, no. 21, pp. 177–181, June 1944.^{๖๖๔}
- โปรดติดตามต่อบนหน้า

๖๕๗

ผู้อ่านที่สนใจการอ้างอิงบรรณานุกรมอย่างละเอียด ขอแนะนำให้อ่านจากหนังสือบรรณานุกรมและเชิงบรรณ, ม.ล. จ้อย นันทิวิจิตร, คณะอักษรศาสตร์ จุฬาฯ, โรงพิมพ์ไทยวัฒนาพานิช, 156 หน้า, พิมพ์ครั้งที่ 1, พ.ศ. 2514

๖๕๘

ความหมายของ บรรณานุกรม จาก Britannica Concise Encyclopedia (ภาคภาษาไทย), พ.ศ. 2551 มีดังนี้

bibliography บรรณานุกรม ในความหมายกว้างๆ คือ การศึกษาและการกล่าวถึงหนังสืออย่างเป็นระบบ คำนี้ อาจหมายถึงการจัดทำรายชื่อหนังสือตามระบบบางอย่าง (เรียกว่า บรรณานุกรมเชิงพรรณนา หรือบรรณานุกรมธรรมดา) หรือหมายถึงการศึกษาหนังสือในฐานวัตถุที่จับต้องได้ (เรียกว่าบรรณานุกรมเชิงวิพากษ์ หรือบรรณานุกรมเชิงวิเคราะห์) หรือหมายถึงผลจากการทำกิจกรรมต่างๆ ดังกล่าว บรรณานุกรมมีวัตถุประสงค์ในการจัดระบบข้อมูลเกี่ยวกับเนื้อหาของสาขาวิชาที่ระบุไว้ เพื่อให้ผู้ที่ศึกษาสาขาวิชานั้นๆ สามารถเข้าถึงได้ บรรณานุกรมเชิงพรรณนาอาจให้ข้อมูลเกี่ยวกับผลงานของผู้เขียนคนใดคนหนึ่ง หรือเกี่ยวกับสิ่งพิมพ์ในสาขาวิชาที่ระบุไว้ หรือเกี่ยวกับประเทศใดประเทศหนึ่ง หรือยุคใดยุคหนึ่ง บรรณานุกรมเชิงวิพากษ์ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อต้นคริสต์ศตวรรษที่ 20 มีการบอกลักษณะทางกายภาพ ของหนังสือ รวมไปถึงกระดาดที่ใช้ วิธีการเข้าเล่ม การพิมพ์ การจัดเรียงตัวอักษร และขั้นตอนการผลิตที่ใช้กันอย่างละเอียด เพื่อให้เห็นข้อเท็จจริงบางอย่างเช่น วันที่ตีพิมพ์ และบอกได้ว่านับของจริงหรือทำขึ้นภายหลัง

๖๕๙

เอกสารอ้างอิงที่ใช้ในการเรียบเรียงเรื่องการทดสอบของ C57.13-1968 แต่ไม่ปรากฏอยู่ใน C57.13-1993 ประกอบด้วย

- [1] Baker, H. S. Test ring method for determining current transformer ratio and phase errors. American Institute of Electrical Engineers Proceedings, vol 37, 1918, p 1173.
- [2] Brooks, H. B. Testing potential transformers. Bulletin of the National Bureau of Standards, vol 10, 1914, p 419.
- [3] Churcher, B. G. Measurement of the ratio and phase displacement of high alternating voltages. Institution of Electrical Engineers Journal (British), vol 65, 1927, p 430.
- [4] Fortescue, C. LeG. Calibration of current transformers by means of mutual inductances. American Institute of Electrical Engineers Transactions, vol 34, 1915, p 1599.
- [5] Leeds & Northrup Company. Potential transformer testing set. Leed & Northrup Bulletin, No. 716.
- [6] Park, J. H. Effect of wave form upon the performance of current transformers. National Bureau of Standard Journal of Research, vol 19, 1937, p 517.
- [7] Silsbee, F. B. A method for testing current transformers. Bulletin of the National Bureau of Standard, vol 15, 1917, p 317.
- [8] Silsbee, F. B.; Defandorf, F. M. A transformer method for measuring high alternating voltages and its comparison with an absolute electrometer. National Bureau of Standard Journal of Research, vol 20, 1938, p 327.
- [9] Werres, C. O.; Hand, A. R.; LaPiere, C. W. Shunt method of testing current transformers. General Electric Review, vol 41, 1938, p 270.

๖๖๐

เอกสารอ้างอิงที่ใช้ในการเรียบเรียงเรื่องการทดสอบของ C57.13-1978 แต่ไม่ปรากฏอยู่ใน C57.13-1993 มีดังนี้เรียงการเดียวกันคือ

Dunfee, B. L. The Design and Performance of Multirange Current Transformer Standards for Audio Frequencies. IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. IM-14, Dec 1965, pp 190-204.

สาระสำคัญของบทความฉบับนี้ หายานได้จากหนังสือ Instrument Transformers, B. Hague, 1936, pp. 512-514

สาระสำคัญของบทความฉบับนี้ หายานได้จากหนังสือ Instrument Transformers, B. Hague, 1936, pp. 470-473

หนังสือ Electrical Measurements, Harris F. K., 1952, pp. 607-611

กล่าวถึงสาระสำคัญของบทความฉบับนี้ว่า

Bousman and Ten Broeck capacitance method of transformer testing, developed for use in the laboratories of the General Electric Company, employs a Schering bridge to measure the ratio of the capacitances, in terms of an accurately known resistance ratio. Thus we do not need to know accurately the value of either the high-voltage or the low-voltage capacitor, nor are we required to make any assumptions concerning their long-time stability, since their ratio is determined as a ratio of resistances at the time the transformer is tested. Such a resistance ratio can be far more stable over a period of time than a capacitance ratio since its temperature coefficient will be very small. Also its value is not dependent on the constancy of mechanical dimensions and clearances.

หนังสือ ดอปปปัญหาภาษาอังกฤษ, สอ เสถบุตร, พ.ศ. ๒๕๔๙, หน้า ๔๐ บอกไว้ว่า คำว่า no. ย่อมาจากภาษาละตินว่า numero แปลว่า number (สังเกตว่า number ไม่มีอักษร 'o' ตัวมันเองจึงย่อเป็น no. ไม่ได้)

๖๖๑

สาระสำคัญของบทความฉบับนี้ หายานได้จากหนังสือ Instrument Transformers, B. Hague, 1936, pp. 512-514

๖๖๒

สาระสำคัญของบทความฉบับนี้ หายานได้จากหนังสือ Instrument Transformers, B. Hague, 1936, pp. 470-473

๖๖๓

หนังสือ Electrical Measurements, Harris F. K., 1952, pp. 607-611

กล่าวถึงสาระสำคัญของบทความฉบับนี้ว่า

Bousman and Ten Broeck capacitance method of transformer testing, developed for use in the laboratories of the General Electric Company, employs a Schering bridge to measure the ratio of the capacitances, in terms of an accurately known resistance ratio. Thus we do not need to know accurately the value of either the high-voltage or the low-voltage capacitor, nor are we required to make any assumptions concerning their long-time stability, since their ratio is determined as a ratio of resistances at the time the transformer is tested. Such a resistance ratio can be far more stable over a period of time than a capacitance ratio since its temperature coefficient will be very small. Also its value is not dependent on the constancy of mechanical dimensions and clearances.

๖๖๔

หนังสือ ดอปปปัญหาภาษาอังกฤษ, สอ เสถบุตร, พ.ศ. ๒๕๔๙, หน้า ๔๐ บอกไว้ว่า คำว่า no. ย่อมาจากภาษาละตินว่า numero แปลว่า number (สังเกตว่า number ไม่มีอักษร 'o' ตัวมันเองจึงย่อเป็น no. ไม่ได้)



ก้าวข้ามขีดจำกัด ABB เบรกเกอร์ HVDC (High-Voltage Direct Current) ไฮบริด นวัตกรรมเพื่อพัฒนาเสถียรภาพระบบ HVDC

น็อต วีรชัย > nuttee.wongpayak@th.abb.com

การส่งไฟฟ้าแรงสูงกระแสตรงหรือ HVDC นั้นถูกคิดค้นมาเพื่อลดความสูญเสียระบบส่งที่ระยะทางไกลๆ ระบบ HVDC โดยทั่วไปจะใช้การเชื่อมต่อสายส่งแบบจุดต่อจุด ซึ่งแนวคิดที่จะพัฒนาสายส่ง HVDC ให้มีจุดเชื่อมต่อมากกว่า 2 จุด และต่อยอดไปเป็นระบบ HVDC จีวเกิดขึ้น อย่างไรก็ตามถ้าปราศจากเบรกเกอร์ที่เหมาะสมในหลายๆ ด้าน เช่น แรตตินไฟฟ้า ความเร็ว และความสูญเสียแล้วนั้นแนวคิดเรื่องระบบ HVDC ที่ได้กล่าวถึงควไม่สามารถที่จะเกิดขึ้นได้ ABB จึงพัฒนาเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดรุ่นใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

เมื่อเปรียบเทียบกับระหว่าง HVDC กับ HVAC นั้น จะสังเกตได้ว่าสายส่ง HVDC มีความสูญเสียเนื่องจากกำลังไฟฟ้าจริงต่ำมาก และค่าความสูญเสียเนื่องจากกำลังไฟฟ้าเสมือนเป็นศูนย์ ทำให้ HVDC เป็นเทคโนโลยีที่น่าสนใจสำหรับการส่งพลังงานไฟฟ้าในระยะทางไกล โดยเฉพาะในปัจจุบันที่มีการเพิ่มเข้าอย่างรวดเร็วของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การใช้งานเบรกเกอร์ไฮบริดนั้น ไม่ว่าจะเป็นตัวต่อหรือให้เกิดการใช้งานระบบ HVDC เกิดขึ้นอย่างเต็มรูปแบบก่อน เนื่องจากในปัจจุบันระบบส่งแบบจุดต่อจุดได้มีการใช้งานในวงกว้าง และเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดก็สามารถที่จะนำมาใช้ในระบบเหล่านี้ได้ นอกจากนี้ converter station แบบ HVDC ก็ยังจะมีส่วนในการควบคุมพลังงานไฟฟ้าเสมือน ซึ่งจะช่วยให้เสถียรภาพของระบบส่งไฟฟ้าแบบ AC ในกรณีที่มี Fault เกิดขึ้น converter station สามารถที่จะจัดการเชื่อมต่อกับ

สายส่ง HVDC ได้อย่างรวดเร็ว ทำให้ converter station ยังสามารถทำงานแบบได้อิสระและยังช่วยรักษาเสถียรภาพของระบบ AC ได้อย่างต่อเนื่อง ด้วยเงื่อนไขทางด้านเทคนิคที่ค่อนข้างสูงของ HVDC เบรกเกอร์นั้น ดังนั้น Breaking Time จะสั้นกว่ามาก เมื่อเทียบกับการใช้งานเบรกเกอร์ในระบบ AC เนื่องจากค่า Impedance ของสายส่งที่มีค่าน้อย ทำให้แรงดันตกคร่อมเนื่องจาก Fault จะเดินทางได้เร็วขึ้น โดยทั่วไปเมื่อเกิดการลัดวงจรขึ้นในระบบและหากสามารถเคลียร์ออกภายใน 5 มิลลิวินาทีจะไม่ทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบ และ converter station ที่อยู่ห่างออกไปในรัศมี 200 กิโลเมตร เนื่องจากในสภาวะปกติ converter station จะถูกใช้งานที่แรงดัน DC 80 % ของที่กักอยู่แล้ว เพื่อให้แน่ใจว่าการทำงานอยู่ในสภาวะปกติ ดังนั้นเมื่อเกิด Fault จึงจำเป็นต้องถูกเคลียร์ออกภายในเสี้ยววินาที เนื่องจากระยะเวลาเคลียร์ Fault ที่สั้นลงจะทำให้พลังงานที่ถูกถ่ายเทออกโดย Arrester ลดลง

ด้วย แต่ในอีกทางหนึ่งก็จะทำให้จำเป็นต้องใช้ Arrester ที่สามารถรับแรงดันได้มากขึ้น

การใช้งานเบรกเกอร์ HVDC ที่ทั่วไปที่มีระบบการทำงานแบบเชิงกลนั้น จะต้องใช้เวลากว่าสิบมิลลิวินาทีในการเคลียร์ Fault ซึ่งนั่นเป็นสิ่งที่ขัดแย้งกับความต้องการที่จะรักษาเสถียรภาพของระบบ HVDC แต่อย่างไรก็ตามเบรกเกอร์เชิงกลก็ยังมีความจำเป็นอยู่ หากแต่ส่วนที่ต้องปรับปรุงคือเบรกเกอร์ชนิดนี้จำเป็นต้องมีอุปกรณ์เพิ่มเติม เพื่อที่จะลดกระแสไฟฟ้าเป็นศูนย์จนกระทั่งไม่มีกระแสไฟฟ้าผ่าน ดังนั้นเบรกเกอร์ HVDC ที่เหมาะสมจึงอาศัยพื้นฐานของ Semiconductor ซึ่งมียุคเด่นในด้านความเร็วในการทำงาน แต่เนื่องจาก Semiconductor จะเป็นส่วนที่มีกระแสไฟฟ้าผ่านตลอดเวลา จึงทำให้เกิดความสูญเสียในระบบ ซึ่งโดยทั่วไปความสูญเสียที่เกิดขึ้นจะมีค่าประมาณ 30% ของทั้ง converter station

ระบบ HVDC จะแสดงให้เห็นถึงภาพที่ 1 วงจรที่ประกอบด้วยเบรกเกอร์ HVDC ที่ทำงานแบบเชิงกลและ Surge Arresters จะแสดงถึงรูปที่ 2 และ Transients ที่เกิดขึ้นขณะตัดวงจรจะเป็นดังภาพที่ 3 กระแสไฟฟ้าจะเริ่มเพิ่มสูงขึ้นหลังจากเกิด Fault (อัตราเพิ่มขึ้นขึ้นสามารถหาได้จากค่าอิมพีแดนซ์ที่เกิดขึ้นจากค่าความเหนี่ยวนำของสาย) เมื่อเปิดวงจรกระแสจะถูกเปลี่ยนทิศทางไปยัง Surge Arresters และค่อยๆ ลดลง ค่ากระแส Fault ที่ส่งผ่านไปยัง Arrester จะทำให้มีแรงดันเกิดขึ้น จากนั้นกระแส Fault จะลดลงจนเท่ากับศูนย์ โดยที่พลังงานจะกระจายไปสู่ชุดลวดเหนี่ยวนำ HVDC และส่วนอื่นๆ โดยที่เวลาที่หมดใช้ในการเคลียร์ Fault จะประกอบด้วย

