power quality

01|2018

08 – 13 **Energy storage**

19 – 23 **Modeling insulation in high-voltage substations**

24 – 29 **Safe and powerful**

30 – 35 **Testing of power transformers and shunt reactors**

Editorial

Editor’s Note

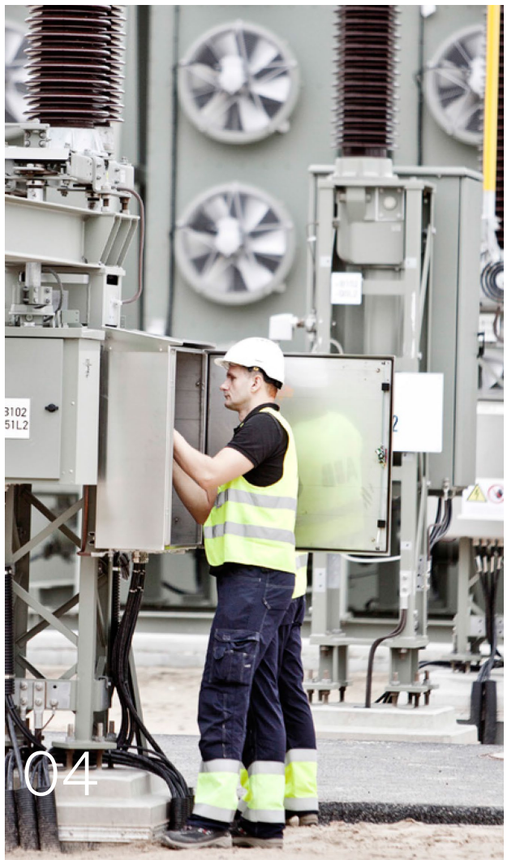
อากาศปลายฤดูหนาวชนต้นฤดูร้อนเปลี่ยนไปมา เดี๋ยวหนาว เดี๋ยวร้อน เดี๋ยวฝน ทำให้หลายคนปรับตัวไม่ทันและมักจะเจ็บป่วยกัน จึงเป็นช่วงที่ควรใส่ใจดูแลสุขภาพให้แข็งแรงรับมือกับการเปลี่ยนแปลงกันเป็นพิเศษ การเตรียมความพร้อมของร่างกายเป็นเรื่องที่ไม่ต้องลงทุนอะไรมากนัก ไม่เจ็บเนื้อ ไม่เจ็บตัว หากเทียบกับการต้องทนทรมานจากความเจ็บป่วย เสียเวลา เสียเงินในการรักษา การดูแลสุขภาพให้แข็งแรงและพร้อมอยู่เสมอ จึงถือเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าที่สุด

คุณภาพไฟฟ้าฉบับแรกของปี 2018 นำเสนอเนื้อหาสาระน่าสนใจ อาทิ Energy Storage ประโยชน์ที่เหนือกว่าการเชื่อมโยงพลังงานหมุนเวียน, Modeling insulation in high-voltage substation รูปแบบการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง, Safe and power ความปลอดภัยและการมีประสิทธิภาพสูง รวมทั้งเรื่องต่อเนื่องประจำฉบับ Testing of power transformers and shunt reactors และ American National Standard (CCVT) สำหรับวันหยุดต้อนรับปิดเทอม พาไปชมความไฉไลของศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย ริมฝั่งแม่น้ำเจ้าพระยา ที่เพิ่งปรับปรุงเสร็จและยังเปิดให้เข้าชมฟรีจนถึงสิ้นเดือนมิถุนายนนี้ โอกาสดีๆ ที่ไม่ควรพลาด พบกันใหม่ฉบับหน้า

เจ้าของ บริษัท เอบีบี จำกัด • จัดทำโดย High Voltage Products, Power Grids Division
สำนักงานใหญ่ 161/1 อาคารเอสจีทาวเวอร์ ซ.มหาดเล็กหลวง 3 ถ.ราชดำริ แขวงลุมพินี เขตปทุมวัน กรุงเทพ 10330 โทร. 0 2665 1000 www.abb.co.th
โรงงาน 322 หมู่ 4 นิคมอุตสาหกรรมบางปู ซ.6 ถ.สุขุมวิท ต.แพรกษา อ.เมือง จ.สมุทรปราการ 10280
บทความและรูปภาพทุกชิ้นใน power quality สงวนสิทธิ์ตามกฎหมาย การจะนำไปเผยแพร่ต้องได้รับความยินยอมเป็นลายลักษณ์อักษรจากผู้เขียนหรือบริษัท เอบีบี จำกัด

Testing of power transformers and shunt reactors (ตอนที่ 6)

Asset Health Center helps AEP



Safe and powerful
ความปลอดภัยและการมีประสิทธิภาพสูง

Modeling insulation in high-voltage substations
รูปแบบการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

ศูนย์การเรียนรู้
ธนาคารแห่งประเทศไทย

02 **Editorial**

Power Quality Series
04 **Asset Health Center helps AEP**

08 **Energy storage**
ประโยชน์ที่เหนือกว่าการเชื่อมโยงพลังงานหมุนเวียน

International Standard Series
14 **American National Standard (CCVT)**

High Voltage Series
19 **Modeling insulation in high-voltage substations**
รูปแบบการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

Special Power Series
24 **Safe and powerful**
ความปลอดภัยและการมีประสิทธิภาพสูง

Power Transformers Series
30 **Testing of power transformers and shunt reactors** (ตอนที่ 6)

Weekend
36 ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย
แหล่งเรียนรู้วิวสวยริมเจ้าพระยา

Health & Wellness
38 บริโภคเครื่องดื่มให้เหมาะสม

39 **Movement**

Power Quality Series

Asset Health Center helps AEP

นิสิทธิ์ พันธวงศ์เดชา
nisith.panthavongdecha
@th.abb.com

พธวรรณ โตบัว
patawan.tobua
@th.abb.com

American Electric Power (AEP) ได้เผชิญหน้ากับความท้าทายสำหรับการเปลี่ยนแปลงอายุของโครงสร้างพื้นฐานของระบบส่ง AEP ตัดสินใจทำงานร่วมกับ ABB เพื่อประยุกต์รวมเข้าด้วยกันกับสำหรับระบบข้อมูลและโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้วและใช้หลักอัลกอริทึม ในการเปลี่ยนแปลงข้อมูลปฏิบัติการไปสู่การตัดสินใจในการปฏิบัติการซ่อมบำรุง

รูปที่ 1

AEP องค์กรสาธารณูปโภคทางไฟฟ้าแบบครบวงจรที่มีระบบส่งกระแสไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในประเทศสหรัฐอเมริกา AEP ดำเนินงานใน 11 รัฐ และให้บริการลูกค้าราว 5.4 ล้านคนทั่วประเทศด้วยระบบส่งที่มีความยาวมากกว่า 64,000 กิโลเมตร สำหรับส่งแรงสูงและระบบจำหน่ายมากกว่า 360,000 กม. ในปัจจุบันอุปกรณ์บางอย่างของ AEP ในอยู่ในสภาวะที่ล้าสมัยและมีอายุการใช้งานที่ยาวนาน ตัวอย่างเช่น หนึ่งในสามของหม้อแปลงไฟฟ้าในระบบส่งของ AEP มีอายุใช้งานมากกว่า 50 ปี ในขณะที่อีก 18 เปอร์เซ็นต์ของหม้อแปลงมีอายุการใช้งานมากกว่า 60 ปีเป็นต้น AEP จึงจำเป็นต้องให้ความสำคัญในการจัดลำดับการเปลี่ยนหรือซ่อมบำรุงอุปกรณ์ต่างๆ โดยคงไว้ซึ่งการบริการที่ดีที่สุดต่อลูกค้า

รายละเอียดโดยรวมของสภาพสินทรัพย์ต่างๆ นั้น ช่วยให้สามารถตัดสินใจเงื่อนไขในการจัดการกับสินทรัพย์นั้นๆ เช่น สินทรัพย์นี้ต้องการบำรุงรักษาอย่างเร่งด่วน สินทรัพย์นี้สามารถรอการซ่อมบำรุงได้และสินทรัพย์ใดจำเป็นต้องเปลี่ยนและเปลี่ยนเมื่อใด

AEP ต้องเจอกับคำถามเกี่ยวกับการป้องกันความล้มเหลวและการบำรุงรักษาให้เต็มประสิทธิภาพ ซึ่งเป็นคำถามที่สาธารณูปโภคทางไฟฟ้าทั้งหมดต้องเจอ (รูปที่ 1)

AEP ได้ตัดสินใจที่จะดำเนินการเรื่องนี้ด้วยการเป็นพันธมิตรกับ ABB สำหรับเทคโนโลยีระบบส่ง โดยการจัดตั้งพันธมิตรนี้ AEP มีพันธสัญญาที่จะสร้างความน่าเชื่อถือของโครงสร้างพื้นฐานในระบบส่งของพวกเขาโดยการจัดลำดับความสำคัญ

รูปที่ 2

—
รูปที่ 1
การติดตามอายุการใช้งานและเงื่อนไขสภาพของสินทรัพย์ รวมถึงความต้องการในการบำรุงรักษาคือ สิ่งที่สาธารณูปโภคทางไฟฟ้าต้องเผชิญ

—
รูปที่ 2
เทคโนโลยี CoreSense™ ของ ABB เป็นตัวอย่างของการเก็บรวบรวมข้อมูลถูก ซึ่งจะถูกทำไปใช้ในระบบ AHC ด้วยเทคโนโลยี CoreSense ข้อมูลต่างๆ ของหม้อแปลงจะถูกเก็บรวบรวมแบบออนไลน์ ทำให้สามารถแจ้งเตือนล่วงหน้าได้ในกรณีที่หม้อแปลงเริ่มเกิดการความผิดพลาด

ในการบำรุงรักษาอย่างถูกต้องรวมถึงการเปลี่ยนสินทรัพย์ต่างๆที่มีอายุการใช้งานยาวนานของพวกเขา เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าว AEP ได้สร้างระบบ Asset Health Center ขึ้นมาเพื่อช่วยในการตัดสินใจเกี่ยวกับทรัพย์สินนั้นๆ

ด้วย Asset Health Center เราสามารถจัดระเบียบและจัดลำดับความสำคัญข้อมูลสินทรัพย์ เพื่อให้พนักงานบำรุงรักษาในสนามและผู้ปฏิบัติงานในห้องควบคุมมีข้อมูลสนับสนุนในการตัดสินใจดำเนินการที่เหมาะสมแก่สินทรัพย์นั้นๆ โดยไม่ได้รับผลกระทบจากข้อมูลที่ไม่เกี่ยวข้องหรือไม่จำเป็น

—
หน้าที่สำคัญของ Asset Health Center คือ การประเมินสภาพของสินทรัพย์อย่างต่อเนื่องและให้คำแนะนำที่เหมาะสมในการจัดการต่อสินทรัพย์นั้นๆ ก่อนที่การทำงานของสินทรัพย์ต่างๆ จะเกิดความล้มเหลว

ด้วยประสบการณ์ในการออกแบบและการจัดการระบบ ซึ่งช่วยให้เทคโนโลยีในการการดำเนินงานและเทคโนโลยีสารสนเทศเกิดความสมดุล ABB ได้ถูกร้องขอในการพัฒนากลยุทธรวมถึงรูปแบบของ Asset Health Center ซึ่งสามารถคาดการณ์ล่วงหน้าได้ โดยสิ่งที่สำคัญที่ต้องคำนึงถึงในโครงการนี้และโครงการที่คล้ายคลึงกันในอุตสาหกรรมประเภทอื่นคือการหลั่งไหลเข้ามาของข้อมูลมหาศาลผ่านทางเซ็นเซอร์อัจฉริยะในไซต์งาน (รูปที่ 2)

ABB มีความสามารถเฉพาะเพียงหนึ่งเดียวในการผสานข้อมูลที่เป็นไปได้ในทางปฏิบัติและเป็นประโยชน์เพื่อสร้างระบบที่รวมเอาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องไว้ทั้งหมด

ระบบ Asset Health Center solution ของ ABB ซึ่งถูกส่งต่อไปยัง AEP ไม่ได้เพียงรูปแบบในการรวบรวมข้อมูลเท่านั้น แต่ยังรวมถึงระบบที่เชี่ยวชาญในการแนะนำการปฏิบัติการระยะสั้น ระยะยาว รวมถึงการจัดลำดับความเร่งด่วน (รูปที่ 3) ความสามารถเหล่านี้ยังมีความจำเป็นในตัดสินใจอย่างมีประสิทธิภาพสำหรับทรัพย์สินนั้นๆ

ความคาดหวังของ AEP คือ ประโยชน์จากการดำเนินงานและผลกำไรจากการบำรุงรักษา อันเกิดจากการรับรู้สถานการณ์เงื่อนไขของสินทรัพย์ต่างๆ โดยอัตโนมัติ เพื่อช่วยในการระบุสินทรัพย์ต่างๆ ที่ต้องการการบำรุงรักษาหรือการเปลี่ยนใหม่ (รูปที่ 4) AEP ได้รายงานถึงผลประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินงานและการบำรุงรักษาและยังสามารถชี้ถึงการป้องกันความผิดพลาดของหม้อแปลงจำนวนหนึ่ง

AEP เป็นผู้ริเริ่มใช้งานและรับรู้ว่า Asset Health Center เป็นนวัตกรรมด้านเทคโนโลยีซึ่งข้อมูลเรียลไทม์และข้อมูลที่ถูกรวบรวมไว้จะถูกเก็บมาจากเครือข่ายและเปลี่ยนเป็นข้อมูลเชิงลึกที่มีความหมายและทันต่อเหตุการณ์ AEP เริ่มการใช้งาน AHC กับหม้อแปลงและซึ่งพวกเขาได้รับรู้ข้อมูลเชิงลึกจากการบำรุงรักษาที่มีประสิทธิภาพและสามารถลดอัตราความล้มเหลวของหม้อแปลงเหล่านั้น พวกเขาตัดสินใจเพิ่มการใช้งานของ AHC กับสินทรัพย์อื่นๆ เช่น เบรกเกอร์ เมื่อเล็งเห็นคุณค่าของระบบ AHC วิสัยทัศน์ระยะยาวของ AEP คือ เพิ่มการใช้งานของระบบ AHC กับสินทรัพย์ทั้งหมด โดยเฉพาะสินทรัพย์หลักที่สำคัญในระบบส่ง

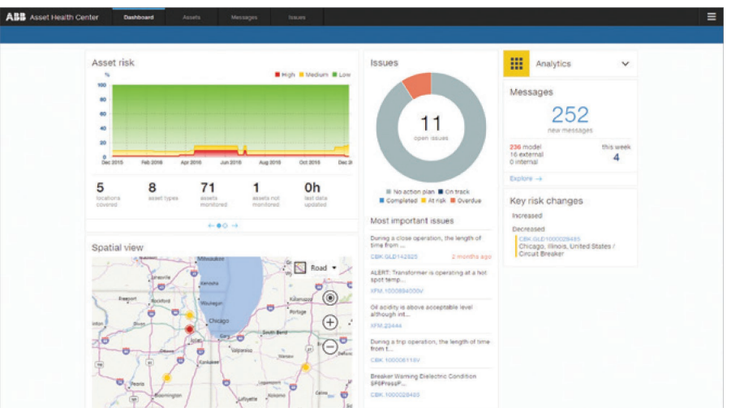
ABB ยังคงพัฒนาระบบ AHC อย่างต่อเนื่อง และได้นำเสนอระบบ AHC เจเนอเรชั่นล่าสุดสู่ท้องตลาด

วิธีการจัดการสินทรัพย์ รุ่นใหม่ที่เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและจัดการต้นทุนอย่างเหมาะสมสูงสุด

ในเดือนกรกฎาคม 2560 ABB ได้เปิดตัวระบบจัดการประสิทธิภาพของสินทรัพย์ (APM) รุ่นใหม่ : ABB Ability™ AHC โดยซอฟต์แวร์รุ่นใหม่ล่าสุดนี้จะช่วยให้อุตสาหกรรมที่ใช้สินทรัพย์จำนวนมาก เพิ่มประสิทธิภาพและจัดการกับต้นทุนได้อย่างเหมาะสมสูงสุด โดยการรวมระบบ APM ของ ABB เข้ากับแพลตฟอร์ม Azure cloud ของ Microsoft

ระบบ AHC ของ ABB ซึ่งเป็นผู้นำในวงการอุตสาหกรรม สามารถให้การวิเคราะห์ล่วงหน้า รวมถึงการปรับแต่งรูปแบบ

รูปที่ 3



รูปที่ 4

—

รูปที่ 3
ระบบ Asset Health Center ของ ABB สามารถแนะนำการปฏิบัติที่ควรกระทำต่อทรัพย์สินนั้นๆ โดยการจัดลำดับความสำคัญอย่างเร่งด่วน

—

รูปที่ 4
หน้าจอแสดงผลของระบบ Asset Health Center ช่วยให้ผู้ใช้งานสามารถเห็นภาพรวมที่ชัดเจนของสภาพสินทรัพย์ ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงของสินทรัพย์นั้น

การใช้งานให้เหมาะสมได้ตามความต้องการ และยังรวบรวมความเชี่ยวชาญของอุตสาหกรรมแต่ละยุคสมัย เพื่อระบุและจัดลำดับความสำคัญของความต้องการในการบำรุงรักษา โดยยึดหลักจากความน่าจะเป็นในการเกิดความล้มเหลวของการทำงานของสินทรัพย์นั้นๆ

โดยการทำงานเหล่านี้ ไม่เพียงแต่สามารถระบุสภาพความเสื่อมของสินทรัพย์นั้น แต่ยังสามารถให้คำแนะนำได้อย่างมืออาชีพ รวมถึงสามารถจัดลำดับความสำคัญในการแก้ปัญหาการวิเคราะห์และการบรรเทาผลกระทบ

Asset Health Center เป็นองค์ประกอบสำคัญของระบบ Connected Asset Lifecycle ของ ABB ซึ่งมีวัตถุประสงค์ที่จะนำเสนอโซลูชั่นแบบองค์รวมสำหรับการจัดการสินทรัพย์ตลอดอายุการใช้งานให้มีประสิทธิภาพสูงสุด (รูปที่ 5) ซึ่ง ABB ได้นำเสนอในรูปแบบของ Software คำสั่งเกี่ยวกับการบริการ (SaaS) และการติดตั้งในแพลตฟอร์ม Azure cloud ช่วยให้การใช้งานสามารถทำได้โดยง่ายและสามารถจัดการคำสั่งการได้รวดเร็วขึ้น นอกเหนือจากนี้การแสดงภาพและการวิเคราะห์ข้อมูลได้รับการปรับปรุง รวมถึงรูปแบบการ

คาดเดาเหตุการณ์ล่วงหน้าอย่างง่าย เช่น ฟังก์ชั่น Cortana Intelligence ได้รวมอยู่ในระบบ AHC

โดยการควบรวมกันของเทคโนโลยีซอฟต์แวร์ของ ABB และแพลตฟอร์มระดับโลกของ Microsoft Azure could ทำให้ระบบ AHC สามารถส่งต่อการแก้ปัญหาในการช่วยองค์กรสาธารณูปโภคทางไฟฟ้าได้รับข้อมูลเชิงลึกใหม่ๆ และสามารถตัดสินใจได้รวดเร็วยิ่งขึ้น ทำให้องค์กรต่างๆ เหล่านั้นสามารถเติบโตได้อย่างมีประสิทธิภาพ

Asset Health Center ในรูปแบบของ Microsoft Azure ช่วยให้ลูกค้าสามารถใช้ประโยชน์จากฟังก์ชั่นของ Azure IoT Suite และ Cortana Intelligence Suite เพื่อเพิ่มความสามารถทางธุรกิจด้วยระบบเครื่องจักรอัจฉริยะ

—

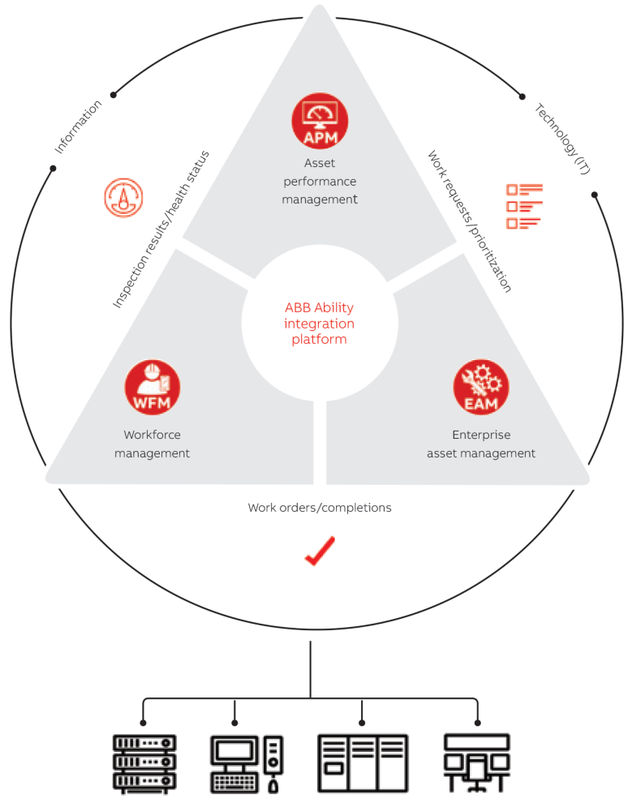
การติดตามปัญหาของ Asset Health Center มั่นใจได้ว่า สามารถระบุความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นและสามารถแก้ไขหรือบรรเทาความเสี่ยงนั้น

ด้วยวิธีนี้ผู้ใช้สามารถพัฒนาจากการวิเคราะห์ทั่วไปสู่การวิเคราะห์แบบกำหนดเฉพาะสำหรับกระบวนการวิเคราะห์ความเสี่ยงตามการเพิ่มประสิทธิภาพในการลงทุนให้สอดคล้องกับมาตรฐาน ISO 55000 และ PAS55

การติดตามปัญหาของ Asset Health Center ช่วยให้มั่นใจได้ว่าความเสี่ยงนั้นๆ จะถูกกระบุได้อย่างถูกต้องและจะได้รับการแก้ไขหรือบรรเทาการแจ้งเตือนและการตรวจสอบจะเป็นฟังก์ชั่นซึ่งช่วยให้ระบบจะตอบสนองต่อความเสี่ยงได้อย่างทันท่วงทีและเหมาะสม

ระบบ Asset Health Center จะเน้นไปยังสินทรัพย์หลักๆ ซึ่งมีความเสี่ยง โดยการแจ้งเตือนถึงการกระทำที่เหมาะสม ณ สภาพของสินทรัพย์นั้นๆ ในระบบ Enterprise Asset Management (EAM) และยังสามารถช่วยระบุความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นล่วงหน้าและวิธีการแก้ไขได้ทันเวลาเพื่อป้องกันไม่ให้ความเสี่ยงนั้นส่งผลกระทบ

ในการคาดการณ์ถึงความเสี่ยงล่วงหน้าและการแก้ไขปัญหาองค์กรสาธารณูปโภคต่างๆ ยังต้องกำหนดปฏิบัติการให้สอดคล้องกับงานประจำ เช่น การตรวจสอบประจำวันหรือตารางการบำรุงรักษาย่อย รวมอยู่ในตารางการทำงานประจำวัน องค์กรสาธารณูปโภคส่วนใหญ่มักจะมีงานค้างมากกว่าทรัพยากรบุคคลที่จะสามารถจัดการได้ในระยะเวลาอันสั้น



รูปที่ 5

—

รูปที่ 5
Asset Health Center เป็นส่วนประกอบของระบบ CALM ของ ABB

Asset Health Center จะช่วยรวบรวมงานที่ยังค้างทั้งหมดและใช้ขั้นตอนวิเคราะห์อย่างเป็นระบบ ช่วยแนะนำคำสั่งที่จำเป็นในการจัดตารางการบำรุงรักษาที่เหมาะสมกับความเสี่ยงนั้นได้

Asset Health Center เป็นองค์ประกอบสำคัญของแนวคิดสถานีไฟฟ้าย่อยแบบดิจิตัลของ ABB ซึ่งจะรวบรวมข้อมูลของสภาพอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของสถานีย่อยและบริหารจัดการต้นทุนของสถานีย่อยนั้นๆ โดยการลดช่วงพักของหม้อแปลงและเซอร์กิตเบรคเกอร์ได้ถึง 50 เปอร์เซ็นต์

ระบบ Asset Health Center เป็นตัวอย่างของการเชื่อมต่อผ่าน IOT ของระบบ Ability ของ ABB โดยระบบ Ability ของ ABB นั้น เป็นการนำแนวคิดด้านดิจิตัลในการเปลี่ยนข้อมูลเชิงลึกไปสู่การปฏิบัติเพื่อสร้างมูลค่าให้แก่ลูกค้า

Asset Health Center ใช้การทำนายและกำหนดวิเคราะห์รวมทั้งรูปแบบที่กำหนดเองได้ที่รวบรวมความเชี่ยวชาญของอุตสาหกรรมในแต่ละยุค

ABB Ability Asset Health Center ผ่านทาง Microsoft Azure cloud หรือ Asset Health Center

สามารถให้การบริการได้ผ่าน Azure cloud หรือติดตั้งในสถานที่ในสมมุติฐาน โครงสร้างของมันสามารถปรับขนาดได้ช่วยให้ลูกค้าสามารถขึ้นระบบและทำงานได้ภายในไม่กี่ชั่วโมงเพื่อให้ได้ผลตอบแทนที่รวดเร็วเกี่ยวกับความพยายามและมีความเสี่ยงต่ำ

Asset Health Center สามารถปรับขนาดได้ถึง enterprise-level, สอดคล้องกับข้อกำหนดหลักของ IT เช่น ความปลอดภัยในระบบไซเบอร์ การลงชื่อเพียงครั้งเดียวและบูรณาการมาตรฐานเดียวกันในระบบอื่นๆ การประยุกต์สามารถขยายไปยังการวิเคราะห์และสามารถพัฒนาขึ้นพร้อมกับการเติบโตของโปรแกรมการจัดการสินทรัพย์ของผู้ใช้เพราะ Asset Health Center สร้างขึ้นจาก Azure และ Cortana Intelligence Suite ผู้ใช้สามารถเพิ่มส่วนขยายได้ และดูแลรักษาโดยชุดทักษะทั่วไป หลีกเลี่ยงความต้องการเฉพาะการฝึกอบรมแพลตฟอร์ม

Power Quality Series

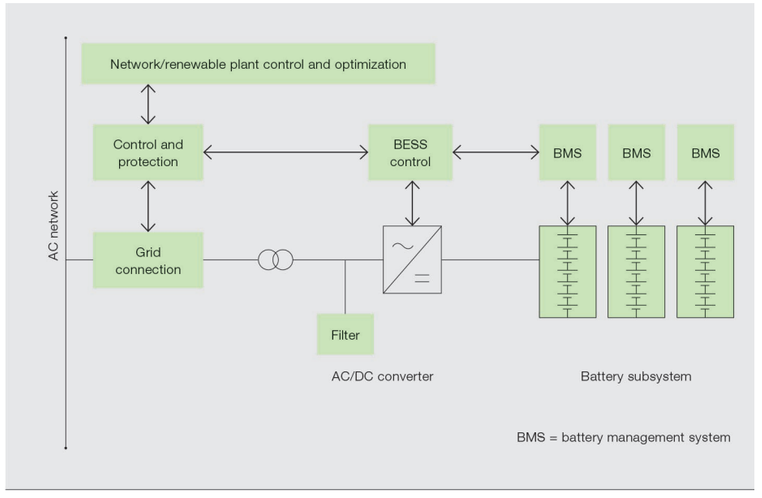
Energy storage

ประโยชน์ที่เหนือกว่าการเชื่อมโยงพลังงานหมุนเวียน

ร.ต.ดร.โตศักดิ์ ทัศนานุตริยะ
ttosak@yahoo.com

Pat Hayes, Janissa Arevalo – ปัจจุบันหลายๆ ประเทศอยู่ในขั้นเริ่มต้นของการปฏิวัติพลังงานหมุนเวียน อย่างไรก็ตาม ขนาดของการผลิตไฟฟ้าที่อิงตามพลังงานแสงอาทิตย์และลมต่อเข้ามาในโครงข่ายไฟฟ้าทะยานขึ้นอย่างมาก ผู้ปฏิบัติการกำลังพบกับความยุ่งยากต่อการรักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้า ด้วยสองเหตุผลหลัก สำหรับการนี้คือ การผันแปรระยะสั้นและความคาดคะเนได้ยากต่อความเป็นไปโดยธรรมชาติของแหล่งพลังงานหมุนเวียน ระบบสะสมพลังงาน (energy storage system: ESS) สามารถจัดการปัญหาในประเด็นเหล่านี้ได้ และเป็นส่วนสนับสนุนที่สำคัญต่อวิวัฒนาการของโครงข่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ระบบสะสมพลังงานสามารถทำงานได้ยิ่งไปกว่านั้นอีก การบรรจุระบบสะสมพลังงานไว้ในยุทธศาสตร์ของการไฟฟ้าสามารถเสนอวิธีการใหม่ๆ สำหรับส่งเสริมการจัดหาและราคาของพลังงานไฟฟ้า พร้อมกับการบริการด้วยและจัดเตรียมวิธีการเพื่อใช้ประโยชน์ระบบไฟฟ้าทั้งหมดได้อย่างเหมาะสมที่สุด

—
รูปที่ 1
ไดอะแกรมการทำงานของระบบสะสมพลังงานชนิดแบตเตอรี่



รูปที่ 1

การสะสมพลังงานไฟฟ้าประกอบไปด้วยเทคโนโลยี แบตเตอรี่ไฟล์วิลส์ ระบบสูบน้ำกลับ ระบบสะสมพลังงานเชิงความร้อน และระบบอัดอากาศ รถยนต์ไฟฟ้าสามารถนำมาใช้เป็นระบบสะสมพลังงานได้เช่นกัน

ปัจจุบันนี้ การไฟฟ้าส่วนใหญ่นิยมใช้ระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) เนื่องจากสะดวกต่อการเพิ่มหรือลดขนาดและสามารถนำไปใช้ได้เกือบทุกหนทุกแห่ง

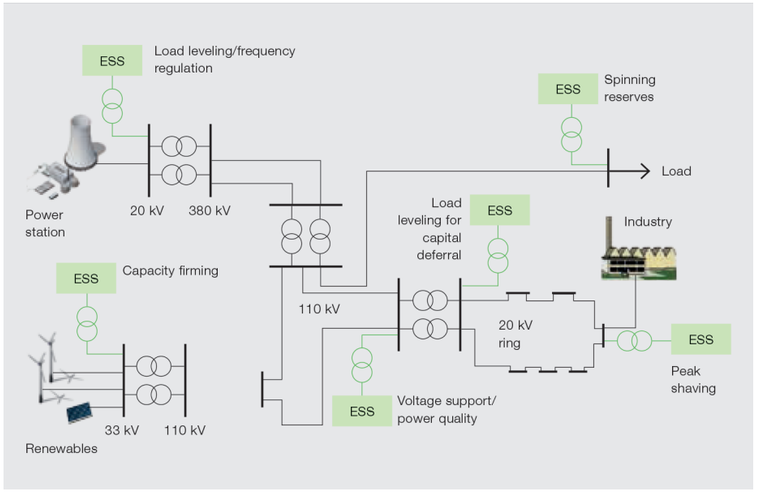
หากไม่คำนึงถึงเทคโนโลยีที่ใช้แล้ว ระบบสะสมพลังงานที่สมบูรณ์สามารถทำงานได้โดยลำพัง (standalone) หรือต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า โดยมีส่วนประกอบหลักๆ อยู่ 4 ส่วน ได้แก่ ตัวสะสมพลังงาน ระบบควบคุม ระบบแปลงผันกำลังไฟฟ้าและอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ (balance of plant: BOP) การออกแบบส่วนประกอบเหล่านี้ ขึ้นอยู่กับการประยุกต์ใช้งานและขนาดพิกัดกำลังที่ต้องการ ตัวสะสมพลังงานสามารถอิงตามเทคโนโลยีของแบตเตอรี่ชนิดใดชนิดหนึ่งนั่นคือ ลิเธียม-ไอออน โซเดียม-ซัลเฟอร์ นิเกิล-แคดเมียม กรดตะกั่ว หรือโฟว์แบตเตอรี่ (flow battery) สำหรับระบบที่ต้องการกำลังสูงๆ สามารถต่อระบบแปลงผันกำลังไฟฟ้าขนานเข้าไปเพื่อให้มีการควบคุมการไหลของกำลังจริงและกำลังรีแอกตีฟทั้งสองทิศทางเป็นไปอย่างไดนามิกส์ นอกจากนี้ระบบควบคุมและเฝ้าตรวจยอมให้ทุกส่วนประกอบมีการทำงานด้วยมือและอัตโนมัติเสริมเข้าไปกับระบบสะสมพลังงานโปรโตคอลของการสื่อสารรองรับการควบคุมและเฝ้าตรวจ และอาจจัดเตรียมการพยากรณ์โหลดและสภาพอากาศด้วย ระบบส่วนประกอบที่เพิ่มและจำเป็นต้องใช้คือ อุปกรณ์ BOP เช่น หม้อแปลงอุปกรณ์ป้องกันและสวิตช์เกียร์ เพื่อให้แน่ใจถึงความปลอดภัยและความเชื่อถือได้ต่อการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้าและการทำงานของระบบ (รูปที่ 1)

การประยุกต์ใช้งานและประโยชน์ของระบบสะสมพลังงาน
ประโยชน์ของระบบสะสมพลังงานทอดยาวไปทั้งระบบผลิตส่งและจำหน่ายไฟฟ้านั่นคือ จากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไปจนถึงผู้ใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้เทคโนโลยีตัวสะสมพลังงานและอิเล็กทรอนิกส์กำลังสมัยใหม่สามารถรองรับการทำงานของโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ที่ต่อเข้ามาในระบบ พร้อมด้วยระบบไฟฟ้าขนาดเล็กที่ก่อสร้างแยกออกมา ครอบคลุมการใช้งานต่างๆ อย่างกว้างขวาง (รูปที่ 2)

การควบคุมค่าความถี่
การใช้ระบบสะสมพลังงานเพื่อจัดเตรียมบริการเสริม (ancillary services) เช่น การควบคุมค่าความถี่ หรือปฏิบัติตัวเป็นกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองสำหรับโครงข่ายไฟฟ้า ซึ่งกำลังพิสูจน์ถึงความสำเร็จของโมเดลธุรกิจที่มีการลดค่าใช้จ่ายปฏิบัติการและบำรุงรักษาให้ต่ำสุดกับปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าแบบดั้งเดิมอย่างมีนัยยะ สำหรับการควบคุมค่าความถี่ ESS ถูกอัดประจุหรือคายประจุในการตอบสนองต่อการเพิ่มหรือลดความถี่ของโครงข่ายไฟฟ้าอันเนื่องมาจากความไม่สมดุลกำลังไฟฟ้าของแหล่งจ่ายและโหลด วิธีการนี้น่าสนใจเนื่องจากเวลาตอบสนองได้รวดเร็วและปล่อยให้ทำงานอย่างอิสระ

กำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง
เพื่อจัดเตรียมกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างมีประสิทธิผล ESS ถูกอัดประจุไว้ให้พร้อมสำหรับการตอบสนองต่อการขัดข้องของการผลิตหรือส่งและจ่ายไฟฟ้า ระบบสามารถตอบสนองด้วยการจ่ายไฟฟ้าภายในเวลาเป็นมิลลิวินาที เพื่อทำให้โครงข่ายไฟฟ้ามีไฟฟ้าจ่ายอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่เครื่องกำเนิด

—
รูปที่ 2
การประยุกต์ใช้งานระบบสะสมพลังงาน



รูปที่ 2

ไฟฟ้าสำรองเริ่มเดินเครื่อง เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่สามารถใช้งานได้นั้นจ่ายกำลังขาออกได้อย่างเหมาะสม โดยไม่ต้องเดินเครื่องไว้เปล่าๆ สำหรับการรักษาขีดสามารถของกำลังผลิตไฟฟ้าสำรอง

การเกลี่ยระดับโหลด

การเกลี่ยระดับโหลด (load leveling) เป็นเรื่องเกี่ยวกับการสะสมกำลังไฟฟ้าในช่วงที่ระบบมีโหลดน้อยๆ และจ่ายไฟฟ้าออกมาในในช่วงที่ระบบมีความต้องการไฟฟ้าสูงๆ การจ่ายไฟฟ้าของ ESS เป็นการลดโหลดของการผลิตไฟฟ้าช่วงเวลาโหลดค่ายอดที่ไม่ประหยัด เมื่อการไฟฟ้าต้องออกแบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สอดคล้องกับกำลังสูงสุดที่ต้องใช้ การมีระบบสะสมพลังงานอยู่ข้างๆ โหลดทำให้ยืดเวลาการลงทุน เพื่อปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าหรือก่อสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ออกไปได้

การตัดโหลดค่ายอด

การตัดโหลดค่ายอด (peak shaving) เหมือนกันกับการเกลี่ยระดับโหลด แต่เป็นการตัดความต้องการไฟฟ้าค่ายอดแทนที่การประหยัดค่าใช้จ่ายด้านปฏิบัติการของระบบไฟฟ้า การติดตั้งระบบตัดโหลดค่ายอดมักเป็นเรื่องของผู้ใช้ไฟฟ้ามากกว่าการไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทธุรกิจและอุตสาหกรรมได้รับประโยชน์จากการบริหารจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้าและค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (demand charge)

คุณภาพไฟฟ้า

สำหรับการประยุกต์ใช้งานด้านคุณภาพไฟฟ้านั้น ESS อาจช่วยป้องกันโหลดส่วนปลายจากเหตุการณ์ช่วงสั้นๆ ที่มีผลกระทบต่อคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายออกไป ตัวอย่างเช่น แรงดันกระเพื่อมเนื่องจากเหตุการณ์ดังเช่น อุปกรณ์ไฟฟ้าขัดข้อง กิ่งไม้ตกลงบนเสาไฟฟ้า หรือการเปลี่ยนแปลงกำลังขาออกจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งสามารถสร้างผลกระทบด้านลบต่อคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายออกไปให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ประเด็นคุณภาพไฟฟ้าเหล่านี้ สามารถนำไปสู่การเกิดไฟฟ้าดับแบบหมุนเวียน (brownouts) และเป็นไปได้ที่ไฟฟ้าจะดับอย่างสมบูรณ์ ESS สามารถจัดเตรียมแรงดันชั่วขณะ รองรับการจ่ายออกหรือรับเข้าทั้งกำลังจริงและกำลังรีแอกตีฟ นอกจากนี้ ESS อาจให้บริการเหมือนกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าแบบไม่หยุดชะงัก (UPS) เมื่อเกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องจนไม่ทำงาน จึงเป็นการเสริมคุณภาพไฟฟ้าที่จ่ายไปให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้ดียิ่งขึ้น

ขนาดกำลังที่แน่นอน

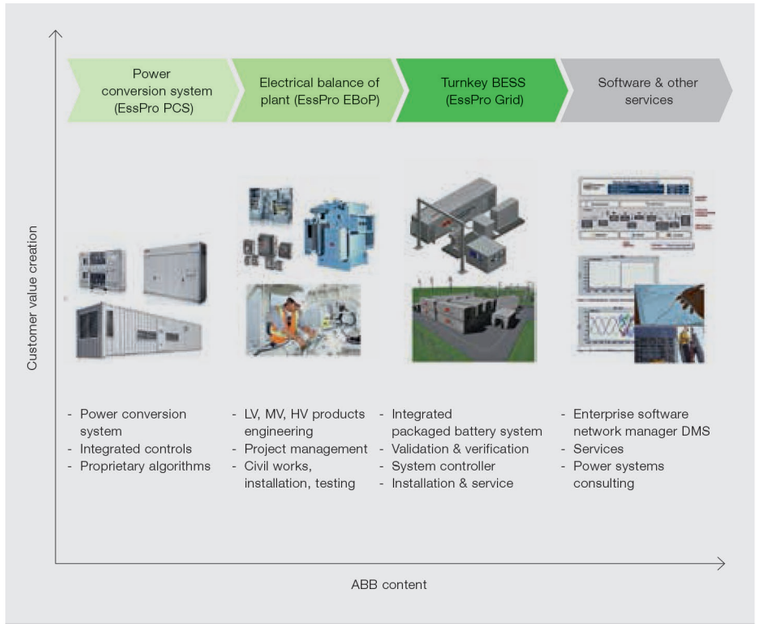
การรักษาการเปลี่ยนแปลงของกำลังขาออกที่ไม่แน่นอนจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนให้อยู่ที่ระดับของสัญญา (ที่แน่นอน) ตามระยะเวลาที่กำหนดเรียกว่า ขนาดกำลังที่แน่นอน (capacity firming) ESS ทำให้กำลังขาออกเรียบและควบคุมอัตราการเพิ่มของกำลังไฟฟ้า (ramp rate: MW/min) เพื่อขจัดการแกว่งของแรงดันและกำลังไฟฟ้าในโครงข่ายไฟฟ้า

—

สำหรับทุกการประยุกต์ใช้งาน ABB เสนอส่วนประกอบระบบสะสมพลังงานที่เหมาะสมและวิธีการแก้ปัญหาอย่างสมบูรณ์ เพื่อช่วยให้รักษาเสถียรภาพและความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้าและเป็นแหล่งจ่ายพลังงานที่มีคุณภาพสูง

วิธีการแก้ปัญหาของ ABB สามารถใช้ได้กับข้อกำหนดทางไฟฟ้าช่วงจากร้อยกิโลวัตต์ไปจนถึงสิบเมกะวัตต์ และพร้อมสำหรับต่อเชื่อมกับโครงข่ายไฟฟ้าแรงดันปานกลางหรือแรงดันสูง (รูปที่ 3) ตัวอย่างเช่น ระบบ EssPro™ Grid มี

—
รูปที่ 3
ข้อเสนอของ ABB: จากระบบแปลงผันกำลังไปจนถึงวิธีการแก้ปัญหาอย่างบูรณาการ



รูปที่ 3

ลักษณะเด่นรวมถึงการควบคุมกำลังจริงและกำลังรีแอกตีฟเชิงไดนามิกส์ เครื่องกรองฮาร์มอนิกส์แบบแอกตีฟ วิธีการทำงานแบบแยกอิสระ (islanding) และความสามารถในการเริ่มเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลังจากไฟฟ้าดับ (black start) นอกจากนี้ การใช้งานอัลกอริทึมควบคุมขั้นสูงทำให้มั่นใจถึงการปฏิบัติตามมาตรฐานของการไฟฟ้าตลอดจนความรู้เชิงลึกของกฎระเบียบการเชื่อมโยงกับโครงข่ายไฟฟ้า

การใช้วิธีเชิงยุทธศาสตร์

เพื่อให้ประโยชน์เหล่านี้เป็นจริง ระบบสะสมพลังงานต้องเป็นส่วนที่รวมเข้ากับโครงข่ายของการไฟฟ้า ไม่เป็นส่วนประกอบที่แยกออกมาตามความต้องการของท้องถิ่นในขณะนั้น การเพิ่มระบบสะสมพลังงานซับซ้อนมากกว่าเป็นการซื้อฮาร์ดแวร์และนำมาต่อเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า แล้วปรับแรงดันให้เป็นไปตามมาตรฐาน การไฟฟ้าต้องการดูลึกไปถึงกลยุทธ์หรือระดับท้องถิ่นและใช้การพิจารณาแบบองค์รวมหรือเชิงยุทธศาสตร์ทั้งส่วนประกอบด้านกายภาพและด้านการเงินของระบบสะสมพลังงาน

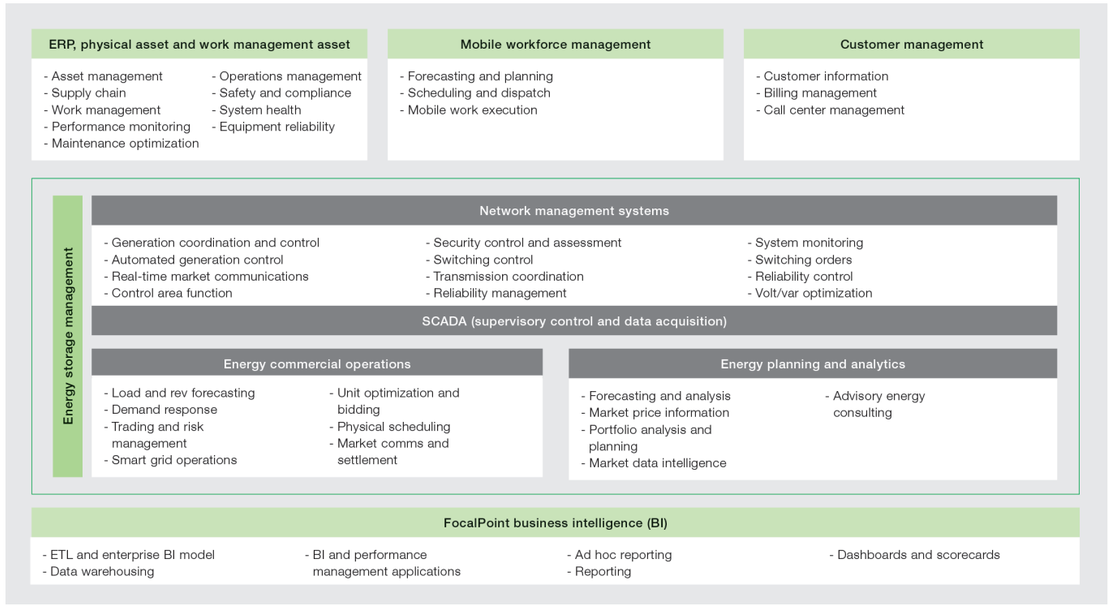
ขั้นตอนแรกควรพัฒนาแผนระยะยาวให้ตรงกับเป้าหมายของการไฟฟ้าก่อน การเริ่มต้นยังไม่ต้องไปพึ่งพิงกับเทคโนโลยีระบบสะสมพลังงาน เปิดทางให้การไฟฟ้ากำหนดการสั่งการทำงานของระบบสะสมพลังงานให้ดีที่สุดได้อย่างไร โดยอิงกับการพยากรณ์ราคาค่าพลังงานและจะจัดเตรียมไฟฟ้าที่ต้นทุนต่ำสุดได้อย่างไร

การไฟฟ้าที่ดำเนินงานกับโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้าต้องการระบุจุดอ่อนของโครงข่ายเป็นสิ่งแรก เมื่อระบบสะสมพลังงานสามารถช่วยเสริมความเชื่อถือได้ของระบบได้ หลังจากนั้นจึงกำหนดจุดเชื่อมต่อระบบสะสมพลังงานที่เหมาะสมต่อไป ABB มีประสบการณ์ในการศึกษาโครงข่ายไฟฟ้ามาอย่างยาวนาน และสามารถสนับสนุนกระบวนการออกแบบ BESS ให้ได้รับประโยชน์สูงสุดทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

นอกจากนี้ผู้ปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้าต้องทำการตัดสินใจโดยอิงตามสมรรถนะของโครงข่ายไฟฟ้า การตัดสินใจเหล่านี้ถูกอิงกับการทำนายค่าไฟฟ้า การใช้ค่าไฟฟ้าเหล่านั้นไปพยากรณ์จำนวนความถี่ในการเดินเครื่องระบบสะสมพลังงานและผลประโยชน์ที่จะได้รับตลอดช่วงระยะเวลาที่กำหนด ในการนี้ยังต้องการข้อมูลขาเข้าที่เกี่ยวกับการพยากรณ์สภาพอากาศ การพยากรณ์โหลด ความรู้ในโครงข่ายไฟฟ้าและระยะเวลาตลอดอายุการใช้งานและค่าใช้จ่ายในวงรอบชีวิตของระบบ โดยการพิจารณาองค์ประกอบหลักเหล่านี้ระบบสะสมพลังงานสามารถทำให้การปฏิบัติการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเสริมความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้า

สมรรถนะสูงสุด

เมื่อทำการวิเคราะห์เชิงยุทธศาสตร์เสร็จสมบูรณ์แล้ว การไฟฟ้าจะวางแนวทางเพื่อกำหนดเทคโนโลยีและขนาดที่เหมาะสมสำหรับแต่ละการประยุกต์ใช้งาน เพื่อให้ได้รับผลประโยชน์สูงสุดจากการลงทุนระบบสะสมพลังงาน การไฟฟ้าต้องใช้ระบบนี้ให้มีประสิทธิภาพมากเท่าที่เป็นไปได้ และให้ได้ผลตอบแทนมากที่สุดในเวลาที่กำหนด จึงต้องการใช้ซอฟต์แวร์ที่สามารถเฝ้าตรวจและควบคุมมากกว่าระบบสะสมพลังงาน



รูปที่ 4

—
รูปที่ 4
แผนผังซอฟต์แวร์วิธีการแก้ปัญหาขององค์กร

เพียงอย่างเดียว ซอฟต์แวร์นี้ต้องสามารถทำให้ผู้ปฏิบัติการโครงข่ายไฟฟ้ามองเห็นภาพโครงข่ายไฟฟ้าทั้งหมด ซอฟต์แวร์วิสาหกิจ (Enterprise software) ของ ABB สร้างตัวเชื่อมระหว่างระบบสะสมพลังงานกับผู้ใช้งาน มันสามารถแสดงแผนผังการกระจายของแหล่งพลังงานลงบนโครงข่ายไฟฟ้า ขณะเดียวกันก็ใช้อัลกอริทึ่มขั้นสูงวิเคราะห์การพยากรณ์สภาพอากาศและทำนายโพรไฟล์ของโหลด เพื่อช่วยการไฟฟ้าจัดทำรายการอัดประจุและคายประจุของระบบสะสมพลังงาน

รูปที่ 5

—
รูปที่ 5
EssPro Grid BESS ขนาด 1 MW/15 min ที่การไฟฟ้า EKZ ใน Dietikon สวิตเซอร์แลนด์

ให้เหมาะสมที่สุด (รูปที่ 4) ไม่เพียงแต่เสริมประสิทธิภาพการทำงานอย่างเดียว แต่จัดเตรียมการเข้าถึงได้ทันทีเมื่อมีผู้ต้องการใช้แหล่งจ่ายระบบสะสมพลังงานนี้ด้วย

การปรับปรุงระบบสะสมพลังงานและการรักษาเสถียรภาพของโครงข่ายไฟฟ้า

ในปี 2012, EKZ (หนึ่งในบริษัทจำหน่ายไฟฟ้าใหญ่ที่สุดของสวิตเซอร์แลนด์) ร่วมกับ ABB ทดสอบการใช้งานโครงการระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ (BESS) ที่ใหญ่ที่สุดในสวิตเซอร์แลนด์ (รูปที่ 5) เพื่อเพิ่มกำลังไฟฟ้าให้กับโครงข่ายไฟฟ้าได้ตามความต้องการ ABB จัดส่งและติดตั้งระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ชนิดลิเธียม-ไอออน ที่สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้า 1 MW เป็นเวลา 15 นาที BESS ดังกล่าวถูกต่อเข้ากับโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้าของ EKZ และถูกใช้สำหรับการสมดุลโหลดค่ายอดจัดการกับแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่ไม่แน่นอน และเพิ่มประสิทธิภาพโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้าในการทำงานแบบแยกอิสระ มันสามารถจ่ายไฟฟ้าให้อาคารสำนักงานได้อย่างสมบูรณ์ BESS มีความสามารถควบคุมกำลังรีแอกตีฟและสามารถให้บริการเป็นตัวควบคุมกำลังสำรองปฐมภูมิสำหรับโครงข่ายระบบส่ง มีประสบการณ์สำคัญที่เพิ่มขึ้นมากับการต่อรวมเข้ากับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และสถานีอัดประจุรถยนต์ไฟฟ้า

BESS รองรับการเชื่อมโยงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนเกาะ Kauai

เมื่อกลุ่มของเกาะตั้งอยู่ห่างไกลจากแผ่นดิน มลรัฐฮาวายในสหรัฐอเมริกาต้องการนำเข้าเชื้อเพลิงทุกชนิดสำหรับใช้ผลิตไฟฟ้า จึงมีต้นทุนค่าพลังงานสูง เป็นผลให้รัฐรับเอาแหล่งพลังงานหมุนเวียนกับเจตนาให้เพียงพอกับความต้องการพลังงานทั้งหมดในปี 2040 การไฟฟ้าของเกาะ Kauai (Kauai Island Utility Cooperative: KIUC) เป็นการไฟฟ้าท้องถิ่นที่ไม่แสวงหากำไรในฮาวายให้บริการกับผู้ใช้ไฟฟ้า 32,000 ราย กำลังมองหาเทคโนโลยี BESS เพื่อช่วยรักษาความเชื่อถือได้และประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าที่มีการจัดหาไฟฟ้ามาจากพลังงานหมุนเวียนด้วยปริมาณมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง

รูปที่ 6

—
รูปที่ 6
EssPro PCS c600 ของ ABB

ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 12 MW อยู่ระหว่างการก่อสร้างที่ Anahola นั้น KIUC ใช้ BESS ชนิดลิเธียม-ไอออน ขนาด 6 MW/4.63 MWh ประกอบด้วยแบตเตอรี่ 8 คอนเทนเนอร์ จัดหาโดย SAFT (ผู้นำการผลิตแบตเตอรี่ขั้นสูง) และระบบแปลงผันกำลังไฟฟ้าขนาด 6 MW ของ ABB พร้อมกับคอนเทนเนอร์ครอบ 2 ชุด วัตถุประสงค์หลักของ BESS คือ การคุมค่าแรงดันจำหน่ายไฟฟ้าที่บัสไฟฟ้ากระแสสลับ เพื่อป้องกันสภาพแรงดันตกและแรงดันเกิน เป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าสำรองพร้อมจ่ายไฟฟ้าทันทีที่เกิดเหตุการณ์ไฟฟ้าดับ และช่วยรักษาระดับความถี่ระหว่างที่เกิดสูญเสียกำลังผลิตหรือมีโหลดเพิ่มมากขึ้นอย่างทันทีทันใด

ระบบสะสมพลังงานรองรับการเชื่อมโยงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมในแคนาดา

ปี 2013, Cowessess First Nation ติดตั้งกังหันลมของ Enercon ขนาด 800 kW พร้อมกับระบบสะสมพลังงานแบตเตอรี่ชนิดลิเธียม-ไอออนขนาด 400 kW/744 kWh และระบบแปลงผันกำลังไฟฟ้า ESSPro ของ ABB ในพื้นที่ชนเผ่าจังหวัด Saskatchewan ประเทศแคนาดา เป็นการแก้ปัญหาการลดลงและการไหลของกำลังไฟฟ้าจากกังหันลม ทำให้การจ่ายไฟฟ้าในช่วงเวลาโหลดค่ายอดมีความเชื่อถือได้

ในวันที่มีลมแรงระบบของ Cowessess สามารถจ่ายไฟฟ้า 1 MW เป็นเวลา 1 ชั่วโมงเต็ม โดยกังหันลมจ่ายไฟฟ้าให้ 800 kW และอีก 200 kW จ่ายมาจากแบตเตอรี่

นอกจากนี้ระบบสามารถขยายเวลาการใช้กังหันลมเป็นแหล่งจ่ายไฟฟ้าที่แน่นอน (firm) ออกไปได้ โครงการได้พิสูจน์แล้วว่าระบบได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดตามมาตรฐาน anti-islanding เมื่อโครงข่ายไฟฟ้าไม่มีไฟฟ้าและกังหันลมยังคงผลิตไฟฟ้าอยู่ระบบถูกใช้ในการประสานกับโปรแกรมตอบสนองความต้องการ (demand response) ของการไฟฟ้าด้วยและได้รับการพิสูจน์แล้วว่าเทคโนโลยีทำงานได้ดีสำหรับการประยุกต์ใช้งานนี้

การให้บริการ BESS แบบเบ็ดเสร็จของ ABB มีส่วนสำคัญต่อการสนับสนุนให้มีการเสริมความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้านั่นคือความต้องการในการปรับปริมาณพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสมกับโครงข่ายไฟฟ้า และการบริหารการผลิตไฟฟ้าให้ได้ประโยชน์สูงสุดทั่วโลก (รูปที่ 6) เมื่อระบบไฟฟ้ามีการพัฒนาไปและเพิ่มความซับซ้อนมากขึ้น ความสำคัญของ BESS ต่อห่วงโซ่คุณค่าของระบบไฟฟ้าจะยิ่งเพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย

เรียบเรียงจาก
Pat Hayes, Janissa Arevalo, “Energy storage,”
ABB Review 4/15, pp. 42-49.