- ช่วงระยะเวลาที่กระแสเพิ่มขึ้นก่อนที่จะเกิดการเปลี่ยนแปลง
- ช่วงระยะเวลาหลังจากที่กระแสลดลงจนกระทั่งกระแสเป็นศูนย์

ช่วงเวลาทั้งสองช่วงเป็นช่วงเวลาที่มีความสำคัญต่อการตัดสินใจในด้านออกแบบและต้นทุนของเบรกเกอร์เช่นเดียวกับค่าความเหนี่ยวนำของสายส่ง

Breaking Time จะถูกควบคุมโดยระยะเวลาการตอบสนองของระบบป้องกันและระยะเวลาการทำงานของสวิตช์ HVDC ซึ่ง Breaking Time ที่นานกว่าจะทำให้สวิตช์ HVDC มีค่าที่ค่าสูงสุดของการตัดกระแสเพิ่มขึ้นด้วย อีกทั้งยังเป็นการเพิ่มพลังงานที่จะส่งผ่านไปยัง Arrester และนำไปสู่ต้นทุนที่สูงขึ้นของเบรกเกอร์ HVDC และนี่คือสาเหตุสำคัญที่ Breaking Time ควรที่จะต้องมีค่าน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ เมื่อ Breaking Time และขีดจำกัดสูงสุดของการตัดกระแสถูกกำหนดขึ้น พารามิเตอร์ที่สามารถปรับได้อีกก็คือค่าความเหนี่ยวนำของชุดลวดเหนี่ยวนำ HVDC (ซึ่งถูกควบคุมโดยอัตราการเพิ่มขึ้นของกระแส) ขนาดของชุดลวดเหนี่ยวนำ HVDC จะถูกจำกัดโดยตัวแปรต่างๆ เช่น ต้นทุนและความต้องการด้านเสถียรภาพของระบบ ค่าเวลาที่เหมาะสมสำหรับการเคลียร์ Fault จะส่งผลกระทบต่อค่าขีดจำกัดของแรงดันของอุปกรณ์ Arrester ดังเช่นส่งผลกระทบต่อระบบป้องกันแรงดันระหว่าง Pole ระยะเวลาเคลียร์ Fault ที่สั้นกว่าจะทำให้ลดความต้องการของการกระจายพลังงานไปยัง Arrester แต่จะทำให้จำเป็นต้องใช้ Arrester ที่ที่ติดตั้งขึ้น ซึ่งจะหมายความว่าทำให้แรงดันระหว่าง Pole และต้นท่อนของเบรกเกอร์สูงขึ้น

ตัวอย่างต่อไปนี้จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างพารามิเตอร์ที่กล่าวถึงข้างต้น โดยที่กำหนดให้ Breaking Time เท่ากับ 2 มิลลิวินาที ซึ่งจะเป็นไปได้สำหรับสวิตช์ HVDC ที่ใช้ Semiconductor และเมื่อเกิด Fault ในสายส่ง HVDC ที่บริเวณใกล้กับ Switchyard HVDC ค่าที่เพิ่มขึ้นสูงสุดของกระแส Fault คือ 3.5 กิโลแอมป์ต่อมิลลิวินาที ชุดลวดเหนี่ยวนำขนาด 100 มิลลิแวนาที HVDC 320 กิโลโวลต์ และ 10 % ของค่าแรงดันเกินสูงสุด ซึ่งจะได้อัตราการไหลสูงสุด 2 กิโลแอมป์ และค่าต่ำสุดของขีดจำกัดของการตัดวงจรที่ 9 กิโลแอมป์

เบรกเกอร์ HVDC ไฮบริด
เบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดจะมีโดยองค์ประกอบที่ 4 ซึ่งมีรูปแบบการจัดวางดังรูปที่ 2 แต่จะมีส่วนเพิ่มเติมเป็นดังรูปที่ 4(a) ซึ่งส่วนนี้จะประกอบไปด้วยสวิตช์สับเปลี่ยนโหลดแบบ Semiconductor ดังรูปที่ 4(c) ต่ออนุกรมกับสวิตช์ตัดตอนเชิงกลความเร็วสูงดังรูปที่ 4(b) ในสภาวะปกติกระแสจะไหลผ่านเฉพาะที่บริเวณทางอ้อมเท่านั้น นั่นคือ ทางด้านรูปที่ 4(a) เท่านั้น เมื่อเกิด Fault ในระบบ HVDC ขึ้น สวิตช์สับเปลี่ยนโหลด 4(c) จะทำงานและสับเปลี่ยนโหลดให้ผ่านทางเบรกเกอร์ HVDC หลัก 4(d) ในทันที โดยที่กระแสไฟฟ้าจะไหลผ่านทางด้านเบรกเกอร์ HVDC หลัก 4(d) และทางด้านทางผ่านกระแสหลัก 4(a) จะไม่มีกระแสไฟฟ้าไหลผ่านอีก จากนั้นสวิตช์ตัดตอน 4(b) จะเปิดออกเพื่อป้องกันความเสียหายของสวิตช์สับเปลี่ยนโหลด 4(c) ที่อาจเกิดขึ้นจากแรงดันไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากเบรกเกอร์ HVDC หลัก เนื่องจากพิกัดแรงดันไฟฟ้าของสวิตช์สับเปลี่ยนโหลดนั้นมีค่าน้อย เมื่อเปรียบเทียบกับส่วนประกอบอื่นๆ ในส่วนหลักที่มีกระแสไฟฟ้าผ่านขณะที่เกิดการเปลี่ยนแปลง โดยที่พิกัดแรงดันไฟฟ้านี้จะต้องมีค่ามากกว่า On-state Voltage ของเบรกเกอร์ HVDC หลัก ซึ่งโดยปกติแล้วแรงดันนี้จะอยู่ในระดับกิโลโวลต์ และสำหรับ 320 กิโลโวลต์ HVDC เบรกเกอร์เนื่องจาก Load-blocking Voltage ลดลงนั่นเอง On-state Voltage ของสวิตช์สับเปลี่ยนโหลดโดยทั่วไป

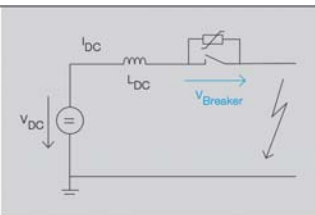
ซึ่งจะอยู่ในระดับโวลต์เท่านั้น ส่วนหลักของเบรกเกอร์ HVDC ซึ่งทำจาก Semiconductor 4(d) จะถูกแยกออกเป็นหลายๆ ส่วน ซึ่งจะประกอบด้วย Arrester 4(f) ที่มีขนาดเพียงพอสำหรับรองรับค่าพิกัดสูงสุดของการตัดกระแสและแรงดันไฟฟ้าหลังจากที่ Fault ถูกเคลียร์แล้ว เบรกเกอร์สำหรับตัดวงจร 4(e) จะจัดการกระแสที่เหลืออยู่และแยกสายส่งที่เกิด Fault ออกจากระบบ HVDC เพื่อเป็นการป้องกัน Arrester จากความร้อนสะสมที่มากเกินไป

สวิตช์ตัดตอน 4(b) จะเป็นขณะที่กระแสไฟฟ้าเป็นศูนย์และความเครียดทางไฟฟ้าต่ำ ดังนั้นจึงสามารถใช้เป็นสวิตช์ตัดตอนที่มีการตัดต่อแบบ Lightweight ได้ อีกทั้งสวิตช์ตัดตอนแบบความเร็วสูงนี้จะไม่ถูกเปิดออกเนื่องจากแรงดันสูงสุดระหว่างเฟสจนกระทั่งสวิตช์ตัดตอนเปิดถึงตำแหน่งเปิด เพราะระดับของแรงดันได้ถูกกำหนดโดย Arrester แล้ว โดยอ้างถึงผลการทดสอบด้วยระบบกลไก Thomson เวลาเปิดที่รวดเร็ว การออกแบบสวิตช์ตัดตอนที่มีขนาดกะทัดรัดเนื่องจากใช้ก๊าซ SF₆ เป็นฉนวน

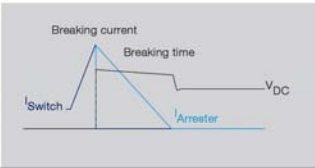
ระบบควบคุมแบบเชิงรุกของเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดนั้น ได้มีการอนุญาตให้สามารถตัดเซกชันทางเวลาของสวิตช์ตัดตอนความเร็วสูงได้ ถ้าหาก Opening time ของสวิตช์ตัดตอนนั้นน้อยกว่าเวลาที่ต้องการของการ



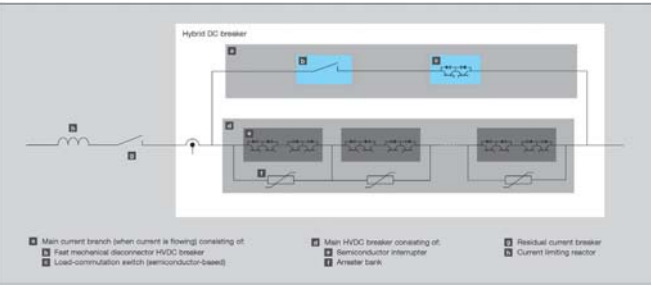
รูปที่ 1 จุดสถานีแรงดัน converter station



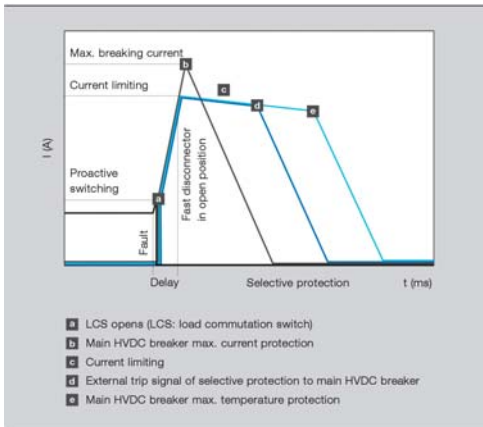
รูปที่ 2 หลักการทำงาน



รูปที่ 3 เบรกเกอร์ HVDC



รูปที่ 4 เบรกเกอร์ HVDC ไฮบริด



รูปที่ 5 การควบคุมเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริจด์

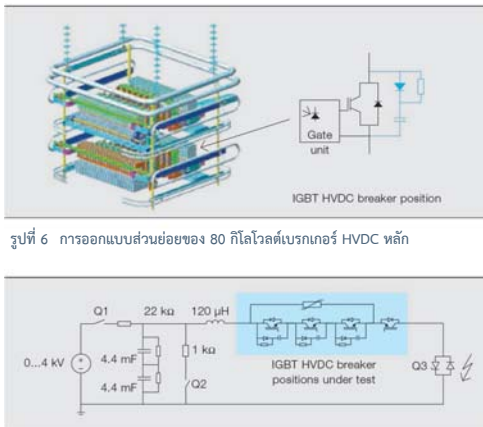
เลือกการป้องกัน การส่งกระแสเชิงรุกนั้นถูกเริ่มต้นมาจากรูปแบบการป้องกันกระแสเกินของเบรกเกอร์ HVDC ไบโบริดจ์ ซึ่งรวดเร็วเหนือกว่าระดับการป้องกันการเกิดกระแสเกิน 5(a) ของสายส่ง HVDC เบรกเกอร์ HVDC หลักจะหน่วงการตัดวงจรให้อาจกว่าจะได้รับสัญญาณ Trip หรือกระแส Fault ในสายส่งมากกว่าทำให้เกิดกระแสตัดวงจรของเบรกเกอร์ HVDC หลัก 5(b)

เพื่อที่จะขยายระยะเวลาที่ทนทั้งขึ้นกับการป้องกันตัว
เองของปรกเกอร์ HVDC หลัก 4(d) จะทำงานด้วยการ
Trip ปรกเกอร์ HVDC ไชยริงตัน ในปรกเกอร์ HVDC
หลักก่อนจะทำการด้านด้วยในการจำกัดกระแสแสดง
ด้วย 5(c) โดยปรกเกอร์ HVDC หลักจะควบคุม
แรงดันตกคร่อมขดลวดเหนี่ยวนำ HVDC ให้เป็นศูนย์
เพื่อป้องกันกระแสไหลไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ระยะเวลาที่มาก
ที่สุดของไหม้จากบัตรกระแสจะขึ้นอยู่กับวิธีการถ่าย
พลังงานจาก Arrestor 5(d)

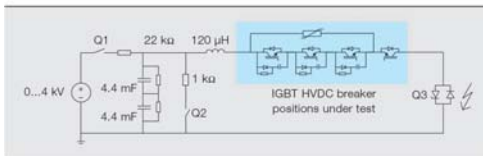
การป้องกันสำหรับของเบรกเกอร์ HVDC โยบริตซ์ เช่นเดียวกับเบรกเกอร์ที่ใช้ Semiconductor เพียงอย่างเดียว สามารถนำมาใช้ได้กับเบรกเกอร์ HVDC โยบริตซ์ ใน HVDC Switchyard กระแสหลักในสายส่งหรือการป้องกันที่สูงกว่าใน Switchyard สามารถใช้การส่งผ่านกระแสจากส่วนพาวเวอร์เข้าสู่เบรกเกอร์ HVDC หลัก หรือก่อนที่ระบบป้องกันสำรองจะส่งสัญญาณ Trip ในกรณีที่เมื่อผิดปกติกับเบรกเกอร์ ระบบป้องกันส่วนที่ต้องจัดการที่ทำงานได้อย่างทันที โดยส่วนใหญ่ภายในเวลา 0.2 มิลลิวินาที ทั้งนี้เพื่อที่จะหลีกเลี่ยงสิ่งรบกวนที่อาจเกิดขึ้นกับระบบ HVDC หลัก และยังเป็นกระบวนการผูกมัดถึงชุดของการตัดสินใจและของระบบป้องกันสำรองที่อยู่ในค่าที่เหมาะสมด้วย

การออกแบบต้นแบบ

ต้นแบบของเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดที่ได้ถูกออกแบบ สำหรับใช้ที่พิกัดการตัดกระแสเท่ากับ 9 กิโลแอมป์ เพื่อ ใช้ในโครงข่าย HVDC ที่แรงดัน 320 กิโลโวลต์ และพิกัด การส่งกระแสที่ 2 กิโลแอมป์ ซึ่งพิกัดสูงสุดของการตัด กระแสจะขึ้นอยู่กับค่าพิกัดกระแสและการออกแบบ