International Standard Series

American National Standard Requirements for Power-Line Carrier Coupling Capacitors and Coupling Capacitor Voltage Transformers (CCVT)

ข้อกำหนดกฎเกณฑ์ตามมาตรฐานอเมริกัน สำหรับตัวเก็บประจุเชื่อมต่อสัญญาณสื่อสารผ่านสายส่งไฟฟ้าและหม้อแปลงแรงดันแบบตัวเก็บประจุเชื่อมต่อ (ซีซีวีที)

สมชัย เจริญศรีเกษม
somchai.char@egat.co.th

ตารางที่ 3 – พิกัดแรงดัน, ความคงทนของไดอิเล็กตริก, ระยะรั่วตามผิวฉนวน, และอัตราส่วนตามป้ายชื่อ ๑๒๖ – ๑๓๙

แรงดันระบบตามปกติ (หมายเหตุ 1) (กิโลโวลต์)	แรงดันระบบสูงสุด (หมายเหตุ 2) (กิโลโวลต์)	แรงดันที่กำหนดสูงสุด (หมายเหตุ 3) (กิโลโวลต์)	แรงดันความถี่กำลังที่สามารถทนได้อย่างน้อยที่สุด (กิโลโวลต์)		ระดับการฉนวนอิมพัลส์มูลฐาน (BIL) อย่างน้อยที่สุด (กิโลโวลต์)	ระดับการฉนวนสวิตชิ่งอิมพัลส์มูลฐาน (BSL) อย่างน้อยที่สุด (กิโลโวลต์)	ระยะรั่วตามผิวฉนวนอย่างน้อยที่สุด (นิ้ว (มม.))		ซีซีวีที	
			1 นาที ผิวแห้ง	10 วินาที ผิวเปียก				แรงดันอ้างอิงในการทำงาน (หมายเหตุ 4) (โวลต์)	อัตราส่วนตามป้ายชื่อ (หมายเหตุ 4) อัตราส่วนค่าต่ำ	อัตราส่วนค่าสูง
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11
34.5	36.2	21	85	72	200	-	26 (660)	20125	175:1	300:1
46	48.3	28	110	95	250	-	35 (890)	27600	240:1	400:1
69	72.5	42	165	140	350	-	48 (1220)	40250	350:1	600:1
115	121	70	265	230	550	-	79 (2010)	69000	600:1	1000:1
138	145	84	320	275	650	-	92 (2340)	80500	700:1	1200:1
161	169	98	370	325	750	-	114 (2900)	92000	800:1	1400:1
230	242	140	525	460	1050	-	154 (3910)	138000	1200:1	2000:1
345	362	209	785	680	1550	975	230 (5840)	207000	1800:1	3000:1
500	550	318	900	780	1800	1300	350 (8890)	287500	2500:1	4500:1
765	800	462	1200	1050	2425	1675	510 (12950)	431250	3750:1	6250:1

หมายเหตุ
1 ค่าตั้งแต่ 34.5 กิโลโวลต์ ถึง 230 กิโลโวลต์ สมนัยกับแรงดันระบบปกติที่นิยมใช้ตาม ANSI C84.1, และตั้งแต่ 345 กิโลโวลต์ ถึง 765 กิโลโวลต์ สมนัยกับตัวอย่างแรงดัน “ปกติ” ที่ให้ไว้ใน ANSI C92.2.
2 ค่าตั้งแต่ 36.5 กิโลโวลต์ ถึง 242 กิโลโวลต์ สมนัยกับแรงดันสูงสุดของย่านที่เผื่อไว้ของแรงดัน ณ สถานีไฟฟ้าแรงสูงและบนระบบส่งไฟฟ้า ตามที่ให้ไว้ใน ANSI C84.1, และตั้งแต่ 362 กิโลโวลต์ ถึง 800 กิโลโวลต์ สมนัยกับแรงดันระบบสูงสุดที่นิยมใช้ตามที่ให้ไว้ใน ANSI C92.2.
3 ค่าเหล่านี้เป็นแรงดันเฟสเทียบกับดินที่สมนัยกับแรงดันระบบสูงสุดหารด้วย 3.
4 สำหรับซีซีวีทีในตารางนี้ ซึ่งมีอัตราส่วนสองค่าที่เลือกได้ โดยอาศัยจุดต่อแยกที่อยู่ในขดลวดทุติยภูมิ, ปลายด้านที่ไม่มีเครื่องหมายแสดงขั้วจะต้องเป็นขั้วต่อสายร่วม. การป้อนแรงดันอ้างอิงในการทำงานคร่อมระหว่างขั้วต่อสายแรงสูงและขั้วต่อลงดิน จะทำให้มีแรงดัน 115 โวลต์คร่อมที่ขดลวดทุติยภูมิขณะที่เลือกใช้อัตราส่วนค่าที่ต่ำกว่า

๑๒๖
ข้อมูลของ Table 3 – Voltage ratings, dielectric strenghts, leakage distances, and marked ratios ตามมาตรฐาน ANSI กำหนดไว้เหมือนกันทั้ง C93.1-1981, C93.1-1990 & C93.1-1999 แต่หมายเหตุของ C93.1-1990 อ้างถึงมาตรฐาน C84.1-1989 และ C92.2-1987 ขณะที่หมายเหตุของ C93.1-1999 ไม่เจาะจงปีของมาตรฐานทั้งสองเอาไว้ การนำ Table 3 ของฉบับปัจจุบันไปใช้ จึงต้องติดตามมาตรฐานฉบับล่าสุดของ C84.1 และ C92.2 อยู่เสมอ แม้ว่าจะไม่ใช่ข้อบังคับของมาตรฐาน C93.1-1999 ก็ตาม

๑๒๗
ข้อมูลของ Table 3 – Voltage ratings, dielectric strenghts, leakage distances, and marked ratios ตาม C93.1-1999 ฉบับนี้ แทบจะเหมือนกับของ C93.2-1976 ทุกอย่าง ตัวเลขแรงดันที่ต่างกันบ้างก็เป็นความแตกต่างเล็กน้อยมาก จึงถือได้ว่าไม่มีข้อแตกต่างกัน สำหรับหมายเหตุของ C93.2-1976 อ้างถึงมาตรฐาน C84.1-1977 และ C92.2-1976 ซึ่งก็เก่ากว่าของ C93.1-1990 ตามเชิงอรรถข้อที่แล้ว

๑๒๘
ข้อมูลของ Table 3 – Voltage ratings, dielectric strenghts, leakage distances, and marked ratios ตาม C93.1-1999 ฉบับนี้ เมื่อเปรียบเทียบกับ Table 1 – Voltage ratings, operating voltages, dielectric test voltages and minimum creepage distances ตาม NEMA No. SG 11-1955 จะพบว่ามีตัวเลขที่เปลี่ยนแปลงหลายอย่าง ทั้งนี้ NEMA ฉบับดังกล่าวมีพิกัดแรงดันสูงสุดเพียง 288 kV เท่านั้น ตารางเปรียบเทียบต่อไปนี้จึงแสดงเฉพาะพิกัดแรงดันตั้งแต่ 34.5 kV ถึง 230 kV เท่านั้น

Nominal system voltage (kV)	Power-frequency withstand: wet test 10 seconds (kV)		Minimum leakage distance (inches)	
	SG11-1955	C93.1-1999	SG11-1955	C93.1-1999
34.5	80	72	26.5	26
46	100	95	33.5	35
69	145	140	45	48
115	230	230	76	79
138	275	275	88	92
161	315	325	103	114
230	445	460	145	154

ในส่วนของแรงดันทดสอบอิมพัลส์ (BIL) นั้น แม้ว่าตัวเลขที่ใช้ทดสอบจะคงเดิมทุกพิกัดแรงดัน แต่ก็มีการเปลี่ยนแปลงที่สำคัญมากนั่นคือ คลื่นที่ใช้ทดสอบ BIL ตาม NEMA ยังเป็นคลื่น 1.5 × 40 µs ขณะที่ปัจจุบันมาตรฐานต่างๆ ใช้เป็นคลื่น 1.2 × 50 µs หมดแล้ว

๑๒๙
ถาม: การจัดซื้อ CCVT ของ กฟผ. มีการกำหนดข้อมูลต่างๆ เมื่อเทียบกับ Table 3 ของ C93.1-1999 ไว้ที่ไหนและมีค่าเท่าไรบ้าง ?
ตอบ: การจัดซื้อ CCVT ของ กฟผ. มีการกำหนดข้อมูลต่างๆ เทียบกับ Table 3 ของ C93.1-1999 ใน Ratings and Features (RF) แต่ก็มีการกำหนดข้อมูลไว้ไม่ครบตาม Table 3 นั่นคือ ไม่ได้กำหนดข้อมูลที่เทียบเคียงได้กับ Col 3, 4, 5 & 7 ของ Table 3 ดังนั้นจึงต้องถือว่าให้ใช้ตาม Table 3 ของมาตรฐานฉบับนี้เป็นเกณฑ์ในส่วนที่ไม่มีการกำหนดไว้ใน Ratings and Features อาศัยข้อมูลจากบันทึกองค์ความรู้ฯ, วิบูลย์ ฤกษ์ศิระทัย, หน้า 19 เกี่ยวกับการจัดซื้อ CCVT ของ กฟผ. ซึ่งแบ่งแยกอัตราส่วนที่ใช้กรณี Relaying กับ Metering ออกจากกัน และอาศัยข้อมูลของ 525 kV CCVT ที่รวบรวมได้ สามารถประมวลข้อมูลเปรียบเทียบกับ Table 3 ของ C93.1-1999 ได้ตามตารางต่อไปนี้

Nominal system voltage (kV)	Maximum system voltage (kV)	Minimum basic impulse insulation level (BIL) (kV)	Minimum leakage distance (mm)	CCVT			Note
				Performance reference voltage (Volts)	Marked ratio		
					Lower ratio	Higher ratio	
Col 1	Col 2	Col 6	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	
69	72.5	350	1220	40250	346:1	600:1	Relaying
69	72.5	350	1813*	40250	346:1	600:1	Relaying, 25 mm/kVmax
69	72.5	350	1220	40250	346:1	600:1	Relaying
69	72.5	350	1813*	40250	346:1	600:1	Relaying, 25 mm/kVmax
115	121	550	2010	69000	577:1	1000:1	Relaying
115	121	550	3025*	69000	577:1	1000:1	Relaying, 25 mm/kVmax
115	121	550	3751**	69000	577:1	1000:1	Relaying, 31 mm/kVmax
115	121	550	2010	69000	577:1	1000:1	Metering
115	121	550	3025*	69000	577:1	1000:1	Metering, 25 mm/kVmax
115	121	550	3751**	69000	577:1	1000:1	Metering, 31 mm/kVmax
230	242	900	3408	138000	1155:1	2000:1	Relaying
230	242	900	6050*	138000	1155:1	2000:1	Relaying, 25 mm/kVmax
230	242	900	3408	138000	1155:1	2000:1	Metering
230	242	900	6050*	138000	1155:1	2000:1	Metering, 25 mm/kVmax
525	550	1550	11000	287500	2500:1	4500:1	Relaying
525	550	1550	13750*	287500	2500:1	4500:1	Relaying, 25 mm/kVmax
525	550	1550	11000	287500	2500:1	4500:1	Relaying
525	550	1550	13750*	287500	2500:1	4500:1	Relaying, 25 mm/kVmax

๑๓๐
ถาม: ตามข้อมูลการจัดซื้ออุปกรณ์ CT & CB ของ กฟผ. สำหรับ 69 kV ขึ้นไป กำหนดให้จัดซื้อเป็นแบบ High Creepage ทั้งหมด แล้วทำไมการจัดซื้อ CCVT ตามเชิงอรรถข้อที่แล้ว จึงยังมีการกำหนดแยกซื้อเป็น Normal & High Creepage อยู่อีก?

ตอบ: ตามข้อมูลที่ผมตรวจสอบจากบันทึกต่างๆ พบว่า กองวิศวกรรมสถานีไฟฟ้า (กวฉ.) และกองวิศวกรรมไฟฟ้า (กวฟ.) มีข้อตกลงให้จัดซื้ออุปกรณ์ CT, CB & CCVT ตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไปเป็นแบบ High Creepage ทั้งหมด ในช่วงที่มีการเตรียมเอกสารทางเทคนิคเพื่อใช้ในการประกวดราคาเลขที่ RIP-S3 ตามบันทึกจาก ช.หวสถ. (คุณศักดิ์สิทธิ์ บุญยศิริกุล)
เรื่อง “B/M List of Bid No. RIP-S3” วันที่ 17 มกราคม 2538 เพื่อเรียน กวฟ.
(คุณวิวัฒน์ เสนีย์มโนมัย) ผ่าน กวฉ. และ ช.กวฉ. แจ้งขอยกเลิก Bill of Material เดิมที่ส่งมากับบันทึกลงวันที่ 31 ตุลาคม 2537 แล้วให้ใช้ชุดที่ส่งมากับบันทึกฉบับนั้นแทนและมีการจดบันทึกลายมือของ ช.กวฟ. (คุณธวัช สุมานะนันท์) ลงวันที่ 24 มกราคม 2538 เพื่อแจ้งหัวหน้าแผนกที่ เกี่ยวข้องว่า “สำหรับอุปกรณ์ CB, CT, CCVT ตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ทาง กวฉ. ขอซื้อเป็น High Creepage ทั้งหมด ไม่ว่าจะเป็น Polluted Area หรือไม่” ซึ่งถือเป็นข้อตกลงร่วมในครั้งนั้น หลังจากนั้นพบว่าได้มีบันทึกจาก หมฟ-ว. (คุณกอบเดช สีทะเนิน)
เรื่อง “ทบทวนการจัดซื้ออุปกรณ์แบบ High Creepage” วันที่ 28 พฤศจิกายน 2543
เพื่อเรียน กวฉ. (คุณดิลก เหมยากร) ผ่าน กวอ-ว. (คุณธวัช สุมานะนันท์) และ วศ.10 (คุณวิบูลย์ ฤกษ์ศิระทัย) สอบถามหลักเกณฑ์การจัดซื้ออุปกรณ์ 115 kV CCVT ตามโครงการ TS9-88 ซึ่งทาง กวฉ-ว. แจ้งให้จัดซื้อทั้ง Normal & High Creepage ทั้งที่มีการตกลงไว้ตั้งแต่ Bid No. RIP-S3 ว่าให้จัดซื้อเป็น High Creepage ทั้งหมดและได้มีบันทึกลายมือจาก ช.กวฉ. (คุณพิพัฒน์ จงแสงทอง) ตอบผ่าน กวฉ-ว. กลับมาเมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2543 ข้อความว่า “เนื่องจากราคา CCVT สำหรับ Normal และ High Creepage มีราคาต่างกันมาก จึงขอให้จัดซื้อทั้ง 2 อย่างตามที่ระบุใน B/M List ของ Bid No. TS9-88” ซึ่งถือเป็นข้อตกลงปัจจุบัน

๑๓๑
ถาม: การจัดซื้อ CCVT ของ กฟผ. ตามเชิงอรรถข้อที่แล้ว มีการกำหนดอัตราส่วนที่ไม่ตรงกับ Table 3 ของ C93.1-1999 คือ แบ่งแยกอัตราส่วนที่ใช้งาน Relaying กับ Metering ออกจากกัน อยากทราบว่ามีเอกสารอื่นๆ ที่ใหม่บ้างที่เขาแบ่งแยกอัตราส่วนทำนองนี้?
ตอบ: ตัวอย่างเอกสารอื่นที่มีการแบ่งแยกอัตราส่วนที่ใช้งาน Relaying กับ Metering ออกจากกัน คือ Instructions for Coupling Capacitor Voltage Transformer Type PCA-8 (IB 39-621-5, Effective February 1979) ของบริษัท Westinghouse (U.S.A.) ซึ่งเคยเป็นผู้ผลิตชั้นนำในอดีต และเป็นผู้วางรากฐานหลักให้กับมาตรฐานอเมริกันควบคู่ไปกับบริษัท General Electric (GE) ในสมัยก่อน ข้อมูลจาก Table 1 – PCA-8 Specifications for Line-to-Line Voltages from 34.4 kV to 500 kV ของเอกสารดังกล่าวเป็นดังนี้

Nominal Rated Line-to-Line Voltage kV	Maximum Rated Line-to-Ground Voltage kV	Relay Ratios		Metering Ratios		Impulse Withstand 1.2×50µs Full Wave kV	Low Frequency Withstand Tests kV	
		Voltage Ratio X2-X3 Y2-Y3	Voltage Ratio X1-X3 Y1-Y3	Voltage Ratio X2-X3 Y2-Y3	Voltage Ratio X1-X3 Y1-Y3		Dry 1 Min.	Wet 10 Sec.
34.5	22	300	173	300	175	200	85	72
46	28	400	231	400	240	250	110	95
69	42	600	346	600	350	350	165	140
115	70	1000	577	1000	600	550	265	230
138	84	1200	693	1200	700	650	320	275
161	98	1400	808	1400	800	750	370	325
230	140	2000	1155	2000	1200	1050	525	460
345	209	3000	1732	3000	1800	1550	785	680
500	317	4350	2511	4350	2500	1800	900	780

เอกสารข้างต้นอ้างอิงมาตรฐาน ANSI C93.2-1976 ซึ่งเป็นมาตรฐานสำหรับ CCVT ในสมัยนั้น และ กฟผ. เองก็กำหนดอัตราส่วนของ CCVT สำหรับ 69, 115 & 230 kV ไว้ตรงกับตารางดังกล่าวด้วย ส่วน 500 kV CCVT ปัจจุบัน กฟผ. ใช้อัตราส่วนเหมือนกันทั้ง Relaying และ Metering ซึ่งผมเองก็ไม่มีข้อมูลว่า ในอดีตเคยมีการใช้อัตราส่วนที่แตกต่างกันหรือไม่?

๑๓๒
ถาม: เอกสาร Instructions for Coupling Capacitor Voltage Transformer Type PCA-8 (IB 39-621-5, Effective February 1979) ของบริษัท Westinghouse (U.S.A.) ตามเชิงอรรถข้อที่แล้ว แม้จะชัดเจนว่ามีการแบ่งแยกอัตราส่วนที่ใช้งาน Relaying กับ Metering แต่ก็เป็นเอกสารที่เก่ามากแล้ว อยากทราบว่ามีเอกสารที่ทันสมัยกว่านี้ ซึ่งมีการแบ่งแยกอัตราส่วนทำนองนี้หรือไม่?
ตอบ: เอกสารที่ทันสมัยและน่าเชื่อถือมาก คือ หนังสือ ABB Instrument Transformers — Buyer’s Guide, Edition 4.1, 2006 ของบริษัท ABB Power Technologies AB (Sweden) ซึ่งเป็นผู้ผลิตชั้นนำในปัจจุบันนี้ ตัวอย่างข้อมูลจากหน้า L-6 เป็นดังนี้

Design Data According to ANSI

(The data in the tables below are ABB standard values. Other data can be offered on request)

Accuracy
The CPA is offered for 0.6R or 1.2R relay accuracy class and CPB for 0.3 or 0.3 metering accuracy class. It can be supplied with two tapped windings, X and Y, or with three tapped windings X, Y and Z.

CPA with standard capacitance	Metering Secondary volt 115V: Tap V	Relaying Secondary volt 115V:115/√3V	Winding X1-X2, X2-X3 Y1-Y2, Y2-Y3		Winding X1-X2, X2-X3 Y1-Y2, Y2-Y3		Aux. winding Optional Z1-Z3, Z2-Z3		Thermal burden
	Ratio	Ratio	Class	Burden[1]	Class	Burden[1]	Class	Burden[1]	VA
CPA 69	350/600:1:1	(346/600:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 115	600/1000:1:1	(577/1000:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 138	700/1200:1:1	(693/1200:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 161	800/1400:1:1	(808/1400:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 230	1200/2000:1:1	(1155/2000:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 345	1800/3000:1:1	(1732/3000:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600
CPA 500	2500/4500:1:1	(2511/4350:1:1)	0.6R	0-200VA	1.2R	0-400VA	1.2R	0-75VA	600

1) The total simultaneous burden (X+Y+Z) is not to exceed values given for each main winding. All burdens are factory set.

CPB with extra high capacitance	Metering Secondary volt 115V: Tap V	Relaying Secondary volt 115V:115/√3V	Winding X1-X2, X2-X3 Y1-Y2, Y2-Y3		Winding X1-X2, X2-X3 Y1-Y2, Y2-Y3		Aux. winding Optional Z1-Z3, Z2-Z3		Thermal burden
	Ratio	Ratio	Class	Burden[1]	Class	Burden[1]	Class	Burden[1]	VA
CPB 138	700/1200:1:1	-	0.3	0-200VA	0.6	0-200VA	1.2R	0-75VA	600
CPB 161	800/1400:1:1	-	0.3	0-200VA	0.6	0-200VA	1.2R	0-75VA	600
CPB 230	1200/2000:1:1	-	0.3	0-200VA	0.6	0-200VA	1.2R	0-75VA	600
CPB 345	1800/3000:1:1	-	0.3	0-200VA	0.6	0-200VA	1.2R	0-75VA	600
CPB 500	2500/4500:1:1	-	0.3	0-200VA	0.6	0-200VA	1.2R	0-75VA	600

1) The total simultaneous burden (X+Y+Z) is not to exceed values given for each main winding. All burdens are factory set.

CPA/CPB	Metering performance		Relaying performance	
	Ratio	Perf. ref. Voltage [2]	Ratio	Perf. ref. Voltage [2]
CPA 69	350/600:1:1	40.25 kV L-G	(346/600:1:1)	69/√3 kV
CPA 115	600/1000:1:1	69 kV L-G	(577/1000:1:1)	115/√3 kV
CPA/CPB 138	700/1200:1:1	80.5 kV L-G	(693/1200:1:1)	138/√3 kV
CPA/CPB 161	800/1400:1:1	92 kV L-G	(808/1400:1:1)	161/√3 kV
CPA/CPB 230	1200/2000:1:1	138 kV L-G	(1155/2000:1:1)	230/√3 kV
CPA/CPB 345	1800/3000:1:1	207kV L-G	(1732/3000:1:1)	345/√3 kV
CPA/CPB 500	2500/4500:1:1	287.5 kV L-G	(2511/4350:1:1)	500/√3 kV

2) Application of the “performance reference voltage” between phase and ground will result in 115 V secondary winding having lower ratio.

Rated burdens
W = 12.5 VA power factor 0.1, X = 25 VA power factor 0.7, Y = 75 VA power factor 0.85
YY = 150 VA power factor 0.85, Z = 200 VA power factor 0.85, ZZ = 400 VA power factor 0.85

Coupling Capacitors
Coupling capacitors types CCA (standard capacitance) and CCB (extra high capacitance) are intended for power line carrier applications. The insulator and capacitor design are identical to capacitor voltage dividers type CSA and CSB, but without an intermediate voltage terminal.
Descriptions of the voltage divider are in the IEC catalog for the CVT.

๑๓๓
ข้อมูลจากบันทึกองค์ความรู้ฯ, วิบูลย์ ฤกษ์ศิระทัย, หน้า 7 อธิบายการใช้ Table 3 ของ ANSI C93.2 ในการกำหนดแรงดันและอัตราส่วนต่างๆ ของ CCVT ลงใน Ratings and Features (RF) ของ กฟผ. พร้อมทั้งแสดงผลการกำหนดตัวเลขต่างๆ ของ 115, 230 & 500 kV CCVT เอาไว้ด้วย คำอธิบายการใช้ Table 3 ในการกำหนด RF บันทึกไว้ดังนี้ ใน Ratings and Features (RF) ของ CCVT ค่า performance reference voltage เปิดได้จาก Table 3 ใน Standard ANSI C93.2 โดยดูจาก Col.1 Nominal system voltage, ค่า voltage ratio ที่ higher ratio ดูได้จาก Table ส่วน lower ratio คำนวณได้จากค่า voltage rating ของ secondary winding ทั้งนี้ผลการกำหนดตัวเลขต่างๆ ของ 115, 230 & 500 kV CCVT ที่พิวิบูลย์บันทึกไว้ ผมจะใช้เป็นข้อมูลประกอบในการอธิบายหลักการกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน Ratings and Features (RF) ตามเชิงอรรถข้อต่อๆ ไป

๑๓๔
ถาม: การจัดซื้อ 230 kV CCVT ของ กฟผ. อาศัย Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน Ratings and Features (RF) ได้อย่างไรบ้าง?
ตอบ: ต่อเนื่องจากเชิงอรรถก่อนหน้านี้ บันทึกองค์ความรู้ฯ ของพิวิบูลย์ นอกจากจะอธิบายหลักการใช้ Table 3 ของ C93.2 (คาดว่าเป็น C93.2-1976 ซึ่งภายหลัง C93.1-1981 & C93.2-1976 ยุบรวมกันเป็น C93.1-1990) ในการกำหนดของมูลของ RF แล้ว ยังบันทึกตัวเลขต่างๆ ใน Ratings and Features (RF) ที่ใช้ในการจัดซื้อ 230 kV CCVT ไว้ด้วย ซึ่งผมจะใช้เป็นข้อมูลประกอบการตอบคำถามข้อนี้ ทั้งนี้หมายเลข Column ที่ผมอ้างถึงในคำบรรยายข้างล่างนี้ จะอ้างอิงตาม Table 3 ของ C93.1-1999 ฉบับนี้ หลักการใช้ Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน RF ของ กฟผ. สำหรับการจัดซื้อ 230 kV CCVT
1. เลือก Nominal System Voltage จาก Col.1 ซึ่งในกรณีนี้พิกัดแรงดันของ กฟผ. มีค่าตรงกับใน Table 3 คือ 230 kV
2. อาศัย Nominal System Voltage 230 kV เลือก Maximum System Voltage จาก Col. 2 ของแถวเดียวกันได้เท่ากับ 242 kV
3. อาศัย Nominal System Voltage 230 kV สามารถเลือก BIL ได้จาก Col. 6 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1050 kV แต่เนื่องจากการจัดซื้อ CT & VTและอุปกรณ์อื่นๆ ของ กฟผ. ได้เลือก 900 kV BIL เป็นเกณฑ์ในการจัดซื้อ จึงไม่มีประโยชน์ที่จะกำหนด BIL ของ CCVT ให้สูงกว่าเกณฑ์ของอุปกรณ์อื่นๆ ในระบบเดียวกัน ดังนั้นกรณีนี้ จึงกำหนด BIL ให้เท่ากับ 900 kV ด้วย
4. อาศัย Nominal System Voltage 230 kV สามารถเลือก Performance Reference Voltage ได้จาก Col.9 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 138000 V หรือ 138 kV พร้อมทั้งใส่วงเล็บต่อท้าย 138 kV เพื่อใช้อ้างอิงภายใน กฟผ. เป็น “(230/ 3 kV)”
5. กำหนด Connection of Primary Winding เป็น Line to Ground ตาม Scope (ท้ายย่อหน้าแรกสุด) ของมาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้
6. อาศัย Nominal System Voltage 230 kV กำหนด อัตราส่วน Higher Ratio จาก Col. 11 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 2000 : 1
7. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Higher Ratio ได้จาก (Performance Reference Voltage)/ (Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าที่ได้จากข้อ 4 & 6 ข้างต้น จะได้ว่า 138000/2000 = 69 V
8. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Lower Ratio ได้จาก (Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) × 3 ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 7 ที่ผ่านมา จะได้ว่า 69 × 3 = 119.5 V
9. คำนวณ Lower Ratio จาก (Performance Reference Voltage)/(Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 4 & 8 ข้างต้น จะได้ว่า 138000/119.5 = 1155 นั่นคือ Lower Ratio มีค่าเท่ากับ 1155 : 1
10. อาศัย Nominal System Voltage 230 kV สามารถ กำหนด Creepage Distance of Insulator ได้จาก Col.8 ของแถวเดียวกัน หากเป็นการจัดซื้อแบบ Nominal Creepage ซึ่งมีค่าอย่างน้อย 3910 mm (RF ที่ กฟผ. ใช้งานจริงในปัจจุบันกำหนดไว้เพียง 3408 mm ซึ่งผมไม่ทราบที่มา แต่ความเห็นส่วนตัวคิดว่าใช้ค่าต่ำมากๆ และต่ำกว่าค่าที่อยู่ใน NEMA SG11-1955 ที่ใช้เป็น 3683 mm ซะอีก ผู้เกี่ยวข้องจึงน่าจะแก้ไขเป็น 3910 mm ตาม C93.1 เพื่อความปลอดภัย) แต่หากเป็นการจัดซื้อแบบ High Creepage ให้คำนวณใหม่จาก 25 mm/kVmax.L-L ซึ่งได้ค่าอย่างน้อย 242 × 25 = 6050 mm

๑๓๕
ถาม: การจัดซื้อ 115 kV CCVT ของ กฟผ. อาศัย Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน Ratings and Features (RF) ได้อย่างไรบ้าง?
ตอบ: ผมจะตอบคำถามในทำนองเดียวกับเชิงอรรถที่อธิบายถึงกรณีของ 230 kV CCVT ไปก่อนหน้านี้ หลักการใช้ Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน RF ของ กฟผ. สำหรับการจัดซื้อ 115 kV CCVT
1. เลือก Nominal System Voltage จาก Col.1 ซึ่งในกรณีนี้พิกัดแรงดันของ กฟผ. มีค่าตรงกับใน Table 3 คือ 115 kV
2. อาศัย Nominal System Voltage 115 kV เลือก Maximum System Voltage จาก Col. 2 ของแถวเดียวกันได้เท่ากับ 121 kV
3. อาศัย Nominal System Voltage 115 kV สามารถเลือก BIL ได้จาก Col.6 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 550 kV
4. อาศัย Nominal System Voltage 115 kV สามารถเลือก Performance Reference Voltage ได้จาก Col.9 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 69000 V หรือ 69 kV พร้อมทั้งใส่วงเล็บต่อท้าย 69 kV เพื่อใช้อ้างอิงภายใน กฟผ. เป็น “(115/ 3 kV)”
5. กำหนด Connection of Primary Winding เป็น Line to Ground ตาม Scope (ท้ายย่อหน้าแรกสุด) ของมาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้
6. อาศัย Nominal System Voltage 115 kV กำหนดอัตราส่วน Higher Ratio จาก Col. 11 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 1000 : 1
7. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Higher Ratio ได้จาก (Performance Reference Voltage)/(Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าที่ได้จากข้อ 4 & 6 ข้างต้น จะได้ว่า 69000/1000 = 69 V
8. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Lower Ratio ได้จาก (Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) × 3 ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 7 ที่ผ่านมา จะได้ว่า 69 × 3 = 119.5 V
9. คำนวณ Lower Ratio จาก (Performance Reference Voltage)/(Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 4 & 8 ข้างต้น จะได้ว่า 69000/119.5 = 577 นั่นคือ Lower Ratio มีค่าเท่ากับ 577 : 1
10. อาศัย Nominal System Voltage 115 kV สามารถกำหนด Creepage Distance of Insulator ได้จาก Col.8 ของแถวเดียวกัน หากเป็นการจัดซื้อแบบ Nominal Creepage ซึ่งมีค่าอย่างน้อย 2010 mm แต่หากเป็นการจัดซื้อแบบ High Creepage ให้คำนวณใหม่จาก 25 mm/kVmax.L-L ซึ่งได้ค่าอย่างน้อย 121 × 25 = 3025 mm ทั้งนี้หากจำเป็นต้องเพิ่มขึ้นไปถึง Extra High Creepage ก็ให้คำนวณจาก 31 mm/kVmax.L-L ซึ่งได้ค่าอย่างน้อย 121 × 31 = 3751 mm ข้อมูลใน Ratings and Features (RF) นอกเหนือจากนี้ไม่ได้กำหนดจาก Table 3 ของ C93.1 จึงแยกไปอธิบายในข้ออื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

๑๓๖
ถาม: การจัดซื้อ 69 kV CCVT ของ กฟผ. อาศัย Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน Ratings and Features (RF) ได้อย่างไรบ้าง?
ตอบ: ผมจะตอบคำถามในทำนองเดียวกับเชิงอรรถที่อธิบายถึงกรณีของ 230 kV CCVT ไปก่อนหน้านี้ หลักการใช้ Table 3 เพื่อกำหนดข้อมูลต่างๆ ใน RF ของ กฟผ. สำหรับการจัดซื้อ 69 kV CCVT
1. เลือก Nominal System Voltage จาก Col.1 ซึ่งในกรณีนี้พิกัดแรงดันของ กฟผ. มีค่าตรงกับใน Table 3 คือ 69 kV
2. อาศัย Nominal System Voltage 69 kV เลือก Maximum System Voltage จาก Col.2 ของแถวเดียวกันได้เท่ากับ 72.5 kV
3. อาศัย Nominal System Voltage 69 kV สามารถเลือก BIL ได้จาก Col.6 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 350 kV
4. อาศัย Nominal System Voltage 69 kV สามารถเลือก Performance Reference Voltage ได้จาก Col.9 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 40250 V หรือ 40.25 kV พร้อมทั้งใส่วงเล็บต่อท้าย 40.25 kV เพื่อใช้อ้างอิงภายใน กฟผ. เป็น “(69/ 3 kV)”
5. กำหนด Connection of Primary Winding เป็น Line to Ground ตาม Scope (ท้ายย่อหน้าแรกสุด) ของมาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้
6. อาศัย Nominal System Voltage 69 kV กำหนดอัตราส่วน Higher Ratio จาก Col.11 ของแถวเดียวกัน ซึ่งมีค่าเท่ากับ 600 : 1
7. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Higher Ratio ได้จาก (Performance Reference Voltage) / (Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าที่ได้จากข้อ 4 & 6 ข้างต้น จะได้ว่า 40250/600 = 67.08 V
8. คำนวณ Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Lower Ratio ได้จาก (Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) × 3 ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 7 ที่ผ่านมา จะได้ว่า 67.08 × 3 = 116.2 V (ค่านี้เป็นค่าเบื้องต้น จะมีการแก้ไขใหม่ตามข้อ 8)
9. คำนวณ Lower Ratio จาก (Performance Reference Voltage)/(Secondary Voltage Rating at Higher Ratio) ซึ่งเมื่อแทนค่าจากข้อ 4 & 8 ข้างต้น จะได้ว่า 40250/116.2 = 346.4 ทำการปัดเป็นเลขลงตัวจะได้ Lower Ratio เท่ากับ 346 : 1 ดังนั้นจึงต้องแก้ไข Secondary Voltage Rating เมื่อใช้ Lower Ratio ตามข้อ 7 ใหม่ กลายเป็น 40250/346 = 116.33 V
10. อาศัย Nominal System Voltage 69 kV สามารถกำหนด Creepage Distance of Insulator ได้จาก Col.8 ของแถวเดียวกัน หากเป็นการจัดซื้อแบบ Nominal Creepage ซึ่งมีค่าอย่างน้อย 1220 mm แต่หากเป็นการจัดซื้อแบบ High Creepage ให้คำนวณใหม่จาก 25 mm/kVmax.L-L ซึ่งได้ค่าอย่างน้อย 72.5 × 25 = 1813 mm ข้อมูลใน Ratings and Features (RF) นอกเหนือจากนี้ ไม่ได้กำหนดจาก Table 3 ของ C93.1 จึงแยกไปอธิบายในข้ออื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง

๑๓๗
ถาม: การที่มาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้กำหนดให้ต้องทดสอบแรงดันอิมพัลส์ฟ้าผ่าหรือทดสอบค่า BIL ตามตารางที่ 1 นั้น อยากทราบว่าแรงดันอิมพัลส์ฟ้าผ่าส่งผลกระทบในลักษณะใดได้บ้าง?
ตอบ: หนังสือการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำและการส่งไฟฟ้า, อาทร ปทุมสูตร & ชูชูมู คูวาฮารา, พ.ศ. 2515, หน้า 349 แจกแจงลักษณะผลกระทบจากแรงดันอิมพัลส์ฟ้าผ่า (Lightning Impulse Overvoltage) ไว้ดังต่อไปนี้
1. ฟ้าผ่าโดยตรง (Direct Stroke) หากเกิดฟ้าผ่าโดยตรงที่บัสและอุปกรณ์ไฟฟ้าของสถานีไฟฟ้าแรงสูง นับว่าเป็นกรณีที่ร้ายแรงกว่ากรณีอื่น โดยคลื่นไฟฟ้าที่เกิดขึ้น ณ สถานีไฟฟ้าจะแสดงแรงดันไฟฟ้าไม่ปกติที่สูงมาก และฉนวนไฟฟ้าเท่าที่มีอยู่อาจจะไม่สามารถทนได้ วิธีป้องกันที่ใช้กันทั่วไปก็คือ เสริมการป้องกันฟ้าผ่าโดยสร้างสายต่อลงดินพาดเสาที่สถานีไฟฟ้าและสายส่ง ไฟฟ้า
2. ความเหนี่ยวนำที่เกิดจากฟ้าร้อง (Induced Voltage) แม้ว่าจะไม่มีฟ้าผ่าโดยตรง เมื่อเกิดฟ้าร้องในบริเวณที่ติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า จะเกิดประจุไฟฟ้าเหนี่ยวนำ ซึ่งมีขั้วไฟฟ้าตรงกันข้ามกับประจุของฟ้าร้องและอาจจะทำให้เกิดประจุไฟฟ้ารวมกลุ่มขึ้น (bound charge) เมื่อประจุไฟฟ้าจากฟ้าร้องถูกปลดปล่อยออก ประจุไฟฟ้าที่รวมกลุ่มจะแปรเป็นประจุไฟฟ้าอิสระและกลายเป็นคลื่นไฟฟ้าเคลื่อนที่ ซึ่งมีขนาดสุดแล้วแต่ภาวการณ์ปลดปล่อยประจุ ถึงแม้ว่าแรงดันไฟฟ้าที่เกิดจากการเหนี่ยวนำเปลี่ยนแปลงไปตามสภาพแวดล้อมต่างๆ ก็ตาม แต่ส่วนใหญ่จะมีค่า 100-200 กิโลโวลต์ มีคลื่นส่วนหน้าของรูปคลื่นยาวกว่า 10 ไมโครวินาที และมีหางคลื่นระหว่าง 50-100 ไมโครวินาที ซึ่งจะไม่เกิดอันตรายแก่อุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้แรงดันไฟฟ้าสูงมากแต่จะกระทบต่ออุปกรณ์ไฟฟ้าทางด้านระบบจำหน่าย
3. ฟ้าผ่าที่เกิดขึ้นในบริเวณใกล้เคียง (Neighborhood) เมื่อเกิดฟ้าผ่าที่สายส่งไฟฟ้าในระยะ 2-3 กิโลเมตรจากสถานีไฟฟ้า คลื่นไฟฟ้าที่เคลื่อนที่เข้ามายังสถานีไฟฟ้าจะมีขนาดลดลงเหลือประมาณแรงดันวาบไฟตามผิว (flashover voltage) ของลูกถ้วยไฟฟ้า หลังจากได้เคลื่อนที่ผ่านเสาไฟฟ้าหลายต้นนับจากจุดที่เกิดฟ้าผ่า แต่การลดทอนความชันของคลื่นส่วนหน้ามีน้อยมาก จะยังคงรักษาลักษณะความชันของคลื่นส่วนหน้าไว้ โดยที่ระยะห่างที่เคลื่อนที่ของคลื่นค่อนข้างสั้น ในบางกรณีค่าสูงสุด (crest value) มีค่าประมาณ 120-130 เปอร์เซ็นต์ ของระดับฉนวนไฟฟ้ามูลฐาน (BIL) ของอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับสถานไฟฟ้าและความชันของคลื่นส่วนหน้าจะสูงถึงประมาณ 500 กิโลโวลต์ต่อไมโครวินาที อย่างไรก็ดีเนื่องจากค่าความจุไฟฟ้าสถิต (static capacity) ของบัสแรงสูงและเป็นสถานีไฟฟ้าขนาดใหญ่มีค่าสูงหลายพัน pF หรือหลายหมื่น pF ความชันของคลื่นส่วนหน้ามักมีค่าลดลงมากพอสมควร
4. การเคลื่อนที่ของคลื่นไฟฟ้าที่เกิดจากฟ้าผ่าระยะไกล (Romote) หากมีระบบกันฟ้าผ่าของสถานีไฟฟ้าและสายส่งไฟฟ้าเพียงพอ คลื่นไฟฟ้าที่เกิดจากฟ้าผ่าและเคลื่อนที่เข้ามายังสถานีไฟฟ้า จะเป็นคลื่นที่เกิดจากฟ้าผ่าระยะไกล คลื่นส่วนนี้เกิดจากฟ้าผ่าที่สายส่งไฟฟ้าโดยตรง หรือเกิดจากการเหนี่ยวนำ หรือคลื่นที่เกิดจากการลัดวงจรไฟฟ้าที่เสาโครงเหล็ก (tower inverse flashover) หรือเกิดจากการลัดวงจรของช่วงเสา (span inverse flashover) คลื่นเหล่านี้เคลื่อนที่ตามสายส่งไฟฟ้าด้วยความเร็วของแสง (300 เมตรต่อไมโครวินาที) ค่าแรงดันวาบไฟตามผิวของลูกถ้วยจะช่วยจำกัดค่าสูงสุดของการลดทอนเสิร์จ (surge attenuation) และการเพี้ยน (distortion) ซึ่งเกิดจากโครโนร่าระหว่างที่คลื่นไฟฟ้าเคลื่อนที่ และการลดทอนซึ่งเกิดจากผลทางผิว (skin effect) ของสายไฟฟ้า จะทำให้ค่าสูงสุดของคลื่นไฟฟ้าและความชันของคลื่นส่วนหน้าลดลง ยิ่งห่างคลื่นสิ้นสุดการลดทอนของคลื่นไฟฟ้าที่เคลื่อนที่จะยิ่งสูงขึ้น และเปลี่ยนแปลงไปตามขั้วไฟฟ้า (polarity) ซึ่งขั้วไฟฟ้าบวกจะมีการลดทอนสูงกว่า นอกจากนี้ยังเปลี่ยนแปลงตามค่าสูงสุด ขนาดของสายไฟฟ้า สายต่อลงดินพาดเสาและอิทธิพลของรูปคลื่นและอื่นๆ ด้วย ความชันของคลื่นส่วนหน้าที่เคลื่อนที่เนื่องจากฟ้าผ่าในระยะไกลมีค่าประมาณ 200-300 กิโลโวลต์ต่อไมโครวินาที

๑๓๘
ถาม: การที่มาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้กำหนดให้ต้องทดสอบการทนแรงดันเกินความถี่ไฟฟ้ากำลัง (Power-frequency Overvoltage) ตามตารางที่ 1 นั้น อยากทราบว่าแรงดันเกินความถี่ไฟฟ้ากำลังในระบบเกิดขึ้นจากสาเหตุอะไรได้บ้าง?
ตอบ: หนังสือการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำและการส่งไฟฟ้า, อาทร ปทุมสูตร & ชูชูมู คูวาฮารา, พ.ศ. 2515, หน้า 350 แจกแจงสาเหตุของการเกิดแรงดันเกินความถี่ไฟฟ้ากำลัง (Power-frequency Overvoltage) ไว้ดังต่อไปนี้
1. เกิดจากปรากฏการณ์เฟอร์รันติ (Ferranti Effect)
2. เกิดจากการปลดโหลด (Load Rejection)
3. เกิดจากการกระตุ้นตัวเอง (Self-excitation) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
4. เกิดจากการเพิ่มแรงดันไฟฟ้าของเฟสต่างๆ ในระบบไฟฟ้า เมื่อเกิดการลัดวงจรจากเฟสลงดิน (Single-line-to-ground Falut)
5. เกิดจากการหลุดจากภาวะซิงโครนัส (Loss of Synchronization)
6. เกิดจากขดลวดดับอาร์กต่อลงดิน โดยมีความผิดปกติที่เฟสใดเฟสหนึ่งหรือที่ขดลวดดับอาร์กต่อลงดินของระบบอื่นที่ใช้เสาไฟฟ้าร่วมกัน เมื่อเกิดการลัดวงจรจากเฟสลงดิน
7. เกิดจากการแกว่งของแรงดันฮาร์มอนิก (Harmonic Oscillation) ในวงจรไฟฟ้า เมื่อเกิดการลัดวงจรหรือเนื่องจากการอิ่มตัวของแกนเหล็กหม้อแปลงหรืออื่นๆ แม้ว่าแรงดันเกินจะเกิดขึ้นจากสาเหตุต่างๆ ข้างต้น แต่ก็มีผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าน้อยกว่าที่เกิดจากฟ้าผ่าหรือสวิตชิงเสิร์จ ดังนั้นการออกแบบฉนวนไฟฟ้าของอุปกรณ์ฉนวนไฟฟ้า จึงขึ้นอยู่กับลักษณะของคลื่นที่เกิดจากฟ้าผ่าและสวิตชิงเสิร์จ

๑๓๙
ถาม: การที่มาตรฐาน C93.1 ฉบับนี้กำหนดให้ต้องทดสอบแรงดันสวิตชิ่งอิมพัลส์หรือทดสอบค่า SIL ตามตารางที่ 1 นั้น อยากทราบว่าแรงดันสวิตชิ่งอิมพัลส์เกิดจากสาเหตุใดได้บ้าง ?
ตอบ: หนังสือการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำและการส่งไฟฟ้า, อาทร ปทุมสูตร & ชูชูมู คูวาฮารา, พ.ศ. 2515, หน้า 351 แจกแจงสาเหตุของการเกิดแรงดันสวิตชิ่งอิมพัลส์ (Switching Impulse Overvoltage) ไว้ดังต่อไปนี้
1. กรณีที่ตัดกระแสเชิงความจุของสายส่งไฟฟ้าที่ปราศจากโหลด หรือของตัวเก็บประจ

5.1.4 Radio-influence voltage (แรงดันรบกวนคลื่นวิทยุ)

The maximum radio-influence voltage of a coupling capacitor or a CCVT shall be in accordance with Table 4.

แรงดันรบกวนคลื่นวิทยุสูงสุดของตัวเก็บประจุเชื่อมต่อหรือซีซีวีทีจะต้องสอดคล้องกับตารางที่ 4 [๑๔๐,๑๔๑,๑๔๒]

ตารางที่ 4 – แรงดันรบกกวนคลื่นวิทยุ

แรงดันระบบ (kV)		แรงดันทดสอบการรบกวนคลื่นวิทยุ (หมายเหตุ 1) (kV)	แรงดันรบกวนคลื่นวิทยุอย่างมากที่สุด (หมายเหตุ 2 และ 3) (µV)
สูงสุด	ตามปกติ		
36.2	34.5	21	125
48.3	46	28	125
72.5	69	42	125
121	115	70	250
145	138	84	250
169	161	98	250
242	230	140	250
362	345	209	250
550	500	318	500
800	765	462	750

หมายเหตุ

1 แรงดันทดสอบการรบกวนคลื่นวิทยุคือ แรงดันสายเทียบกับดินของแรงดันระบบสูงสุด ตาม ANSI C84.1 และ ANSI C92.2.

2 ระดับแรงดันพื้นหลังที่ยอมให้เกิดขึ้นได้สูงสุด จะต้องเป็นครึ่งหนึ่งของแรงดันรบกวนคลื่นวิทยุ, ตามค่าที่กำลังทำการทดสอบนั้น. การปรับแก้เกี่ยวกับระดับแรงดันพื้นหลังจะต้องใช้วิธีการแบบอาร์เอ็มเอส.

3 แรงดันรบกวนคลื่นวิทยุสูงสุดเหล่านี้, ซึ่งนำไปสู่เสียงรบกวนวิทยุ, จะรวมปริมาณเพียงรบกวนคลื่นวิทยุที่น้อยมาก ซึ่งแผ่มาจากสายส่งตามปกติเข้าไปด้วย, ยิ่งเมื่ออยู่ใกล้กับตัวเก็บประจุเชื่อมต่อหรือซีซีวีทีด้วย.

5.1.5 Low-voltage terminal insulation level (ระดับการฉนวนของขั้วต่อสายแรงต่ำ)

Coupling capacitors with a low-voltage terminal shall have a one minute, 60 Hz withstand insulation level of 4 kV rms between the low-voltage terminal and ground, or 10 kV rms if the terminal is exposed to weather.

ตัวเก็บประจุเชื่อมต่อที่มีขั้วต่อสายแรงต่ำ จะต้องมีระดับการฉนวนที่ทนแรงดัน 60 เฮิรตซ์ได้นานหนึ่งนาที, ขนาด 4 กิโลโวลต์อาร์เอ็มเอสระหว่างขั้วต่อสายแรงต่ำและดิน, หรือ 10 กิโลโวลต์อาร์เอ็มเอส หากขั้วต่อสายนั้นต้องเผชิญกับสภาพดินฟ้าอากาศ.[๑๔๓]

5.1.6 Low-voltage terminal stray capacitance and stray conductance (ความจุไฟฟ้าแอบแฝงและความนำไฟฟ้าแอบแฝงที่ขั้วต่อสายแรงต่ำ)

The value of the stray capacitance and stray conductance at the low-voltage terminal, at any frequency in the carrier-frequency range with the electromagnetic unit disconnected from the intermediate-voltage terminal, shall not exceed 200 pF and 20 mhos (20 microsiemens), respectively.

ค่าของความจุไฟฟ้าแอบแฝงและความนำไฟฟ้าแอบแฝงที่ขั้วต่อสายแรงต่ำ, ณ ความถี่ใดๆ ที่อยู่ในย่านความถี่สัญญาณสื่อสาร เมื่อหน่วยแม่เหล็กไฟฟ้าถูกปลดออกจากขั้วต่อสายแรงดันปานกลาง, จะต้องไม่เกิน 200 พิโคฟารัด และ 20 ไมโครโมห์ (20 ไมโครซีเมนส์), ตามลำดับ.[๑๔๔, ๑๔๕]

โปรดติดตามต่อฉบับหน้า

ของเซอร์กิตเบรกเกอร์และอื่นๆ ฉะนั้นจะต้องตรวจสอบสภาพเป็นกรณีๆ ไป โดยปกติจะใช้ค่า 2.5-3.5 เท่าของค่าสูงสุดของแรงดันปกติเทียบกับพื้นดินสำหรับระบบที่ต่อลงดินยังผล และมีค่าประมาณ 3-4 เท่า สำหรับระบบต่อลงดินไม่ยังผลสำหรับการออกแบบฉนวนของสายส่งไฟฟ้าโดยทั่วไปในประเทศญี่ปุ่นใช้ค่า 2.8 เท่าสำหรับระบบที่ต่อลงดินยังผล 3.3 เท่า สำหรับระบบที่ต่อลงดินผ่านอิมพีแดนซ์ค่าสูงและ 4 เท่า สำหรับระบบที่ไม่ต่อลงดิน รูปร่างของคลื่นเสิร์จส่วนใหญ่จะมีระยะของคลื่นส่วนหน้ายาวหลายสิบไมโครวินาทีถึง 1 มิลลิวินาที

๑๔๐
หัวข้อ Radio-influence voltage ตามมาตรฐาน ANSI กำหนดไว้เหมือนกันทั้ง C93.1-1981, C93.1-1990 & C93.1-1999 ส่วน NEMA No. SG 11-1955, Section SG11-3.09 กำหนดตาราง Radio-influence voltage ไว้ให้ ซึ่งมีค่าสูงสุดที่ยอมให้เกิดขึ้นได้มากกว่าเกณฑ์ของ C93.11999 ฉบับนี้เกือบ 10 เท่า หมายความว่า มาตรฐานอเมริกันในปัจจุบันเพิ่มความเข้มงวดเกี่ยวกับ RIV ให้มากขึ้นและเนื่องจาก NEMA ดังกล่าวมีพิกัดแรงดันสูงสุดเพียง 288 kV เท่านั้น การเปรียบเทียบจึงจำกัดพิกัดแรงดันตั้งแต่ 34.5 kV ถึง 230 kV

๑๔๑
จากการตรวจสอบ Catalog: Capacitor Voltage Transformers 72.5 kV to 765 kV Type OTCF ฉบับปี 2008 ของผู้ผลิต AREVA Ritz Instrument Transformers พบว่าเอกสารดังกล่าวยืนยัน RIV ว่า “Less than 2500 µV at 1.1 Um” ซึ่งคาดว่าเป็นเกณฑ์ที่ใช้มาตั้งแต่อดีต สมัยที่เป็น NEMA No. SG 11-1955 ตามการเปรียบเทียบในเชิงอรรถข้อที่แล้ว แต่ไม่ได้แก้ไขตาม C93.1-1999 ฉบับปัจจุบัน

๑๔๒
การพิจารณา Design Test Record หัวข้อ RIV ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในขั้นตอนการจัดซื้อ ผู้เกี่ยวข้องจะต้องตรวจสอบเกณฑ์ตัดสินให้เป็นไปตามมาตรฐาน C93.1 ฉบับล่าสุดเสมอ ไม่ว่าจะเป็นผู้ผลิตรายเดิมหรือผู้ผลิตรายใหม่เพื่อให้มั่นใจว่าเอกสารที่เสนอมาครั้งนั้นถูกต้องจริงๆ

๑๔๓
เกณฑ์กำหนดหัวข้อ Low-voltage terminal insulation level ตามมาตรฐาน ANSI มีเนื้อหาเหมือนกันทั้ง C93.1-1981, C93.1-1990 & C93.1-1999 ส่วน NEMA No. SG 11-1955 ไม่มีข้อกำหนดใดๆ ที่เทียบเคียงกับ Low-voltage terminal insulation level ข้อนี้

Nominal system voltage (kV)	Power-frequency withstand: wet test 10 seconds (kV)		Minimum leakage distance (inches)	
	SG11-1955	C93.1-1999	SG11-1955	C93.1-1999
34.5	80	72	26.5	26
46	100	95	33.5	35
69	145	140	45	48
115	230	230	76	79
138	275	275	88	92
161	315	325	103	114
230	445	460	145	154

๑๔๔
ข้อความย่อหน้านี้ที่บอกว่า “20 mhos (20 microsiemens)” นั้น มีการพิมพ์ผิด เนื่องจาก mho กับ siemens เป็นชื่อของหน่วยเดียวกัน ดังนั้น mho ต้องเทียบเท่า siemens และ micromho ต้องเทียบเท่า microsiemens ขอให้ผู้อ่านแก้ไขคำว่า mho เป็น micromho แทน ทั้งนี้ C93.2-1976, Section 4.1.14 และ C93.1-1981, Section 4.6 พิมพ์ให้ถูกต้องแล้วเป็น “20 µmho (20 µS)” แต่มาพิมพ์ขัดแย้งกัน เมื่อประกาศใช้ C93.1-1990 และยังคงพิมพ์ผิดต่อเนื่องมาถึง C93.1-1999 ฉบับนี้ สำหรับ NEMA No. SG 11-1955 ไม่มีข้อกำหนดใดๆ เกี่ยวกับค่าของ stray capacitance ที่เทียบเคียงกับย่อหน้านี้

๑๔๕
หน่วย mho ที่ใช้กับความนำ (conductance) เป็นส่วนกลับของหน่วย ohm ที่ใช้กับความต้านทาน (resistance) ซึ่งหน่วย ohm มาจากชื่อของ Georg Simon Ohm นักฟิสิกซ์ชาวเยอรมัน ผู้ค้นพบกฎของโอห์ม ขณะที่หน่วย mho ไม่ได้มาจากชื่อใครทั้งนั้น แต่เป็นการเขียนตัวอักษรเรียงย้อนกลับของคำว่า ohm เท่านั้นเอง (คิดกันง่ายๆ ดี!)