รูปที่ 6 การออกแบบส่วนย่อยของ 80 กิโลโวลต์เบรกเกอร์ HVDC หลัก



รูปที่ 7 วงจรทดสอบส่วนประกอบเบรกเกอร์ HVDC

เบรกเกอร์ HVDC หลักเท่านั้น ส่วนสวิตช์ตัดตอนความเร็วสูงและเบรกเกอร์ HVDC หลักจะถูกออกแบบที่ 1.5 p.u. ของแรงดันเกินสวิตช์ชิ่ง โดยคำนึงถึงแรงดัน Transients ที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว เมื่อตัดกระแส

เบรกเกอร์ HVDC หลัก 4(d) จะประกอบด้วยเบรกเกอร์ HVDC ส่วนย่อยๆ ที่ภายในมี Arrester ที่ทำหน้าที่จำกัดแรงดันสูงสุดในแต่ละส่วนย่อย 4(e) เพื่อที่จะเป็นตัวกำหนดระดับของการตัดกระแส โดยที่แต่ละส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC จะประกอบด้วยกลุ่มที่ย่อยลงมาของเบรกเกอร์ HVDC อีก 4 กลุ่ม ดังรูปที่ 6 โดยที่จะมี 2 กลุ่ม ทำหน้าที่หยุดกระแสที่เกิดขึ้นที่สถานีที่ตรงข้ามกัน และกลุ่มของส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC หลักจะประกอบด้วย IGBT (Bimode Insulated Gate Transistor) 20 ตัว ต่ออนุกรมกัน และเนื่องจากความเครียดของอนุกรมของกระแสต่อเวลา (di/dt) มีค่ามาก การออกแบบกลไกเชิงกลของเบรกเกอร์ด้วยวิธีการ Low Loss Inductance โดยการทำงานของ IGBT จะมีที่กักที่ 4.5 กิโลวัตต์ ดังรูปที่ 8 ซึ่งจะถูกออกแบบให้กะทัดรัด และทำให้มั่นใจว่าทำงานได้ในโหมดที่เคาะกระแสแล้วจะวิ่งในกรณีที่บางอุปกรณ์ไม่สามารถทำงานได้ แต่ละ HVDC IGBT จะถูกใส่ให้ทำงานด้วย Optically-powered ตามเงื่อนไขของกระแสและแรงดันในระบบ HVDC โดยที่ไม่จำเป็นต้องมีระบบระบายความร้อนสำหรับแต่ละกลุ่มของ IGBT เช่นเดียวกับส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC โดยที่ก็จะไม่เกิดการเปิดออกที่ขณะมีกระแสไหลผ่านที่สถานะปกติ

ผลการทดสอบ (1)

เมื่อเปรียบขนาดต้นแบบของส่วนย่อยเบรกเกอร์หลักด้วย การต่ออนุกรมโมดูล IGBT และ Arrester เพื่อทดสอบ ที่พิกัดการตัดกระแสเท่ากับ 4.5 กิโลโวลต์ StakPak IGBTs ในงานทดสอบแรกถึงภาพที่ 7 และโมดูล IGBT ชุดที่ 4 จะถูกตัดกับส่วนหลักที่มีกระแสในทิศ ทางตรงข้าม เพื่อตรวจสอบการทำงานโดยไม่มีไดโอด ต่อกับกัน การขยายรูปของตัวเก็บประจุตัวเดียวที่ ไทริสเตอร์ถูกจำกัดเฉพาะขาของตัวเบรก DC ซึ่งก็กลั

เกิด Fault แบบ Pole-to-ground ในระบบ HVDC
นั่นเอง

ที่กักตุนสสารที่ติดกระแสของส่วนย่อยเบรกเกอร์ HVDC IGBT จะทำหน้าที่โดยการเชื่อมต่อตัวนำในชุด IGBT เอง ดังภาพที่ 8 (นอกเหนือจากนี้ที่ทำการงานแบบปกติก็ จะเปิดที่หัวโขงของหลังจากรับใช้) ใช้งาน) ด้านหนึ่งการที่คอนดักเตอร์ของเบรกเกอร์ IGBT HVDC สามารถรับเปลี่ยนกระแสได้สูงจากรดับ RCD ภายใน 2 ไมโครวินาที เพื่อควบคุมการเพิ่มขึ้นของแรงดันระหว่างด้านหนึ่งที่จะเพิ่มขึ้น 300 โวลต์ต่อไมโครวินาที การลดความเร็วตัวสวิตช์เป็นกุญแจ ความสูญเสียจากการสวิตช์ และจากการควบคุมกระจายตัวอย่างเท่ากันของแรงดันที่ขั้วขั้วขั้ว 1 เป็นลักษณะเฉพาะของการใช้งานในชุด IGBT กระแสจะถูกสลับเปลี่ยนจากรดับ RCD ไปสู่ส่วน Arrester หลังจากการเพิ่มขึ้นของแรงดันหนึ่งของเบรกเกอร์ HVDC IGBT ถึงระดับการป้องกันของ Arrester

เพนเกอร์ HVDC IGBT ผ่านการทดสอบความเครียดของกระแสที่คงที่ระดับต่ำกว่า 10 กิโลแอมป์สำหรับกระแสที่สูงกว่า IGBT จะยังระดับของกระแสอื่นต่ำ เนื่องจากแรงดันที่ตกคร่อมในชุดของ IGBT เมื่อทดสอบจนกระทั่งจะเสียหายจะเกิดการกระจายของความร้อนสูงจนกระทั่งทำลายโมดูล IGBT ที่อยู่ด้านนอกชิป IGBT การใช้ IGBT ทำให้อุปกรณ์มีเสถียรภาพเมื่อเกิดการผันผวนของแรงดันจากสถานะที่ทำให้ IGBT ไม่เสียหายเมื่อเกิดอุบัติเหตุลัด ถ้าหากว่ามี IGBT บางตัวเกิดความเสียหายจนไม่ผ่านการทดสอบ Fault ที่เกิดขึ้นจะถูกแยกกำจัดได้โดยโมดูล 2 โมดูลที่เหลืออยู่

แปรดันไฟฟ้าใช้งานต่อส่วนย่อยเบรกเกอร์ HVDC IGBT จะมีค่าอยู่ที่ 80 กิโลโวลต์ เนื่องจากระดับแรงดันที่สูง การทดสอบจึงต้องหาห้องเครื่องและใช้พื้นที่มากขึ้น วงจรทดสอบสำหรับเบรกเกอร์ HVDC โอบิริดจ์จะ แสดงดังภาพที่ 9 ระดับแรงดันไฟฟ้าที่ต้องการถูกรวบรวม ขึ้นด้วยกลไกการเปิดปิดไอจีเออร์ที่ 9(C1) ซดลวดเหนี่ยวนำ 9(L1) ถูกเลือกเพื่อที่จะเน้นใจว่าค่าอนพ้นของ

กระแสต่อเวลา (di/dt) อยู่ในช่วงกระแส Fault ที่เกิดจากการลัดวงจร กระแสลัดวงจรจะสูงกว่าโดยการมีอยู่ของ Spark gap (QG5) ผลการทดสอบจะแสดงดังรูปที่ 10 กระแสลัดวงจรสูงที่เกาต์ทดสอบจะมีค่าประมาณ 9 กิโลแอมป์ และมันระหว่างส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC เก้ากว่า 120 กิโลแอมป์ ขณะที่เกิดการเปลี่ยนแปลง ที่เกิดขึ้นการลัดวงจรต่อหน้าส่วนย่อยของเบรกเกอร์อยู่ที่ 80 กิโลโวลต์มากกว่า 1 กิโลโวลต์ แอมป์ นอกเหนือจากนั้นการกระจายของแรงดันไฟฟ้าจะดำเนินการจนตลอดการทดสอบที่ 3.3 กิโลโวลต์ และจากการตรวจสอบในส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC แรงดันระหว่างเบรกเกอร์ HVDC IGBT แต่ละชุดจะมีการกระจายน้อยกว่า 10 %

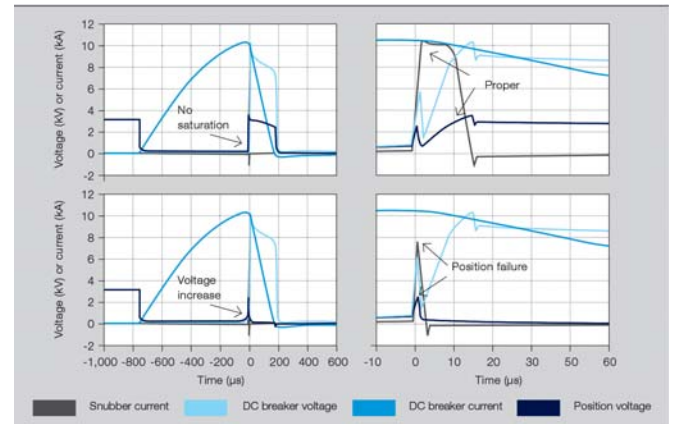
ผลการทดสอบ (2)

การทดสอบเบรกเกอร์หลักจะถูกทดสอบโดยใช้หลักการของเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริดจ์ คาปาซิเตอร์ชุดที่ 2 และชวลลengerเหียนขนาดใหญ่ถูกติดตั้งเพื่อที่จะจำกัดอัตราการเพิ่มขึ้นของกระแส จนกระทั่งเท่ากับค่าปกติในระบบชีวิตตัดตอนความเร็วสูงมาก และสวิตช์สับเปลี่ยนโหลดที่ถูกติดตั้งในการทดสอบด้วย

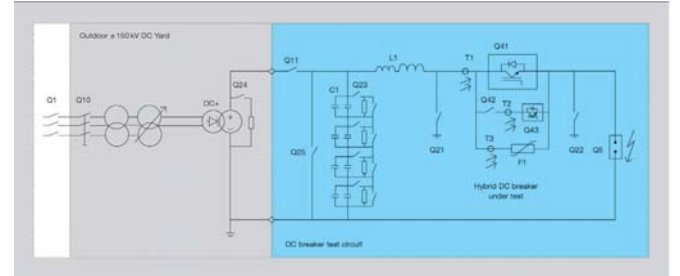
ซึ่งผลการทดสอบที่ประสบความสำเร็จของอุปกรณ์ และส่วนประกอบต่างๆ ได้แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพ เบรกเกอร์ HVDC โอริงตัวที่สมบูรณ์ได้ถูกตรวจสอบ และจัดเตรียมอยู่ที่โรงงาน ABB โดยการติดตั้งจะ กระแสสูงสุดเท่ากับ 6 กิโลโวลต์ และพ่วงเวลา 2 มิลลิวินาที สำหรับการเปิดของรีเลย์ที่ตัดต่อความเร็ว สูงมาก ซึ่งต้องขนานอยู่ที่เบรกเกอร์หลักจะแสดง ดังรูปที่ 11 ค่าการเกิด Fault ที่เกิดขึ้นสูงสุดคือ 9 กิโลแอมป์ นับมาจากการตัดจำกัดของ Semiconductor ในยุคปัจจุบัน ซึ่งในอนาคต Semiconductor ในรุ่น ถัดๆ ไปจะสามารถนำมาใช้แทนที่ 16 กิโลแอมป์ สรุป แล้วเป้าหมายของการทดสอบก็เพื่อที่จะตรวจสอบประสิทธิภาพการสวิตช์ ซึ่งของจริงประกอบจะเป็น Power electronics และทางเราเริ่มการเปิดของรีเลย์ที่ ตัดต่อความเร็วสูงแบบเบรกเกอร์ ซึ่งจะถูกทดสอบ ประกอบไปด้วยส่วนย่อยของเบรกเกอร์หลักขนาด 80 กิโลแอมป์ 1 ชุด พร้อมทั้งรีเลย์ที่ตัดต่อความเร็วสูง และ รีเลย์ที่สลับเปลี่ยนโหลด โดยถ้าเกิดต้องการที่เก็บแรงดัน

สูงถึงสามารกต่างได้โดยนัาแต่ละส่วนย่อยของเบรกเกอร์ หลักมาต่อนูกรณัาด้วยัน การทดสอบงไมทดสอบ เพียงแต่การัดตรวจงเท่านั้น การทดสอบยัรรมไปึง สถานการณ์ที่อุปกรณ์ทำงานผิดพลาดอีกด้วย

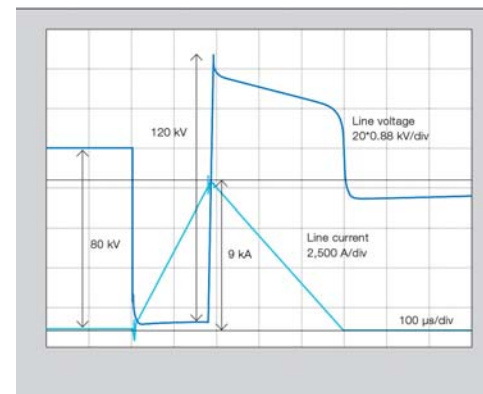
ความเร็ว เสถียรภาพ และค่าความสูญเสียที่เกือบเป็นศูนย์ของเบรกเกอร์ HVDC และการจำกัดกระแสบน



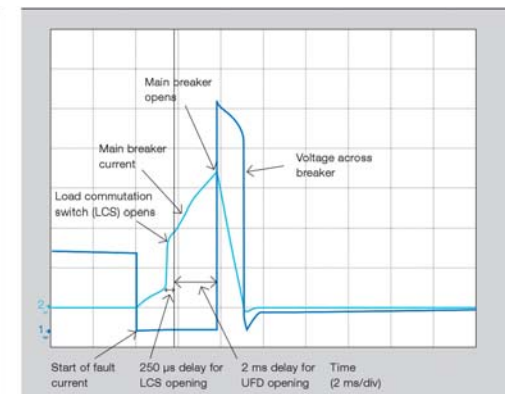
รูปที่ 8 การทดสอบด้านความเครียดสูงสุดที่ขณะเปิดวงจรของ HVDC IGBT (ด้านขวาคือ ภาพขยาย)