High Voltage Series

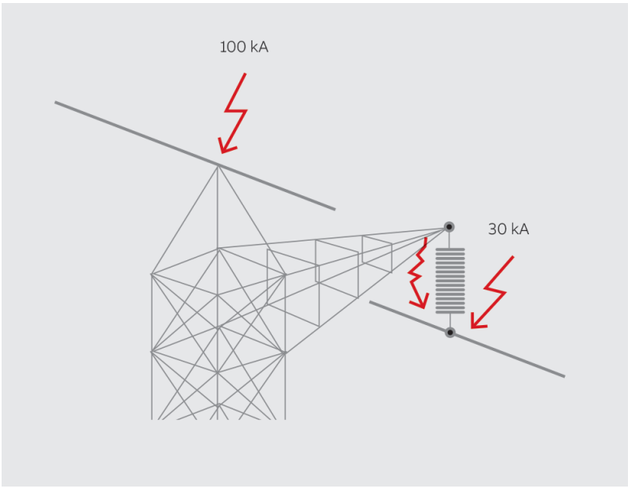
Modeling insulation in high-voltage substations

รูปแบบการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้าในสถานีไฟฟ้าแรงสูง

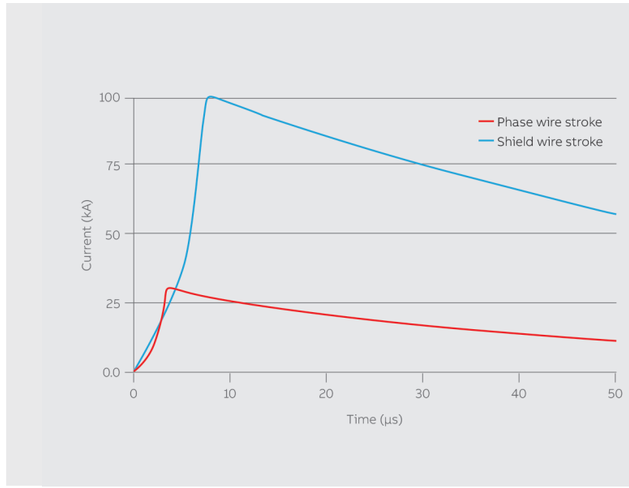
นัธที วงศ์พยัคฆ์
nuttee.wongpayak@th.abb.com

เป้าหมายของการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้าคือ การหาค่าความแข็งแรงฉนวนของหม้อแปลงไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่นๆ ภายในสถานีไฟฟ้ากับแรงดันเกินที่อาจเกิดขึ้นในระบบ เมื่อคุณสมบัติของฉนวนได้รับการประเมินแล้ว ผู้ออกแบบสามารถเลือกรูปแบบการป้องกันที่เหมาะสม ที่จะช่วยลดและยับยั้งโอกาสเกิดความเสียหายจากแรงดันเกินได้ แรงดันเกินที่เกิดขึ้นทำให้เกิดเหตุการณ์ต่างๆ ในระบบไฟฟ้า และเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นนั้นสามารถจำแนกออกมาโดยใช้ความถี่ (อ้างอิงจากมาตรฐาน IEC 60071) ซึ่งจำแนกด้วยขนาดเวลาที่เพิ่มขึ้น และความถี่ของแรงดันเกินนั้นๆ

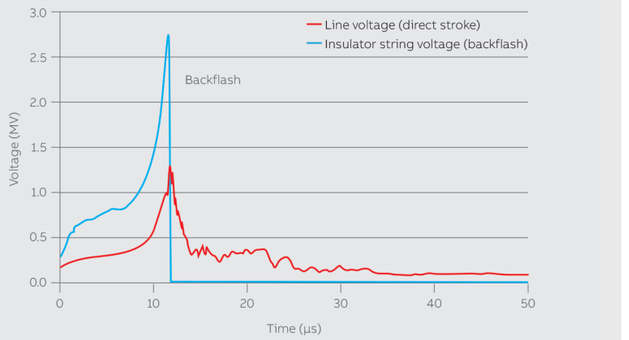
รูปที่ 1
สถานีไฟฟ้าแรงดัน 132 kV



รูปที่ 2



รูปที่ 2 a



รูปที่ 2 b

รูปที่ 2c
กราฟแสดงแรงดันที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์ฟ้าผ่า

—
รูปที่ 2
การจำลอง EMT ขณะเกิดฟ้าผ่าที่เสาส่งตาม CIGRE WG 33.0.

รูปที่ 2a
เสาส่งและจุดที่ถูกฟ้าผ่า

รูปที่ 2b
กราฟแสดงกระแสที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์ฟ้าผ่า

หัวข้อหลักของบทความนี้จะชี้ให้เห็นถึงปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นเนื่องจากความถี่สูงเป็นหลัก ซึ่งจัดอยู่ในจำพวกของ Fast-front Transients ส่วนใหญ่เกิดขึ้นจากการเกิดฟ้าผ่าที่ทำให้เกิดแรงดันเกินมากกว่าหรือเท่ากับ 5 เท่าของแรงดันพิกัดของอุปกรณ์ ดังนั้นการเลือกพิกัดและจัดวางตำแหน่งที่เหมาะสมของ Surge Arresters จึงเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสุดในการป้องกันแรงดันเกินที่เกิดขึ้น ถึงแม้ว่าจะมีจุดมุ่งหมายการใช้งานที่ชัดเจน แต่การเลือกใช้ Surge Arresters ก็ยังมีอีกหลายแง่มุมซึ่งจำเป็นจะต้องพิจารณา

ทั้งนี้ในแง่ของการประเมินการป้องกันแรงดันเกินขณะเกิดภาวะ Transients ยังเป็นเรื่องที่มีความซับซ้อน ในอดีตการที่ผู้ออกแบบจำลองปรากฏการณ์ Transients และศึกษาความซับซ้อนเพื่อทำความเข้าใจนั้น เป็นสิ่งที่เป็นไปไม่ได้ แต่ในปัจจุบันโปรแกรมจำลอง Electromagnetic Transients (EMT) ได้เข้ามาเป็นส่วนหนึ่งในเครื่องมือที่ใช้ในการศึกษาจะช่วยเหลือในการออกแบบ และถือว่าเป็นสิ่งที่ขาดไม่ได้ในการตรวจสอบในบางกรณี

รูปแบบของปรากฏการณ์ฟ้าผ่า

การเกิดฟ้าผ่าเป็นสิ่งที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ เมื่อสถานีไฟฟ้ามีการจ่ายไฟด้วยระบบสายส่งเหนือดิน เมื่อเกิดฟ้าผ่าที่ตำแหน่งต่างๆ ซึ่งอาจเกิดขึ้นที่สายส่ง (Direct Strike) หรืออาจเกิดที่ Overhead Ground wire (OHGW) การเกิดฟ้าผ่าที่ OHGW เป็นสาเหตุที่ทำให้เกิด Backflash Over ข้ามลูกถ้วยแขวนเข้าสู่สายเฟสได้ แรงดันสูงสุดที่อาจเกิดขึ้นอาจมีขนาดถึงหลายล้านโวลต์ในช่วงความถี่ 50 kHz ถึง 10 MHz โดยที่ขนาดของกระแสและรูปคลื่นที่เกิดจากการเกิดฟ้าผ่าจะถูกคัดเลือกตามแนวทางจากคณะกรรมการมาตรฐานนานาชาติ (IEC, CIGRE) ถึงแม้ว่าปรากฏการณ์ฟ้าผ่าจะไม่สามารถคาดเดาได้ แต่เราสามารถประมาณค่ากระแสฟ้าผ่าจากวิธีการข้างต้นให้ใกล้เคียงกับระดับที่น่าพอใจเพื่อใช้ออกแบบระบบได้ดังภาพที่ 2

การป้องกันสถานีไฟฟ้า

เมื่อเกิดเหตุการณ์ฟ้าผ่าสายส่งหรือ Backflash อาจทำให้เกิดแรงดันเกินแพร่กระจายไปในสายส่งและเข้าสู่สถานีไฟฟ้า ดังนั้นขีดจำกัดแรงดันเกินจึงเป็นสิ่งที่มีความสำคัญต่อความปลอดภัยและความน่าเชื่อถือของอุปกรณ์ในสถานีไฟฟ้า โดยเฉพาะหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่มีมูลค่าสูงที่สุดในระบบไฟฟ้า การป้องกันแรงดันเกินจะสามารถทำได้โดยอาศัยคุณสมบัติเฉพาะของ Surge Arresters ซึ่งทำงานแบบ Nonlinear ดังคุณสมบัติของ Zinc Oxide ที่เป็นส่วนประกอบที่สำคัญที่สุดของ Surge Arresters ที่สภาวะปกติ Surge Arresters จะมีกระแสไหลผ่านในปริมาณน้อยมาก และเมื่อมีแรงดันเกิน เนื่องจากการเกิดฟ้าผ่าก็สามารถส่งผ่านกระแสปริมาณมาก (ในหน่วย kA)

—

ด้วยคุณสมบัตินี้เองทำให้แรงดันเกินที่เกิดขึ้นถูกลดลงจนอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าขีดจำกัดสูงสุดของอุปกรณ์ ดังรูปที่ 3 ที่แสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมของแรงดันเกินฟ้าผ่ารูปคลื่น 8/20 us เมื่อ Uc = Maximum Continuous Operation Voltage (MCOV)

โดยที่ตัวเลข 8 และ 20 มาจากเวลาของกระแสที่เพิ่มขึ้นจนถึงยอดคลื่นและเวลาของกระแสที่ลดลงจนถึงหางคลื่นในหน่วย us ดังรูป 2b ซึ่งรูปคลื่นอิมพัลส์ 8/20 นี้เป็นหนึ่งในหลายๆ รูปคลื่นมาตรฐานของกระแส Discharge ที่ถูกนำมาใช้อย่างยาวนาน แม้ว่ารูปคลื่นนี้จะไม่ถูกต้องนัก เมื่อเทียบกับรูปคลื่นฟ้าผ่า

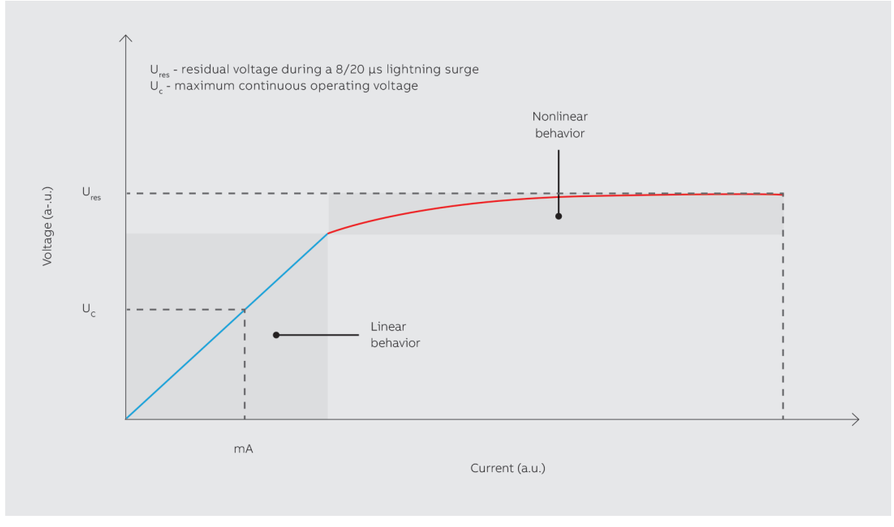
การจำลองแรงดันเกินฟ้าผ่า

การศึกษาเกี่ยวกับการจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้านั้นจะต้องสมมุติเหตุการณ์ที่เลวร้ายที่สุดและที่เวลาเดียวกันที่อาจเกิดขึ้นได้ โดยการจำลองจำเป็นที่จะต้องวางแผนสำหรับเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นและทำซ้ำหลายๆ ครั้งเพื่อยืนยันว่าสามารถนำไปใช้งานได้จริง เช่น หน้าคลื่นและความชันของกระแสฟ้าผ่า รูปแบบของสถานีไฟฟ้า รูปแบบของสายส่งเหนือดิน การจัดเรียงสายเคเบิ้ลแรงสูง โครงสร้างเสาส่ง และตำแหน่งและ Rating ของ Surge Arresters ซึ่งข้อมูลเหล่านี้จะนำมาพิจารณาตามโดยใช้โปรแกรม EMTP-ATP (Electro-magnetic Transients Program – Alternative Transients Program) ซึ่งการทดสอบในที่นี้จะทดสอบกับระบบสายส่งเหนือดินที่แรงดัน 380 kV ที่ต่อเข้ากับ gas-insulated switchgear (GIS) และหม้อแปลงไฟฟ้าในสถานีดังภาพที่ 4

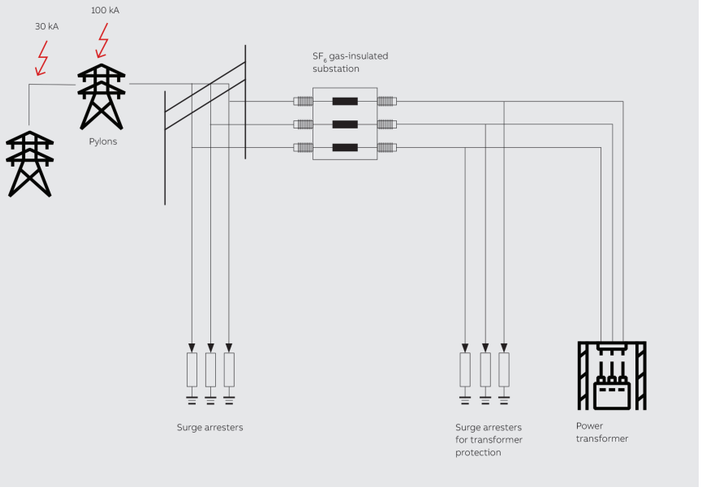
จากการจำลอง ดังตัวอย่างผลการจำลองเมื่อเกิดเหตุการณ์ฟ้าผ่าสายส่งและ Backflash ดังภาพที่ 5 และ 6 พบว่าการติดตั้ง Surge Arresters สามารถลดค่ายอดของแรงดันเกินสูงสุดลงได้ ซึ่งทำให้แรงดันเกินที่เกิดขึ้นมีค่าต่ำกว่า Basic Insulation Level (BIL) ของอุปกรณ์ ซึ่งตามมาตรฐาน IEC 60071 BIL เท่ากับ 1,425 kV (Peak Value) สำหรับ ระบบ 400 kV อีกทั้งยังกล่าวถึง Safety Factor (ks) เท่ากับ 1.15 อีกด้วย ซึ่งผู้ใช้งานอาจจะกำหนดค่า ks ขึ้นเองเช่น 1.20 หรือ 1.25 เมื่อ Safety Margin มีค่ามากขึ้นนั่นหมายถึง ระบบที่มีความต้องการประสิทธิภาพที่สูงขึ้นและข้อกำหนดทางเทคนิคที่เข้มงวดขึ้นสำหรับ Surge Arresters

ข้อควรระวัง

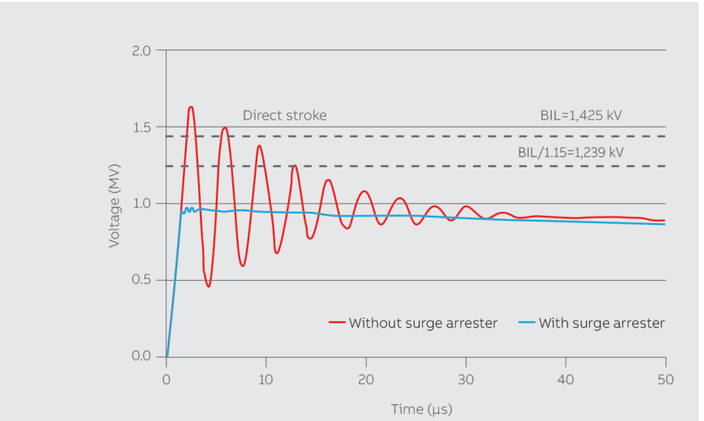
นอกจากเรื่องของ Surge Arresters แล้ว ยังมีปัจจัยอื่นๆ ที่ต้องถูกพิจารณาอีก เช่น ระยะระหว่าง Surge Arresters และอุปกรณ์หรือระบบที่ต้องการป้องกัน ดังกฎพื้นฐานที่กล่าวว่าควรจะติดตั้ง Surge Arresters ให้ใกล้กับอุปกรณ์ (เช่น หม้อแปลง สายเคเบิ้ล หรือ Switchgear) มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ ระยะห่างที่มากขึ้นเป็นสาเหตุที่ทำให้ความสามารถการลดทอนแรงดันเกินโดยเฉพาะที่ความถี่สูงของ Surge Arresters ลดลง เนื่องจากค่าความเหนี่ยวนำที่เกิดจากระยะทางระหว่าง Surge Arresters และอุปกรณ์จะส่งผลอย่างมีสำคัญขณะระบบเกิด Transient ความถี่สูงมากกว่าที่ความถี่มูลฐาน (50 Hz หรือ 60 Hz) ดังภาพที่ 7 และ 8



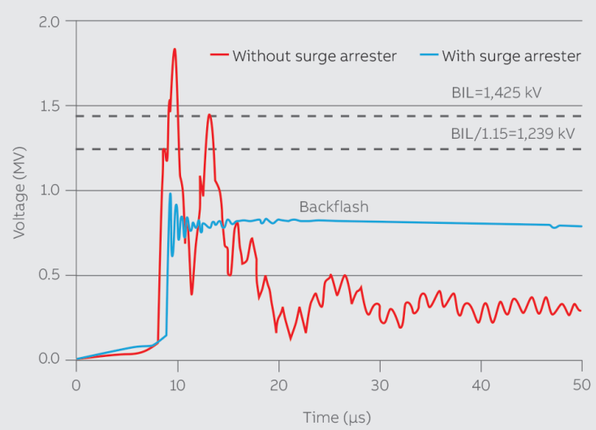
รูปที่ 3



รูปที่ 4



รูปที่ 5



รูปที่ 6

จึงอาจกล่าวได้ว่าระยะห่างนี้ทำให้แรงดันเกินที่เกิดขึ้นจากฟ้าผ่าเพิ่มขึ้น ซึ่งนั่นอาจเป็นส่วนหนึ่งที่ทำให้แรงดันเกินมีค่ามากกว่าระดับการป้องกันของอุปกรณ์ ดังนั้นผู้ออกแบบควรที่จะติดตั้ง Surge Arresters ให้ใกล้อุปกรณ์หรือระบบที่ต้องการป้องกันมากที่สุด โดยเฉพาะในระบบไฟฟ้าแรงสูงและระบบไฟฟ้าแรงสูงพิเศษ (Ultra-High Voltage)

อีกหนึ่งตัวแปรที่มีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาคือความสามารถของ Surge Arresters ที่จะจัดการกับแรงดันเกินปริมาณมหาศาล Surge Arresters จะถูกจำแนกตาม Line Discharge Rating ซึ่งแบ่งออกเป็น Class 1 (ต่ำสุด) ถึง Class 5 (สูงสุด) ซึ่งการจำแนกนี้ จะแสดงให้เห็นถึงความสามารถในการส่งผ่านพลังงาน ดังนั้นการใช้อุปกรณ์ Class 2 จะเหมาะสำหรับพื้นที่ที่เกิดฟ้าผ่าน้อยและไม่ค่อยมีการ Switching ส่วนการใช้อุปกรณ์ Class 5 จะใช้ในพื้นที่ที่เกิดฟ้าผ่ามากและมีการ Switching รายวัน เป็นต้น ดังภาพที่ 9 ซึ่งบางครั้งผู้ออกแบบจะกำหนดให้ใช้อุปกรณ์ใน Class ที่สูงมากกว่าที่จำเป็น ซึ่งจะทำให้ค่า Safety Margin เพิ่มขึ้นด้วย

การนำเสนออุปกรณ์ให้กับผู้ใช้งาน

ในโครงการที่ใช้อุปกรณ์ GIS ซึ่งเอบีบีเป็นผู้รับผิดชอบด้านการออกแบบ ติดตั้ง และ commissioning นั้น Surge Arresters ที่ใช้กับโครงการนั้นๆ จะต้องได้รับการคัดเลือกอย่างเหมาะสม ซึ่งผู้ใช้งานส่วนใหญ่มักจะเลือกและอ้างอิงถึงมาตรฐานต่างๆ เช่น

- IEC-60071 series
- IEEE standard C62.82.1 (revision of IEEE 1313.1 and 1313.2)

โดยที่จะกำหนดให้เอบีบีทำการเสนออุปกรณ์ที่ผ่านมาตรฐานข้างต้นในหัวข้อ Transient ที่ความถี่สูงอีกด้วย ทั้งนี้ผู้ใช้งานบางรายได้กำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคอื่นๆ เพิ่มเติมด้วย ซึ่งข้อกำหนดนี้จึงต้องถูกนำไปพิจารณา แต่ในบางครั้งการที่จะทำตามข้อกำหนดทางเทคนิคเฉพาะที่ผู้ใช้งานกำหนด ผู้ออกแบบอาจจำเป็นต้องนำเสนออุปกรณ์ที่ไม่สอดคล้องกับมาตรฐานสากล แต่ในท้ายที่สุดรายละเอียดต่างๆ จะถูกนำมาวิเคราะห์ สรุปและนำเสนอให้กับผู้ใช้งาน โดยที่รายงานนั้นจะต้องโปร่งใสและถูกต้องตามความต้องการของผู้ใช้งาน

การศึกษาในเรื่องของแรงดันเกินฟ้าผ่านั้น เป็นเพียงส่วนหนึ่งของการออกแบบสถานีไฟฟ้า ซึ่งเอบีบีสามารถเสนอการจำลองและวิเคราะห์การจัดสัมพันธ์ฉนวนไฟฟ้า ในแง่มุมอื่นๆ เช่น การ Switching ของอุปกรณ์ Circuit Breaker และ Disconnecting Switch ที่แรงดันต่างๆ เพิ่มเติมด้วย

—
รูปที่ 4
ตัวอย่างสถานีไฟฟ้าแรงดัน 380 kV

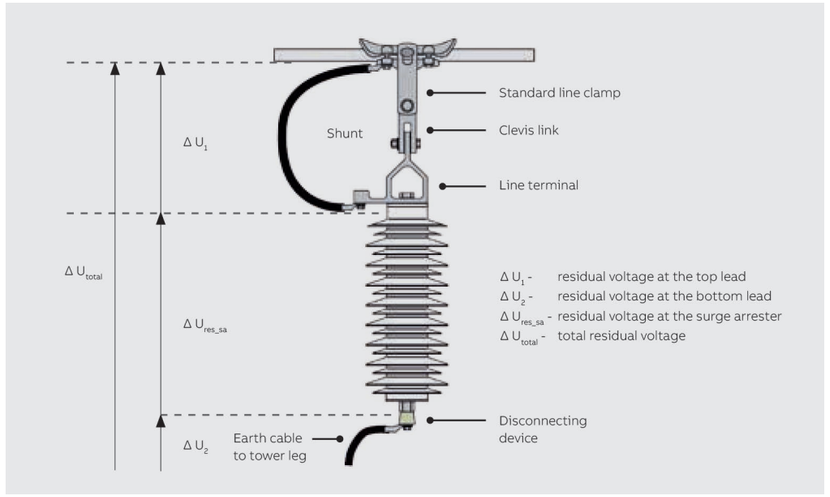
—
รูปที่ 5
ผลการจำลองการทดสอบที่ Terminal ของหม้อแปลงขณะเกิด Direct Stroke

—
รูปที่ 6
การจำลองแรงดันเกินขณะเกิด Backflash

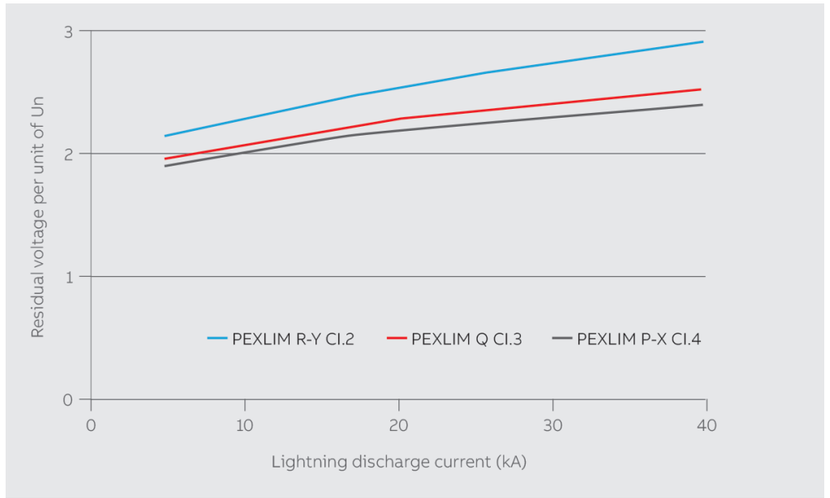
—
รูปที่ 7
Residual Voltage

—
รูปที่ 8
ความสัมพันธ์ระหว่างแรงดันเกินกับระยะการติดตั้ง Surge Arresters

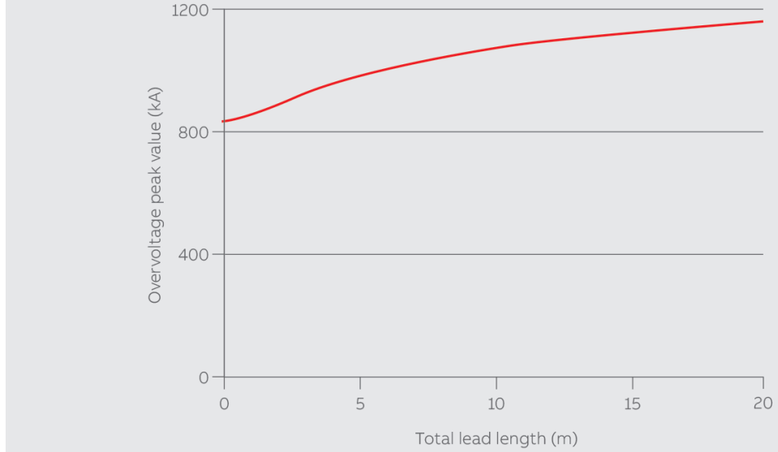
—
รูปที่ 9
ความสัมพันธ์ของ Residual Voltage กับ Discharge Current ของ Surge Arresters