รูปที่ 9 วงจรการทดสอบเบรกเกอร์ HVDC ของ ABB



รูปที่ 10 การตรวจสอบส่วนย่อยของเบรกเกอร์ HVDC IGBT โมดูลลาร์



รูปที่ 11 การตรวจสอบระบบเบรกเกอร์ HVDC ไฮบริจด์



High impact

60 ปีของ HVDC

ได้เปลี่ยนแปลงภูมิทัศน์ทางไฟฟ้ากำลัง

ดร.วรวิทย์ แซ่ก๊ก > worawut.sae-kok@th.abb.com

เราเคยชินกับความสะดวกสบายด้วยเพียงแค่เปิดสวิตช์ก็ให้แสงสว่างในมือได้ โดยที่มียุคหนึ่งคนนึกที่จะหยุดคิดว่าพลังงานที่ทำให้ไฟติดนั้นมาจากไหน ซึ่งอาจจะถูกสร้างขึ้น ณ ที่นั้น แต่ก็อาจจะถูกสร้างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ห่างไปหลายร้อยไมล์ หรืออาจจะแม้แต่มายังจากต่างประเทศ โครงสร้างพื้นฐานที่ทำให้การจ่ายพลังงานเป็นวงกว้างคือ พังไยแบบนามของสายส่ง HVDC ที่เชื่อมต่อภูมิภาคและประเทศจำนวนมากในกลุ่มโลกประเทศที่พัฒนาแล้ว แม้ว่าจะมีรากฐานในปี 1920 ยุคสมัยใหม่ในการส่งผ่านด้วย HVDC ที่แท้จริงเริ่มในปี 1954 เมื่อ ASEA เชื่อมแผ่นดินใหญ่ของประเทศสวีเดนและเกาะ Gotland ด้วยตัวเชื่อม HVDC ในตลอด 60 ปีที่เกี่ยวข้อง เทคโนโลยีของ HVDC มีประสิทธิภาพการทํางานที่ดีขึ้น อย่างเห็นได้ชัด และยังคงต้องพัฒนาต่อไปอย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 1 DR. Uno Lamm “บิดาของ HVDC”

ประเทศที่พัฒนาแล้วต้องอาศัยสายส่งระหว่างภูมิภาค และระหว่างประเทศในการส่งผ่านพลังงานที่เมือง และอุตสาหกรรมมีความต้องการสำหรับการใช้ใน ปริมาณมหาศาล ในขณะที่โลกได้พัฒนาเป็นเมืองและ กลายเป็นอุตสาหกรรมมากขึ้น และในขณะที่เครื่อง กำเนิดไฟฟ้าแบบกระจายตัว (Dispersed generators) มีขึ้นบนเครือข่ายระบบไฟฟ้า ความต้องการ สำหรับการมีโครงสร้างพื้นฐานการจ่ายไฟฟ้าจึง เพิ่มขึ้น เป็นที่ได้รับการยอมรับมาเป็นระยะเวลานาน แล้วว่า ไฟฟ้าจะถูกส่งอย่างมีประสิทธิภาพเมื่อใช้ DC มากกว่าเมื่อใช้ AC และวิธีที่คนในช่วงเริ่มต้นมุ่งไป ที่การมีสายส่งที่สมบูรณ์ที่จำเป็นสำหรับการแปลง ไฟฟ้าแรงสูง AC ที่ผลิตโดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปเป็น HVDC และกลับกัน การแปลงนี้เป็นความท้าทายที่ สำคัญสำหรับการส่งด้วย HVDC และเรื่องเกี่ยวกับ HVDC สามารถแบ่งเป็นเทคโนโลยีการแปลงในสอง รุ่น รุ่นหนึ่งด้วยการใช้ตัวสวิตช์ Mercury-arc และ รุ่นถัดมาถูกแทนที่ด้วยตัวสวิตช์ที่อยู่นบนพื้นฐานของ ไทริสเตอร์ (Thyristor)

ตัวสวิตช์ Mercury-arc

การทดลอง HVDC ในช่วงต้นบนพื้นฐานทางกล อุปกรณ์หน้าสัมผัสเคลื่อนที่ไม่ประสบความสำเร็จ ดังนั้นนักบุกเบิกจึงหันมาสนใจในศักยภาพของตัวสวิตช์

Mercury-arc ในช่วงปลายของทศวรรษที่ 1920 ASEA ได้ลงมือพัฒนาและผลิตตัวแปลงแบบ Static และตัวสวิตช์ Mercury-arc สำหรับแรงดันไฟฟ้าสูง ถึงประมาณ 1kV และความเป็นไปได้ของการพัฒนา ตัวสวิตช์สำหรับแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นได้เริ่มที่จะถูกตรวจสอบและค้นหา ในปี 1933 ตัวสวิตช์ที่ทดลองได้ถูก ผลิตขึ้นเพื่อที่จะยืนยันความถูกต้องของหลักการ

ในปี 1944 Dr. Uno Lamm “บิดาของ HVDC” (ดูรูปที่ 1) ได้ดำเนินการอย่างประสบความสำเร็จสำหรับ Rectifier และ Inverter ในห้องปฏิบัติการของเขาใน Ludvika ประเทศสวีเดนที่ระดับพลังงาน 2 MW และแรงดันไฟฟ้า 60kV และได้เป็นเวลาที่เหมาะสม สำหรับการบริการทดสอบที่กำลังที่สูงกว่านี้ที่ Ludvika ดังนั้นสถานทดสอบซึ่งทำงานร่วมกันโดย Swedish State Power Board และ ASEA ได้ถูกก่อตั้งขึ้นในปี 1945 ที่ Trollhattan และสายไฟฟ้ากำลังสูง 50 กม. ได้ถูกสร้างขึ้นให้พร้อมสำหรับทดสอบ

การพัฒนาทางเทคนิคเพิ่มเติมของตัวสวิตช์ Mercury-arc เช่นเดียวกับส่วนประกอบอื่นๆ ในสถานี่ แปลงและอุปกรณ์สำหรับการส่ง เช่น หม้อแปลง รีแอคเตอร์ สวิตช์เกียร์และอุปกรณ์สำหรับป้องกัน และควบคุมส่งผลให้ได้วิธีการใหม่ที่ได้ถูกใช้โดย ASEA

และในการต่อเชื่อมโยง HVDC ในปี 1954 ไปเกาะ Gotland (ดูรูปที่ 2) สาย 20MW/200A/100kV นับว่า เป็นจุดเริ่มต้นของยุคสมัยใหม่ของ HVDC และเป็น แนวคิดที่ประสบความสำเร็จและโดยพื้นฐานยังคงไม่ เปลี่ยนแปลงนับตั้งแต่นั้นมา

โครงการที่สองของ ASEA สำหรับอุปกรณ์การส่งด้วย HVDC – สำหรับ 160MW/±100kV ซึ่งต่อเชื่อมโยงข้ามช่องแคบ Anglo-French – หลังจากนั้นไม่นาน ขั้นตอนได้ถูกกำหนดขึ้นสำหรับการพัฒนาของ ตัวแปลงที่สามารถจัดการแรงดันได้สองเท่าและจะมี กำลังสูงขึ้นกว่า 10 - 20 เท่า ซึ่งจำเป็นสำหรับการ ติดตั้งในลำดับต่อไป

หลังจากโครงการช่องแคบอังกฤษดังกล่าว การต่อ เชื่อมโยง HVDC ในหลายโครงการโดยใช้ตัวสวิตช์ Mercury-arc ได้ถูกสร้างขึ้นในช่วงปีทศวรรษ 1960: Konti-Skan (250MW) ระหว่างประเทศสวีเดนและ ประเทศเดนมาร์ก, Sakuma (300MW) ในประเทศ ญี่ปุ่น, การเชื่อมต่อระหว่างเกาะในประเทศนิวซีแลนด์ (600MW) และ Sardinia (200MW) ในประเทศ อิตาลี การส่งด้วยตัวสวิตช์ Mercury-arc ที่ใหญ่ ที่สุดที่สร้างขึ้นโดย ASEA คือ Pacific HVDC Intertie ในประเทศสหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นการส่งที่ 1,440MW



รูปที่ 2 ห้องควบคุมที่ Gotland ในช่วงทศวรรษที่ 1950



รูปที่ 3 วาล์วชนิด Mercury-arc ของ Pacific Intertie สำหรับที่เมือง Sylmar, Los Angeles

(หลังจากนั้นปรับเปลี่ยนกำลังเป็น 1,600MW) /±400 kV จาก Dalles ในรัฐ Oregon ไปยัง Los Angeles ในรัฐ California

ตัวแปลงบนพื้นฐานของไทรสเตอร์

HVDC แบบที่ใช้วาล์วชนิด Mercury-arc มีความเป็นมานานและถูกใช้ในช่วงเวลาสั้นๆ แต่ก็เป็นเทคโนโลยีที่มีข้อด้อยอยู่ หนึ่งในเรื่องดังกล่าวคือความยากลำบากในการทำนายลักษณะการทำงานของวาล์ว เช่น เนื่องจากการที่ไม่สามารถทนแรงดันย้อนกลับ (Reverse voltage) ได้ ซึ่งจะต้องทอร์นากย้อนกลับ (Arc-back) วาล์วที่ไม่มีข้อด้อยดังกล่าวจึงเป็นสิ่งที่มีความจำเป็น นอกจากนี้วาล์วชนิด Mercury-arc จำเป็นต้องบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอซึ่งความสะดวกเป็นเรื่องที่สำคัญ

การประดิษฐ์ไทรสเตอร์ในปี 1957 ได้แสดงให้เห็นถึงอุตสาหกรรมที่เป็นแหล่งของโอกาสและการส่งผ่านด้วย HVDC ถูกมองว่าเป็นการประยุกต์ใช้งานที่มีอนาคตสำหรับอุปกรณ์เหล่านี้ งานที่หนักภายในครึ่งแรกของทศวรรษที่ 1960 ได้ถูกพัฒนาอย่างต่อเนื่องสำหรับวาล์วไทรสเตอร์ไฟฟ้าแรงสูงซึ่งเป็นทางเลือกของวาล์วชนิด Mercury-arc ในฤดูใบไม้ผลิปี 1967 วาล์วชนิด Mercury-arc ที่ใช้ในการต่อเชื่อมโยงที่ HVDC Gotland ได้ถูกแทนที่ด้วยวาล์วชนิดไทรสเตอร์ (ดูรูปที่ 4) ซึ่งเป็นครั้งแรกที่วาล์วชนิดนี้ได้ถูกนำมาใช้ในการดำเนินการเชิงพาณิชย์ของการส่ง HVDC เทคโนโลยีไทรสเตอร์ได้ถูกนำมาเข้าสู่ในยุคใหม่ของ HVDC ทำให้วิธีที่ใช้ Mercury-arc กลายเป็นวิธีที่ล้าสมัย หลังการทดสอบเพียงหนึ่งปี Swedish State Power Board ได้จัดซื้อควรวาล์วชนิดไทรสเตอร์ที่สมบูรณ์แบบสำหรับแต่ละสถานีตัวแปลงที่ Gotland และขีดความสามารถของการส่งในเวลาเดียวกันเพิ่มขึ้น 50 % การทดสอบได้ถูกดำเนินการในแบบคู่ขนานสำหรับสาย



รูปที่ 4 วาล์วชนิด Mercury-arc และวาล์วชนิดไทรสเตอร์ได้ถูกติดตั้งที่ Gotland 1

เคเบิลใต้น้ำที่ Gotland ซึ่งได้ทำงานโดยไม่มีปัญหาที่ 100kV เพื่อดูว่าแรงดันไฟฟ้าสามารถเพิ่มขึ้นได้ถึง 150kV หรือไม่ซึ่งเป็นระดับที่จำเป็นในการส่งกำลังไฟฟ้ามากขึ้น การทดสอบได้แสดงให้เห็นว่าสามารถทำได้และสายเคเบิลนี้สามารถทำงานได้ที่สเตรสทางไฟฟ้า 28kV/mm ซึ่งยังคงเป็นมาตรฐานทั่วโลกสำหรับการสายเคเบิล HVDC ขนาดใหญ่

กลุ่มวาล์วชนิดใหม่นี้ได้ถูกเชื่อมต่อแบบอนุกรมเข้ากับกลุ่มวาล์วชนิด Mercury-arc เดิมที่ Gotland จึงช่วยเพิ่มแรงดันการส่งจาก 100kV ไปเป็น 150kV ระบบที่มีค่ากำหนดสูงขึ้น (ค่ากำหนดใหม่ซึ่งเป็นอันดับหนึ่งของโลกสำหรับการต่อเชื่อมโยง Gotland) ได้ถูกนำมาเข้ามาให้บริการในฤดูใบไม้ผลิของปี 1970 ด้วยวาล์วชนิดไทรสเตอร์ สถานีแปลงได้มีคุณสมบัติที่มีความเรียบง่ายมากขึ้น ต้นทุนถูกลง มีความน่าเชื่อถือได้มากขึ้นและสารกึ่งตัวนำได้ถูกนำมาใช้ในทุกการต่อเชื่อมโยง HVDC ในลำดับถัดมา

บริษัทอื่นๆ ได้เข้ามาในช่วงนี้ที่ Brown Boveri (BBC) ซึ่งต่อมารวมกับ ASEA และกลายเป็น ABB ได้รับมื่อกับ Siemens และ AEG ในช่วงกลางทศวรรษที่ 1970 เพื่อที่จะสร้างการต่อเชื่อมโยง Cahora Bassa 1930 MW/±533kV ระหว่างประเทศโมซัมบิกและประเทศแอฟริกาใต้ (ดูรูปที่ 5) วาล์วตัวแปลงสำหรับระบบนี้เป็นแบบแช่ในน้ำมัน กลุ่มบริษัทเดียวกันนี้ได้สร้างการต่อเชื่อมโยงในประเทศแคนาดา 2000 MW/±500kV Nelson River 2 การต่อเชื่อมโยงนี้เป็นโครงการแรกที่ใช้การระบบความร่อนด้วยน้ำ

ในช่วงกลางทศวรรษที่ 1970 มีความสำเร็จของโครงการต่อไปนี้: การเชื่อมโยงของ Skagerrak ระหว่างประเทศนอร์เวย์และประเทศเดนมาร์ก, Inga-Shaba ที่ประเทศ Congo และโครงการ CU ที่ประเทศสหรัฐ

อเมริกา วาล์วตัวแปลงในโครงการเหล่านี้จะถูกระบายความร้อนด้วยอากาศ (Air-cooled) โครงการ Pacific Intertie ยังได้ขยายส่วนอีก 2 ครั้งในช่วงทศวรรษที่ 1980 ในแต่ละครั้งด้วยตัวแปลงไทรสเตอร์เพื่อเพิ่มความจุถึง 3,100MW ที่ ±500kV