รูปที่ 7



รูปที่ 8



รูปที่ 9

Special Power Series

Safe and powerful

ความปลอดภัยและการมีประสิทธิภาพสูง

หม้อแปลงแบบแห้งสำหรับการส่งไฟฟ้าแบบย่อย

หม้อแปลงไฟฟ้ากำลังที่เป็นนวัตกรรมล่าสุดของ ABB คือ HiDry72 ที่กำลังทำงานอยู่ในสถานีไฟฟ้าย่อยหลายแห่งทั่วโลก ด้วย HiDry72 ABB ได้ปูทางสำหรับการใช้หม้อแปลงแบบแห้ง เพื่อย้ายจากการประยุกต์ใช้งานจากระบบจ่ายไฟฟ้าไปยังระบบส่งไฟฟ้าแบบย่อย (Subtranmission) เทคโนโลยีที่ปราศจากการใช้น้ำมันที่มีสมรรถภาพและความปลอดภัยสูงมากที่อยู่เบื้องหลังหม้อแปลงไฟฟ้านี้ ช่วยให้สถานีไฟฟ้าย่อย สามารถรวมเข้ากับอาคารได้อย่างปลอดภัย HiDry72 มีประโยชน์อย่างยิ่งสำหรับสถานีไฟฟ้าย่อยที่ตั้งอยู่ในเมืองและสถานที่สาธารณะที่มีความวุ่นวายและต้องการใช้พลังงานเป็นอย่างมาก

ดร.วรวุฒิ แซ่ก๊ก
worawut.sae-kok@th.abb.com

สนามกีฬาใหม่จำนวนมากได้ถูกสร้างขึ้นสำหรับการแข่งขันฟุตบอลโลกปี 2014 ที่ประเทศบราซิล หนึ่งในสนามกีฬาที่ได้สร้างขึ้นใหม่คือ Arena Fonte Nova ในเมือง Salvador da Bahia ซึ่งเป็นเมืองที่มีประชากรประมาณ 2.7 ล้านคน ตั้งอยู่บนชายฝั่งมหาสมุทรแอตแลนติกในตอนกลางของประเทศบราซิล สนามกีฬามี 55,000 ที่นั่งและตั้งอยู่ใจกลางเมือง (รูปสำหรับหน้าแรกของบทความ)

พลังงานไฟฟ้าได้ถูกจ่ายไปยังส่วนหนึ่งของเมืองนี้ โดยสายเคเบิลระบบส่งไฟฟ้าแบบย่อย 69 kV ด้วยการรื้อถอนสนามกีฬาเก่าและการก่อสร้างของสนามกีฬาใหม่ สถานีไฟฟ้าย่อยกลางแจ้งที่อยู่ใกล้จะต้องถูกเปลี่ยน สถานที่ของสถานีไฟฟ้าย่อยจะอยู่บนพื้นที่สำหรับพักผ่อนหย่อนใจที่ได้ถูกวางแผนไว้ ดังนั้นผู้ให้บริการด้านพลังงานจึงมีแนวคิดในการรวมสถานีไฟฟ้าย่อยแห่งใหม่เข้ากับสนามกีฬาที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง โดยบังเอิญเป็นเวลาเดียวกันกับที่ ABB ได้ประกาศเปิดตัวหม้อแปลงแบบแห้งสำหรับไฟฟ้าแรงสูงที่ 72.5 kV - HiDry72 โดยที่ HiDry ย่อมาจาก “High-voltage dry” และ 72 หมายถึงระดับแรงดันไฟฟ้า 72.5kV

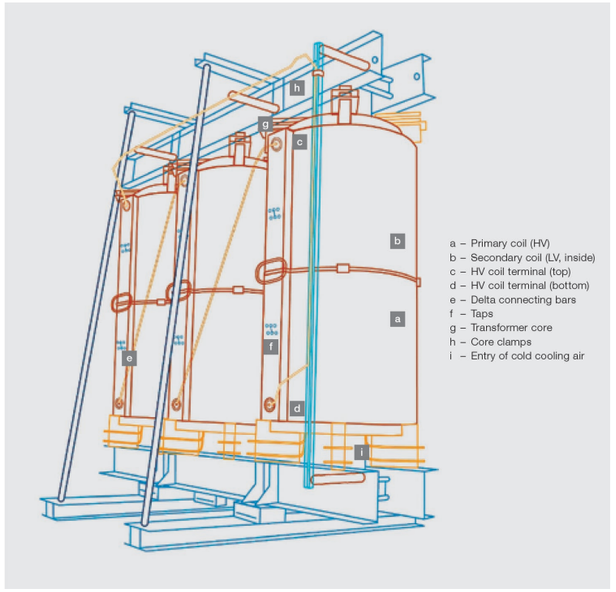
ผู้ที่รับผิดชอบโครงการนี้ รู้สึกทึ่งกับความคิดที่เทคโนโลยีหม้อแปลงแบบแห้งที่สามารถทนไฟและระเบิดได้ ซึ่งไม่เพียงแต่จะใช้ในการประยุกต์ใช้งานในระดับไฟฟ้าแรงดันปานกลาง แต่ยังใช้สำหรับไฟฟ้าแรงสูงได้อีกด้วย ซึ่งได้กลายเป็นเรื่องที่ชัดเจนว่าหม้อแปลงแบบแห้งทำให้ได้การออกแบบและรูปแบบที่ไม่ยุ่งยากซับซ้อน ซึ่งเป็นโซลูชั่นที่มีประสิทธิภาพทางต้นทุนที่สูง รวมถึงการใช้งานจะช่วยขจัดความกังวลเรื่องความปลอดภัยเกี่ยวกับการรวมสถานีไฟฟ้าย่อยเข้ากับสนามกีฬา ความปลอดภัยถือเป็นประเด็นหลักในสถานที่ซึ่งมีผู้เข้าชมหลายหมื่นคน

เทคโนโลยีหม้อแปลงแบบแห้ง

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างหม้อแปลงไฟฟ้าฉนวนน้ำมันหม้อแปลงแบบแห้งจะเป็นแบบฉนวนอากาศซึ่งมีทั้งข้อดีและข้อด้อยกล่าวคือ ความแข็งแรงทางไดอิเล็กทริกของฉนวน

—
รูปที่ 1
หม้อแปลงแบบแห้ง

—
รูปที่ 2
คุณสมบัติของ HiDry72



รูปที่ 1

Primary voltage	Up to 72.5 kV
Rated power	Up to 63 MVA
Lightning impulse voltage	325 kV for IEC 350 kV for ANSI/IEEE
Short-duration AC withstand voltage	140 kV for IEC 140 kV for ANSI/IEEE
Secondary voltage	Up to 36 kV
Connection group	Y or D
Partial discharge	<10pC
Insulation class	F (155°C) or H (180°C)
Environmental class	E2
Climatic class	C2
Fire class	F1
Cooling	AN, ANAF, AFAF, AFWF A: air W: water N: natural convection F: forced convection
Tapping and OLTC	17 positions (± 8 x 1.25%)
Enclosure	No enclosure, or IP and NEMA (National Electrical Manufacturers Association) indoor or outdoor enclosure according to requirements

รูปที่ 2

น้ำมันจะเป็นประมาณ 8 เท่าของฉนวนอากาศ ดังนั้นขนาดของแกนและคอยล์ของหม้อแปลงฉนวนน้ำมันจะมีขนาดเล็กกว่าในกรณีฉนวนอากาศ ในขณะที่หม้อแปลงแบบแห้งไม่จำเป็นต้องใช้บุชชิงและไม่เกิดน้ำมันเปรอะเปื้อนออกมา ข้อได้เปรียบสำคัญหลักคือ การไม่มีน้ำมันที่ติดไฟและวัสดุที่ติดไฟได้ ในขณะที่หม้อแปลงโดยทั่วไปจะมีน้ำมันเป็นหลายพันลิตร หม้อแปลงแบบแห้งที่ใช้วัสดุฉนวนเป็นแบบระดับ F1 จะดับไฟได้ด้วยตัวเอง หม้อแปลงแบบแห้งยังเป็นทางเลือกของหม้อแปลงฉนวนก๊าซได้เช่นกันและมีความปลอดภัยมากกว่าในการจัดการ

มีเทคโนโลยีที่แตกต่างกันหลายชนิดที่ใช้สำหรับหม้อแปลงแบบแห้ง เช่น Vacuum cast coil (VCC), RESIBLOC® และ แบบ Open Wound ด้วยคุณสมบัติพิเศษที่แตกต่างกัน รูปที่ 1 แสดงถึงส่วนประกอบหลักของหม้อแปลงแบบ VCC

ระหว่างคอยล์ขดลวดปฐมภูมิและทุติยภูมิของหม้อแปลง VCC จะเป็นท่ออากาศ เนื่องจากค่าคงที่ไดอิเล็กทริกของวัสดุฉนวนที่เป็นของแข็งรอบขดลวดนั้นสูงกว่ากรณีของอากาศ สนามไฟฟ้าจะถูกเอาขึ้นจากอากาศในท่ออากาศ ขนาดของท่ออากาศจำเป็นต้องมีขนาดใหญ่พอที่จะทนต่อการทดสอบ Lightning Impulse หม้อแปลงแต่ละตัวจะถูกทดสอบสำหรับ Partial discharge (ต้องต่ำกว่า 10pC) เพื่อซึ่งเป็นการรับประกันได้ว่าฉนวนของแข็งมีคุณภาพสูงเพียงพอและไม่มีช่องว่างที่อยู่ภายใน

ท่ออากาศอันเดียวกันยังช่วยในการไหลเวียนของอากาศเย็นซึ่งไหลเข้าที่ด้านล่างและสร้างกระแสลมด้วยตัวเอง ซึ่งมาจากผลกระทบปล่องไฟ (Chimney effect) ซึ่งทำให้ได้การฟื้นฟูอัตโนมัติของอากาศที่เป็นฉนวน ท่ออากาศเพิ่มเติมอยู่ระหว่างคอยล์ขดลวดแรงดันต่ำ (LV) และขาแกนหลัก คอยล์ขดลวดไฟฟ้าแรงสูง (HV) ยังได้ถูกระบายความร้อนบนพื้นผิวด้านนอก สำหรับหม้อแปลงที่มีกำลังไฟฟ้าสูง ท่ออากาศเพิ่มเติมสามารถนำเข้าไปสู่คอยล์ขดลวด LV และ HV ได้

—

ขดลวดสามารถทำได้จากอลูมิเนียมหรือทองแดงขึ้นอยู่กับความต้องการของผู้ใช้ สายเคเบิลขาเข้าหรือบัสบาร์แบบเปิดจะถูกเชื่อมต่อโดยตรงกับคอยล์ขดลวด HV

ในทั่วโลกได้มีแนวโน้มที่สำคัญในการใช้หม้อแปลงแบบแห้งมากขึ้น ศักยภาพทางการตลาดที่มีขนาดใหญ่ขึ้น ในขณะที่การใช้ประยุกต์ใช้งานที่ LV เทคโนโลยีหม้อแปลงแบบแห้งมีอิทธิพลอย่างมากอยู่แล้ว ในส่วนของ MV การใช้งานของหม้อแปลงฉนวนน้ำมันยังคงเป็นหลักอยู่ สำหรับการใช้งานของ HV นอกเหนือจากการใช้แบบฉนวนก๊าซ SF_6 เพียงไม่กี่ยูนิต หม้อแปลงฉนวนน้ำมันยังคงเป็นหลัก หม้อแปลง HiDry72 จึงเป็นหม้อแปลงฉนวนอากาศชุดแรกสำหรับขั้นแรงดันไฟฟ้าที่ 72.5kV

คุณสมบัติและเทคโนโลยีของ HiDry

HiDry72 มีพิกัดกำลังไฟฟ้าได้ถึง 63MVA ในรูปแบบสามเฟสหรือแบบเฟสเดียว ให้ฟังก์ชันการทำงานเช่นเดียวกับหม้อแปลงฉนวนน้ำมัน รวมถึงการควบคุมแรงดันไฟฟ้าขณะมีโหลดด้วยการใช้ OLTC (On-load tap changer) แบบแห้ง OLTC จะมีช่วงการควบคุมเป็น ±10 เปอร์เซ็นต์ (ดูรูปที่ 2)

หม้อแปลง HiDry72 ใช้เทคโนโลยีพื้นฐานเดียวกับที่ใช้สำหรับการใช้ประยุกต์ใช้งาน MV และที่มีอยู่ในหม้อแปลงแบบแห้งของ ABB ซึ่งเป็นแบบ VCC และ RESIBLOC แต่ความต้องการสำหรับหม้อแปลงสำหรับระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบส่งแบบย่อยจะสูงกว่าในกรณีของระบบจ่ายไฟฟ้ากล่าวคือ แรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น กำลังไฟฟ้าก็สูงขึ้นและช่วงสำหรับการควบคุมแรงดันไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นต้องการให้ปัญหาทางด้านไดอิเล็กทริกเชิงความร้อนและเชิงกลที่ซับซ้อนได้รับการแก้ไข

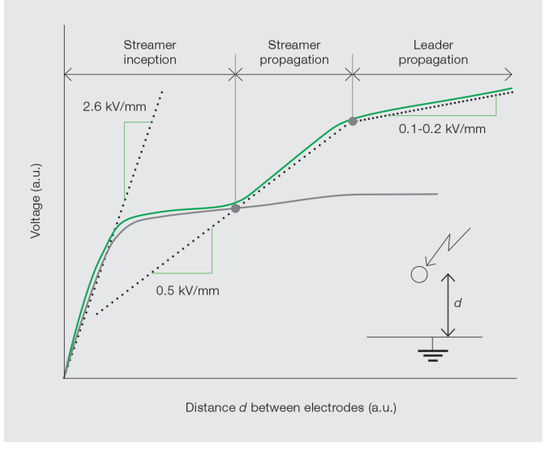
—

โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อระดับแรงดันไฟฟ้าเกิน 36kV ความเข้าใจอย่างละเอียดเกี่ยวกับฟิสิกส์ของการเบรกดาวน์ของก๊าซเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อลดระยะห่างไดอิเล็กทริกในอากาศ (ดูรูปที่ 3) ระยะทางจะลดลงโดยการใช้วงแหวนป้องกัน (Shielding ring) ในขดลวด ส่วนหลักของการซีลดิ้งและการประยุกต์ใช้แนวคิดแนวกั้นหลายชั้น (Multiple barrier) และการจัดการแนวกั้นเทคนิคเหล่านี้มีอิทธิพลต่อการกระจายสนามไฟฟ้าและกำหนดเส้นทางการดิสชาร์จ

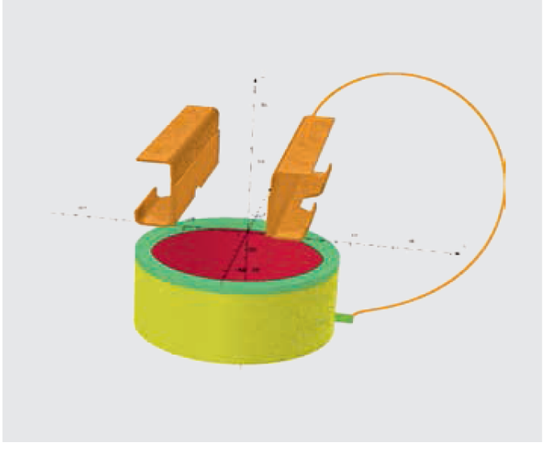
—
รูปที่ 3
พฤติกรรมไดอิเล็กทริกของอากาศเป็นปัจจัยสำคัญในการออกแบบหม้อแปลง

รูปที่ 3a
เส้นโค้งสีเขียวแสดงถึงแรงดันทนสำหรับการจัดวางทรงกลม-ระนาบ

รูปที่ 3b
การประเมินผลเส้นทางการดิสชาร์จที่คาดหวังด้วยการจำลองผลทางไดอิเล็กทริก



รูปที่ 3 **3a**



3b

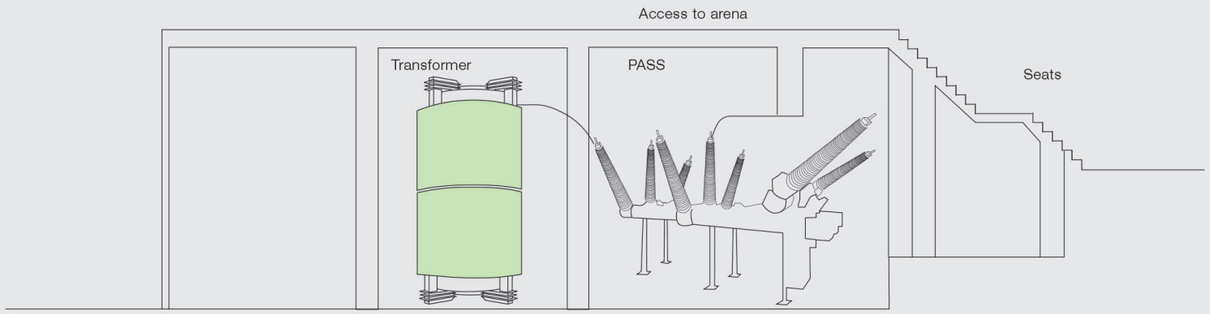
ความปลอดภัยจากอัคคีภัย – มีผลต่อสถานีไฟฟ้าย่อยในร่มและอยู่ใต้ดิน

สถานีไฟฟ้าย่อย HV ในย่านใจกลางเมืองส่วนมากตั้งอยู่ในอาคารแบบพิเศษส่วนใหญ่ เนื่องจากความเสี่ยงจากการเกิดไฟไหม้และการระเบิดของหม้อแปลง อย่างไรก็ตาม การเติบโตของการใช้งาน HV ภายในเมืองและพื้นที่ว่างที่ลดลงทำให้การผนวกรวมสถานีไฟฟ้าย่อย HV เข้าไปในอาคารของรัฐหรือเอกชนเป็นสิ่งที่ต้องการ ซึ่งเป็นสถานการณ์ของตลาดที่ HiDry72 จะเหมาะสมอย่างยิ่ง เนื่องจากมีคุณสมบัติในการป้องกันอัคคีภัยอย่างดีเยี่ยม

หม้อแปลง HiDry72 ใช้อีพ็อกซี่เรซินสำหรับหล่อขึ้นรูปคอยล์ อีพ็อกซี่เรซินเป็นโพลิเมอร์ที่เป็นแบบเทอร์โมเซ็ตติ้งซึ่งตรงกันข้ามกับโพลิเมอร์แบบเทอร์โมพลาสติก ซึ่งจะไม่ละลายที่อุณหภูมิที่สูงขึ้น เรซินจะถูกเติมด้วยซิลิกาปริมาณมากที่ไม่เผาไหม้ โดยอาจจะเป็นอนุภาคของทรายขนาดเล็กหรือใยแก้ว ซึ่งในกรณีที่เกิดไฟขึ้นจะดูดซับความร้อนและลดอุณหภูมิการเผาไหม้ เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้น อีพ็อกซี่จะไม่ติดไฟเอง แต่จะเสื่อมสภาพและเริ่มเอาก๊าซออกและออกซิไดซ์ เมื่อความร้อนจากภายนอกหยุดลงหรือไฟจากข้างนอกดับ กระบวนการดังกล่าวจะสิ้นสุดลง ดังนั้นหม้อแปลง HiDry72 จึงไม่ก่อให้เกิดความเสี่ยงต่อการติดไฟ

การทดสอบการติดไฟ (Flammability testing)

หม้อแปลงที่มีระดับเกี่ยวกับไฟ (Fire class) เป็น F1 (ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐาน IEC 60076-11: 2004) มีการจำกัดการติดไฟและการลดการปล่อยสารพิษและควันทึบ การทดสอบพฤติกรรม F1 จะถูกดำเนินการกับหม้อแปลงหนึ่งเฟสที่ประกอบด้วยคอยล์ HV และ LV ขาแกนหลักและส่วนประกอบของฉนวน คอนเทนเนอร์ที่ถูกเติมด้วยเอทิลแอลกอฮอล์จะ



รูปที่ 4

—
รูปที่ 4
สถานีไฟฟ้าย่อย 69 kV ด้วย HiDry72 ในสนามกีฬา Arena Fonte Nova ในเมือง Salvador da Bahia ประเทศบราซิลโดยมีการติดตั้งหม้อแปลงและสวิตช์เกียร์ฉนวนก๊าซ

—
รูปที่ 5
หม้อแปลง HiDry72 69 kV/25MVA ที่สนามกีฬา Arena Fonte Nova

รูปที่ 5a
ด้วย OLTC แบบแห้ง

รูปที่ 5b
ไฮบริดสวิตช์เกียร์ SF6/อากาศ PASS M00 72.5 kV

ถูกวางอยู่ด้านล่างของคอยล์และแอลกอฮอล์จะถูกติดไฟแผงความร้อนไฟฟ้า ซึ่งแทนแหล่งความร้อนภายนอกเพิ่มเติมจะถูกวางที่ด้านหนึ่งของคอยล์ HV และฉายเข้าไปด้วยกำลัง 24kW การทดสอบจะถูกดำเนินการในห้องทดสอบมาตรฐาน อุณหภูมิและคุณสมบัติการส่งผ่านแสงของก๊าซเสียจะถูกดำเนินการวัด

สิ่งสำคัญเป็นอย่างมากคือ การที่ก๊าซเสียจะไม่เป็นพิษหรือมีฤทธิ์กัดกร่อนสูง เนื่องจากสามารถไหลผ่านเข้าสู่ส่วนอื่นของอาคารหรือกระจายผ่านระบบระบายอากาศและอาจส่งผลกระทบต่อผู้คนเป็นจำนวนมาก ความโปร่งใสของควันที่ดีช่วยให้ผู้คนสามารถปรับทิศทางและหาทางออกฉุกเฉินได้

ประสบการณ์ของ ABB เกี่ยวกับหม้อแปลงแบบแห้งที่มีความผิดพร่องภายในคือ การที่ไม่ทำให้เกิดการระเบิดหรือดีดชิ้นส่วนออก โดยปกติการแตกร้าวของคอยล์ การเกิดอาร์กที่จุดเฉพาะแห่งและการเกิดคาร์บอน (Carbonization) และควันมักจะเกิดขึ้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับความผิดพร่องโดยการป้องกันระบบจะตัดการเชื่อมต่อของหม้อแปลงหรือเซ็นเซอร์จะตรวจจับอุณหภูมิ

สถานีไฟฟ้าย่อยที่สนาม Arena Fonte Nova ในประเทศบราซิล

การติดตั้งสถานีไฟฟ้าย่อย 69kV ในสนามกีฬา Arena Fonte Nova มีการจัดวางรูปแบบให้ซ้ำซ้อนด้วยหม้อแปลงและสวิตช์เกียร์ HV อย่างละสองชุด (ดูรูปที่ 4) หม้อแปลงถูกวางอยู่ข้างล่างของบริเวณที่มีการเข้าถึงของสนามกีฬาซึ่งใกล้กับอัฒจรรย์หลัก บัสบาร์แบบเปิดถูกยึดติดกับเพดานของห้องไฟฟ้าที่เชื่อมต่อสวิตช์เกียร์และหม้อแปลง สถานีไฟฟ้าย่อยถูกใช้ในฤดูใบไม้ผลิปี 2013 ซึ่งทันเวลาพอดีกับการเป็นเจ้าภาพการแข่งขันฟุตบอล FIFA Confederations Cup 2013

หม้อแปลง 25MVA ได้เชื่อมต่อทางด้านทุติยภูมิกับสวิตช์เกียร์ MV (ดูรูปที่ 5) โดยมีแรงดันไฟฟ้าทุติยภูมิที่สามารถสลับได้ระหว่าง 11.95kV และ 13.8kV คอยล์ของหม้อแปลงทำด้วยเทคโนโลยี VCC ซึ่งให้ขดลวดที่มีความแข็งแรง (อยู่ในระดับเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อม E2) และมีการป้องกันที่ดีต่อมลภาวะด้านสิ่งแวดล้อมและความชื้น หม้อแปลงได้ถูกระบายความร้อนโดยการนำพาความร้อนแบบธรรมชาติและได้รับการทดสอบที่แรงดันไฟฟ้า Lightning impulse ที่ 350kV

รูปที่ 5

5a

5b

—
รูปที่ 6
หม้อแปลงแบบแห้ง HiDry72 31.5MVA/66kV ที่ห้องทดสอบ CESI สำหรับการทดสอบลัดวงจร

—
รูปที่ 7
หม้อแปลงแบบแห้ง 16MVA/45kV กับ OLTC และตู้ห้มสำหรับติดตั้งในสถานีไฟฟ้าย่อยกลางแจ้งในประเทศสวีเดน

—

OLTC แบบแห้งจะถูกติดตั้งไว้ข้างหน้าหม้อแปลง โดยจะมี OLTC ในแต่ละเฟส OLTC ใช้อินเตอร์รัพเตอร์แบบสูญญากาศสำหรับการสวิตชิงและได้ถูกกำหนดค่าเพื่อให้ได้ช่วงการควบคุมที่ + 4/-12 เปอร์เซ็นต์ในแต่ละขั้นที่ 1.25 เปอร์เซ็นต์ หม้อแปลงและ OLTC จะถูกกั้นไว้เพื่อหลีกเลี่ยงไม่ให้มีการสัมผัสโดยไม่ตั้งใจโดยคน แต่ก็ไม่จำเป็นต้องมีตู้หุ้ม

สถานีไฟฟ้าย่อยภายในเมือง Seville ประเทศสเปน

ปัจจุบันมีหม้อแปลง HiDry72 จำนวนมากที่ติดตั้งทั่วโลก ตัวอย่างเช่น ในเมือง Seville ประเทศสเปน Endesa ซึ่งเป็นการไฟฟ้าที่ใหญ่ที่สุดในประเทศ ได้ตัดสินใจเปลี่ยนหม้อแปลงฉนวนน้ำมันที่มีอยู่ในสถานีไฟฟ้าย่อยสองแห่ง ด้วยหม้อแปลง HiDry72 เพื่อกำจัดความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องสำหรับบริเวณใกล้เคียง สถานีไฟฟ้าย่อยแต่ละแห่งมีหม้อแปลงสองชุด หนึ่งในหม้อแปลง 31.5 MVA, 66/22 kV, OLTC (±8 x 1.25 เปอร์เซ็นต์) ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบการลัดวงจรที่ห้องทดสอบอิสระ CESI ในประเทศอิตาลี โดยสอดคล้องกับข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องของ IEC 60076-5 (ดูรูปที่ 6) OLTC ถูกติดตั้งอยู่บนหม้อแปลง ซึ่งนับว่าเป็นหม้อแปลงไฟฟ้าแบบแห้งที่มีพิกัดกำลังสูงสุดที่เคยทดสอบใน CESI

ในทำนองเดียวกันหน่วยงานทางไฟฟ้าในเมือง Ulricehamn ประเทศสวีเดนจำเป็นต้องเปลี่ยนหม้อแปลงฉนวนน้ำมันที่อยู่กลางแจ้งในป่า หน่วยงานทางไฟฟ้าได้ตัดสินใจที่จะติดตั้งหม้อแปลง HiDry 45/11kV, 16 MVA และ OLTC ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงด้านสิ่งแวดล้อมให้เป็นศูนย์ (ดูรูปที่ 7) ขดลวด RESIBLOC ที่ใช้มีคุณสมบัติสำหรับอุณหภูมิที่ต่ำกว่า -60 องศาเซลเซียส