ในปี 1983 Gotland ได้ถูกติดตั้งด้วยเคเบิลใหม่ที่ค่ากำหนด 130MW/150kV เป็น Gotland 2 Gotland 1&2 ทำงานเป็นอิสระต่อกันแต่ Gotland 3 ซึ่งเป็นการต่อเชื่อมโยงเพิ่มเติมและได้ถูกติดตั้งในปี 1985 เพื่อตอบสนองความต้องการเพิ่มขึ้นและลดความกลัวเรื่องข้อพิพาทที่เพิ่มขึ้น โดยปกติจะทำงานกับ Gotland 2 เพื่อเป็นการต่อเชื่อมโยงแบบไปโพลาร์ (แม้ว่าจะสามารถทำงานได้อย่างเป็นอิสระก็ตาม) การส่งแบบไปโพลาร์นั้นคู่ของตัวนำจะถูกใช้ แต่ละสายจะมีค่าแรงดันเทียบกับดินแต่มิใช่ตรงกันข้ามเนื่องจากตัวนำเหล่านี้ต้องหุ้มฉนวนสำหรับแรงดันไฟฟ้าเต็มที ส่งผลให้ต้นทุนของการส่งผ่านจะสูงกว่าแบบขั้วเดียว (Monopole) ที่มีตัวนำย้อนกลับ แต่ก็ถูกชดเชยได้มากกว่าด้วยข้อดีเช่น การไหลของกระแสลงดินที่ลดลงได้ ค่ากระแสกำหนดที่ลดลง (สายแต่ละสายนำพากระแสครึ่งหนึ่งสำหรับกำลังไฟฟ้าเท่ากัน) ค่าเผื่อความบกพร่องและอื่นๆ Gotland 2&3 จะมีค่ากำหนดรวม 2x130MW/±150kV โดยมีคุณลักษณะที่มีตัวแปลงระบายความร้อนด้วยการต่อเชื่อมโยงแบบไปโพลาร์จะให้ความร้อนซึ่งในแบบบิตเยียมโดยไม่มีมีการตัดของการส่งไฟฟ้า

Itaipu

สัญญาสำหรับการต่อเชื่อมโยง HVDC Itaipu ในประเทศบราซิลได้ให้กับ Consortium ระหว่าง ASEA-PROMON ในปี 1979 ขนาดที่แท้จริงและความซับซ้อนทางด้านเทคนิคของโครงการ Itaipu ได้แสดงให้เห็นถึงความท้าทายที่มาก และอาจถือเป็นจุด



รูปที่ 5 วาล์วแบบไทรสเตอร์ติดตั้งการแจ้งซึ่งกันและกันและระบายความร้อนด้วยน้ำมันในการต่อเชื่อมโยง Cahora Bassa HVDC ระหว่างประเทศโมซัมบิกและประเทศแอฟริกาใต้

เริ่มต้นของเรื่องราวเกี่ยวกับ HVDC ค่ากำหนดของกำลังไฟฟ้าที่มีค่าสูงสุดเท่าที่เคยมีมาสำหรับ HVDC – Bipoles สองชุดที่ 6,300MW/±600kV (ดูรูปที่ 6) โครงการเสร็จสมบูรณ์และได้เริ่มทำงานในหลายขั้นตอนระหว่างปี 1984 และ 1987 (ดูรูปที่ 7) โครงการนี้มีบทบาทสำคัญในโครงสร้างพลังงานของประเทศบราซิล ซึ่งจัดหาไฟฟ้าส่วนใหญ่สำหรับเมือง São Paulo ประสบการณ์ที่ได้รับในการทำโครงการ Itaipu HVDC ให้สำเร็จได้ปูทางสำหรับการส่งไฟฟ้าแรงสูง HVDC ในภายหลัง

- การต่อเชื่อมโยงระหว่าง Québec ไป New England 2,000MW/±500kV เป็นหนึ่งในระบบส่ง HVDC แบบ Multiterminal ขนาดใหญ่โครงการแรกที่เคยสร้างมา

- โครงการ Intermountain Power 1,920 MW/±500 kV ในประเทศสหรัฐอเมริกา ข้อกำหนดเรื่องการตรวจสอบแผ่นดินไหวในระดับสูงสามารถถูกตอบสนองได้ด้วยโครงสร้างราวาล์วแบบแขวนซึ่งได้ใช้ที่นี่เป็นครั้งแรกและกลายเป็นโซลูชันมาตรฐานนับตั้งแต่นั้นมา

- การต่อเชื่อมโยง Xiangjiaba-Shanghai 6,400MW/±800kV การต่อเชื่อมโยงที่หลายสถานีใช้ UHVDC (Ultrahigh-voltage direct current) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้สายยาวที่สุดและกำลังการส่งมากที่สุดการใช้ Phase Control Thyristor (PCT) ที่ 8.5kV, 150mm เป็นปัจจัยสำคัญในการทำให้เกิดการปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานในเทคโนโลยีนี้ ซึ่งเป็นรุ่นต่อไปของ UHVDC

HVDC

- ญูญสำหรับระบบไฟฟ้าที่ยั่งยืนบนพื้นฐานของพลังงานหมุนเวียน HVDC ณ เวลาคือตัวเลือกหนึ่ง



รูปที่ 6 การทดสอบวาล์วที่ 600kV สำหรับ Itaipu



รูปที่ 7 โรงไฟฟ้าที่กำลังการผลิต 12,600MW ที่ Itaipu

สำหรับการส่งผ่านไฟฟ้าได้ทะเลและการเชื่อมต่อระบบ AC แบบ Asynchronous (ซึ่งให้การส่งผ่านไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพและมีเสถียรภาพและยังมีความสามารถในการควบคุม) HVDC ยังเป็นเทคโนโลยีที่เป็นตัวเลือกสำหรับการส่งพลังงานไฟฟ้าปริมาณมากในระยะทางไกล และสามารถส่งไฟฟ้าได้ด้วยการสูญเสียที่ต่ำ แต่เทคโนโลยี HVDC ยังคงถูกท้าทายอย่างต่อเนื่องให้ได้ค่ากำหนดที่สูงขึ้นสำหรับแรงดันไฟฟ้าและการกระจายไฟฟ้า ให้ได้ระยะทางที่ไกลขึ้นด้วยอย่าง และการสูญเสียในการส่งผ่าน

วิสัยทัศน์ของ ABB ในปี 1992 ในการสร้างระบบ DC ที่สามารถแก้ไขปัญหของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงาน

หมุนเวียนซึ่งบ่อยครั้งมักอยู่ห่างไกลจากผู้ใช้ที่ให้บริการอยู่ ณ เวลาคือใกล้สู่ความเป็นจริง การต่อเชื่อมโยงด้วย HVDC แบบ Multiterminal ที่ถูกสร้างบนบกและนอกชายฝั่งทะเล HVDC ได้กลายเป็นเทคโนโลยีที่ได้ถูกก่อตั้งและเป็นส่วนหนึ่งของระบบ AC อีกทั้งยังเป็นกฎเกณฑ์สำหรับระบบไฟฟ้าที่ยั่งยืนบนพื้นฐานของพลังงานหมุนเวียน

เรียบเรียงจาก Bo Pääjärvi, Mie-Lotte Bohl, “High Impact”, ABB Review Special Report (60 Years of HVDC), page 13-17



Compact Secondary Substations (CSS)

สกุลธิดา กล่อมเกลี้ยง > Sakulthida.klomeang@th.abb.com

Compact Secondary Substations (CSS) ตอบโจทย์ทุกความต้องการสำหรับสถานีย่อยไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยคำนึงถึงความปลอดภัย เสถียรภาพในระบบไฟฟ้าและพื้นที่ในการติดตั้ง ซึ่งปัจจุบันมีการพัฒนาระบบไฟฟ้าที่หลากหลาย เพื่อตอบสนองกับความต้องการของผู้นิรโทษโดยเฉพาะ ในเมืองหลวงต่างๆ ที่ต้องการความสวยงาม ความปลอดภัยและเสถียรภาพทางไฟฟ้าที่มากขึ้น จากความต้องการดังกล่าวแล้ว การนำระบบการจ่ายไฟด้วยสายอากาศ (Overhead line) ลงสู่ใต้ดินนั้น ถือเป็นการตอบโจทยที่ตรงกับความต้องการมากที่สุด

CSS ย่อมาจาก Compact Substation โดยมีการออกแบบ และทดสอบตามมาตรฐาน IEC 62271-202 ซึ่งมีความปลอดภัยต่อบุคคลและมีความสวยงามเหมาะสมสำหรับติดตั้งและใช้งานในบริเวณพื้นที่สาธารณะ และในเมืองหลวงหรือบริเวณที่มีพื้นที่จำกัด

ลักษณะเด่นที่สำคัญ

- มี IP protection ที่สูง และยังสามารถผลิต IP protection สอดคล้องความต้องการของลูกค้าและสภาพสิ่งแวดล้อม
- CSS เป็นโครงสร้างแบบ Fully-compartment-

alized ซึ่งประกอบไปด้วย ส่วนของ MV Switchgear, Transformer, LV Switchgear.

- มีการออกแบบ ให้สามารถใช้งานได้ในสภาวะแวดล้อมที่ไม่ปกติเช่น มีมลพิษหรือสภาวะแวดล้อมที่ร้อนและเกิดการควบแน่นของอากาศที่บ่อยครั้ง โดย CSS ได้ถูกออกแบบให้มีระบบระบายอากาศที่ดีและทนต่อสภาพแวดล้อมดังกล่าวได้

- มีความสวยงาม

- มีความปลอดภัยในการใช้งานทั้งต่อคน และสิ่งแวดล้อม

- Low life-cycle cost.

Products portfolio

Outdoor CSS ระบบ Secondary distribution เป็น CSS แบบติดตั้งกลางแจ้ง ซึ่งมีแรงดันถึง 36kV โดยภายใน CSS จะประกอบไปด้วย

- MV switchgear

- Step-down distribution transformer

- LV switchgear



Outdoor CSS ระบบ Wind power evacuation เป็น CSS แบบติดตั้งกลางแจ้ง ซึ่งมีแรงดันถึง 36 kV โดยภายในประกอบด้วย

- LV switchgear
- Step-up distribution transformer

- MV switchgear

Indoor frame mounted CSS ระบบ Secondary distribution เป็น CSS แบบติดตั้งในร่ม ซึ่งมีแรงดันถึง 24 kV โดยภายในประกอบไปด้วย

- MV switchgear
- Step-down distribution transformer
- LV switchgear

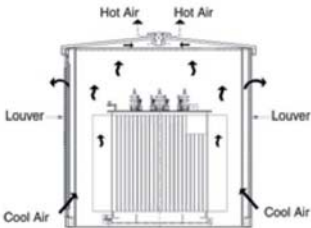
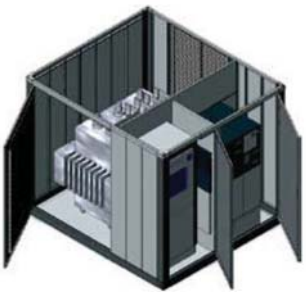
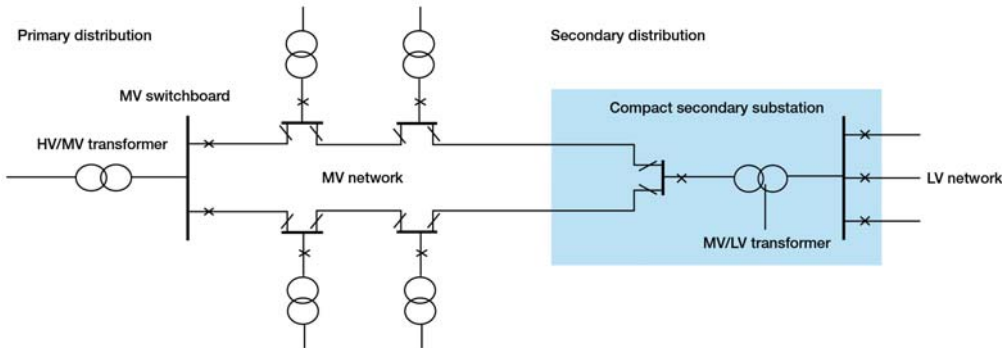


โครงสร้างของตู้ CSS

- ตู้ครอบของ CSS ผลิตโดยใช้ pre-galvanized sheet steel ที่มีคุณภาพสูงและป้องกันการกัดกร่อนได้ดี สามารถใช้งานกลางแจ้งและในร่มได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดย CSS จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ภายในตัวตู้ คือ medium voltage switchgear, low voltage switchboard and distribution transformer

ส่วนที่เป็นหลังคา สามารถถอดออกและระบายอากาศได้ดี โดยประตูก่อนหน้าทำด้วยเหล็กคุณภาพสูงและยังสามารถทำการ inter lock ได้โดยสอดคล้องตามความต้องการของลูกค้า ลักษณะโครงสร้างของ CSS จะมีขนาดสูงสุดที่ ความยาว x ความกว้าง x ความสูง คือ 3830 x 2330 x 2415 มิลลิเมตร

ส่วนที่เป็นหลังคา สามารถถอดออกและระบายอากาศได้ดี โดยประตูก่อนหน้าทำด้วยเหล็กคุณภาพสูงและยังสามารถทำการ inter lock ได้โดยสอดคล้องตามความต้องการของลูกค้า ลักษณะโครงสร้างของ CSS จะมีขนาดสูงสุดที่ ความยาว x ความกว้าง x ความสูง คือ 3830 x 2330 x 2415 มิลลิเมตร



คุณลักษณะทางไฟฟ้าของ CSS

	Outdoor CSS up to 24kV	Outdoor CSS for 36kV	Indoor frame mounted CSS up to 24kV
Standard applicable	IEC 62271 – 202 (IEC 61330)	IEC 62271 – 202 (IEC 61330)	MV Switchgear – IEC 62271 - 200 / 60265 / 60694 Transformer - IEC 60076 / 60726 LV Switchgear – IEC 60439
Normal ambient temperature	40 ° C	40 ° C	40 ° C
Maximum ambient temperature	50 ° C	50 ° C	50 ° C
Enclosure construction	Modular	Modular	Modular for Transformer compartment
Ventilation	Natural	Natural	Natural
Temperature class (Std.)	K 10	K 10	K 10
Degree of protection			
MV and LV compartment	IP 54	IP 54	NA
Transformer compartment	IP 23	IP 23	IP 2X
MV Switchgear			
Rated voltage (kV)	12/24kV	36kV	12 / 24kV
Rated Insulation level			
Power Frequency (kV rms)	28/50	70	28 / 50
Impulse (kV p)	75/125	170	75 / 125
Rated frequency (Hz)	50	50	50
Isolator			
Rated normal current (A)	630	630	630
Breaking capacity (A)	630	630	630
Making capacity (kA)	52.5 / 40	50	52.5 / 40
Vacuum circuit breaker			
Rated normal current (A)	630	630	630
Breaking capacity (kA)	21/16	20	21 / 16
Making capacity (kA)	52.5 / 40	50	52.5 / 40
Transformer			
Rated power (kVA) – oil type	1600	2000	NA
Rated power (kVA) – Dry type	2000	NA	2000
Rated secondary voltage (V)	433	433	433
Vector Group	Dyn 11	Dyn 11	Dyn 11
Tapping Range	± 5 in steps of 2.5%	± 5 in steps of 2.5%	± 5 in steps of 2.5%
Type Test			
IP	Yes	Yes	Yes (For transformer compartment)
Internal Arc	Yes	Yes	NA
Enclosure class	Yes	Yes	Yes
Impact Test	Yes	Yes	NA
Short circuit test on earthing	Yes	Yes	NA



Power Transformers (ตอนที่ 29)

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

Re.8.6.2.2 หม้อแปลงติดตั้งภายในอาคารใน
ระบบไฟฟ้า
หม้อแปลงติดตั้งภายในอาคารจะต้องได้ตามข้อกำหนด
ในตารางที่ 4 เป็นอย่างต่ำที่สุด

ตารางที่ 3 ค่ากำหนดระยะห่างต่างๆ สำหรับหม้อแปลงติดตั้งภายนอกอาคาร

หม้อแปลงชนิด	ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลง L	ระยะห่าง G ระหว่างหม้อแปลงกับ	
		หม้อแปลงชุดอื่น/พื้นผิวอาคาร ทำจากวัสดุไม่สันดาป (ม.)	พื้นผิวอาคารทำจาก วัสดุสันดาป (ม.)
หม้อแปลงแช่น้ำมัน (O)	1000 <.....< 2000	3	7.6
	1000 <.....< 20000	5	10
	20000 <.....< 45000	10	20
	> 45000	15.2	30.5
หม้อแปลงแช่น้ำมันคุณสมบัติการ สันดาป ต่ำ (K) ไม่มีระบบป้องกัน อัคคีภัยเพิ่มเติม	1000 <.....< 3800	15.2	30.5
	> 38000	4.6	15.2
หม้อแปลงแช่น้ำมันคุณสมบัติการ สันดาปต่ำ (K) มีระบบป้องกันอัคคีภัย เพิ่มเติม	ระยะห่าง G ระหว่างหม้อแปลงกับพื้นผิวอาคาร/หม้อแปลงชุดอื่นที่ติดตั้งอยู่ติดกัน		
	แนวระนาบ (ม.)	แนวตั้ง (ม.)	
	0.9	1.5	
หม้อแปลงแห้ง (A)	พฤติกรรมด้านอัคคีภัยประเภท	ระยะห่าง G ระหว่างหม้อแปลงกับพื้นผิวตัวอาคาร/หม้อแปลงชุดอื่นที่ติดตั้งอยู่ติดกัน	
		แนวระนาบ (ม.)	แนวตั้ง (ม.)
		F0	3.0
		F1/F2	-

หมายเหตุ ระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติมได้แก่

- ความทนทานต่อการถั่งน้ำมันแตก/รั่ว
- ติดตั้งวาล์วนิรภัยที่ถังน้ำมัน
- อุปกรณ์ป้องกันการขัดข้อง ชำรุดจากปริมาณกระแสต่ำเกินพิกัด
- อุปกรณ์ป้องกันการขัดข้อง ชำรุดจากปริมาณกระแสสูงเกินพิกัด

ตัวอย่างระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติม – ดูข้อกำหนดมาตรฐานสากลเลขที่ 3990 สำหรับโรงงาน

กรณี ติดตั้งอุปกรณ์ดับเพลิงทำงานเองอัตโนมัติ ระยะห่าง G สามารถลดลงได้

ตารางที่ 4 ข้อกำหนดต่ำสุดสำหรับหม้อแปลงติดตั้งภายในอาคาร

หม้อแปลงชนิด	ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลง L	ข้อกำหนด/มาตรการความปลอดภัย
หม้อแปลงแช่น้ำมัน (O)	< 1000	REI 60-EI60
	> 1000	REI 90-EE 90 หรือ REI 60-EI60 และสปริงเกอร์อัตโนมัติ
หม้อแปลงแช่น้ำมันคุณสมบัติการสันดาป ต่ำ (K) ไม่มีระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติม		REI 60 – EI 60 หรือ สปริงเกอร์อัตโนมัติ
หม้อแปลงแช่น้ำมันคุณสมบัติการสันดาปต่ำ (K) มีระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติม	< 10 MVA และ Um < 38 kV	REI 60-EI 60 หรือ ระยะห่าง 1.5 ม. แนวระนาบและ 3.0 ม. แนวตั้ง
หม้อแปลงแห้ง (A)	พฤติกรรมด้านอัคคีภัยประเภท	
	F0	REI 60-EI 60 หรือ ระยะห่าง 0-9 ม. แนวระนาบและ 1.5 ม. แนวตั้ง
	F1/F2	ผนังทำจากวัสดุไม่สันดาป

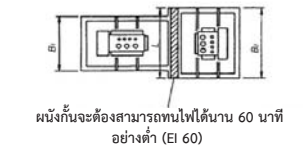
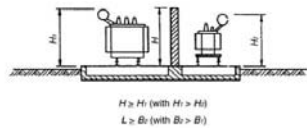
หมายเหตุ 1 REI คือ ระบบที่ต้านทาน (ผนัง) EI คือ ระบบที่ไม่ต้านทาน (ผนัง) R คือ ความสามารถรับกระแส E คือ ความสามารถด้านอัคคีภัย (fire integrity) I คือ การเป็นฉนวนและ 60/90 คือ ระยะเวลา หน่วยนาที

หมายเหตุ ระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติมได้แก่

- ความทนทานต่อการถั่งน้ำมันแตก/รั่ว
- ติดตั้งวาล์วนิรภัยที่ถังน้ำมัน
- อุปกรณ์ป้องกันการขัดข้อง ชำรุดจากปริมาณกระแสต่ำเกินพิกัด
- อุปกรณ์ป้องกันการขัดข้อง ชำรุดจากปริมาณกระแสสูงเกินพิกัด

ตัวอย่างระบบป้องกันอัคคีภัยเพิ่มเติม – ดูข้อกำหนดมาตรฐานสากลเลขที่ 3990 สำหรับโรงงาน

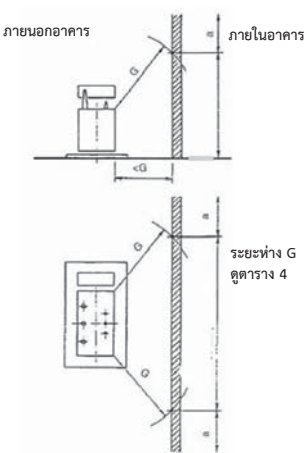
ประตูล้อแปลงจะต้องสามารถทนไฟได้นานอย่างต่ำ 60 นาที ประตูเปิดออกนอกจะต้องทำจากวัสดุทนไฟตามข้อกำหนด
หม้อแปลงสามารถมีช่องระบายเพื่อช่วยการทำงานได้ โดยการออกแบบจะต้องพิจารณาให้สามารถระบายอากาศ/แก๊สร้อนได้



ผนังกันจะต้องสามารถทนไฟได้นาน 60 นาที อย่างต่ำ (EI 60)

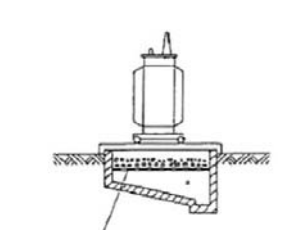
a ผนังตรงนี้จะออกแบบป้องกันเปลวไฟลุกลาม

รูปที่ 6 ผนังกันระหว่างหม้อแปลง



a ผนังตรงนี้จะออกแบบป้องกันเปลวไฟลุกลาม

รูปที่ 7 วิธีป้องกันอัคคีภัยลุกลามระหว่างหม้อแปลงกับผนังอาคาร

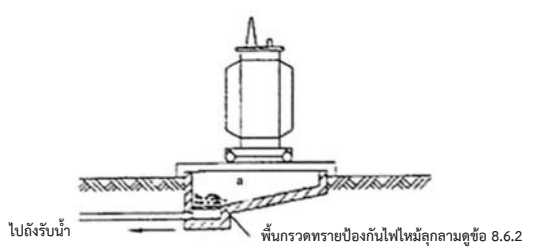


พื้นกรวดทรายป้องกันไฟไหม้ลุกลาม ดูข้อ 8.6.2

หมายเหตุ จะต้องพิจารณาน้ำจากระบบดับเพลิงประกอบ

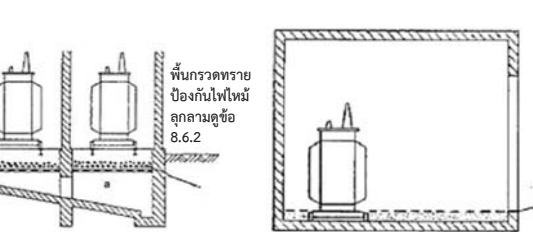
a ปริมาณความจุของถัง (Containment) คือ ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลง+ปริมาณน้ำฝน

รูปที่ 8 บ่อหม้อแปลงชนิดถังรับน้ำในตัว



a ปริมาณความจุของถัง (containment) อย่างต่ำ = 20% ของน้ำมัน/ของเหลวที่หม้อแปลง

รูปที่ 9 บ่อหม้อแปลงชนิดถังรับน้ำแยก



หมายเหตุ จะต้องพิจารณาปริมาณน้ำจากระบบดับเพลิง (ถ้ามี) ประกอบ

a ปริมาณความจุภายนอกอาคาร คือ ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลง + ปริมาณน้ำฝน ปริมาณความจุภายในอาคาร คือ ปริมาณของเหลวที่หม้อแปลงชุดที่ขนาดใหญ่ที่สุด

รูปที่ 10 บ่อหม้อแปลงชนิดถังรับน้ำมัน

Re. 9. ระบบป้องกันอันตราย ควบคุมและช่วยการทำงาน

Re. 9.1 ระบบตรวจสอบติดตามและควบคุม

ระบบของหม้อแปลงจะต้องมีอุปกรณ์ตรวจสอบติดตามป้องกันอันตราย ตั้งค่าและควบคุมที่จำเป็นเพื่อการทำงานของอุปกรณ์ทั้งระบบถูกต้องและปลอดภัย

ระบบจะใช้อุปกรณ์อัตโนมัติซึ่งการทำงานสามารถตั้ง/เลือกได้และรวดเร็ว ป้องกันผลกระทบจากภาระเกิน พิกัดและการขัดข้องภายในและภายนอกต่างๆ โดยเหมาะสมกับขนาดและความสำคัญของหม้อแปลง

ประเภท (Severity class) ของอุปกรณ์ที่ใช้จะต้องสอดคล้องกับชิ้นส่วนหม้อแปลงที่ติดตั้งอุปกรณ์นั้นๆ รวมทั้งต้องมีระบบหรืออุปกรณ์แยกวงจรควบคุมของอุปกรณ์สวิตช์/สวิตช์แต่ละชุด เพื่อสามารถบำรุงรักษาอุปกรณ์แรงดันไฟฟ้าสูงอย่างปลอดภัย

จะต้องมีอุปกรณ์และเครื่องมือสำหรับซ่อม บำรุงรักษาและ/หรือทดสอบอุปกรณ์ป้องกันอันตรายและควบคุมโดยปลอดภัยต่อช่าง เจ้าหน้าที่ และอุปกรณ์

วงจรรควบคุมและวงจรสัญญาณการทำงานควรแยกกัน

หมายเหตุ เส้นประแสดงระดับของปริมาณของเหลวทั้งหมดที่หม้อแปลงซึ่งกอยู่ที่พื้น

รูปที่ 11 ตัวอย่างหม้อแปลงขนาดเล็กซึ่งไม่มีพื้นกรวดทรายและถังรับน้ำ

ถ้าอุปกรณ์ตัดการทำงาน จะต้องมีสัญญาณที่จอแสดงให้ทราบ

จะต้องมีอุปกรณ์เตือนภัยและการขัดข้อง ถ้าภาวะอันตรายหรือการทำงานขัดข้องเกิดขึ้น อุปกรณ์จะแสดงให้ทราบ สัญญาณต่างๆ สามารถรวมเป็นสัญญาณเดียวกันและส่งเข้าจุดควบคุมด้วยวิธีใด

หลักการออกแบบและติดตั้งอุปกรณ์และระบบควบคุม รวมทั้งสายต่างๆ อุปกรณ์ที่เชื่อมต่อ โอกาสเสียหาย ชำรุดจากคลื่นรังสีแม่เหล็กไฟฟ้า จะต้องให้เกิดขึ้นน้อยที่สุด – หลักการพื้นฐาน ดูข้อ 9.5 รวมทั้งอันตรายจากการทำงานขัดข้อง/ผิดพลาด พลังผลหรือข้อมูลไม่ถูกต้องจะตั้งสามารถเกิดขึ้นน้อยที่สุด โดยการออกแบบและติดตั้งจะต้องพิจารณาตัวแปรต่างๆ อาทิ แรงดันไฟฟ้าลดลง การจ่ายกระแสไฟฟ้าขัดข้องจนวนชำรุด อิทธิพลจากคลื่นรังสีแม่เหล็กไฟฟ้า ฯลฯ

Re. 10 ระบบต่อลงดิน

Re. 10.1 ทำให

หัวข้อนี้กำหนดหลักการและเกณฑ์สำหรับออกแบบติดตั้ง ทดสอบและบำรุงรักษาระบบต่อลงดินของหม้อแปลง เพื่อทำงานปลอดภัยในทุกสภาวะและช่าง/

เจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานได้รับความปลอดภัย รวมทั้งหลักการรักษาความปลอดภัยของอุปกรณ์ที่ต่อหรืออยู่ใกล้กับระบบต่อลงดิน

Re. 10.2 ข้อกำหนดพื้นฐาน

Re. 10.2.1 หลักเกณฑ์ความปลอดภัย

สำหรับมนุษย์ อันตรายจากกระแสไฟฟ้าคือ ถ้ากระแสไฟฟ้าผ่านเข้าร่างกาย จะวิ่งไปที่หัวใจ ถ้าปริมาณกระแส มาก จะทำให้กล้ามเนื้อหัวใจกระตุก ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ยังไม่เกิดอันตราย ค่ากำหนดอยู่ในมาตรฐาน IEC 60479-1 (Curve C1) การออกแบบสถานีไฟฟ้า