สถานีไฟฟ้าย่อยในอนาคต

การรวมสวิตช์เกียร์ฉนวนก๊าซกับหม้อแปลง HiDry72 ช่วยให้สามารถสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยขนาดกะทัดรัดและรวมเข้ากับอาคารได้ง่าย หม้อแปลง HiDry72 สามารถส่งที่แรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นและที่พลังงานมากขึ้นไปยังพื้นที่เขตเมืองได้โดยไม่จำเป็นต้องสร้างสถานีไฟฟ้าย่อยเพิ่มเติม ประสบการณ์ที่ดีมากในการประสบความสำเร็จกับหม้อแปลงแบบแห้งขนาด 72.5kV แสดงให้เห็นว่าพอร์ตโฟลิโอของหม้อแปลงแบบแห้งควรขยายไปยังระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้นในระดับถัดไป

เรียบเรียงจาก
Martin Carlen, Mariano Berrogain,
“Safe and Powerful”,
ABB Review – Solar Power (2/2015),
page 68-74

รูปที่ 6

รูปที่ 7

Power Transformers Series

Testing of power transformers and shunt reactors (ตอนที่ 6)

ปานทิพย์ ประสงค์ไทย
pantip.prasongthai
@th.abb.com

5.5 ขั้นตอนการวัด

ก่อนที่จะมีการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย จะต้องมีการวัดความต้านทานของขดลวด (ส่วนที่ 3) และการวัดอุณหภูมิของขดลวด (เทียบตามมาตรฐาน IEC (คณะกรรมาธิการระหว่างประเทศว่าด้วยมาตรฐานสาขาอิเล็กทรอนิกส์) [1] และ IEEE [51] (มาตรฐานของสถาบันวิชาชีพวิศวกรไฟฟ้าและอิเล็กทรอนิกส์) [51])

หากมีหม้อแปลงกระแสในตัว ต้องนำมาต้องเข้าขั้วไฟฟ้าระหว่างการทดสอบเพื่อหลีกเลี่ยงการอิ่มตัว (ของสนามแม่เหล็ก) ของแกนเหล็กและแรงดันเกินที่จุดต่อสายทุติยภูมิ (เทอร์มินอลทุติยภูมิ) จะต้องต่อตัวปรับระดับแรงดันขาเข้า (แทป) ของบุชชิ่งลงดิน

หากหม้อแปลงกระแสที่อยู่ในการทดสอบมีตัวปรับระดับแรงดันขาเข้า (แทป) ชนิดต้องหยุดจ่ายไฟเพื่อเปลี่ยน (off-load) หรือแบบสามารถเปลี่ยนได้เลย (on-load) การวัดกำลังไฟสูญเสียในครั้งแรกจะทำที่ตัวปรับระดับแรงดันขาเข้า (แทป) หลักและให้วัดตัวปรับระดับแรงดันสูงสุดและต่ำสุดเป็นลำดับถัดมา

ในช่วงการทดสอบ จะมีการปรับกระแสไฟให้สูงขึ้นเรื่อยๆ อย่างสม่ำเสมอจาก 0 (ไม่มีกระแส) ไปจนถึงจนเต็มกระแส เพื่อไม่ให้เกิดกระแสพุ่ง (Inrust current) องค์ประกอบไฟฟ้าแรงดันกระแสตรงในกระแสพุ่งอาจทำให้เกิดค่าความคลาดเคลื่อนในหม้อแปลงวัด ซึ่งเป็นความคลาดเคลื่อนที่แก้ไขไม่ได้ (เพราะมีการเหนี่ยวนำให้เกิดสนามแม่เหล็กในหม้อแปลงกระแสไว้ก่อน)

ควรใช้ระยะเวลาการทดสอบให้สั้นที่สุดเพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดความร้อนนัยยะสำคัญใดๆ ในขดลวด

ค่าคงตัวอุณหภูมิตัวนำขดลวดโดยประมาณที่ขึ้นสูงมากกว่าค่าของน้ำมันจะสามารถคำนวณได้ตามนี้

$$T \cong 160 \cdot \frac{g}{J^2}$$

โดยที่:

T = ค่าคงตัวเวลาขดลวด (วินาที)

g = ตัวนำขดลวดเกรเดียนต์อุณหภูมิเทียบกับน้ำมัน (จากสูตรคำนวณ ออกแบบ)

J = ความหนาแน่นของกระแสตามค่าแอมแปร์/มิลลิเมตร (A/mm^2)

ตัวอย่าง:

$$T \cong 160 \ \frac{20}{3.2^2} \cong 213\,sec \cong 5.2\ \text{min}$$

โดยทั่วไป เวลาการวัดที่กระแสตามกำหนดควรอยู่ที่ 30 วินาที (เกณฑ์หยาบๆ)

กระแสวัดควรใกล้เคียงกับกระแสตามกำหนดให้เท่าที่ทำได้ แม้ว่าทาง IEC จะระบุไว้ว่ากระแสควรมีค่าต่ำกว่าร้อยละ 50 จากกระแสตามกำหนดเพื่อให้แน่ใจว่าได้มีข้อมูลที่วัดไปได้มีการบันทึกอย่างถูกต้อง แนะนำให้มีการวัดครั้งที่สองโดยใช้กระแสไฟที่น้อยกว่าร้อยละ 10 (โดยประมาณ) หลังจากที่มีการพยากรณ์ตำแหน่งจากการวัดสองจุดแล้ว ค่าจะต้องตรงกัน หากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่จ่ายไฟมีการทำงานแบบอสมวาร (มอเตอร์และสนามแม่เหล็กไฟฟ้าใช้ความเร็วหมุนต่างกัน) (Asynchronous) หรือเครื่องไฟฟ้ากระแสตรง ควรรักษาค่าคงตัวความถี่ไว้ที่ ± 0.3 เฮิรตซ์

การวัดกำลังไฟสูญเสียเป็นโอกาสในการวัดอัตราส่วนของหม้อแปลงกระแสบุชชิ่งที่ติดตั้งไว้ในตัวซึ่งทำการวัดได้โดยต่อแอมมิเตอร์ ต้องใช้ความระมัดระวังในการตรวจงานภาระค่าเฉลี่ยมาตรฐาน โดยเฉพาะกับหม้อแปลงกระแสที่มีกระแสไฟทุติยภูมิตามอัตราที่ 1 แอมป์

5.5.1 การวัดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงกระแสเฟสเดียว

การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสามเฟสที่ใช้กันเป็นหลักหรือหม้อแปลงกระแสปรับความต้านทานไฟฟ้า (Matching transformer) ถูกนำมาใช้ในห้องปฏิบัติการทดลองเมื่อทำการวัดหม้อแปลงกระแสเฟสเดียว ไม่ควรวัดกระแสสายดินประจุของฟรีเฟสด้วยหม้อแปลงกระแส (ตามที่เห็นจากฝั่งจ่ายไฟ) หรือต่อหม้อแปลงกระแสเข้ากับเฟสที่มีการจ่ายกระแสไฟดูรูป 5.3

5.5.2 การวัดแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรและกำลังไฟฟ้าสูญเสียจากหม้อแปลงขดลวดสามชั้น

จะไม่สามารถตรวจหาแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรและกำลังไฟสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าขดลวดสามชั้นจากการทดสอบไฟฟ้าลัดวงจรเพียงครั้งเดียว จะต้องผ่านการคำนวณโดยการใช้ผลการทดสอบไฟฟ้าลัดวงต่างๆ 3 แบบ

จะต้องทำการทดสอบเรื่องไฟฟ้าลัดวงจรและปริมาณที่วัดได้อาทิ ความสูญเสียและค่าแรงต้านทานไฟฟ้า ซึ่งจะต้องมีการปรับให้เป็นไปตามกระแสตามกำหนดและอุณหภูมิอ้างอิง (75 หรือ 85 องศาเซลเซียส)

การคำนวณค่าแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรเทียบเท่าต่อขดลวดไฟฟ้า

ควรเทียบผลการวัดทั้งสามกับกำลังไฟฟ้าปรากฏที่พบบ่อย (เช่น กำลังไฟฟ้าปรากฏตามกำหนดในขดลวดแรงดันไฟฟ้าสูง) จะต้องคำนวณแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรเทียบเป็นเชิงเส้นซ้ำกับกำลังไฟฟ้าอ้างอิง

$$\varepsilon_{cc1} = \frac{\varepsilon_{cc12} + \varepsilon_{cc13} - \varepsilon_{cc23}}{2}$$

$$\varepsilon_{cc2} = \frac{\varepsilon_{cc12} + \varepsilon_{cc23} - \varepsilon_{cc13}}{2}$$

$$\varepsilon_{cc3} = \frac{\varepsilon_{cc23} + \varepsilon_{cc13} - \varepsilon_{cc12}}{2}$$

ตรวจผลลัพธ์

$$\varepsilon_{cc12} = \varepsilon_{cc1} + \varepsilon_{cc2}$$

$$\varepsilon_{cc13} = \varepsilon_{cc1} + \varepsilon_{cc3}$$

$$\varepsilon_{cc32} = \varepsilon_{cc2} + \varepsilon_{cc3}$$

การจัดลำดับการวัด			
การวัดระหว่างขดลวด	**ขดลวดที่ส่งกำลังไฟ**	**ขดลวดลัดวงจร**	**ขดลวดว่าง**
1-2	1	2	3
1-3	1	3	2
2-3	2	3	1

1 = ขดลวด 1 คือ แรงดันไฟฟ้า-สูง
2 = ขดลวด 2 คือ แรงดันไฟฟ้า-ปานกลาง
3 = ขดลวด 3 คือ แรงดันไฟฟ้า-ต่ำ

การคำนวณกำลังไฟฟ้าสูญเสียต่อขดลวด

จะต้องเลือกกำลังไฟฟ้าอ้างอิงที่พบบ่อย (เช่น กำลังไฟฟ้าปรากฏตามกำหนดในขดลวดแรงดันไฟฟ้าสูง) การคำนวณซ้ำจะให้ผลลัพธ์เป็นค่ากำลังไฟสูญเสียยกกำลังสองกำลังไฟฟ้าอ้างอิง

$$P_{L1} = \frac{P_{L12} + P_{L13} - P_{L23}}{2}$$

$$P_{L2} = \frac{P_{L12} + P_{L23} - P_{L13}}{2}$$

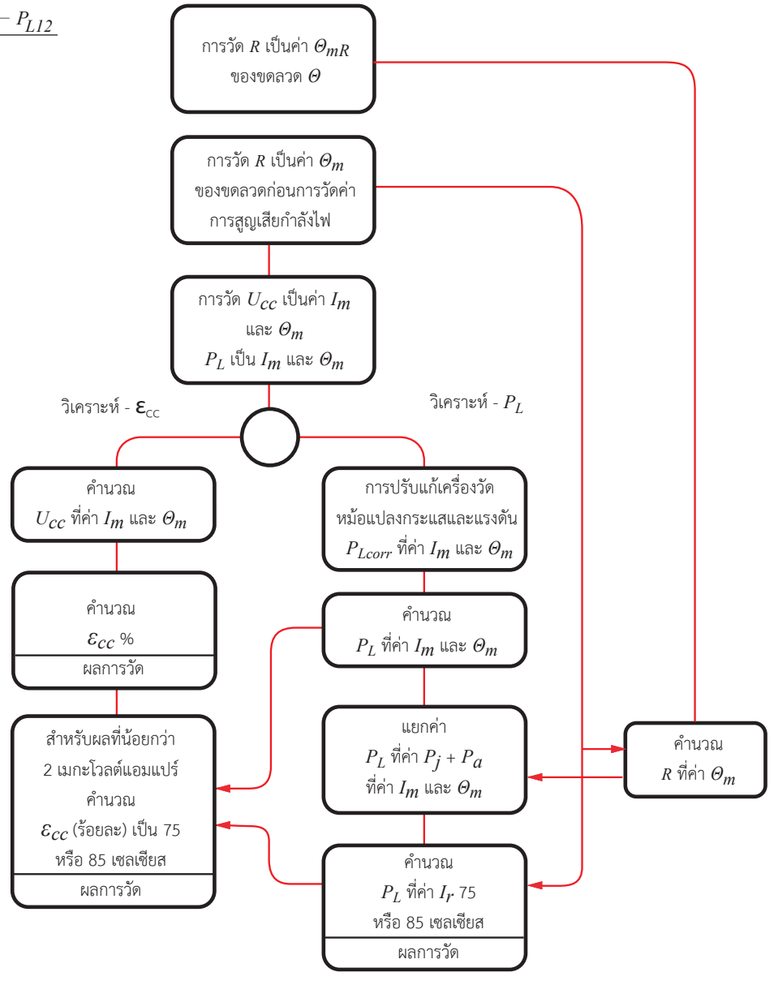
$$P_{L3} = \frac{P_{L13} + P_{L23} - P_{L12}}{2}$$

ณ ตอนนี้ สามารถนำค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียต่อขดลวดมาคำนวณซ้ำเพื่อให้สอดคล้องกับค่าสภาวะตอนทำงาน อาจไม่มีค่าการสูญเสียเหมือนกับค่าจริงตอนเดินเครื่องเนื่องจากค่าตั้งเส้นแรงแม่เหล็กรั่ว (Leakage flux) ต่างกันไปในระหว่างช่วงกันวัดเทียบกันและในสภาวะการทำงานของขดลวดสามชั้นควรทำการทดสอบเทียบการลัดวงในหม้อแปลงที่มีขดลวดมากกว่าสามชั้นโดยใช้วิธีเดียวกัน

5.6 การประเมินผลการวัด

การประเมินผลการวัดจะดำเนินการตามแผนภาพแสดงวงจรตรรกะ (Logic Diagram) ในรูปที่ 5.7 สูตรการแปลงค่าที่ต้องใช้จะปรากฏอยู่ในส่วนที่ 5.3 ส่วนที่ 3 จะอธิบายถึงการคำนวณค่าความต้านทานในขดลวดและอุณหภูมิของขดลวด

หากต้องการดูการปรับแก้ข้อผิดพลาดการวัดและการปรับแก้ไขหม้อแปลงกระแส ให้ดูข้อ A5.4 และ A5.5



รูปที่ 5.7

R = ความต้านทานในขดลวด
Θ_{mR} = อุณหภูมิขดลวดตามการวัดค่าความต้านทาน
Θ_m = อุณหภูมิขดลวดตามการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย
U_{cc} = แรงดันค่าความต้านทานไฟฟ้าเมื่อเกิดลัดวงจร
P_L = กำลังไฟฟ้าสูญเสีย
ε_{cc} = แรงดันค่าความต้านทานไฟฟ้าสัมพันธ์ (เป็นค่าร้อยละ)
P_{Lcorr} = กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ปรับแล้ว
P_j = ค่าสูญเสียกำลังไฟตามค่าโอห์ม
P_a = ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มเติม
I_m = การวัดกระแสโหลด
I_r = กระแสตามอัตรา

5.7 ค่าความไม่แน่นอนของการวัด

สามารถตรวจค่าความไม่แน่นอนที่วัดโดยใช้กฎของเกาส์ เช่น หม้อแปลงขดลวดสามชั้น ใช้วัตต์มิเตอร์สามเครื่องพร้อมหม้อแปลงวัดต้นแบบที่ผ่านการปรับเทียบแล้วและเครื่องวัดดิจิตอลผ่านการปรับเทียบแล้ว - ให้พิจารณาตัวประกอบการวัดที่ส่งผลมากที่สุด (เพื่อนำเอาค่าปรับแก้มาใช้ให้ตรง โดยอิงตามใบรับรองแสดงผลสอบเทียบที่มีส่วนขั้นตอนการคำนวณให้เทียบกับข้อ A5.5.1)

ก) ค่าความคลาดเคลื่อนมุมเฟสของหม้อแปลงวัดโดยมีตัวประกอบกำลังไฟที่ 0.025 ค่าความไม่แน่นอนการปรับพิกัดที่ ± 1.5 นาที

$$E = \pm 0.5 \cdot 40 \cdot 0.0291 \cdot = \pm 0.58\%$$

สำหรับแต่ละเฟสและหม้อแปลง

ข) ค่าความคลาดเคลื่อนของวัตต์มิเตอร์และค่าความไม่แน่นอนตามตัวประกอบกำลังไฟฟ้าข้างต้น ± ร้อยละ 0.5

ค) ค่าความคลาดเคลื่อนมุมของวัตต์มิเตอร์และค่าความไม่แน่นอน ตามตัวประกอบกำลังไฟฟ้าข้างต้น ± 0.5 นาที

$$E = \pm 1.5 \cdot 40 \cdot 0.0291 \cdot = \pm 1.75\%$$

สำหรับวัตต์มิเตอร์แต่ละอัน

ให้ค่าความแปรปรวนที่น่าจะเป็น λ ในการวัดของหม้อแปลงวัด 6 ตัว ค่าความคลาดเคลื่อนวัตต์มิเตอร์สามตัวและค่าความคลาดเคลื่อนในมุมสามมุม

$$\lambda = \sqrt{6 \cdot 1.75^2 + 3 \cdot 0.5^2 + 3 \cdot 5.08^2} = \pm 4.5\%$$

จากการสังเกตเชิงคุณภาพข้างต้น จะเห็นได้ว่าการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสีย เครื่องมือวัดจะต้องเทียบวัดกับการทดสอบที่เกี่ยวข้องอย่างระมัดระวังเพื่อให้มีค่าความไม่แน่นอนการวัดให้น้อยที่สุดเท่าที่จะทำได้

ด้วยการใช้อุปกรณ์การวัดที่ดีที่สุดที่จะจัดหาได้ เช่น วงจรแบ่งแรงดันประจุ หม้อแปลงกระแสไร้แรงแม่เหล็กรั่ว (zero-flux) เครื่องมือวิเคราะห์กำลังไฟฟ้าของหม้อแปลง เป็นต้น ค่าความไม่แน่นอนที่วัดได้จะต้องลดลง ± ร้อยละ 2 หรือ 3 ตามค่ากำลังไฟฟ้า 0.01 ข้างต้น

IEEE จำกัดค่าความไม่แน่นอนจากการวัดกำลังไฟฟ้าสูญเสียไฟฟ้าที่ยอมรับได้ให้น้อยกว่าร้อยละ 3

ภาคผนวก A5:

การวัดค่าความต้านทานลัดวงจรและกำลังไฟฟ้าสูญเสียฟ้า

A 5.1 การพึ่งพาอาศัยของค่าแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรสัมพันธ์ (หรือแรงดันไฟฟ้าลัดวงจร) และอุณหภูมิขดลวด

มาตรฐานของ IEC กำหนดให้หาค่าแรงดันไฟฟ้าลัดวงจรและกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่อุณหภูมิขดลวด 75 องศาเซลเซียส ส่วน IEEE กำหนดให้ใช้ที่อุณหภูมิ 85 องศาเซลเซียส [1] และ [51] แรงดันวงจรไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิของขดลวด

$$\varepsilon_{cc} = \sqrt{\varepsilon_x^2 + \varepsilon_R^2}$$

โดยที่

εcc = แรงดันไฟฟ้าลัดวงจรสัมพัทธ์ที่ค่า I_r
εx = แรงดันความเสียดทานไฟฟ้าสัมพัทธ์ที่ค่า I_r
εR = แรงดันความต้านทานไฟฟ้าสัมพันธ์ที่ค่า I_r

หมายเหตุ:

อุณหภูมิขดลวดอ้างอิงจะต้องอยู่ที่ 75 องศาเซลเซียสหรือที่ 85 องศาเซลเซียส (ทางเลือก) โดยขึ้นอยู่กับว่าจะนำเอามาตรฐาน IEC หรือ IEEE มาใช้

$$\varepsilon_{cc} = \sqrt{\varepsilon X_m^2 + \varepsilon_R^2} = \sqrt{(\varepsilon_{ccm}^2 + \varepsilon_{Rm}^2) + \varepsilon_R^2}$$

$$= \sqrt{(\frac{U_{ccm}}{U_r} \cdot 100)^2 - (\frac{P_{Lm}}{S_r} \cdot 100)^2 + (\frac{P_L}{S_r} \cdot 100)^2}$$

โดยที่

ε_{Xm} = แรงดันความเสียดทานไฟฟ้าสัมพันธ์ที่ค่า I_r และอุณหภูมิขดลวดระหว่างการทดสอบ
U_{ccm} = แรงดันไฟฟ้าลัดวงจรที่ค่า I_r และอุณหภูมิขดลวดระหว่างการทดสอบ
P_{Lm} = แรงดันไฟฟ้าลัดวงจรที่ค่า I_r และอุณหภูมิขดลวดระหว่างการทดสอบ
P_L = กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ I_r และอุณหภูมิขดลวดที่ 75 องศาเซลเซียสหรือที่ 85 องศาเซลเซียส
S_r = กำลังไฟฟ้าที่ปรากฏตามกำหนด

หมายเหตุ:

ค่าความต้านทาน X_m และ ε_x นั้นคล้ายกันเนื่องจากแรงดันความเสียดทานนั้นแยกอิสระจากอุณหภูมิ

หากเป็นหม้อแปลงขนาดใหญ่ (S_r น้อยกว่าหรือเท่ากับ 2 เมกะโวลต์แอมแปร์) ไม่จำเป็นต้องคำนวณเนื่องจาก U_X มีค่าน้อยกว่า U_R อย่างนัยยะสำคัญ (ค่าความคลาดเคลื่อนน้อยกว่าร้อยละ 5)

A 5.2 การแยกค่าสูญเสียกำลังไฟเมื่อไม่ทราบค่าความต้านทานในขดลวด

วิธีการประมาณค่าจะนำมาใช้ในหม้อแปลงที่มีการประมาณค่าต้านทานไฟฟ้าในขดลวดไว้แล้ว หรือที่ไม่สามารถหาค่าได้เลย (เช่น ตัวทำกระแสตรงหรือเตาอาร์คไฟฟ้า) โดยจะอิงตามการขึ้นต่อกันของความถี่กำลังสอง (Quadratic frequency dependency) ของค่าการสูญเสียจากภาระการใช้งาน (stray loss)

วัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสองสมการที่ค่าอุณหภูมิที่เท่ากัน โดยต้องวัดตามความถี่ที่กำหนดและวัดอีกครั้งที่ความถี่ต่างกันที่ร้อยละ 15 ถึง 20 การวัดต้องวัดตามกระแสที่กำหนด

$$P_j = \frac{P_{L2} \cdot f_1^2 - P_{L1} \cdot f_2^2}{f_1^2 - f_2^2}$$

$$P_a = P_{L1} - P_j$$

โดยที่:

P_{L1} = กำลังไฟฟ้าสูญเสียตามอัตราที่กำหนด f_1

P_{L2} = กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่ความถี่ต่างกัน f_2

A 5.3 ข้อกำหนดอุปกรณ์การวัด

IEC 60076-1 ข้อ 10.1 [1]

โดยทั่วไปแล้ว อุปกรณ์การวัดควรผ่านการรับรองและมีค่าความแน่นอนการวัดที่ตรวจหาแหล่งที่มาได้ และจะต้องมีการปรับเทียบเป็นระยะๆ ตามระเบียบ ISO9001 คำแนะนำการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียเฉพาะจะมีอยู่ในมาตรฐาน IEC 60076-8 [6] (ข้อ 10 คำแนะนำการวัดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลง)

มาตรฐาน IEEE C57.12.90 ข้อ 9 [51]

ความถี่การจ่ายไฟสำหรับการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียควรอยู่ภายในค่า ± ร้อยละ 0.5 (0.3 เฮิรตซ์) จากค่าความถี่ที่กำหนด

ข้อกำหนดสำหรับการปรับแก้ไขมุมเฟส

หากเป็นตัวประกอบกำลังไฟน้อยกว่าหรือเท่ากับ 0.03 ให้ปรับแก้มุมเฟสความคลาดเคลื่อน หากตัวประกอบกำลังไฟมากกว่า 0.03 แต่น้อยกว่าหรือเท่ากับ 10 ให้ปรับแก้ความคลาดเคลื่อนมุมเฟส หากค่ารวมของความคลาดเคลื่อนมุมเฟสของวัตต์มิเตอร์ หม้อแปลงแรงดันและหม้อแปลงกระแสนั้นน้อยกว่า 1 นาที หากตัวประกอบกำลังไฟน้อยกว่า 0.10 ให้ปรับแก้ความคลาดเคลื่อนมุมเฟส หากค่ารวมของความคลาดเคลื่อนมุมเฟส หม้อแปลงแรงดันและกระแสมีค่ามากกว่า 3 นาที ค่าการปรับแก้สูงสุดจะต้องไม่มากเกิน ± ร้อยละ 5 หากมากเกินกว่าที่กล่าวไป จะต้องมีการตรวจสอบอุปกรณ์ ควรใช้วัตต์มิเตอร์สองเครื่องพร้อมกันในการวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในหม้อแปลงแบบสามเฟส วิธีการอื่นที่ต่างไปจากการใช้วัตต์มิเตอร์สามเครื่องพร้อมกัน คือ วิธีการวัดค่าความต้านทานไฟฟ้าโดยใช้วงจรบริดจ์ (Bridge method)

อุปกรณ์การวัดค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียสมัยใหม่จะมีวงจรแบ่งแรงดันประจุ หม้อแปลงกระแสไม่มีเส้นสนามแม่เหล็กหรือหม้อแปลงกระแสแบบพาสซีปและเครื่องมือวิเคราะห์กำลังไฟพิเศษที่ผ่านการออกแบบสำหรับตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ต่ำมาก

เมื่อมีการปรับเทียบเป็นระยะๆ อุปกรณ์การวัดแบบนี้ (ซึ่งมีค่าความคลาดเคลื่อนมุมเฟสต่ำสุด) จะให้ผลค่าความไม่แน่นอนการวัดที่ดีที่สุด

หม้อแปลงกระแสและหม้อแปลงแรงดันต้นแบบควรมีค่าความคลาดเคลื่อนมุมเฟสที่อาจเกิดขึ้นได้ให้น้อยที่สุดที่ภาระงานจริง (± 1 นาที) และจะมีภาระงานระหว่างร้อยละ 80 ถึง 120 ตามอัตราป้ายประจำเครื่อง (ให้สังเกตค่าคะแนนปรับเทียบหม้อแปลง)

โวลต์มิเตอร์ แอมป์มิเตอร์ และวัตต์มิเตอร์ ที่ใช้จะเป็นเครื่องมือวัดดิจิตอลทั่วไป โดยมีค่าความไม่แน่นอนของการวัดที่ ± ร้อยละ 0.1 (โดยขึ้นอยู่กับช่วงการวัด) ควรนำเอาสมรรถนะที่เกี่ยวข้องกับตัวกระกอบกำลังไฟและควรใช้ความพยายามที่จำเป็นในการปรับเทียบตามที่ระบุมาพิจารณาเมื่อมีการเลือกวัตต์มิเตอร์ดิจิตอลด้วย (เช่น โดยส่วนมาก อาจปรับเทียบเฟสเดียวเพียงอย่างเดียว)

หากมีระยะเวลาการวัดที่สั้น อนุญาตให้ใช้ความหนาแน่นของกระแสไฟฟ้าได้ที่ 6 แอมป์/มิลลิเมตร ในตัวนำทองแดงในสายต่อไปยังหม้อแปลงที่จะทดสอบ ควรมีการวัดแรงดันโดยตรงที่จุดต่อสายไฟของหม้อแปลง (ทำการวัดในช่วงการทดสอบ) เพื่อหลีกเลี่ยงการเพิ่มค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียในสายเข้าไปในการวัด

ควรต่อขั้วไฟฟ้าแบบลัดวงจรที่ขดลวดแรงดันไฟฟ้าต่ำของหม้อแปลงและจุดตัดขวาง (Cross-section) ของวงจร (เกณฑ์หยาบๆ คือ 1-2 แอมป์/มิลลิเมตร) ในกรณีที่มีกระแสไฟสูง ไม่ควรเดินสายต่อใกล้กับชิ้นส่วนโลหะ เพราะอาจก่อให้เกิดการสูญเสียจากภาระการใช้งานหากค่าความต้านทานจากการต่อขั้วไฟฟ้าแบบลัดวงจรมีค่าที่สูงหากเทียบกับค่าความต้านทานในขดลวด สามารถปรับแก้ไขค่าความสูญเสียที่วัดได้ตามสูตรคำนวณโดยประมาณดังต่อไปนี้

หากเป็นทองแดง

$$P = 1.96 \cdot \frac{235 + \Theta}{255} \cdot J^2 \cdot m$$

—
รูปที่ 5.8
การต่อวัตต์มิเตอร์

—
รูปที่ 5.9
การต่อวัตต์มิเตอร์

อลูมิเนียม

$$P = 11.22 \cdot \frac{225 + \Theta}{245} \cdot J^2 \cdot m$$

โดยที่

P = ความสูญเสียวัดค่าโอมป์ในการต่อขั้วไฟฟ้าลัดวงจร (วัตต์)

Θ = อุณหภูมิของการต่อขั้วไฟฟ้าลัดวงจร

J = ความหนาแน่นของกระแสไฟในค่า แอมป์/มิลลิเมตร

m = มวล (กก.)