ย่อย จะต้องทราบค่าพิกัดแรงดันไฟฟ้าปลอดภัยเพื่อเปรียบเทียบกับค่าจากขั้นตอนการคำนวณและค่าสัมผัส รวมทั้งจะต้องนำค่าความต้านทานที่อยู่ในเส้นทางไหลของกระแสไฟฟ้ามาพิจารณาประกอบ ค่าพิกัดแรงดันไฟฟ้าในทางปฏิบัติ (typical voltage limits) แสดงเป็นเส้นกราฟในภาคผนวก ข และขึ้นอยู่กับตัวแปรต่างๆ คือ

- ปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่ผ่านเข้าหัวใจ
- ความต้านทานในเส้นทางไหลของกระแสไฟฟ้าในร่างกายมนุษย์ (เท่ากับ 5% ของค่าในตาราง 1 มาตรฐาน IEC 60479-1)

- ความต้านทานระหว่างที่กระแสไฟฟ้าสัมผัสถูกร่างกายมนุษย์กับเส้นทางกระแสไฟฟ้าไหลกลับครบวงจร (อาทิ จุดลงดิน ชั่วดิน)
- ระยะเวลาที่เกิดเหตุการณ์
- ขนาดของกระแสไฟฟ้าที่เกิดเหตุการณ์

อนึ่ง พึงทราบว่า เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ขนาดหรือปริมาณของกระแสไฟฟ้าที่เกิดในเหตุการณ์ ระยะเวลาที่เหตุการณ์เกิดขึ้นจนสิ้นสุด และร่างกายของมนุษย์ ทั้งหมดดังกล่าว ไม่มีความแน่นอนใดๆ ทั้งสิ้น สามารถเกิดขึ้นเมื่อใดก็ได้

Re. ภาคผนวก ก

(คำมาตรฐาน)

ค่าสูงสุดระดับการเป็นฉนวนและระยะห่างต่ำสุดสำหรับกระแสไฟฟ้าในบางประเทศ

ตาราง ก 1 ค่าสูงสุดระดับการเป็นฉนวนและระยะห่างต่ำสุดในอากาศสำหรับแรงดันไฟฟ้า 1 kV < U_m ≤ 245 V

สำหรับแรงดันไฟฟ้าค่าสูงสุดสำหรับอุปกรณ์ U_m ซึ่งยังไม่ปรับเป็นมาตรฐาน IEC ตามวิธีปฏิบัติเกี่ยวกับกระแสไฟฟ้าในบางประเทศ

พีสัยแรงดันไฟฟ้า	แรงดันไฟฟ้าระบบ	แรงดันไฟฟ้าสูงสุดที่อุปกรณ์	แรงดันไฟฟ้าทนต่อความถี่กำลังไฟฟ้าระยะเวเลสั้นค่าสูงสุด	แรงดันไฟฟ้าทนแรงกระตุ้นสูงสุดจากฟ้าผ่า	ระยะห่างต่ำสุดระหว่างเฟสกับดินและระหว่างเฟสกับเฟส No	
	U _n r.m.s. kV	U _m r.m.s. kV	r.m.s. kV	1,2/50 ไมโครวินาที (ค่าสูงสุด) kV	หม้อแปลงติดตั้งภายในอาคาร	หม้อแปลงติดตั้งภายนอกอาคาร
					มม.	มม.
1		2, 75	15	30 45 60	60 70 90	120 120 120
		4, 76	19	60 45 60 75	90 70 90 120	120 120 150 150
		5, 5	19	60 75 95	120 160 160	150 160 160
		8, 25	27	75 95 110	160 180 180	160 180 180
		15, 5	35	75 85 110	120 150 180	150 160 180
	15	17, 5	38	110 125 150	180 220 280	
	22 (20)	24	50	95 125 150	190 210	290
	22	25	50	125 150	220 280	
		25, 80	50 70	95 125 150	160 220 280	
		27	50	125 150	220 280	

1. แรงกระตุ้นจากฟ้าผ่าสามารถใช้กับเฟส-เฟส และ เฟส-ดิน ได้

2. สำหรับโครงสร้างที่ลักษณะเป็นเสาหรือแท่ง (rod-structure)

* ลิขสิทธิ์ IEC นครเจนีวา ประเทศสวิตเซอร์แลนด์ เว็บไซต์ www.iec.ch



“ภูมิแพ้” โรคที่ไม่ควรมองข้าม

พัทธนา เพชรธานี - pattaya.etchtanin@th.abb.com

ในปัจจุบัน ประชาชนป่วยเป็นโรคภูมิแพ้กันมากขึ้น ส่วนหนึ่งอาจเป็นเพราะวิถีการดำรงชีวิตที่เปลี่ยนไป โดยโรคภูมิแพ้เป็นโรคที่เกิดจากปฏิกิริยาของร่างกายเมื่อได้รับหรือสัมผัสกับสารก่อภูมิแพ้ เช่น เกสรหญ้า ขนสุนัข ขนแมว ไรฝุ่น หรือสารก่อภูมิแพ้จากอาหาร เช่น แป้งสาลี นม ไข่ เป็นต้น นอกจากนี้ยังพบว่าสาเหตุของโรคนี้ยังเกี่ยวข้องกับกรรมพันธุ์ด้วย

ผู้ที่เป็โรคภูมิแพ้มีอาการแตกต่างกันไปตามอวัยวะที่เกิดโรค เช่น โรคจมูกอักเสบภูมิแพ้ จะมีอาการคัดจมูก คันจมูก จาม น้ำมูกไหล บางครั้งอาจมีอาการคันตาด้วย ส่วนโรคหืดภูมิแพ้ จะมีอาการแน่นหน้าอก เหนื่อยหอบ หายใจมีเสียงวี๊ด และโรคผิวหนังอักเสบภูมิแพ้ จะมีผื่นที่ผิวหนัง เป็นๆ หายๆ ส่วนใหญ่จะคันมาก

โรคภูมิแพ้เป็นได้เกือบทุกวัย โดยเฉพาะในสังคมเมืองหรือสังคมอุตสาหกรรม เมื่อสงสัยว่าเป็นโรคภูมิแพ้ ควรไปพบแพทย์ เพื่อรับการตรวจว่าเป็นภูมิแพ้จริงหรือไม่ โดยแพทย์จะแนะนำให้ตรวจทดสอบภูมิแพ้ อย่างง่าย ว่าผู้ป่วยแพ้สารภูมิแพ้ชนิดใด เพื่อจะได้หลีกเลี่ยง ก็จะทำได้ง่ายขึ้น หากยังมีอาการอยู่ แพทย์อาจแนะนำให้ใช้ยาควบคู่กัน เช่น หากเป็นโรคจมูกอักเสบภูมิแพ้ อาจใช้ยาแก้แพ้และยาพ่นละอองฝอยเข้าไปในรูจมูก หากเป็นโรคหืดภูมิแพ้ก็อาจใช้ยาสูดเข้าทางปาก เป็นต้น

การรักษาโรคภูมิแพ้ปัจจุบันมี 3 วิธี คือ

1. การหลีกเลี่ยงสารก่อภูมิแพ้ หากผู้ป่วยได้รับการทดสอบภูมิแพ้ และทราบว่าตัวเองแพ้อะไร การหลีกเลี่ยงสารก่อภูมิแพ้อย่างถูกวิธี ก็จะทำให้อาการดีขึ้น หรือถ้าไม่ได้ทดสอบภูมิแพ้ อาจใช้วิธีสังเกตว่าได้รับสารอะไรแล้วมีอาการ ก็ควรหลีกเลี่ยงสิ่งนั้น นอกจากนั้นควรกำจัดหรือลดปริมาณของสารก่อภูมิแพ้ที่มีอยู่ในสิ่งแวดล้อมรอบตัวให้เหลือน้อยที่สุด โดยเฉพาะสิ่งแวดล้อมภายในบ้าน ซึ่งเป็นส่วนที่สามารถควบคุมได้ เช่น

- การทำความสะอาดบ้าน การจัดห้องนอนให้โล่ง มีเฟอร์นิเจอร์น้อยชิ้น และไม่ควรวางพรมปูพื้นห้อง ไม่ควรมีกองหนังสือหรือกระดาษเก่าๆ ควรเก็บหนังสือและเสื้อผ้าในตู้ที่ปิดมิดชิด ไม่ควรใช้เก้าอี้ชนิดที่เป็นเบาะหุ้มผ้า ไม่ควรมีของเล่นสำหรับเด็กที่มีขน หรือเศษผ้าอยู่ภายใน หรือของเล่นที่ขนปุกปุย หรือทำด้วยขนสัตว์จริง เพราะสิ่งเหล่านี้สามารถเป็นที่กักเก็บฝุ่นได้

- สัตว์เลี้ยง เช่น สุนัข แมว กระต่าย ฯลฯ ไม่ควรมานอนหรือนอนในบ้าน หรืออย่างน้อยไม่ควรให้อยู่ในห้องนอน แม้ว่าผู้ป่วยไม่แพ้ก็ไม่ควรคลุกคลี เพราะอาจมีโอกาสที่จะแพ้ขึ้นมาได้ในภายหลัง

- ละอองเกสรดอกไม้ เกสรหญ้าและวัชพืช อาจทำให้เกิดอาการแพ้ได้ ถ้าบริเวณบ้านมีสนามหญ้า ควรตัดหญ้าและวัชพืชในสนาม เพื่อลดจำนวนละอองเกสร อย่างไรก็ตามแม้ในบ้านไม่มีหญ้าหรือวัชพืชใดๆ ก็ตาม ผู้ป่วยอาจมีอาการได้เนื่องจากละอองเกสรเหล่านี้เล็ก และเบา จึงอาจปลิวตามลมมาจากที่อื่นได้

การหลีกเลี่ยงสารก่อภูมิแพ้ดังกล่าวข้างต้นจะสามารถบรรเทาอาการของโรคลงได้อย่างมาก นอกจากนั้นควรหลีกเลี่ยง สารระคายเคืองต่างๆ เช่น ฝุ่น ครีมนกกลิ่นฉุนหรือแรง อากาศที่เย็นหรือร้อนเกินไป การเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของอากาศอย่างรวดเร็ว การอดนอน การดื่มเหล้า หรือสูบบุหรี่ อาหารที่มีติ่งเครียด ไม่สบายใจ ซึ่งผู้ป่วยควรสังเกตว่าสารหรือภาวะแวดล้อมหรือการปฏิบัติอย่างไร ที่ทำให้มีอาการของโรคมากขึ้น ควรพยายามหลีกเลี่ยงสิ่งนั้น

2. การใช้ยา เช่น ยารับประทาน ยาพ่นเข้าจมูก หรือยาสูดเข้าหลอดลม อาจมีความจำเป็น ผู้ป่วยควรใช้ยาตามคำแนะนำของแพทย์อย่างเคร่งครัด และไม่ควรรื้อยามาใช้เอง จึงควรมาตามแพทย์นัดอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้ได้ประโยชน์สูงสุดจากการใช้ยาและเกิดผลข้างเคียงน้อยที่สุด

3. การฉีดวัคซีน เป็นการรักษาโดยฉีดวัคซีนสารก่อภูมิแพ้ ซึ่งแพทย์จะทดสอบภูมิแพ้ก่อนว่าแพ้สารก่อภูมิแพ้ชนิดใด แล้วฉีดสารก่อภูมิแพ้ชนิดนั้นๆ เพื่อให้ร่างกายผู้ป่วยมีการปรับภูมิคุ้มกันที่ต่ำลงเล็กน้อย แล้วค่อยๆ เพิ่มปริมาณวัคซีน จนในที่สุดร่างกายมีภูมิคุ้มกันต้านต่อสิ่งที่ไม่ได้ เมื่อได้รับสารก่อภูมิแพ้ ก็จะมีอาการน้อยลงหรือไม่มีอาการเลย วิธีนี้จะใช้สำหรับผู้ป่วยที่มีอาการมาก และไม่สามารถควบคุมอาการได้ด้วยยา การรักษาด้วยวิธีนี้ควรฉีดวัคซีนภูมิแพ้อย่างสม่ำเสมอตามที่แพทย์แนะนำ โดยใช้เวลาประมาณ 3 - 5 ปี

สำหรับผู้ป่วยที่แพ้อาหารที่มีการแพ้รุนแรง ผู้ป่วยควรหลีกเลี่ยงอาหารที่แพ้อย่างเคร่งครัด ในกรณีที่พยายามหลีกเลี่ยงอาหารที่แพ้แล้วแต่ยังมีอาการแพ้ เนื่องจากได้รับอาหารที่แพ้เจือปนเข้าไปโดยไม่ตั้งใจบ่อยๆ เช่น การแพ้แป้งสาลี ซึ่งเป็นส่วนประกอบสำคัญของอาหารหลายชนิด ได้แก่ ขนมปัง บะหมี่

กึ่งสำเร็จรูป อาหารซุบแปงทอด เป็นต้น ทำให้การหลีกเลี่ยงเป็นไปได้ยาก และมีความลำบากในการใช้ชีวิตประจำวันซึ่งบางครั้งต้องรับประทานอาหารนอกบ้าน ในกรณีนี้แนะนำให้ไปพบแพทย์ผู้เชี่ยวชาญโรคภูมิแพ้ ปัจจุบันการแพ้อาหารในผู้ป่วยบางรายสามารถรักษาได้ โดยแพทย์จะเป็นผู้เตรียมอาหารที่แพ้ให้ผู้ป่วยรับประทานที่ละน้อยๆ และเฝ้าดูอาการอย่างใกล้ชิดในโรงพยาบาล เนื่องจากผู้ป่วยอาจมีอาการแพ้ได้ขณะทำการรักษา ซึ่งแพทย์ต้องให้การรักษาย่างทันทั้งนี้

เมื่อเป็นโรคภูมิแพ้ ควรใช้ยาตามที่แพทย์แนะนำ และดูแลตัวเองเป็นพิเศษ รับประทานอาหารที่มีประโยชน์ให้ครบ 5 หมู่ หลีกเลี่ยงสารก่อภูมิแพ้ และที่สำคัญควรออกกำลังกายสม่ำเสมอจะทำให้ร่างกายแข็งแรง พักผ่อนให้เพียงพอและรักษาสุขภาพจิตให้สดชื่นแจ่มใส อาการก็จะดีขึ้น

ที่มา: www.thaihealth.or.th

สูดอากาศให้เต็มปอด เรียนรู้แหล่งธรรมชาติ “ป่าในกรุง” ปอดแห่งใหม่ในกรุงเทพฯ

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



กรุงเทพฯ เมื่อหลวของเรานั้นเต็มไปด้วยตึกรามบ้านช่องที่สุมเสียดฟ้า มอไปทาวโหนกเงออิฐเจอปูน
 รวมทึงเต็มไปด้วยถนน และรถยนต์ที่ติดแปนขัณจบบจวทุกพื้นที่ทุกตารางในกรุงเทพฯ จนบวก็ทักำให้ฉัณรู้สึกขาดความ
 สดชื่นไป แต่ได้มีสถานที่หนึ่งทีฉัณได้รู้มาเร็ว ๆ นี้ ว่ากรุงเทพฯ ของเราได้มีโครงการปลูกป่าในเมืองกรุงขึ้น ซึ่งเป็โครงการ
 ที่ทักำให้คนกรุงอย่างเราๆ ได้ตระหนักถึงการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ และกลายเป็นที่พักผ่อนแห่งใหม่ทีจะได้อิ่มผัส
 ใกล้ชิดกับธรรมชาติมากยิ่งขึ้น

“โครงการป่าในกรุง” ตั้งอยู่บริเวณถนนสุขาภิบาล 2
 เขตประเวศ เป็นสถานที่ทีน่าสนใจสถานที่หนึ่งสำหรับ
 คนในเมืองกรุงทีอยากมาพักผ่อน มองดูพื้นที่สีเขียว
 พักผ่อนกายสบายใจ โดยทีนี้มีพื้นที่รวมกันทั้งหมด
 12 ไร่ ถูกจัดสรรส่วนที่ดินทีป่า 75% เป็นพื้นที่

ป่าทีปลูกป่าในเขตทีสมบูรณ์และจำลองป่าในกรุงเทพฯ
 เมื่ออดีต โดยมีความหลากหลายของพันธุ์ไม้หายาก
 กว่า 250 ชนิด พื้นที่แหล่งน้ำ 10% และพื้นที่อาคาร
 เรียนรู้ 15% ถือว่าเป็นแหล่งเรียนรู้ทีสำคัญทีจะทักำ
 ให้คนในเมืองได้สัมผัสเรียนรู้ใกล้ชิดกับป่ามากยิ่งขึ้น

กรุงเทพฯ ส่วนใหญ่เป็นสังคมทีมีผลผลิตบริโภคป่า
 ดิบทีลุ่ม ซึ่งในปัจจุบันป่าไม้ได้ปรากฏขึ้นทีกรุงเทพฯ
 แล้ว “โครงการป่าในกรุง” จึงได้ปลูกและฟื้นฟูสังคม
 พืชป่าดิบทีลุ่ม นอกจากนี้ยังได้สร้างป่าสาธิตทีประกอบ
 ด้วยสังคมพืชอื่นๆ อาทิ สังคมพืชป่าเบญจพรรณ

สังคมพืชป่าดิบแล้ง สังคมพืชป่าน้ำกร่อย กลุ่มไม้
 หน่ยมืด เพื่อเป็นแหล่งศึกษาเรียนรู้สังคมพืชและ
 พันธุ์ไม้หลากหลายชนิด

เมื่อเดินเข้าไปจะพบกับ “ผนังดินบดอัด” เป็นผนัง
 อาคารของโครงการป่าในกรุง ทีใช้วัสดุดินธรรมชาติ
 เผยให้เห็นร่องรอยของการอัดดินเป็นชั้นๆ
 กลายเป็นลวดลายประดับผนังแบบธรรมชาติ โดยใช้
 สีดินทีมีความแตกต่างกันเพราะองค์ประกอบของ
 ธาตุต่างๆ ในดิน ทำให้มีสีสันทายงาม กลมกลืนกับ
 สิ่งแวดล้อม และยังเป็นฉนวนกันความร้อนสูง ช่วย
 ลดความร้อนทีจะเข้าสู่ตัวอาคารอีกด้วย เนื่องจาก
 เป็นทีสอยงาม ทีนี้จึงกลายเป็นทีชิลๆ ยอดนิยมที
 นอกจากมาชมป่าแล้วยังมาถ่ายรูปเก๋ๆ อีกด้วย

จากนั้นเดินเข้าไปในตัว “อาคารนิทรรศการ” ทีมี
 เป็นทีสำหรับการเยี่ยมชมและศึกษาเรียนรู้เกี่ยวป่าไม้
 แนวทางการศึกษาและทฤษฎีการฟื้นฟูป่าธรรมชาติ
 ของศาสตราจารย์ ดร.อาคิระ มิยาซากิ เพื่อสื่อสาร
 ให้คนในเมืองได้เห็นคุณค่าของป่า ทักำให้ “คน ป่า
 เมือง” ได้กลับมาเกื้อกูลและพึ่งพา กัน ผ่านพื้นที่
 โครงการป่าในกรุง ให้เป็นแหล่งเรียนรู้ประสบการณ์
 นอกจากนั้นยังมีห้องฉายภาพยนตร์ขนาดเล็กทีจะ
 ฉายเรื่องทีเกี่ยวกับ “รักป่าและต้นไม้” เพื่อสร้างแรง
 จูงใจและปลูกจิตสำนึกให้คนหันมาสนใจและเห็น
 ความสำคัญของป่าไม้มากยิ่งขึ้น

และสุดท้ายขึ้นไปเดิน “เส้นทางศึกษาธรรมชาติ”
 ซึ่งเป็นไอลทีของทีมีเลยทีเดียว โดยเป็นทางเดิน
 skywalk มีระยะทาง 200 เมตร สูงพอทีจะสามารถ
 มองเห็นวิวได้ระยะไกล และมองเห็นผืนป่าเขียวชชี
 ทีอยู่ด้านล่าง สัมผัสได้ถึงการเติบโตของป่าจากกล้า
 ไม้เล็กๆ สู่การเป็นป่าปลูกทีสมบูรณ์ รวมไปถึงแหล่ง
 น้ำทีล้อมรอบพื้นที่ป่า เพื่อสร้างความชุ่มชื้น และ
 จำลองน้ำตกทักำให้มีทัศนียภาพสวยงาม เมื่อเดินไป
 สุดทีจะเป็นทางเดินทีเชื่อมไปยัง “หอชมวิว” ที
 ออกแบบเสาเป็นเหล็กกลมเพื่อให้ดูกลมกลืนไปกับ
 ต้นไม้ในป่าได้ง่าย และสามารถเดินขึ้นไปชมวิวยอด
 สูงสุด มองได้รอบ 360 องศา หอชมวิวนี้จะสามารถ
 มองเห็นพื้นที่ป่ากว้างรวมไปถึงตึกรามบ้านช่องใน
 เมืองกรุงทีอยู่ล้อมรอบป่าอีกด้วย ทักำให้รู้ว่ป่าก็
 สามารถอยู่ในเมืองกรุงนี้ได้

ถือว่ “โครงการป่าในกรุง” เป็นโครงการดีๆ อีกแห่ง
 หนึ่งทีสามารถเป็นแหล่งเรียนรู้ทีสำคัญให้กับเด็ก
 เยาวชน และคนทัวไป ได้เข้ามาศึกษา
 แหล่งเรียนรู้ ใกล้ชิดกับธรรมชาติ
 และยังได้กลายเป็นแหล่งทีพักผ่อน
 หย่อนใจ แห่งใหม่ในกรุงเทพฯ ซึ่งเป็น
 ทีดีๆ อีกแห่งหนึ่งทีไม่ควรพลาด
 ในการเยี่ยมชม

ศูนย์การเรียนรู้ ทีตั้ง 8/3 ถนนสุขาภิบาล 2 แขวง
 ดอนไม้ เขตประเวศ กรุงเทพฯ เปิดทักการ ในวัน
 อังคาร-วันอาทิตย์ (หยุดทุกวันจันทร์) ตั้งแต่เวลา
 9.00-16.00 น. เบอร์โทรศัพท์ : 0-2136-6380
 (สามารถเข้าไปจองเข้าเยี่ยมชมโดยมีวิทยากรแนะนำ
 ได้ที pttreforestation.com

ที่มา : www.manager.co.th





ABB ร่วมแสดงความยินดีผู้ว่าการการไฟฟ้านครหลวงคนใหม่

คณะผู้บริหารจากบริษัท เอบีบี จำกัด เข้าเยี่ยมและร่วมแสดงความยินดีกับ คุณชัยยงค์ พัวพงศกร ในโอกาสได้รับการแต่งตั้งเป็นผู้ว่าการการไฟฟ้านครหลวง ณ อาคารสำนักงานใหญ่การไฟฟ้านครหลวง ปทุมวัน



ABB จัดสัมมนาวิชาการที่สหภาพเมียนมา

บริษัท เอบีบี จำกัด จัดงานสัมมนาทางวิชาการในหัวข้อ Energy Efficiency Solutions for Industries and Buildings เพื่อสร้างการรับรู้เรื่องการใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด พร้อมสร้างการตระหนักรู้ในเรื่อง Total Cost of Ownership และการเสริมสร้างเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าเพื่อเพิ่มผลผลิต ให้แก่ลูกค้าและผู้ที่เกี่ยวข้องในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา งานจัดขึ้น ณ โรงแรมเซโน่า และโรงแรมมันดาเลย์ ฮิลล์ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา



ABB ต้อนรับผู้เยี่ยมชมจาก Korean Standards Association

บริษัท เอบีบี จำกัด ให้การต้อนรับ Korean Standards Association กลุ่มบริษัทสมาชิกที่ดำเนินงานด้านวิศวกรรมในประเทศไทย ในโอกาสเข้าเยี่ยมชมโรงงานเอบีบีบางปู จังหวัดสมุทรปราการ พร้อมพูดคุยแลกเปลี่ยนประสบการณ์ด้านการจัดการคุณภาพ การผลิตสินค้า การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม และงานด้านการซ่อมบำรุงของบริษัทฯ

ABB ต้อนรับผู้บริหารจากหลักสูตร “พลังงานสำหรับผู้บริหาร” รุ่นที่ 2

บริษัท เอบีบี จำกัด ให้การต้อนรับคณะผู้บริหารจากหลักสูตร “พลังงานสำหรับผู้บริหาร (Executive Energy Program) ประจำปี 2016 รุ่นที่ 2 จำนวนกว่า 40 ท่าน ในการเข้าเยี่ยมชมโรงงานเอบีบีบางปู จ.สมุทรปราการ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเสริมสร้างความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้องในภาคอุตสาหกรรม โดยได้เข้าชมกระบวนการผลิตและประกอบหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง, Medium voltage switchgear, Low voltage switchgear ระบบควบคุมและป้องกันสถานีไฟฟ้า และ Robot Application Center

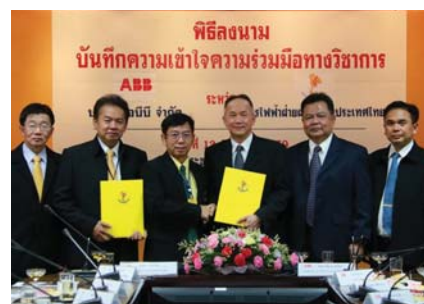


ABB และการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือทางวิชาการ

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยคุณชัยยศ ปิยะวรรณรัตน์ Managing Director Thailand, Myanmar, Cambodia and Laos และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยคุณสุเทพ ธิมคัลยา ผู้ช่วยผู้ว่าการบำรุงรักษาระบบส่ง ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือทางวิชาการด้านระบบส่ง เพื่อถ่ายทอดแลกเปลี่ยนความรู้ด้านเทคโนโลยีและประสบการณ์ ตลอดจนเสริมสร้างความร่วมมือกันทางด้านวิชาการของหน่วยงานทั้งสองในอนาคต



ABB ร่วมงานสัมมนา “EGAT Transmission System Seminar and Best Practice Utilization 2016”

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยแผนก PGHV ได้เข้าร่วมงาน EGAT Transmission System Seminar and Best Practice Utilization 2016 ที่ EGAT Training Center บางปะกง โดยมีคุณสุธน บุญประสงค์ รองผู้อำนวยการระบบส่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และ ดร.สุเทพ ธิมคัลยา ผู้ช่วยผู้ว่าการบำรุงรักษาระบบส่ง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นประธานเปิดงาน ซึ่งเอบีบีได้จัดบูธแสดงผลภัณฑ์และให้ข้อมูลความรู้เกี่ยวกับอุปกรณ์ TEXLIM, High voltage surge arresters นอกจากนี้ ยังมี Mr. Lars-Erik Leu และ Mr. Henry Rianberg ผู้เชี่ยวชาญจากเอบีบีสวีเดน เข้าร่วมเป็นวิทยากรบรรยายให้ความรู้ภายในงานนี้อีกด้วย



ABB สนับสนุนการจัดงานสัมมนาเชิงวิชาการของ IEEE

บริษัท เอบีบี จำกัด โดยแผนก PGHV-Capacitors ร่วมเป็นผู้สนับสนุนการจัดสัมมนาเชิงวิชาการเรื่อง “ปัญหาคุณภาพไฟฟ้าและการแก้ไข : ทฤษฎีและการศึกษา” ซึ่งจัดโดย IEEE Thailand Section และ IEEE Power & Energy Society-Thailand โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์กับวิศวกรไฟฟ้าและเพื่อพัฒนาความรู้ให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ ณ ห้องโกลด์ ศูนย์การประชุมแห่งชาติสิริกิติ์



ABB ร่วมพิธีเปิด “สถานีชาร์จประจวบถนัดไฟฟ้า เพื่อการศึกษาวิจัยด้าน Smart Grid และ Smart Mobility”

บริษัท เอบีบี จำกัด นำโดยคุณชัยยศ ปิยะวรรณรัตน์ Managing Director และคณะผู้บริหารเข้าร่วมพิธีเปิด ‘สถานีชาร์จประจวบถนัดไฟฟ้า เพื่อการศึกษาวิจัยด้าน Smart Grid และ Smart Mobility’ ที่ภาควิชาวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งติดตั้งด้วย ABB Terra 53 CJ EV fast charging station ซึ่งเป็นสถานีชาร์จไฟฟ้าโดยใช้ระยะเวลาสั้นประมาณ 15-30 นาที



115 kV PASS M0. More than 6500 installations all around the world which more than 100 modules contributed by Thailand.

Hybrid modules offer flexible solutions with minimum footprint, pre-tested and pre-assembled units reduce installation time as no testing on site is needed. The concept Multi Functional Modules (MFM) take the advantages with hybrid modules one step further, facilitating permanent or temporary electricity distribution or generation installations.

www.abb.com/highvoltage

Power and productivity
for a better world™