มาตรฐาน IEEE ไม่ได้อนุญาตให้ใช้การปรับแก้ไขชนิดนี้อย่างชัดเจนในค่าการสูญเสียที่วัด

เครื่องกำเนิดจ่ายไฟฟ้าจะต้องมีความถี่คงตัวแม้ว่าจะอยู่ในภาวะรับภาระงานต่ำกว่าปกติ (± 0.3 เฮิรตซ์) ถ้าหากเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามีกำลังไฟไม่พอ ตัวเครื่องต้องมีอุปกรณ์ช่วยสร้างกำลังไฟฟ้าสร้างสนามแม่เหล็กที่เหมาะสม

หม้อแปลงปรับแรงดัน

หากไม่สามารถหลีกเลี่ยงให้หม้อแปลงที่ใช้ทดสอบต้องปรับแรงดันเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้เท่ากับตัวหม้อแปลง ต้องใช้ความระมัดระวังไม่ให้สายนิวทรัลด์ (สายศูนย์หรือสายไม่มีไฟ) พันเข้าด้วยกัน ดูรูป 5.5 เนื่องด้วยค่าความต้านทานไฟลัดวงจรนั้นต่างกันไปตามเฟส จึงอาจเกิดการสับเฟสกันและทำให้เกิดกระแสไหลวนได้

A 5.4 การปรับแก้ความคลาดเคลื่อนในการวัด

จะปรับแก้ไขตามตารางเทียบปรับและการใช้พลังงานของอุปกรณ์วัด

โวลต์มิเตอร์

$$P_i = \frac{U^2}{R_i}$$

แอมป์มิเตอร์

$$P_i = I^2 \cdot R_i$$

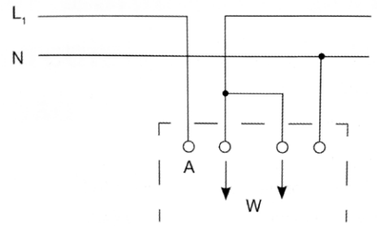
โดยที่:

P_i = การใช้พลังงานของอุปกรณ์วัด

R_i = ความต้านทานภายในของอุปกรณ์วัด

วัตต์มิเตอร์

ตัวเลขค่าความสูญเสียที่วัดโดยวัตต์มิเตอร์จะ (จนถึงระดับหนึ่ง) วัดการใช้พลังงานในแรงดันไฟฟ้าและค่าวงจรวัดกระแส ดังนั้นจึงจำเป็นปรับแก้ไขหากค่าความสูญเสียในวงจรมีค่าที่สูง



รูปที่ 5.8

วงจรการต่อที่ใช้ในรูป 5.8 จะมีสมการดังต่อไปนี้

$$P_{corr} = P\text{-}P_1$$

โดยที่:

P = ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียบ่งชี้

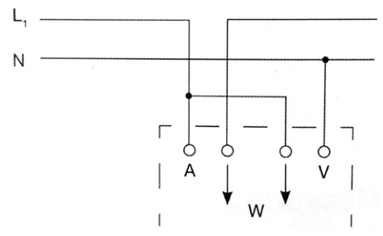
P_1 = การใช้พลังไฟฟ้าของวงจรกระแสไฟ

วงจรการต่อที่ใช้ในรูป 5.9 จะมีสมการดังต่อไปนี้

$$P_{corr} = P\text{-}P_u$$

โดยที่:

P_u = การใช้พลังงานของวงจรแรงดัน



รูปที่ 5.9

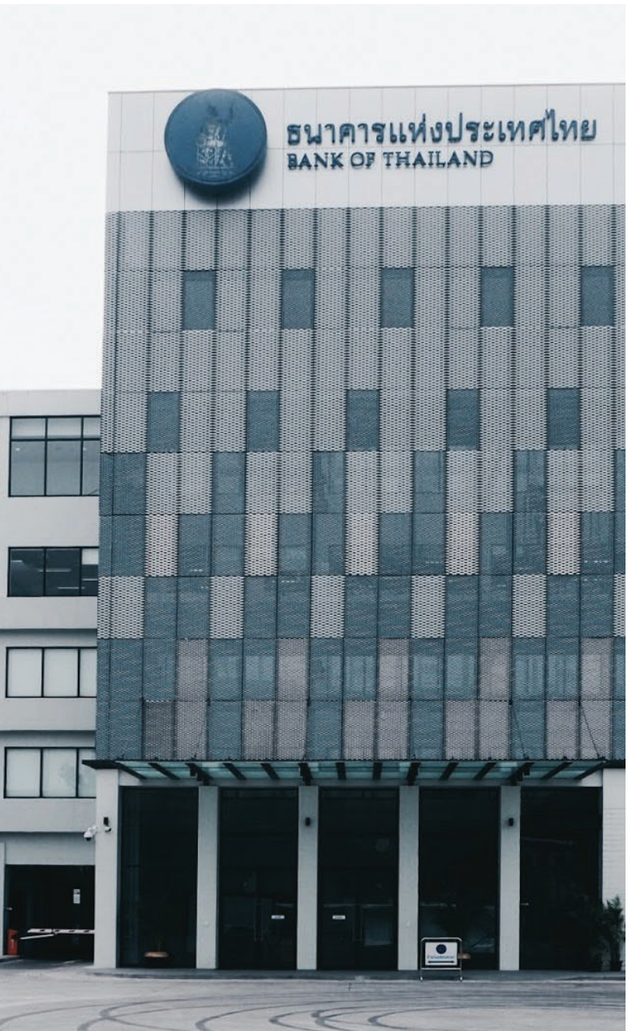
การปรับแก้ไขมุมเฟสวัตต์มิเตอร์จะต้องทำในลักษณะเดียวกันกับการปรับแก้ไขมุมเฟสหม้อแปลงวัด

โปรดติดตามต่อฉบับหน้า

Weekend

ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย แหล่งเรียนรู้วิวสวยริมเจ้าพระยา

นั่งเรือด่วนเจ้าพระยาผ่านมาแถวๆ ใต้สะพานพระรามแปด มองเห็นว่าอาคารพิพิธภัณฑ์ธนาคารแห่งประเทศไทย ปิดปรับปรุงพื้นที่ไปเมื่อปี 2560 ในวันนี้อาคารดังกล่าวได้ปรับปรุงเสร็จเรียบร้อย และได้ตั้งเป็น “ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย” เปิดให้เข้าชม เมื่อต้นปีที่ผ่านมา เราจึงไม่พลาดที่จะเข้าไปชมความไฉไลของอาคารใหม่แห่งนี้



ก่อนที่จะเข้าไปชมด้านใน เรามาทำความรู้จักกับพื้นที่แห่งนี้กันก่อน พื้นที่ริมแม่น้ำเจ้าพระยาบริเวณใต้สะพานพระราม 8 เดิมพื้นที่แห่งใหม่นี้เคยเป็นอาคารโรงพิมพ์ธนบัตร ต่อมามีการก่อสร้างเป็น “พิพิธภัณฑ์ธนาคารแห่งประเทศไทย” และล่าสุดปรับปรุงมาเป็น “ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย”

ภายใน “ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย” แบ่งออกเป็นส่วนต่างๆ มีทั้งหมด 4 ชั้น ในแต่ละชั้นจะบอกเล่าเรื่องราวเกี่ยวกับความเป็นมาของการผลิตเงินตราในแต่ละยุคสมัย ซึ่งจะมีเจ้าหน้าที่นำพาชมพร้อมเล่าประวัติเรื่องราวในอดีตให้ฟัง โดยมีทั้งหมด 8 รอบ รอบแรกเริ่มตั้งแต่เวลา 9.30 จนถึง 14.30 ซึ่งเป็นรอบสุดท้าย ในแต่ละรอบจะใช้เวลาชมประมาณ 1.30 ชั่วโมง โดยจะเปิดให้เข้าชมฟรีจนถึงสิ้นเดือนมิถุนายน 2561

เมื่อก้าวเข้ามายัง “ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย” ติดต่อเจ้าหน้าที่เพื่อขอรับบัตรเข้าชมตามรอบเวลาที่จัดไว้ ห้องแรกที่เจ้าหน้าที่พาไปชมคือ “นิทรรศการโรงพิมพ์ธนบัตร” ตั้งอยู่บริเวณชั้น 2 ภายในห้องนี้จะเป็นโถงโรงพิมพ์ธนบัตร ได้สัมผัสเรื่องราวการพิมพ์ธนบัตรตั้งแต่อดีต ผ่านเครื่องพิมพ์ธนบัตรเก่าแก่ที่มีอายุกว่า 50 ปี โดยมีทั้งหมด 3 เครื่องด้วยกัน ได้แก่ เครื่องพิมพ์สีพื้น เครื่องพิมพ์เส้นนูน และเครื่องพิมพ์เลขหมายลายเซ็น ถัดไปจากห้องโถงโรงพิมพ์ธนบัตรจะเป็นส่วนของ “เรื่องเล่า ธปท.” เจ้าหน้าที่จะเปิดวีดีทัศน์สั้นๆ ให้ชม โดยใช้เวลาประมาณ 5 นาที โดยจะบอกเล่าเรื่องราวเกี่ยวกับเหตุการณ์สำคัญในประวัติศาสตร์เกี่ยวกับเศรษฐกิจการเงินของประเทศ รวมถึงบทบาทภารกิจหลักของ ธปท. ซึ่งมีส่วนเกี่ยวข้องกับชีวิตความเป็นอยู่ของคนไทยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน ซึ่งห้องนี้เมื่อก่อนเคยเป็น “ห้องมั่นคง” เป็นที่เก็บรักษาธนบัตรของประเทศ เงินตราสำรองระหว่างประเทศ และสินทรัพย์อื่นๆ ของประเทศ และเคยเป็นหนึ่งในห้องที่ถือว่าต้องรักษาความปลอดภัยสูงสุดของประเทศ ซึ่งเป็นเขตหวงห้ามเฉพาะ โดยภายในยังคงลักษณะเดิมของห้องเอาไว้ ไม่ว่าจะเป็นเสาหรือประตูเหล็กนิรภัย

จากชั้น 2 เดินลงไปยังชั้น B2 ซึ่งอยู่ชั้นล่างสุด เป็นชั้นใต้ดินอยู่ต่ำกว่าระดับแม่น้ำเจ้าพระยาประมาณ 2 ชั้น โดยในชั้นนี้เป็นห้อง “นิทรรศการเงินตรา 1” มาย้อนรอยค้นหาแหล่งที่มาของเงินที่ได้ปรากฏขึ้นในแหล่งอารยธรรมต่างๆ ของโลก มารู้จักกับต้นกำเนิดของเหรียญกษาปณ์แรกของโลกคือ เหรียญลิเดีย ที่มีอายุราว 2,600 ปี จากนั้นมาชมความเป็นมาของธนบัตรกันบ้าง โดยจัดแสดงอยู่ที่ห้อง “นิทรรศการเงินตรา 2” ตั้งอยู่บริเวณ ชั้น B1 ห้องนี้มีการนำเสนอเรื่องราวประวัติศาสตร์เศรษฐกิจของไทยกับวิวัฒนาการของเงินตราไทย ที่เล่าเรื่องผ่านชีวิตของชาวสยามในยุครัตนโกสินทร์จนมาถึงปัจจุบัน มีการรวบรวมธนบัตรไทยที่สมบูรณ์ที่สุดในแต่ละยุคสมัย

จุดเริ่มต้นของการใช้เงินที่มีรูปแบบกระดาษนั้น เกิดขึ้นหลังจากที่ไทยได้มีการลงนามในสนธิสัญญาเบาริ่ง ซึ่งเป็นการทำสนธิสัญญาทางการค้า ทำให้ประเทศไทยมีการค้าขายกับนานาประเทศจนมีความเจริญมากขึ้น ทำให้เงินพดด้วงที่ผลิตด้วยแร่เงินมีการผลิตไม่ทันใช้ จากนั้นในสมัยรัชกาลที่ 4 ได้มีการใช้ "เงินกระดาษ" เป็นครั้งแรก ใช้คำเรียกว่า "หมาย" ออกมาทั้งสิ้น 3 รุ่น ต่อมาใช้คำว่า “อัฐกระดาษ” ในสมัยรัชกาลที่ 5 นอกจากมีการแสดงธนบัตรในแต่สมัยแล้ว ภายในห้อง “นิทรรศการเงินตรา 2” ได้รวบรวมธนบัตรและเหรียญที่จัดทำขึ้นเป็นพิเศษ เช่น เป็นที่ระลึกหรือใช้ในเหตุการณ์พิเศษ เช่น เหรียญทองคำและธนบัตรทองคำ เป็นต้น มาให้ชมกันอีกด้วย

จากชั้น B1 ขึ้นบันไดมาที่ชั้น 1 “นิทรรศการบทบาทหน้าที่ธนาคารแห่งประเทศไทย” มาเรียนรู้ประวัติและบทบาทหน้าที่ของธปท. ในด้านต่างๆ ได้แก่ การดำเนินนโยบายการเงิน การกำกับดูแลสถาบันการเงิน บทบาทหน้าที่การผลิตและบริหารจัดการธนบัตรและด้านระบบการชำระเงิน ผ่านการนำเสนอผ่านสื่อด้วยเทคโนโลยีที่ทันสมัย และที่พลาดไม่ได้ในการเข้ามาชมในห้องนี้ก็คือ “กุญแจทองคำจำลอง” ที่ใช้เปิดทำการ ธปท. เป็นครั้งแรก โดยปัจจุบันกุญแจทองของจริงอยู่ที่พิพิธภัณฑ์ภายในโรงเรียนนายร้อยพระจุลจอมเกล้า

ภายในตัวอาคารของศูนย์การเรียนรู้ฯ ยังมีห้องสมุดพระองค์เจ้าวิวัฒนไชยและพื้นที่ทำงานร่วมกัน หรือที่เรียกกันว่า co-working space ท่ามกลางบรรยากาศสบายๆ อันเงียบสงบ ริมฝั่งแม่น้ำเจ้าพระยาและสะพานพระรามแปด โดยเปิดบริการตั้งแต่ 9.30-20.00 น.

“ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารแห่งประเทศไทย” ตั้งอยู่บริเวณพื้นที่ธนาคารแห่งประเทศไทย ถนนสามเสน แขวงวัดสามพระยา เขตพระนคร กรุงเทพฯ เปิดให้เข้าชมฟรี ไม่มีค่าใช้จ่าย (ตั้งแต่วันนี้ - 30 มิถุนายน 2561) เปิดบริการในวันอังคาร-อาทิตย์ (หยุดวันจันทร์) ตั้งแต่เวลา 09.30-16.30 น.

ที่มา : www.mgronline.com

Health & Wellness

เลือกบริโภคเครื่องดื่ม

ในโลกยุคปัจจุบันมีเครื่องดื่มหลากหลายชนิด ในที่นี้ขอเสนอแนวทางการเลือกบริโภคเครื่องดื่มให้เหมาะสมและดีกับสุขภาพของเรา โดยแบ่งออกเป็น 6 กลุ่ม ตามคุณค่าของเครื่องดื่มต่อสุขภาพจากมากไปน้อย ดังนี้

1. น้ำดื่ม จะเป็นน้ำกลั่น น้ำกรอง น้ำต้มสุกหรือน้ำฝน ล้วนเป็น “เครื่องดื่มที่ดีที่สุด” มีประโยชน์ต่อสุขภาพช่วยให้การทำงานต่างๆ ของร่างกาย เช่น การเผาผลาญพลังงาน การหายใจ การหลั่งเหงื่อ การขับปัสสาวะเป็นปกติ นอกจากนี้น้ำยังช่วยแก้กระหาย และความชุ่มชื้นต่อร่างกายอีกด้วย แนะนำให้ดื่มน้ำวันละประมาณ 2 ลิตร หรือ 2,000 มิลลิลิตร ซึ่งส่วนหนึ่งอาจได้จากอาหารที่รับประทาน

2. ชาและกาแฟ (ไม่เติมน้ำตาลและครีม) เครื่องดื่มยอดนิยมอันดับ 2 ควรดื่มชาและกาแฟชนิดที่ไม่เติมน้ำตาลและครีม (หรือนมสด) เพราะชาหรือกาแฟเดี่ยวๆ จะไม่มีแคลอรี่อยู่เลย จึงไม่ส่งผลต่อน้ำหนักตัวและความอ้วน นอกจากนี้ ชายังประกอบไปด้วยสารต้านอนุมูลอิสระ ฟลาวานอยด์ และสารอื่นๆ ที่จะมีประโยชน์ต่อร่างกาย อาจช่วยเพิ่มความหนาแน่นของกระดูก ลดอาการฟันผุ ลดความเสี่ยงของการเกิดโรคหัวใจขาดเลือด และลดการเกิดนิ่วที่ไตได้ ส่วนกาแฟก็จะช่วยลดโอกาสของการเกิดโรคเบาหวานชนิดที่ 2 ได้ ซึ่งทั้งชาและกาแฟมีสารคาเฟอีนเหมือนกัน แต่พบในกาแฟมากกว่า ซึ่งสารคาเฟอีนนี้ส่งผลไปกระตุ้นสมอง ทำให้ไม่ง่วงนอน กระตุ้นการหายใจ การเต้นของหัวใจและเพิ่มการขับปัสสาวะ

3. นมและน้ำเต้าหู้ที่มีไขมันต่ำ นมเป็นสารอาหารที่สำคัญของเด็กที่อุดมไปด้วยโปรตีน แคลเซียมและวิตามินดี ส่วนน้ำเต้าหู้หรือนมถั่วเหลืองที่เติมแคลเซียมก็เป็นอีกทางเลือกหนึ่งสำหรับผู้ที่แพ้นมวัว แต่ก็มีรายงานว่า นมมีส่วนสัมพันธ์กับการเกิดมะเร็งต่อมลูกหมากและมดลูก ดังนั้น ผู้ใหญ่จึงควรดื่มนมไม่เกินวันละ 2 แก้ว

4. เครื่องดื่มรสหวานที่ไม่ใช้น้ำตาล เครื่องดื่มประเภทนี้มีส่วนผสมของสารที่ให้ความหวานชนิดอื่นที่ไม่ใช้น้ำตาล เช่น แอสพาร์แทม (aspartame) แซ็กคาริน (saccharin) ฯลฯ ตัวอย่างเช่น ไดเอ็ทโค้ก เป๊ปซี่ซีโร่ เป็นต้น ซึ่งเป็นน้ำอัดลมที่มีน้ำตาลที่ให้แคลอรี่ (พลังงานแก่ร่างกาย) จึงเหมาะสำหรับผู้ที่ยังติดรสชาติของน้ำอัดลม แต่ไม่ต้องการแคลอรี่ แต่ก็มีส่วนทำให้น้ำหนักเพิ่มขึ้นได้

5. เครื่องดื่มที่ผสมสารอาหาร กลุ่มนี้ได้แก่ น้ำผลไม้ น้ำผักนม เครื่องดื่มเกลือแร่ เครื่องดื่มเสริมวิตามินและเครื่องดื่มแอลกอฮอล์ เป็นต้น ในกลุ่มนี้ส่วนใหญ่ควรระวังถึงจำนวนแคลอรี่หรือจำนวนพลังงานที่มีอยู่ในเครื่องดื่ม ที่จะส่งผลเพิ่มน้ำหนักตัวของผู้ดื่มได้

6. เครื่องดื่มรสหวานจากน้ำตาล กลุ่มนี้ถือเป็นเครื่องดื่มที่มีคุณค่าน้อยที่สุด ไม่แนะนำให้ดื่มเป็นประจำ เนื่องจากมีส่วนผสมของน้ำตาลที่ให้ความหวานแก่ผลิตภัณฑ์ หากดื่มเป็นประจำจะทำให้ร่างกายได้พลังงานเพิ่มขึ้น ถ้าใช้ไม่หมด ก็จะไปสะสมเป็นไขมันตามส่วนต่างๆ ของร่างกาย นอกจากนี้ยังส่งผลต่อโรคเบาหวาน โรคหัวใจและหลอดเลือด และโรคฟันผุอีกด้วย ตัวอย่างเช่น น้ำอัดลม น้ำผลไม้ประเภท smoothies กาแฟชนิด 3 in 1 กาแฟพร้อมดื่ม ฯลฯ ซึ่งอุดมไปด้วยน้ำตาล ครีมหรือนม จึงมีพลังงานหรือจำนวนแคลอรี่ในปริมาณที่สูง

ควรเลือกเครื่องดื่มที่ดีกับสุขภาพอย่างไร

การเลือกเครื่องดื่มเพื่อสุขภาพ ในทางปฏิบัติแนะนำว่า ในปริมาณน้ำหรือเครื่องดื่มที่จะบริโภคไปทั้งหมดใน 1 วันนั้น มากกว่าร้อยละ 70 ควรเป็นเครื่องดื่มในกลุ่มที่ 1 และ 2 รวมกัน อันได้แก่ น้ำ ชา และกาแฟรวมกัน และจะต้องเป็นกาแฟและชาที่ไม่เติมน้ำตาลและครีม ส่วนที่เหลืออีกไม่เกินร้อยละ 30 เป็นเครื่องดื่มในกลุ่มที่ 3-6 รวมกัน โดยภาพรวมแล้ว น้ำเปล่าเป็นเครื่องดื่มที่ดีที่สุด ควรดื่มเป็นประจำและเป็นปริมาณส่วนใหญ่ของเครื่องดื่มทั้งหมด

Movement

01

03

02

04

04

01 ABB มอบอุปกรณ์แผงสาธิตการติดตั้งระบบไฟฟ้าและเครื่องตัดไฟรั่วภายในที่พักอาศัย

เอบีบี โดยคุณประดิษฐพงษ์ สุขสิริถาวรกุล Account Manager for EGAT and Sales Manager และคุณนรรัตน์ เนาวรัตน์กูลชัย Product Marketing Director, Electrification Products Division เป็นตัวแทนมอบอุปกรณ์แผงสาธิตการติดตั้งระบบไฟฟ้า และเครื่องตัดไฟรั่วภายในที่พักอาศัย จำนวน 13 ชุด ให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคทั้ง 13 เขต โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้การไฟฟ้าฯ ได้นำแผงสาธิตผลิตภัณฑ์ไปใช้ประโยชน์ให้ความรู้กับบุคคลากรในองค์กรรวมถึงประชาชนทั่วไป เกี่ยวกับการติดตั้งระบบไฟฟ้าที่ถูกต้อง และให้ความรู้ความสำคัญของเครื่องตัดไฟรั่วภายในบ้าน เพื่อความปลอดภัยต่อชีวิตและทรัพย์สิน โดยมีคุณพิเชษฐ ศรีสวัสดิ์ รองผู้ว่าการฯ สายงานวิศวกรรม, คุณไพฑูลย์ พรหมพิทักษ์ ผู้อำนวยการกองมาตรฐานระบบไฟฟ้าและคณะฯ เป็นตัวแทนรับมอบ ณ ห้องประชุมคณะกรรมการ กฟภ. ชั้น 23 อาคาร LED สำนักงานใหญ่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

02 ABB ร่วมกับ ที.จี. คอนโทรล จัดงานสัมมนา Industrial Seminar 2018

เอบีบี ร่วมกับ บริษัท ที.จี. คอนโทรล จำกัด ผู้จัดจำหน่ายอุปกรณ์ปรับรอบความเร็วมอเตอร์เอบีบีอย่างเป็นทางการ จัดงานสัมมนาเชิงปฏิบัติการ “Industrial Seminar 2018 – Introducing the New ABB ACS580 Inverter” ขึ้น ณ โรงแรมทวารวดี จังหวัดปราจีนบุรี เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าและบริษัทในเครือที่สนใจแลกเปลี่ยนความรู้และสนใจนวัตกรรมผลิตภัณฑ์ใหม่ล่าสุดของอุปกรณ์ปรับรอบความเร็วมอเตอร์ ABB Inverter ACS580 ทั้งยังมีโอกาสได้ทดลองใช้งานผลิตภัณฑ์จริงด้วย

03 ABB มอบของขวัญกิจกรรมวันเด็กประจำปี 2561

ตัวแทนผู้บริหารและพนักงานเอบีบีส่งมอบของขวัญวันเด็ก เพื่อนำไปใช้ในกิจกรรมวันเด็กประจำปี 2561 ณ บริเวณลานกิจกรรมสถานีตำรวจภูธรบางปู จ.สมุทรปราการ

04 ABB ร่วมกิจกรรม “การศึกษาและความปลอดภัย” รร.วัดเขาแหลมจันทร์

เอบีบี ร่วมกิจกรรม "โครงการพัฒนาการศึกษาและความปลอดภัย" ที่โรงเรียนวัดแหลมเขาจันทร์ จ.ฉะเชิงเทรา ซึ่งในครั้งนี้ เอบีบีได้มีส่วนช่วยในการปรับปรุงอาคาร ห้องสมุด ห้องพยาบาล พร้อมทั้งติดตั้งระบบไฟฟ้า ปั๊มน้ำและสร้างทางเดินมีหลังคาที่เชื่อมระหว่างอาคารเรียนและโรงอาหาร โดยภายในงานพนักงานเอบีบีได้ร่วมกันทำกิจกรรมและเกมที่ให้ความรู้เกี่ยวกับความปลอดภัยในชีวิตประจำวัน เกมที่เปิดโอกาสให้น้องๆ ได้เรียนรู้เรื่องการทำงานร่วมกันเป็นทีม พร้อมแจกของรางวัลรวมทั้งมอบเสื้อนักเรียนและชุดเครื่องเขียนให้แก่น้องๆ ทุกคนอีกด้วย

Station Service Voltage Transformer

Auxiliary power for substation requirements.

ABB's family of Station Service Voltage Transformer products combine the characteristics of voltage transformers with the power rating capability of distribution transformers. This results in fully-insulated products, up to 550 kV, with power performance up to 500 kVA. The products are available with oil-insulated type (SSVT/SSMV) and SF6-insulated type (TIP) for low voltage and medium voltage output.

Applications / Primary or backup source of power

SSVT/TIP with Low Voltage (utilization) Output

- Switching and substation control
- Wind and solar power generation
- Flood control and pumping stations
- Lighting of transmission lines for aviation safety
- Remote cell phone towers

SSMV/TIP with Medium Voltage (distribution) Output

- Rural/remote area electrification
- Oil and gas field power
- Railroad electrification
- Mining and construction power
- Hospital and defense installations
- Airports and transportation hubs

new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers