

การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน
ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์

THERMAL IMPACT ANALYSIS OF UNDERGROUND HIGH VOLTAGE
POWER CABLES USING FINITE ELEMENT METHOD

ฤทธิชัย ราชแป้น

ดุษฎีนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2567
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน
ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์

ฤทธิชัย ราชแป้น

ดุษฎีนิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ปีการศึกษา 2567
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

หัวข้อดุษฎีนิพนธ์

การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินด้วยวิธีไฟไนต์
เอลิเมนต์

Thermal Impact Analysis of Underground High Voltage Power
Cables Using Finite Element Method

ชื่อ - นามสกุล

นายฤทธิชัย ราชแป้น

สาขาวิชา

วิศวกรรมไฟฟ้า

อาจารย์ที่ปรึกษา

รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.

ปีการศึกษา

2567

คณะกรรมการสอบดุษฎีนิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ประมุข อุณหเลขกะ, วศ.ด.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ฤกษ์ณัณณ์ ภูมิภิตติพิชญ์, D.Eng.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ณัฐภัทร พันธุ์คง, Ph.D.)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์มนทล นาวงษ์, วศ.ด.)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.)

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี อนุมัติดุษฎีนิพนธ์ฉบับนี้เป็น
ส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาดุษฎีบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์สรพงษ์ ภาวสุปรีดิ์, Ph.D.)

วันที่ 9 เดือน กันยายน พ.ศ. 2567

หัวข้อดุษฎีนิพนธ์	การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์
ชื่อ – นามสกุล	นายฤทธิชัย ราชแป้น
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์บุญยัง ปลั่งกลาง, Dr.-Ing.
ปีการศึกษา	2567

บทคัดย่อ

ดุษฎีนิพนธ์นี้เสนอผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสถานะในสภาพแวดล้อมต่าง ๆ พร้อมทั้งนำเสนอวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพของสายไฟฟ้าใต้ดินด้วยวิธีการระบายความร้อนด้วยการนำความร้อนและการพาความร้อนด้วยตัวกลางต่าง ๆ

การวิเคราะห์ความร้อนและกระแสของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า (Cylindrical duct bank) เปรียบเทียบกับสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ รวมทั้งเปรียบเทียบต้นทุนค่าก่อสร้างของแต่ละรูปแบบ อีกทั้งยังวิเคราะห์ความร้อนและกระแสของสายไฟฟ้าแรงดันปานกลางที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าที่ระบายความร้อนด้วยอากาศเปรียบเทียบกับ การระบายความร้อนด้วยน้ำ

ผลการจำลองพบว่าในสถานะไม่มีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะรับภาระโหลดได้ดีกว่าสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในอุโมงค์ (Square tunnel) แต่หากมีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะรับภาระโหลดได้ดีกว่าสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และยังพบว่าการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน จัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) สามารถติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงได้ จำนวน 6 วงจร ในขณะที่การติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) สามารถติดตั้งได้เพียง 4 วงจร ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนค่าก่อสร้างต่อวงจรของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยมทำให้มีต้นทุนที่ถูกกว่าการก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)

คำสำคัญ : สายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน กระแสไฟฟ้า ต้นทุนค่าก่อสร้าง การจัดเรียงสายไฟฟ้า

Dissertation Title	Thermal Impact Analysis of Underground High Voltage Power Cables Using Finite Element Method
Name - Surname	Mr. Ritthichai Ratchapan
Program	Electrical Engineering
Dissertation Advisor	Associate Professor Boonyang Plangklang, Dr.-Ing.
Academic Year	2024

ABSTRACT

This dissertation presents the thermal impact of underground high voltage power cables installed in a cylindrical duct bank and a square tunnel under different environmental conditions. It also proposed methods to enhance the efficiency of underground cables using heat conduction and convection cooling with different mediums.

The heat and ampacity of underground high voltage power cables installed in the cylindrical duct bank were compared with those of underground high voltage power cables installed in the square tunnel using the finite element method, including the comparison of the construction cost of each model. Moreover, the heat and ampacity of medium voltage cables installed in the air-cooled duct bank were also compared with those of medium voltage cables installed in the water-cooled duct bank.

The simulation results showed that in case of no flooding, the underground high voltage power cables installed in the cylindrical duct bank were able to withstand the load better than those installed in the square tunnel. However, in case of flooding, the underground high voltage power cables installed in the square tunnel were able to withstand the load better. It was also found that in the trefoil arrangement, a total of 6 circuits of underground high voltage power cables were able to be installed in the square tunnel, whereas a total of 4 circuits were able to be installed in the cylindrical duct bank, which resulted in the construction cost per circuit of the underground high voltage power cable installation in the square tunnel being cheaper than that of the underground high voltage cable installation in the cylindrical duct bank.

Keywords: underground high voltage power cables, underground duct bank, ampacity, capital cost, cable arrangement

กิตติกรรมประกาศ

คุณฐิณิพนธ์นี้สำเร็จจุฬ่งตามวัตถุประสงค์ได้ด้วยความอนุเคราะห์ของรองศาสตราจารย์ ดร.บุญยัง ปลั่งกลาง ที่เสียสละเวลาให้คำปรึกษา แนะนำและชี้แนะแนวทางในการปรับปรุงข้อบกพร่อง จนสำเร็จจุฬ่งด้วยดี ผู้วิจัยขอขอบพระคุณเป็นอย่างสูง

ขอขอบพระคุณรองศาสตราจารย์ ดร.ประมุข อุณหเลขกะ อธิการบดีมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลสุวรรณภูมิ ซึ่งเป็นประธานกรรมการผู้ทรงวุฒิในการสอบคุณสมบัติ ขอขอบพระคุณกรรมการสอบคุณสมบัติ ประกอบด้วย รองศาสตราจารย์ ดร.กฤษณ์ชนม์ ภูมิภิตติพิชญ์ รองศาสตราจารย์ ดร.ณัฐภัทร พันธุ์คง และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.มนทล นาวงษ์ ที่ให้คำแนะนำในการแก้ไขข้อบกพร่องของคุณสมบัติและเสียสละเวลาเป็นกรรมการสอบคุณสมบัติ ขอขอบพระคุณผู้บริหารบริษัท เนาวรัตน์พัฒนาการ จำกัด (มหาชน) และผู้บริหารการไฟฟ้านครหลวงที่ได้สนับสนุนการวิจัยครั้งนี้

ขอขอบพระคุณบิดา มารดา ครอบครัว ญาติพี่น้อง เพื่อนพ้องและคณะครู-อาจารย์ที่เป็นกำลังใจและให้การสนับสนุน รวมทั้งประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้แก่ผู้วิจัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยหวังเป็นอย่างยิ่งว่าดุชะฎิณิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจ หากมีข้อบกพร่องประการใด ผู้วิจัยต้องขออภัยมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ฤทธิชัย ราชแป้น

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	(3)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	(4)
กิตติกรรมประกาศ.....	(5)
สารบัญ.....	(6)
สารบัญตาราง.....	(8)
สารบัญรูป.....	(9)
บทที่ 1 บทนำ.....	12
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	12
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.....	13
1.3 ขอบเขตของการวิจัย.....	13
1.4 ขั้นตอนการวิจัย.....	14
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	14
บทที่ 2 ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	15
2.1 บทนำ.....	15
2.2 วิธีการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน.....	15
2.3 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking).....	17
2.4 ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน.....	21
2.5 สายไฟฟ้าใต้ดิน.....	21
2.6 สมการ Energy conservation.....	24
2.7 ต้นทุนค่าก่อสร้าง.....	34
2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	35
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย.....	51
3.1 บทนำ.....	51
3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย.....	51
3.3 การจำลองความร้อนของการติดตั้งสายเคเบิลในท่อร้อยสายรูปแบบต่าง ๆ ด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์.....	52

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.4 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน ด้วยวิธีพาความร้อนภายในห้องปฏิบัติการ.....	59
3.5 บทสรุป.....	65
บทที่ 4 ผลการทดลอง.....	66
4.1 บทนำ.....	66
4.2 ผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV.....	66
4.3 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศ และพาความร้อนด้วยน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ..	74
4.4 บทสรุป.....	79
บทที่ 5 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ.....	80
5.1 บทนำ.....	80
5.2 สรุปผลการวิจัย.....	80
5.3 ข้อเสนอแนะ.....	82
บรรณานุกรม.....	83
ภาคผนวก.....	89
ภาคผนวก ก รายละเอียดอุปกรณ์.....	90
ภาคผนวก ข ผลงานตีพิมพ์เผยแพร่.....	103
ประวัติผู้เขียน.....	130

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 2.1	งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	35
ตารางที่ 3.1	ค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุ.....	52
ตารางที่ 4.1	กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวงและผล การจำลองของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง.....	66
ตารางที่ 4.2	กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ใน สภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง.....	67
ตารางที่ 4.3	กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ใน สภาวะมีน้ำท่วมขัง.....	69
ตารางที่ 4.4	ต้นทุนของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์ สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ระยะทาง 1 กิโลเมตร.....	73
ตารางที่ 4.5	ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยอากาศ จำนวน 1 เส้น ที่พิกัดกระแสต่าง ๆ.....	74
ตารางที่ 4.6	ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยอากาศ จำนวน 3 เส้น ที่พิกัดกระแสต่าง ๆ.....	75
ตารางที่ 4.7	ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยน้ำ จำนวน 1 เส้น ที่ พิกัดกระแสต่าง ๆ.....	76
ตารางที่ 4.8	ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยน้ำ จำนวน 3 เส้น ที่ พิกัดกระแสต่าง ๆ.....	76
ตารางที่ 4.9	เปรียบเทียบผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ในท่อร้อยสายไฟฟ้า ระหว่างความเร็วของอากาศ 0 เมตร/วินาที กับ อัตราการไหลของน้ำ 0 ลิตร/วินาที.....	77
ตารางที่ 4.10	เปรียบเทียบผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ในท่อร้อยสายไฟฟ้า ระหว่างความเร็วของอากาศ 0 เมตร/วินาที กับ อัตราการไหลของน้ำ 5 ลิตร/วินาที.....	77

สารบัญรูป

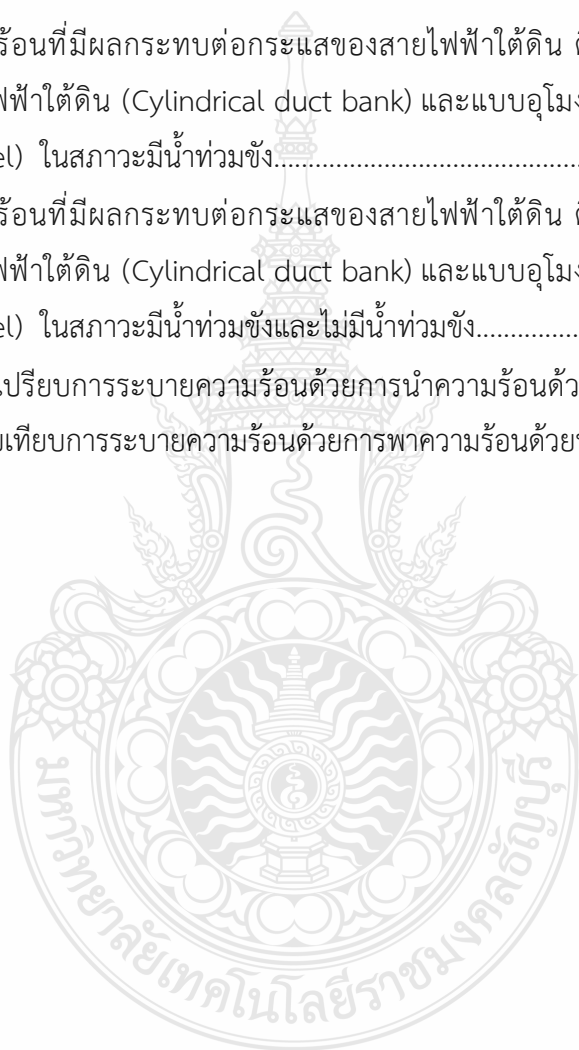
	หน้า
รูปที่ 2.1 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีขุดเปิด (Open Cut).....	15
รูปที่ 2.2 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีตึงท่อลอด (HDD).....	16
รูปที่ 2.3 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking).....	16
รูปที่ 2.4 การก่อสร้างอุโมงค์สายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีการก่อสร้างอุโมงค์ (Tunneling).....	17
รูปที่ 2.5 การก่อสร้างบ่อพัก สำหรับก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking).....	18
รูปที่ 2.6 เครื่องดันท่อลอด (Pipe Jacking Machine).....	18
รูปที่ 2.7 การก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking).....	19
รูปที่ 2.8 การติดตั้งท่อ RTRC และอัดฉนวนระหว่างท่อ RTRC พร้อมแต่งหน้าต่าง.....	19
รูปที่ 2.9 อุปกรณ์ภายในบ่อพักสำหรับอำนวยความสะดวกในการเข้าปฏิบัติงาน.....	20
รูปที่ 2.10 อุปกรณ์ภายในบ่อพักสำหรับรองรับการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน.....	20
รูปที่ 2.11 งานปิดฝาบ่อพักและคืนผิวจราจรถาวร.....	21
รูปที่ 2.12 โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันกลาง.....	22
รูปที่ 2.13 โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันสูง.....	23
รูปที่ 2.14 Ladder Diagram สำหรับสายไฟฟ้า 1 แกน.....	30
รูปที่ 2.15 Ladder Diagram สำหรับสายไฟฟ้า 3 แกน.....	31
รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย.....	51
รูปที่ 3.2 โครงสร้างของสายเคเบิลใต้ดิน แรงดัน 115 kV.....	52
รูปที่ 3.3 รูปแบบบ่อพักและท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน.....	53
รูปที่ 3.4 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ที่ใช้งานในปัจจุบัน พื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล.....	54
รูปที่ 3.5 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ที่ใช้งานการจำลอง.....	54
รูปที่ 3.6 Cable Trench สำหรับติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน ก่อสร้างด้วยวิธี Open Cut ในพื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล.....	55
รูปที่ 3.7 อุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square Tunnel) ที่ใช้งานการจำลอง.....	55

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.8 โดเมนการคำนวณของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank).....	56
รูปที่ 3.9 โดเมนการคำนวณของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel).....	56
รูปที่ 3.10 Element mesh ของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)	57
รูปที่ 3.11 Element mesh ของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)	57
รูปที่ 3.12 ผลการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank).....	58
รูปที่ 3.13 ผลการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel).....	58
รูปที่ 3.14 ไดอะแกรมการทดลองในห้องปฏิบัติการของการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน โดยวิธีการพาความร้อนด้วยอากาศ.....	59
รูปที่ 3.15 ไดอะแกรมการทดลองในห้องปฏิบัติการของการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน โดยวิธีการพาความร้อนด้วยน้ำ.....	59
รูปที่ 3.16 โครงสร้างของสายเคเบิลแรงดันกลาง.....	60
รูปที่ 3.17 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ.....	61
รูปที่ 3.18 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 3 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ.....	62
รูปที่ 3.19 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ.....	63
รูปที่ 3.20 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 3 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ.....	64

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.1 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง.....	68
รูปที่ 4.2 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง.....	70
รูปที่ 4.3 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขังและไม่มีน้ำท่วมขัง.....	71
รูปที่ 4.4 กราฟเปรียบเทียบการระบายความร้อนด้วยการนำความร้อนด้วยอากาศและน้ำ และเปรียบเทียบการระบายความร้อนด้วยการพาความร้อนด้วยน้ำ.....	78



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การเจริญเติบโตของชุมชนเมือง ทำให้มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ในขณะที่โครงสร้างของระบบสายส่งและระบบจำหน่ายในพื้นที่ของเมืองขนาดใหญ่มีขีดจำกัด ในทางกลับกันประเทศไทยต้องการยกระดับเมืองให้กลายเป็นเมืองอัจฉริยะ ซึ่งต้องมีพลังงานไฟฟ้าที่มั่นคงและปลอดภัย โดยการไฟฟ้านครหลวงซึ่งเป็นหน่วยงานหลักในการดูแลการจ่ายไฟฟ้าให้กับเมืองขนาดใหญ่ประกอบด้วยพื้นที่กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ และนนทบุรี ดำเนินการโครงการเปลี่ยนระบบสายไฟฟ้าอากาศเป็นสายไฟฟ้าใต้ดิน การดำเนินการดังกล่าวจะต้องดำเนินการในพื้นที่สาธารณะ ซึ่งได้แก่ พื้นที่ใต้ผิวจราจร ซึ่งปัจจุบันพื้นที่ใต้ผิวจราจร จะประกอบไปด้วยสาธารณูปโภคของหลายหน่วยงาน ซึ่งประกอบด้วย ระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงที่ไม่มีพื้นที่ติดตั้งในระบบสายอากาศเนื่องจากโครงสร้างจำกัดทำให้ต้องเพิ่มระบบส่งและระบบจำหน่ายเป็นระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน ระบบสายสื่อสารใต้ดินของบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) ท่อประปาของการประปานครหลวง ระบบระบายน้ำของกรุงเทพมหานคร ระบบระบายน้ำของกรมทางหลวงและกรมทางหลวงชนบท และยังมีหน่วยงานเอกชนอื่น ๆ ที่วางระบบสื่อสารใต้ดิน จากที่กล่าวมาข้างต้นจะพบว่าพื้นที่ใต้ผิวจราจรหนาแน่นไปด้วยระบบสาธารณูปโภคต่าง ๆ ดังนั้นการเพิ่มระบบสายส่งและระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวงเพื่อรองรับความต้องการของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นก็จะไม่สามารถติดตั้งในระบบสายไฟฟ้าอากาศได้ และการเปลี่ยนสายไฟฟ้าอากาศเป็นระบบสายไฟฟ้าใต้ดินตามมาตรการพลังงานไฟฟ้ามั่นคงและปลอดภัยนั้น จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องพิจารณาการใช้พื้นที่ใต้ผิวจราจรที่มีอยู่จำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด

ระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน แยกตามวิธีการก่อสร้างที่รองรับการติดตั้งสายไฟฟ้า ได้ 4 แบบ ประกอบด้วย 1) วิธีการก่อสร้างอุโมงค์ (Tunnelling Method) ซึ่งจะเหมาะกับระบบสายส่ง แรงดัน 230 เควี แรงดัน 115 เควี และแรงดัน 69 เควี 2) วิธีการก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe jacking Method)) ซึ่งจะเหมาะสมกับระบบสายส่ง แรงดัน 115 เควี แรงดัน 69 เควี และระบบจำหน่าย แรงดัน 24 เควี 3) วิธีการก่อสร้างแบบดิ่งท่อลอด (Horizontal Directional Drilling Method) ซึ่งจะเหมาะสมกับระบบจำหน่าย แรงดัน 24 เควี 4) วิธีการก่อสร้างแบบขุดเปิด (Open Cut Method) จะเหมาะสมกับระบบจำหน่าย แรงดัน 416/240 โวลท์ ซึ่งจะก่อสร้างอยู่ใต้ทางเท้าเป็นหลัก

ปริมาณสายไฟฟ้าอากาศ จากข้อมูลปี 2559 ของการไฟฟ้านครหลวง แยกตามแรงดัน ประกอบด้วย 1) สายส่ง แรงดัน 230 เควี แรงดัน 115 เควี และแรงดัน 69 เควี จำนวน 1,361 วงจร-

กม. 2) ระบบจำหน่าย แรงดัน 24 เควี จำนวน 16,241 วงจร-กม. 3) ระบบจำหน่าย แรงดัน 416/240 โวลท์ จำนวน 27,235 วงจร-กม. ในขณะที่ปริมาณสายไฟฟ้าใต้ดินที่มีอยู่แล้ว ประกอบด้วย 1) สายส่ง แรงดัน 230 เควี แรงดัน 115 เควี และแรงดัน 69 เควี จำนวน 429 วงจร-กม. 2) ระบบจำหน่าย แรงดัน 24 เควี จำนวน 2,472 วงจร-กม. 3) ระบบจำหน่าย แรงดัน 416/240 โวลท์ จำนวน 401 วงจร-กม. ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นจะพบว่าสายไฟฟ้าอากาศที่ปรับเปลี่ยนเป็นระบบสายไฟฟ้าใต้ดินมีปริมาณมาก ในขณะที่การเพิ่มโหลดกำลังไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ก็จำเป็นต้องสร้างระบบสายไฟฟ้าใต้ดินทดแทน การใช้สายไฟฟ้าอากาศที่ไม่สามารถเพิ่มโหลดได้อีก

ตามข้อมูลข้างต้นจะพบว่ามีระบบสายไฟฟ้าอากาศอีกจำนวนมากที่ต้องการเปลี่ยนเป็น สายไฟฟ้าใต้ดินและวางใต้ผิวจราจร ในขณะที่พื้นที่ใต้ผิวจราจรมีจำกัด ดังนั้นจึงจำเป็นต้องอย่างยิ่งที่จะต้อง ศึกษาและทำการวิจัยการเพิ่มประสิทธิภาพของสายไฟฟ้าใต้ดินที่มีอยู่เดิมทดแทนการก่อสร้างเพิ่มเติม และกรณีที่ต้องก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดินเพิ่มเติมก็ควรเลือกรูปแบบและวิธีการก่อสร้างที่ลด ผลกระทบ ลดต้นทุน และติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดินได้มากกว่าวิธีการเดิมที่ใช้งานในอดีตจนถึงปัจจุบันนี้

1.2 วัตถุประสงค์การวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาวิเคราะห์ผลกระทบรวมทั้งวิธีการจัดการผลกระทบจากการก่อสร้างระบบ ไฟฟ้าใต้ดิน

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์แนวทางด้านวิศวกรรมในการเพิ่มความสามารถในการนำกระแสของ สายไฟฟ้าใต้ดิน

1.2.3 เพื่อวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการลดต้นทุนของการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 ออกแบบจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายใน ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV

1.3.2 ออกแบบทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีการพาความร้อนด้วยอากาศและน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ

1.3.3 เปรียบเทียบผลการจำลองความร้อนที่กระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้ง ภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

1.3.4 เปรียบเทียบผลของการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายใน ท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีการพาความร้อนด้วยอากาศและน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ

1.3.5 วิเคราะห์และเปรียบเทียบต้นทุนของการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

1.4 ขั้นตอนการวิจัย

- 1.4.1 ศึกษา ค้นคว้าทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
- 1.4.2 กำหนดวิธีการดำเนินงานวิจัย
- 1.4.3 จำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์
- 1.4.4 ทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีการพาความร้อนด้วยอากาศและน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ
- 1.4.5 บันทึกผลการจำลองและผลการทดลอง
- 1.4.6 สรุปผลการวิจัย

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

- 1.6.1 เข้าใจวิธีการก่อสร้างระบบสายไฟฟ้าใต้ดินรูปแบบต่าง ๆ
- 1.6.2 วิธีการลดความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดิน เพื่อเพิ่มการรับภาระโหลดที่มากขึ้น
- 1.6.3 ลดผลกระทบต่อการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน
- 1.6.4 ลดต้นทุนในการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

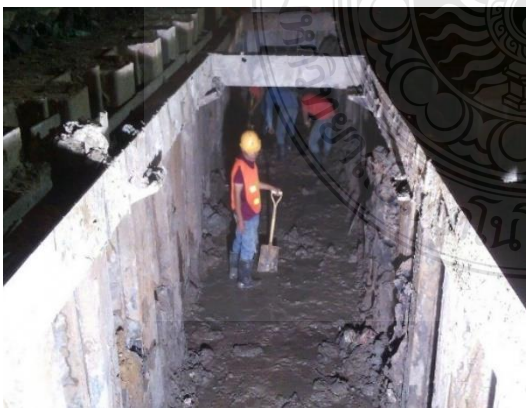
2.1 บทนำ

การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ มีทฤษฎีและวรรณกรรมต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัย ดังต่อไปนี้

2.2 วิธีการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน

การก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดิน สามารถแยกงานก่อสร้างออกได้ 2 ส่วน ได้แก่ งานก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า และงานติดตั้งสายไฟฟ้าพร้อมอุปกรณ์ไฟฟ้า สำหรับงานก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า ยังสามารถแยกตามวิธีการก่อสร้างได้ 4 วิธีการ ซึ่งมีรายละเอียดต่างๆ ดังต่อไปนี้

2.2.1 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีขุดเปิด (Open Cut) เป็นวิธีการก่อสร้างแบบดั้งเดิม ไม่ต้องใช้เทคนิคก่อสร้างพิเศษ ค่าต้นทุนก่อสร้างจะต่ำกว่าวิธีอื่น ซึ่งจะก่อสร้างเชื่อมต่อท่อร้อยสายไฟฟ้า จากบ่อพักไปหาเสา Riser สำหรับสายส่ง แรงดันสูง 69/115 kV หรือสำหรับบริเวณพื้นที่ที่มีข้อจำกัดที่ไม่สามารถก่อสร้างด้วยวิธีอื่นได้ในช่วงระยะทางสั้นๆ ได้ เช่น ช่วงเชื่อมต่อท่อร้อยสายไฟฟ้าระหว่างบ่อพักแบบ Open Cut กับบ่อพักแบบ Pipe Jacking ซึ่งความลึกหลังท่อร้อยสายต่างระดับกัน เป็นต้น โดยทั่วไปความลึกจากผิวจราจรถึงหลังท่อร้อยสายไฟฟ้า ประมาณ 1.50 - 3.00 ม. แสดงได้ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีขุดเปิด (Open Cut) [ฤทธิ์ชัย]

2.2.2 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดิ่งท่อลอด (Horizontal Directional Drilling : HDD) เหมาะสำหรับการเชื่อมต่อท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ระหว่างบ่อพักไปหาเสา Riser สำหรับสายป้อน แรงดันปานกลาง 24 kV และสำหรับสายส่ง แรงดันสูง 69/115 kV เฉพาะบริเวณลอดสิ่งกีดขวาง เช่น ลอดคลองลึก ที่มีเสาเข็มกีดขวางไม่สามารถก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีอื่นได้ โดยทั่วไปความลึกจากระดับผิวจราจรถึงหลังท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ประมาณ 3.00 – 25.00 ม. ซึ่งจะมีต้นทุนค่าก่อสร้างที่สูงมาก แสดงได้ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดิ่งท่อลอด (HDD) [ฤทธิ์ชัย]

2.2.3 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) เป็นวิธีการก่อสร้างทั่วไปในพื้นที่บริการของการไฟฟ้านครหลวง ซึ่งจะทำให้การก่อสร้างอยู่ใต้ผิวจราจร ซึ่งจะทำให้การดันท่อเชื่อมเข้าหากันระหว่างบ่อพัก ความยาวโดยประมาณ 150 – 300 ม. และความลึกจากผิวจราจรถึงระดับหลังท่อร้อยสายไฟฟ้า ประมาณ 4.00 – 12.00 ม. รองรับทั้งสายป้อน 24 kV และสายส่ง 69/115 kV ต้นทุนค่าก่อสร้างจะสูงใกล้เคียงกับวิธีการก่อสร้างด้วย HDD แสดงได้ดังรูปที่ 2.3



รูปที่ 2.3 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) [ฤทธิ์ชัย]

2.2.4 การก่อสร้างอุโมงค์สายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีการก่อสร้างอุโมงค์ (Tunneling) เป็นวิธีการก่อสร้างที่รองรับทั้งสายป้อน 24 kV และสายส่ง ตั้งแต่ระดับแรงดัน 69 – 230 kV การเลือกวิธีการก่อสร้างด้วยวิธีการนี้ มีปัจจัยหลายประการ ประกอบด้วย สายส่ง ขนาดแรงดัน 230 kV เป็นสายส่งชนิดฉนวนน้ำมัน ซึ่งต้องมีระบบระบายความร้อนด้วยน้ำเย็น ทำให้ไม่สามารถติดตั้งผ่านท่อร้อยสายที่ก่อสร้างด้วยวิธีการอื่นๆ ได้ หรือ พื้นที่ก่อสร้างดำเนินการได้ยากเพื่อลดข้อจำกัดด้านระยะทางและความลึกนั้น การก่อสร้างด้วยวิธีนี้สามารถก่อสร้างได้ระยะทางไกลมากขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่สามารถก่อสร้างบ่อพักได้ และสามารถเพิ่มความลึกเพื่อหลบสิ่งกีดขวางได้ แต่ทั้งนี้ต้นทุนการก่อสร้างจะสูงมากกว่าวิธีการอื่นๆ ตามข้างต้น โดยทั่วไปความลึกจากผิวจราจรถึงหลังอุโมงค์ มากกว่า 18.00 ม. ขนาดภายในของอุโมงค์ 2.60 – 3.60 ม. แสดงได้ดังรูปที่ 2.4

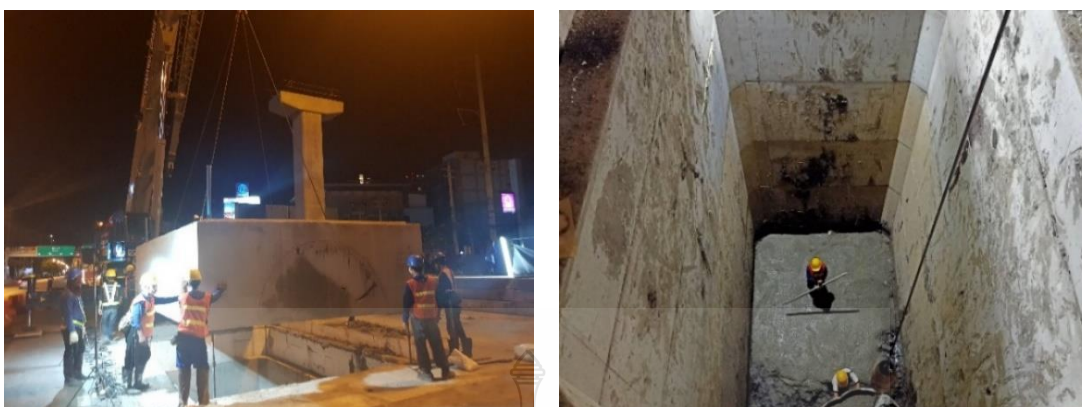


รูปที่ 2.4 การก่อสร้างอุโมงค์สายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีการก่อสร้างอุโมงค์ (Tunneling) [ฤทธิ์ชัย]

2.3 การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking)

การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) จะมีขั้นตอนการก่อสร้างต่าง ๆ ประกอบด้วยดังต่อไปนี้

2.3.1 งานก่อสร้างบ่อพัก (Manhole Sinking) สำหรับงานก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วย วิธีดันท่อลอด ของการไฟฟ้านครหลวงมีหลาย Type ซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งาน ได้แก่ A6/J, A7/J, T/J, L/J และ O/J เป็นต้น บ่อพักส่วนใหญ่เป็น Type A6/J ขนาดภายในกว้าง 3.30 เมตร ยาว 6.00 เมตร และ A7/J ขนาดภายในกว้าง 3.30 เมตร ยาว 7.00 เมตร ซึ่งทั้งสอง Type จะเป็นบ่อพักที่ใช้ในทางตรง สำหรับบ่อ Type T/J, L/J และ O/J จะใช้ในการเปลี่ยนทิศทางของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ซึ่งความลึกของบ่อพักจะใช้ระดับหลังท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดินเป็นตัวกำหนด การดำเนินการก่อสร้างบ่อพัก สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.5



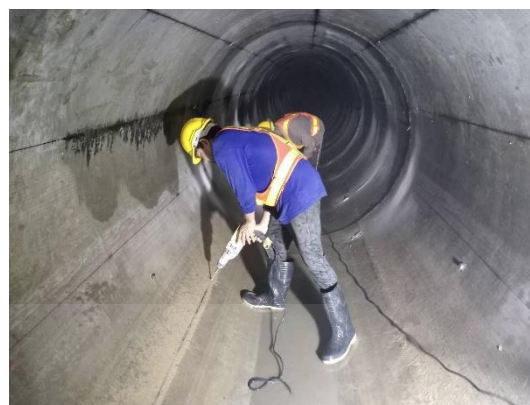
รูปที่ 2.5 การก่อสร้างบ่อพัก สำหรับก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) [ฤทธิ์ชัย]

2.3.2 งานดันท่อลอด (Pipe Jacking) จะใช้เครื่องดันท่อตามลักษณะของท่อที่ต้องการ โดยทั่วไปเครื่องดันท่อสามารถทำการก่อสร้างได้ทั้งท่อทรงกระบอก และท่อสี่เหลี่ยม ซึ่งเครื่องดันท่อทั้งสองรูปแบบสามารถแสดงได้รูปที่ 2.6



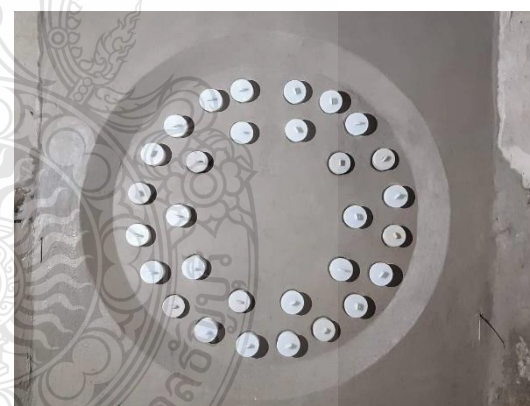
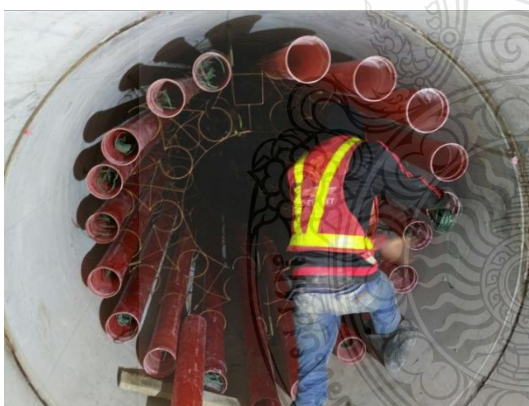
รูปที่ 2.6 เครื่องดันท่อลอด (Pipe Jacking Machine) [ฤทธิ์ชัย]

งานก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) สำหรับพื้นที่จ่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง จะเป็นการดันท่อคอนกรีตเสริมเหล็กทรงกระบอก ซึ่งท่อคอนกรีตเสริมเหล็ก มีหลายขนาด ได้แก่ ท่อคอนกรีตเสริมเหล็กขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 1.20 เมตร สำหรับติดตั้งท่อ RTTC จำนวน 18 ท่อ ท่อคอนกรีตเสริมเหล็กขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 1.50 เมตร สำหรับติดตั้งท่อ RTTC จำนวน 24 ท่อ และท่อคอนกรีตเสริมเหล็กขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน 1.80 เมตร สำหรับติดตั้งท่อ RTTC จำนวน 30 ท่อ การดันท่อคอนกรีตเสริมเหล็กแสดงได้ดังภาพที่ 2.7



รูปที่ 2.7 การก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking) [ฤทธิชัย]

2.3.3 งานติดตั้ง Reinforce Thermosetting Resin Conduit (RTRC) จะดำเนินการติดตั้งท่อ RTRC หลังจากทำการดันท่อคอนกรีตเสริมเหล็กแล้วเสร็จ ระหว่างบ่อพักกับบ่อพัก โดยจะทำการติดตั้งทวิเหล็ก (Steel Spacer) สำหรับจัดเรียงท่อ RTRC ให้ได้ระยะตามที่ต้องการ หลังจากนั้นจึงจะทำการติดตั้งท่อ RTRC เข้ากับทวิเหล็ก และอัดฉนวนมอร์ตาร์ระหว่างช่องว่างของท่อ RTRC พร้อมแต่งหน้าต่างภายในบ่อพัก ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 2.8



รูปที่ 2.8 การติดตั้งท่อ RTRC และอัดฉนวนมอร์ตาร์ระหว่างท่อ RTRC พร้อมแต่งหน้าต่าง [ฤทธิชัย]

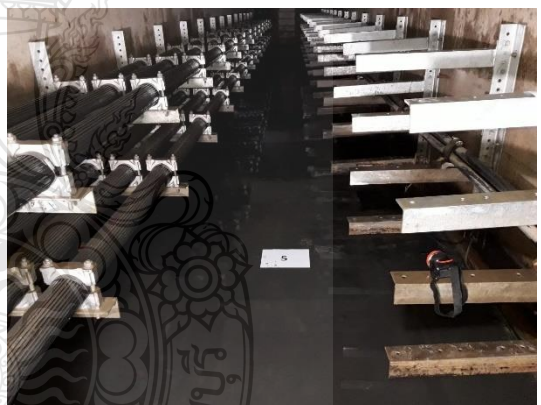
2.3.5 งานติดตั้งอุปกรณ์ภายในบ่อพัก จะดำเนินการหลังจากแต่งหน้าต่างภายในบ่อพักแล้วเสร็จ ซึ่งอุปกรณ์ภายในบ่อพักที่ต้องดำเนินการติดตั้งเพื่อรองรับการลงปฏิบัติงานติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน ซึ่งจะประกอบด้วย

2.3.5.1 อุปกรณ์สำหรับอำนวยความสะดวกในการเข้าปฏิบัติงานภายในบ่อพัก ได้แก่ บันไดแนวดิ่ง ขานพัก และบันไดลิง ซึ่งทุกรายการจะต้องป้องกันสนิมด้วยการชุบสังกะสี ด้วยการชุบร้อน (Hot-Dip Galvanized) แสดงได้ดังรูปที่ 2.9



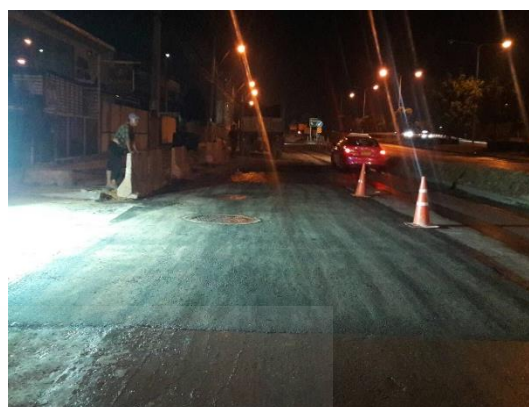
รูปที่ 2.9 อุปกรณ์ภายในบ่อพักสำหรับอำนวยความสะดวกในการเข้าปฏิบัติงาน [ฤทธิ์ชัย]

2.3.5.2 อุปกรณ์สำหรับรองรับการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน ได้แก่ Stainless expansion bolt, Cable pulling, Cable hook, Cable rack, Cable support และ Ground rod ซึ่งมีรายละเอียดดังรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 อุปกรณ์ภายในบ่อพักสำหรับรองรับการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน [ฤทธิ์ชัย]

2.3.6 งานปิดฝาบ่อพักและคืนผิวจราจรถาวร จะดำเนินการในขั้นตอนนี้หลังจากได้ติดตั้งอุปกรณ์ภายในบ่อพักแล้วเสร็จ เนื่องจากอุปกรณ์บางชิ้นจะมีขนาดใหญ่กว่าทางลงบ่อพัก การดำเนินการโดยนำชิ้นงานคอนกรีตเสริมเหล็ก (Top slab) มาติดตั้งด้านบนของบ่อพัก ติดตั้งคอบ่อพัก ติดตั้งฐานรองรับฝาเหล็กหล่อและติดตั้งฝาเหล็กหล่อสำหรับทางขึ้น-ลงภายในบ่อพัก หลังจากนั้นจึงทำการร้อยถอน Guide collar ring beam และถมกลับด้วยวัสดุพื้นทางพร้อมบดอัดตามมาตรฐานงานทางของกรุงเทพมหานครหรือกรมทางหลวงขึ้นอยู่กับพื้นที่ก่อสร้าง และขั้นตอนสุดท้ายดำเนินการเทคอนกรีตหรือปูแอสฟัลติกส์คอนกรีตให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนดำเนินการก่อสร้าง ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 2.11



รูปที่ 2.11 งานปิดฝาบ่อพักและคืนผิวจราจรถาวร [ฤทธิ์ชัย]

2.4 ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน

ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ที่ใช้งานในพื้นที่จ่ายระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวงในปัจจุบันจะมีด้วยกัน 4 ชนิด ซึ่งประกอบด้วยดังนี้

2.4.1 ท่อ Polyvinyl chloride (PVC) ใช้งานกันมากในระบบไฟฟ้าใต้ดินแรงดันต่ำ สำหรับแรงดันกลางจะมีใช้งานเฉพาะจุด เช่น วางฝังใต้ดินโดยตรงของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะราย

2.4.2 ท่อเหล็ก ใช้งานกันมากในระบบไฟฟ้าใต้ดินแรงดันต่ำ สำหรับแรงดันกลางจะมีใช้งานเฉพาะจุด เช่น ช่วงขึ้นเสา Riser สำหรับพื้นที่สาธารณะ และวางฝังใต้ดินโดยตรงของผู้ใช้ไฟฟ้าเฉพาะราย

2.4.3 High Density Polyethylene (HDPE) ใช้งานในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ ซึ่งวางท่อแบบ Semi-Direct Burial และใช้งานกับระบบไฟฟ้าใต้ดินแรงดันปานกลาง ซึ่งก่อสร้างด้วยวิธี Horizontal Directional Drilling (HDD)

2.4.4 ท่อ Reinforce Thermosetting Resin Conduit (RTRC) ใช้งานในระบบไฟฟ้าแรงดันสูง ซึ่งก่อสร้างด้วยวิธีขุดเปิด (Open Cut) และก่อสร้างด้วยวิธี Pipe Jacking

2.5 สายไฟฟ้าใต้ดิน

การส่งพลังงานจากต้นทางไปยังปลายทาง หรือส่งพลังงานจากแหล่งพลังงานไปยังอุปกรณ์ไฟฟ้านั้น จำเป็นต้องใช้สายไฟฟ้าที่มีขนาดตัวนำที่เพียงพอในการส่งพลังงานดังกล่าว ในขณะที่สายไฟฟ้าก็จะมีฉนวนในการป้องกันไม่ให้พลังงานรั่วไหลไปยังส่วนอื่นที่ไม่ต้องการ ซึ่งสายไฟฟ้าจะมีส่วนประกอบที่สำคัญดังต่อไปนี้

2.5.1 สายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันต่ำ มีส่วนประกอบที่สำคัญ 3 ส่วน ได้แก่ ตัวนำ ฉนวน และเปลือก ซึ่งสายไฟฟ้าแรงดันต่ำเป็นสายไฟฟ้าที่ใช้ได้กับแรงดันไม่เกิน 1,000 โวลต์ มีใช้งานอยู่ในประเทศไทย ได้แก่

2.5.1.1 สาย NYY คือ สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน PVC มีเปลือกในและเปลือกนอก แรงดันไฟฟ้าที่กำหนด 450 / 750 V มีทั้งแบบแกนเดี่ยว แบบหลายแกน และแบบหลายแกนมีสายดิน ตัวนำแบบแข็งและทนอุณหภูมิสูงสุด ไม่เกิน 70 องศาเซลเซียส

2.5.1.2 สาย VCT คือ สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน PVC และมีเปลือกนอก แรงดันไฟฟ้าที่กำหนด 450 / 750 V มีทั้งแบบแกนเดี่ยว แบบหลายแกน และแบบหลายแกนมีสายดิน ตัวนำแบบอ่อนและทนอุณหภูมิสูงสุด ไม่เกิน 70 องศาเซลเซียส

2.5.1.3 สาย 60277 IEC 10 คือ สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน PVC มีเปลือกในและเปลือกนอก แรงดันไฟฟ้าที่กำหนด 300 / 500 V มีเฉพาะแบบหลายแกน และแบบหลายแกนมีสายดิน โครงสร้างของสายมีลักษณะคล้ายกับสาย NYY แต่มีฉนวนและเปลือกที่บางกว่า ตัวนำแบบแข็งและทนอุณหภูมิสูงสุด ไม่เกิน 70 องศาเซลเซียส

2.5.1.4 สาย CV คือ สายไฟฟ้าหุ้มฉนวน XLPE และมีเปลือกนอก แรงดันไฟฟ้าที่กำหนด 0.6 / 1 kV มีทั้งแบบแกนเดี่ยวและแบบหลายแกน ตัวนำแบบแข็งและทนอุณหภูมิสูงสุด ไม่เกิน 90 องศาเซลเซียส ทำให้นำกระแสได้สูงกว่าสายที่หุ้มฉนวนด้วย PVC

2.5.2 สายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันกลาง คือ สายหุ้มฉนวนฉนวนฉนวนฉนวน ซึ่งมี Metallic Insulation Screen สามารถจับต้องได้ ติดตั้งได้ทั้งในอากาศและใต้ดิน ซึ่งเป็นสายที่ใช้กับระดับแรงดันตั้งแต่ 1 kV – 36 kV ซึ่งมีโครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดิน ตามรูปที่ 2.12



รูปที่ 2.12 โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันกลาง [1]

โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันกลาง จะมีส่วนประกอบหลัก อยู่ 7 ชั้น ซึ่งแต่ละชั้นก็จะมีหน้าที่ต่าง ๆ ดังนี้

2.5.2.1 Conductor มีหน้าที่นำกระแสไฟฟ้า โดยทั่วไปตัวนำจะผลิตจากทองแดงหรืออลูมิเนียม ลักษณะตัวนำจะมีทั้งแบบเส้นเดี่ยว แบบตีเกลียว แบบอัดแน่น และแบบเชกเมนต์

2.5.2.2 Conductor Screen มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของตัวนำกับฉนวนเรียบไม่มีช่องว่างที่มีศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อมซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิด Partial Discharge วัสดุทำมาจากวัสดุกึ่งตัวนำ

2.5.2.3 Insulation มีหน้าที่เป็นฉนวนป้องกันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้ารั่วไหล วัสดุที่ใช้ทำฉนวน ได้แก่ Polyvinyl Chloride (PVC) Polyethylene (PE) และ Crosslinked Polyethylene (XLPE)

2.5.2.4 Insulation Screen มีหน้าที่ลดแรงดันตกคร่อมบริเวณผิวสัมผัสระหว่าง Insulation กับ Metallic วัสดุทำมาจากวัสดุกึ่งตัวนำ

2.5.2.5 Metallic Screen มีหน้าที่เป็นกราวด์ของสายไฟฟ้า และเป็นทางกระแสไหลกลับกรณีเกิดลัดวงจร วัสดุทำมาจากทองแดง

2.5.2.6 Binding Tape มีหน้าที่ทำให้ผิวเรียบ ทำจากวัสดุไม่อมความชื้น

2.5.2.7 Sheath มีหน้าที่เปลือกนอกสำหรับป้องกันแรงทางกล ความชื้นและการกัดกร่อน วัสดุทำมาจาก Polyvinyl Chloride (PVC) หรือ Polyethylene (PE)

2.5.3 สายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันสูง คือ สายหุ้มฉนวนตีมพิกัด ซึ่งจะมี Metallic Insulation Screen สามารถจับต้องได้ ซึ่งเป็นสายที่ใช้กับระดับแรงดันตั้งแต่ 36 kV ขึ้นไป ซึ่งมีโครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดิน ตามรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันสูง [2]

โครงสร้างของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันสูง จะมีส่วนประกอบหลัก อยู่ 9 ชั้น ซึ่งแต่ละชั้นก็จะมีหน้าที่ต่าง ๆ ดังนี้

2.5.3.1 Conductor มีหน้าที่นำกระแสไฟฟ้า โดยทั่วไปตัวนำจะผลิตจากทองแดงหรืออลูมิเนียม ลักษณะตัวนำจะมีทั้งแบบเส้นเดี่ยว แบบตีเกลียว แบบอัดแน่น และแบบเซกเมนต์

2.5.3.2 Conductor Screen มีหน้าที่ทำให้ผิวสัมผัสของตัวนำกับฉนวนเรียบไม่มีช่องว่างที่มีศักดาไฟฟ้าสูงตกคร่อมซึ่งเป็นสาเหตุของการเกิด Partial Discharge วัสดุทำมาจากวัสดุกึ่งตัวนำ

2.5.3.3 Insulation มีหน้าที่เป็นฉนวนป้องกันไม่ให้เกิดกระแสไฟฟ้ารั่วไหล วัสดุที่ใช้ทำฉนวน ได้แก่ Polyvinyl Chloride (PVC) Polyethylene (PE) และ Crosslinked Polyethylene (XLPE)

2.5.3.4 Insulation Screen มีหน้าที่ลดแรงดันตกคร่อมบริเวณผิวสัมผัสระหว่าง Insulation กับ Metallic วัสดุทำมาจากวัสดุแข็งตัวน้ำ

2.5.3.5 Water Blocking Tape มีหน้าที่ป้องกันน้ำไหลเข้าตามแนวความยาวของสายไฟฟ้า วัสดุทำมาจากวัสดุแข็งตัวน้ำ

2.5.3.6 Metallic Screen มีหน้าที่เป็นกราวด์ของสายไฟฟ้า และเป็นทางกระแสไหลกลับกรณีเกิดลัดวงจร วัสดุทำจากทองแดง

2.5.3.7 Water Blocking Tape มีหน้าที่ป้องกันน้ำไหลเข้าตามแนวความยาวสายไฟฟ้าที่เกิดการชำรุดระหว่างลากสายไฟฟ้า วัสดุทำมาจากวัสดุไม่เป็นตัวนำ

2.5.3.8 Radial Water Barrier มีหน้าที่ป้องกันน้ำตามแนวขวางของสายไฟฟ้า วัสดุทำมาจากอูมิเนียมที่เคลือบโพลีเมอร์

2.5.3.9 Sheath มีหน้าที่เปลือกนอกสำหรับป้องกันแรงทางกล ความชื้นและการกัดกร่อน วัสดุทำมาจาก Polyvinyl Chloride (PVC) หรือ Polyethylene (PE)

2.6 สมการ Energy Conservation

2.6.1 กลไกการถ่ายเทความร้อนในระบบสายไฟฟ้า

การถ่ายเทความร้อนสำหรับสายไฟฟ้าใต้ดินจะมีความสำคัญมาก [3] ในขณะที่การแผ่รังสีแสงอาทิตย์และลมจะมีผลกระทบต่อพิกัดกระแสสายไฟฟ้าอากาศ การคำนวณกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินจำเป็นต้องแก้สมการของการถ่ายเทความร้อนซึ่งมีความสัมพันธ์ระหว่างกระแสของตัวนำกับอุณหภูมิภายในสายและบริเวณโดยรอบ ซึ่งสมการการถ่ายเทความร้อนพื้นฐานที่ถ่ายเทความร้อนของสายไฟฟ้าและสภาพแวดล้อม มีดังนี้

2.6.1.1 การนำความร้อน สำหรับการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน ความร้อนจะถูกถ่ายเทโดยการนำความร้อนจากตัวนำและส่วนอื่น ๆ ซึ่งสามารถหาอัตราการนำความร้อนได้จาก Fourier's law สำหรับพื้นผิวจะมีการกระจายอุณหภูมิ $\theta(x)$ ซึ่งแสดงได้ดังนี้

$$q = -\frac{1}{\rho} \frac{d\theta}{dx} \quad (2.1)$$

เมื่อ q คือ อัตราการถ่ายเทความร้อน (W/m^2)

ρ คือ ความต้านทานความร้อน (K·m/W)

$\frac{d\theta}{dx}$ คือ การถ่ายเทความร้อนในทิศทาง x

2.6.1.2 การพาความร้อน สำหรับการติดตั้งสายไฟฟ้าอากาศ การพาความร้อนและการแผ่รังสีเป็นกลไกการถ่ายเทความร้อนที่สำคัญจากพื้นผิวของสายไฟฟ้าไปยังอากาศบริเวณโดยรอบ การถ่ายเทความร้อนแบบพาความร้อนอาจจำแนกตามลักษณะของการไหล ได้แก่ การพาความร้อนแบบบังคับและการพาความร้อนแบบอิสระหรือตามธรรมชาติ ซึ่งการคำนวณกระแสจะใช้การพาความร้อนอิสระหรือตามธรรมชาติ สามารถหาอัตราการถ่ายเทความร้อนได้จาก Newton's law of cooling ซึ่งแสดงได้ดังนี้

$$q = h(\theta_s - \theta_{amb}) \quad (2.2)$$

เมื่อ q คือ อัตราการถ่ายเทความร้อน (W/m²)

h คือ สัมประสิทธิ์ความร้อน (W/m²·K)

θ_s คือ อุณหภูมิพื้นผิว

θ_{amb} คือ อุณหภูมิอากาศแวดล้อม

การกำหนดค่าสัมประสิทธิ์การพาความร้อนอาจสำคัญที่สุดของการคำนวณพิกัดของสายไฟฟ้าในอากาศ ค่าสัมประสิทธิ์จะแตกต่างกันในช่วง 2 – 25 W/m²·K สำหรับการพาความร้อนแบบธรรมชาติ และค่าแตกต่างกันในช่วง 25 – 250 W/m²·K สำหรับการพาความร้อนแบบบังคับ

2.6.1.3 การแผ่รังสีความร้อน คือ พลังงานที่ปล่อยออกมาจากพื้นผิวของสายไฟฟ้า ซึ่งฟลักซ์ความร้อนที่ปล่อยออกมาจากพื้นผิวได้มาจาก Stefan-Boltzmann's law

$$q = \varepsilon \sigma_B \theta_s^{*4} \quad (2.3)$$

เมื่อ q คือ อัตราการถ่ายเทความร้อน (W/m²)

ε คือ สมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ค่าอยู่ในช่วง $0 \leq \varepsilon \leq 1$

σ_B คือ ค่าคงที่ Stefan-Boltzmann = $5.67 \cdot 10^{-8}$ W/m²·K⁴

θ_s^* คือ อุณหภูมิสัมบูรณ์ของพื้นผิว (K)

ถ้ารังสีตกกระทบบนพื้นผิว ส่วนหนึ่งจะถูกดูดซับ และอัตราการดูดซับพลังงานต่อหน่วยพื้นที่ผิวอาจประเมินได้จากความรู้เกี่ยวกับคุณสมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ดังนี้

$$q_{abs} = \alpha q_{inc} \quad (2.4)$$

เมื่อ	q_{abs}	คือ	อัตราการดูดซับพลังงาน (W/m ²)
	α	คือ	สมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ค่าอยู่ในช่วง $0 \leq \alpha \leq 1$
	q_{inc}	คือ	อัตราการตกกระทบบนพลังงาน (W/m ²)

เนื่องจากสายไฟฟ้ามีทั้งปล่อยและดูดซับการแผ่รังสี การแลกเปลี่ยนความร้อนจากการแผ่รังสีจึงสามารถจำลองเป็นปฏิสัมพันธ์ระหว่างสองพื้นผิวได้ การกำหนดอัตราสุทธิในการแลกเปลี่ยนรังสีระหว่างสองพื้นผิวโดยทั่วไปค่อนข้างซับซ้อน อย่างไรก็ตามสำหรับการคำนวณพิกัดสายไฟฟ้า อาจถือว่าพื้นผิวของสายไฟฟ้ามีขนาดเล็กและพื้นผิวอีกอันอยู่ห่างไกลและใหญ่กว่ามาก สมมติว่าพื้นผิวนี้เป็นพื้นผิวที่ $\alpha = \varepsilon$ (พื้นผิวสีเทา) อัตราสุทธิของการแลกเปลี่ยนรังสีระหว่างสายไฟฟ้ากับสภาพแวดล้อม ซึ่งแสดงต่อหน่วยพื้นที่ของพื้นผิวสายไฟฟ้า แสดงได้ดังนี้

$$q = \varepsilon \sigma_B (\theta_s^{*4} - \theta_{amb}^{*4}) \quad (2.5)$$

เมื่อ	q	คือ	อัตราการถ่ายเทความร้อน (W/m ²)
	ε	คือ	สมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ค่าอยู่ในช่วง $0 \leq \varepsilon \leq 1$
	σ_B	คือ	ค่าคงที่ Stefan-Boltzmann = $5.67 \cdot 10^{-8}$ W/m ² ·K ⁴
	θ_s^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของพื้นผิว (K)
	θ_{amb}^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของอากาศแวดล้อม (K)

เมื่อให้อัตราความร้อนมากกว่าฟลักซ์ความร้อน อัตราการถ่ายเทความร้อนจะได้รับการคูณฟลักซ์ความร้อนตามพื้นที่ ดังนั้นอัตราความร้อนสำหรับการถ่ายเทความร้อนจากการแผ่รังสีจะได้มาจากสมการต่อไปนี้

$$W_{rad} = \varepsilon \sigma_B A_{sr} (\theta_s^{*4} - \theta_{amb}^{*4}) \quad (2.6)$$

เมื่อ	W_{rad}	คือ	อัตราความร้อนจากการแผ่รังสี (W)
	ε	คือ	สมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ค่าอยู่ในช่วง $0 \leq \varepsilon \leq 1$
	σ_B	คือ	ค่าคงที่ Stefan-Boltzmann = $5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
	A_{sr}	คือ	พื้นที่ได้รับการแผ่รังสี (m^2)
	θ_s^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของพื้นผิว (K)
	θ_{amb}^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของอากาศแวดล้อม (K)

สำหรับการติดตั้งสายไฟฟ้าในอากาศนั้น พื้นผิวของสายไฟฟ้าภายในบริเวณโดยรอบจะถ่ายเทความร้อนโดยการพาความร้อนและการแผ่รังสีไปยังอากาศที่อยู่ติดกันไปพร้อมๆ กัน อัตราการถ่ายเทความร้อนรวมจากพื้นผิวสายไฟฟ้า แสดงได้ดังสมการดังต่อไปนี้

$$W = hA_s(\theta_s - \theta_{amb}) + \varepsilon\sigma_B A_{sr}(\theta_s^{*4} - \theta_{amb}^{*4}) \quad (2.7)$$

เมื่อ	W	คือ	อัตราความร้อนทั้งหมด (W)
	h	คือ	สัมประสิทธิ์ความร้อน ($\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$)
	A_s	คือ	พื้นที่การพาความร้อน (m^2)
	θ_s	คือ	อุณหภูมิพื้นผิว
	θ_{amb}	คือ	อุณหภูมิอากาศแวดล้อม
	ε	คือ	สมบัติการแผ่รังสีของพื้นผิว ค่าอยู่ในช่วง $0 \leq \varepsilon \leq 1$
	σ_B	คือ	ค่าคงที่ Stefan-Boltzmann = $5.67 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$
	A_{sr}	คือ	พื้นที่ได้รับการแผ่รังสี (m^2)
	θ_s^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของพื้นผิว (K)
	θ_{amb}^*	คือ	อุณหภูมิสัมบูรณ์ของอากาศแวดล้อม (K)

สำหรับการติดตั้งสายไฟฟ้าแบบพิเศษบางประเภท อุณหภูมิโดยรอบที่ใช้สำหรับการพาความร้อนอาจแตกต่างจากอุณหภูมิที่ใช้สำหรับการถ่ายเทความร้อนโดยการแผ่รังสี

2.6.2 สมการสมดุลพลังงาน ในการวิเคราะห์การถ่ายเทความร้อนในระบบสายไฟฟ้านั้น สมการอนุรักษ์พลังงานมีบทบาทสำคัญ [3] ซึ่งความสมดุลระหว่างอัตราพลังงานทั้งหมด ณ ขณะใดขณะหนึ่ง โดยวัดเป็นจุลต่อวินาที (W) ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$W_{ent} + W_{int} = W_{out} + \Delta W_{st} \quad (2.8)$$

เมื่อ	W_{ent}	คือ	อัตราพลังงานที่เข้าสู่สายไฟฟ้า (W)
	W_{int}	คือ	อัตราพลังงานที่เกิดขึ้นภายในสายไฟฟ้า (W)
	ΔW_{st}	คือ	อัตราการเปลี่ยนแปลงของพลังงาน (W)
	W_{out}	คือ	อัตราพลังงานที่กระจายออกไป (W)

อัตราพลังงานที่เข้าสู่สายไฟฟ้า พลังงานนี้อาจถูกสร้างขึ้นโดยสายไฟฟ้าอื่นซึ่งอยู่ใกล้กับสายไฟฟ้าที่กำหนดหรือโดยการแผ่รังสีแสงอาทิตย์ สำหรับอัตราที่พลังงานกระจายออกไปโดยการนำ ความร้อน การพาความร้อน และการแผ่รังสี

2.6.3 สมการการถ่ายเทความร้อน

กระแสที่ไหลในตัวนำของสายไฟฟ้าจะสร้างความร้อนขึ้น [3] ซึ่งจะกระจายความร้อนผ่านฉนวน ผ่าน Metallic sheath และผ่านส่วนอื่น ๆ ของสายไฟฟ้าไปสู่ตัวกลางโดยรอบ กระแสของสายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของการกระจายความร้อนเป็นหลักและขึ้นอยู่กับขีดจำกัดที่กำหนดของอุณหภูมิฉนวน การกระจายความร้อนจึงต้องใช้สมการการถ่ายเทความร้อน

2.6.3.1 สายไฟฟ้าฝังใต้ดินโดยตรง การพิจารณาสายไฟฟ้าใต้ดินที่อยู่ในดินที่เป็นเนื้อเดียวกัน ความร้อนจะถูกถ่ายเทโดยการนำผ่านส่วนประกอบของสายไฟฟ้าและดิน เนื่องจากความยาวของสายไฟฟ้ายาวกว่าเส้นผ่านศูนย์กลางมาก จึงสามารถละเลยผลกระทบด้านปลายสายได้ ดังนั้น และการถ่ายเทความร้อนสามารถกำหนดได้ในสองมิติเท่านั้น สมการเชิงอนุพันธ์ที่อธิบายการนำความร้อนในดินมีรูปแบบดังนี้

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta}{\partial y} \right) + W_{int} = c \frac{\partial \theta}{\partial t} \quad (2.9)$$

เมื่อ	ρ	คือ	ความต้านทานความร้อน (K·m/W)
	$\frac{\partial \theta}{\partial x}$	คือ	การถ่ายเทความร้อนในทิศทาง x
	$\frac{\partial \theta}{\partial y}$	คือ	การถ่ายเทความร้อนในทิศทาง y
	c	คือ	ความจุความร้อนเชิงปริมาตรของวัสดุ
	W_{int}	คือ	อัตราความร้อนที่เกิดขึ้นภายในสายไฟฟ้า

สำหรับสายเคเบิลที่ฝังอยู่ในดิน สมการ (2.9) จะถูกแก้ไขด้วยเงื่อนไขขอบเขตที่โดยปกติจะระบุไว้ที่ผิวดิน เงื่อนไขขอบเขตเหล่านี้สามารถแสดงได้เป็น 2 รูปแบบที่แตกต่างกัน ถ้าทราบอุณหภูมิของขอบเขต จะได้

$$\theta = \theta_B(s) \quad (2.10)$$

เมื่อ θ_B คือ อุณหภูมิขอบเขตที่เป็นฟังก์ชันของความยาวพื้นผิว s

ถ้าได้รับความร้อนหรือสูญเสียความร้อนที่ขอบเขตเนื่องจากการพาความร้อน $h(\theta - \theta_{amb})$ หรือฟลักซ์ความร้อน q ดังนั้น

$$\frac{1}{\rho} \frac{\partial \theta}{\partial n} + q + h(\theta - \theta_{amb}) = 0 \quad (2.11)$$

เมื่อ ρ คือ ความต้านทานความร้อน (K·m/W)

n คือ ทิศทางของเส้นปกติไปจนถึงพื้นผิวของขอบเขต

h คือ สัมประสิทธิ์การพาความร้อน

θ คือ อุณหภูมิของขอบเขตที่ไม่ทราบ

θ_{amb} คือ อุณหภูมิอากาศแวดล้อม

การคำนวณพิกัดสายไฟฟ้ามักจะกำหนดอุณหภูมิของตัวนำและหากระแสสูงสุดที่ไหลในตัวนำ ดังนั้นเมื่อตัวนำสูญเสียความร้อนซึ่งเป็นแหล่งพลังงานเพียงแหล่งเดียวในสายไฟฟ้า เรามี $W_{int} = I^2 R$ และใช้สมการ (2.9) เพื่อแก้หา I ด้วยเงื่อนไขขอบเขตที่ระบุ

ความท้าทายในการแก้สมการ (2.9) ในเชิงวิเคราะห์ส่วนใหญ่มาจากความยากในการคำนวณการกระจายอุณหภูมิในดินรอบๆ สายไฟฟ้า วิธีแก้ของการวิเคราะห์บรรลुได้เมื่อสายไฟฟ้าถูกแสดงเป็นแหล่งกำเนิดวางอยู่ในสภาพแวดล้อมที่เป็นเนื้อเดียวกันอย่างไม่มีที่สิ้นสุด จากข้างต้นไม่ได้เป็นสมมติฐานในทางปฏิบัติสำหรับการติดตั้งสายไฟฟ้า มักใช้สมมติฐานอื่น เช่น พื้นผิวดินเป็นไอโซเทอร์ม ในกรณีในทางปฏิบัติ ความลึกของการฝังสายไฟฟ้าอยู่ที่สิบเท่าของเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก และสำหรับช่วงอุณหภูมิปกติที่สายไฟฟ้างด้าวเข้าถึงได้ ให้สันนิษฐานว่าพื้นผิวดินมีความร้อนคงที่เป็นสิ่งที่

สมเหตุสมผล ในกรณีที่สมมติฐานนี้ไม่เป็นไปตามข้างต้น เช่น เส้นผ่านศูนย์กลางของสายไฟฟ้าขนาดใหญ่และสายไฟฟ้าอยู่ใกล้กับพื้นผิวดิน ต้องใช้การแก้ไขสมการการแก้ปัญหาหรือใช้วิธีการเชิงตัวเลข

2.6.3.2 วิธีเชิงวิเคราะห์เทียบกับวิธีเชิงตัวเลขของการแก้สมการการถ่ายเทความร้อนสมการ (2.9) สามารถแก้ได้ในเชิงวิเคราะห์ด้วยสมมติฐานที่ง่ายขึ้น หรือเป็นเชิงตัวเลขก็ได้ วิธีเชิงวิเคราะห์มีข้อได้เปรียบในการสร้างสมการพิกัดกระแสในรูปแบบปิด ในขณะที่วิธีเชิงตัวเลขจำเป็นต้องใช้วิธีการวนซ้ำเพื่อค้นหากระแสของสายไฟฟ้า อย่างไรก็ตามวิธีเชิงตัวเลขให้ความยืดหยุ่นมากกว่ามากในการวิเคราะห์ระบบไฟฟ้าที่ซับซ้อน และช่วยให้สามารถแสดงเงื่อนไขขอบเขตที่เหมือนจริงยิ่งขึ้น ในทางปฏิบัติวิธีเชิงวิเคราะห์พบว่ามีำนำไปใช้ได้กว้างกว่าวิธีเชิงตัวเลขมาก มีสาเหตุหลายประการสำหรับสถานการณ์นี้ สิ่งที่สำคัญที่สุดน่าจะเป็นเรื่องในอดีตที่วิศวกรไฟฟ้าใช้วิธีเชิงวิเคราะห์โดยใช้ Neher McGrath (1957) หรือ IEC Publication 60287 (1994) มาเป็นเวลานาน การคำนวณสำหรับระบบสายไฟฟ้าอย่างง่ายมักจะทำได้โดยใช้ดินสอและกระดาษ หรือใช้เครื่องคิดเลขแบบมือถือ ในทางกลับกันวิธีเชิงตัวเลขจำเป็นต้องมีการจัดการเมทริกซ์ขนาดใหญ่ และได้รับความนิยมเฉพาะเมื่อมีคอมพิวเตอร์ที่ทรงพลังเท่านั้น

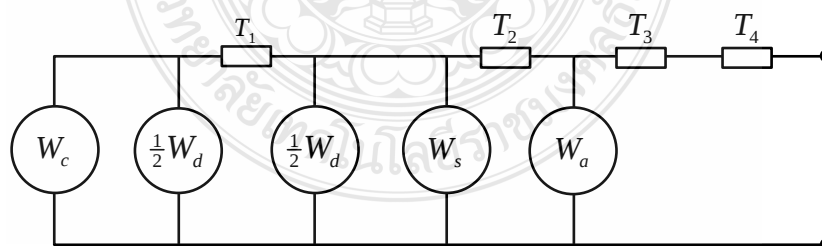
2.6.4 สมการพิกัดกระแสในภาวะคงตัว

ความสามารถในการจ่ายกระแสไฟฟ้าของสายไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับพารามิเตอร์หลายตัวซึ่งประกอบด้วย [3] จำนวนและชนิดของสายไฟฟ้า โครงสร้างและวัสดุที่แตกต่างกันของสายไฟฟ้า ตัวกลางที่สายไฟฟ้าติดตั้งอยู่ ตำแหน่งสายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องกันและเกี่ยวข้องกับพื้นผิวโลก การจัดวางสายไฟฟ้า สมการพิกัดในสภาวะคงตัวของสายไฟฟ้าใต้ดิน มีดังนี้

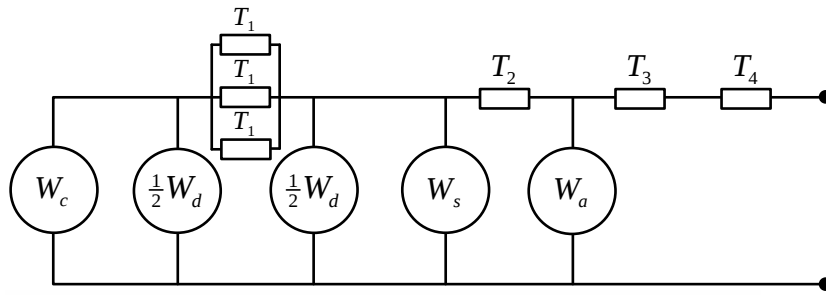
2.6.4.1 สมการพิกัดกระแสในสภาวะคงตัวโดยปราศจากการถ่ายเทความร้อน

การคำนวณพิกัดกระแสในสภาวะคงตัวจะเกี่ยวข้องกับ Ladder Network ตามแสดงใน

รูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 Ladder Diagram สำหรับสายไฟฟ้า 1 แกน [3]



รูปที่ 2.15 Ladder Diagram สำหรับสายไฟฟ้า 3 แกน [3]

การสูญเสียเกิดขึ้นที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในระบบสายไฟฟ้า (สำหรับเครือข่ายพารามิเตอร์แบบ Lump) การไหลของความร้อนในวงจรความร้อนที่แสดงในรูปที่ 2.14 และ 2.15 จะเพิ่มขึ้นเป็นระดับ ดังนั้นการสูญเสียรวมของสายไฟฟ้าสามารถแสดงดังนี้

$$W_I = W_c + W_s + W_a \quad (2.12)$$

$$W_I = W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) \quad (2.13)$$

เมื่อ	W_I	คือ	ความสูญเสียรวมของสายไฟฟ้า (W/m)
	W_c	คือ	ความสูญเสียรวมในตัวนำ (W/m)
	W_s	คือ	ความสูญเสียของ Sheath (W/m)
	W_a	คือ	ความสูญเสียของ Armor (W/m)
	λ_1	คือ	Sheath loss factor (อัตราส่วนของความสูญเสียใน Metallic sheath ต่อความสูญเสียในตัวนำ)
	λ_2	คือ	Aarmor loss factor (อัตราส่วนของความสูญเสียใน Metallic armor ต่อความสูญเสียในตัวนำ)

ตามรูปที่ 2.14 และ 2.15 มีความคล้ายกันระหว่างวงจรไฟฟ้ากับวงจรความร้อน ซึ่งสามารถเขียนนิพจน์สำหรับอุณหภูมิตัวนำที่เพิ่มขึ้นเหนืออุณหภูมิแวดล้อมได้ดังนี้

$$\Delta\theta = (W_c + \frac{1}{2}W_d)T_1 + [W_c(1 + \lambda_1) + W_d]nT_2 + [W_c(1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d]n(T_3 + T_4) \quad (2.14)$$

เมื่อ	$\Delta\theta$	คือ	อุณหภูมิของตัวนำที่เพิ่มขึ้น ($^{\circ}\text{C}$)
	W_d	คือ	ความสูญเสียของ Dielectric ($\text{K} \cdot \text{m/W}$)
	T_1	คือ	คตท.ความร้อนระหว่างตัวนำกับ Sheath (W/m)
	T_2	คือ	คตท.ความร้อนระหว่าง Sheath กับ Armor (W/m)
	T_3	คือ	คตท.ความร้อนระหว่าง Armor กับ Jacket (W/m)
	T_4	คือ	คตท.ความร้อนภายนอกของ Jacket (W/m)
	n	คือ	จำนวนตัวนำที่รับภาระโหลด

n หมายถึง จำนวนตัวนำรับภาระโหลดในสายไฟฟ้า (ตัวนำที่มีขนาดเท่ากันและรับภาระโหลดเท่ากัน) และอุณหภูมิแวดล้อม หมายถึง อุณหภูมิของตัวกลางโดยรอบภายใต้สภาวะปกติ ณ ตำแหน่งที่ติดตั้งสายไฟฟ้าหรือที่จะติดตั้ง รวมถึงแหล่งความร้อนในบริเวณนั้น แต่ไม่เพิ่มอุณหภูมิในบริเวณใกล้เคียงของสายไฟฟ้าเนื่องจากความร้อนที่เกิดขึ้นจากสิ่งนั้น

ปริมาณที่ไม่ทราบคือกระแสไฟฟ้าของตัวนำ (I) หรืออุณหภูมิในการทำงาน (θ_c) ในกรณีแรกจะมีการกำหนดอุณหภูมิตัวนำการทำงานสูงสุด และในกรณีที่สองจะต้องระบุกระแสของตัวนำ พิกัดกระแสซึ่งได้มาจากสมการ (2.14) เมื่อ $W_c = I^2 R$ จะได้สมการหาพิกัดกระแส ดังนี้

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0.5} \quad (2.15)$$

เมื่อ R คือ ความต้านทานกระแสสลับต่อหน่วยความยาวของอุณหภูมิการทำงานสูงสุดของตัวนำ

2.6.4.2 สมการพิกัดกระแสในสภาวะคงตัวโดยการถ่ายเทความร้อน

ความสามารถในการรับกระแสของสายไฟฟ้าแบบฝังใต้ดินส่วนใหญ่ขึ้นอยู่กับ การนำความร้อนของตัวกลางโดยรอบ การนำความร้อนของดินจะไม่คงที่ แต่ขึ้นอยู่กับความชื้นในดิน ภายใต้สภาวะที่ไม่เอื้ออำนวย พลักซ์ความร้อนจากสายไฟฟ้าเข้าสู่ดินอาจทำให้ความชื้นเคลื่อนตัวออกจากสายไฟฟ้าได้อย่างมีนัยสำคัญ จะเกิดบริเวณที่แห้งขึ้นรอบ ๆ สายไฟฟ้า ซึ่งค่าการนำความร้อนสามารถลดลงได้ ในทางกลับกันอาจทำให้อุณหภูมิของเปลือกนอก (Sheath) เพิ่มขึ้นฉับพลันซึ่งจะส่งผลให้ฉนวน

ของสายไฟฟ้าเสียหาย โอกาสที่ดินจะแห้งมากขึ้นเมื่อเส้นทางของสายไฟฟ้าถูกข้ามโดยแหล่งความร้อนอื่น

The International Council on Large Electric Systems (CIGRE) สรุปแนวคิดได้ดังนี้ สันนิษฐานว่าดินมีความต้านทานความร้อนสม่ำเสมอ แต่ถ้าการกระจายความร้อนออกจากสายไฟฟ้าและอุณหภูมิพื้นผิวเพิ่มขึ้นเหนือขีดจำกัด ดินบริเวณนั้นจะแห้งขึ้น ส่งผลให้โซนนั้นมีความต้านทานความร้อนสูงขึ้นจากเดิม สภาวะวิกฤตคือสภาวะสำหรับการเริ่มทำให้ดินแห้งจะขึ้นอยู่กับชนิดของดิน ปริมาณความชื้นเดิม และอุณหภูมิ

วิธีการที่นำเสนอด้านล่างนี้สันนิษฐานว่าพื้นที่ทั้งหมดที่อยู่รอบสายไฟฟ้ามีลักษณะทางความร้อนสม่ำเสมอก่อนที่จะทำให้แห้ง ความไม่สม่ำเสมอเพียงอย่างเดียวที่เกิดจากการทำให้แห้งเท่านั้น หากไม่มีการเคลื่อนย้ายของความชื้นจะได้ความสัมพันธ์ดังต่อไปนี้ ซึ่งความต้านทานความร้อนของดินเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่าความต้านทาน

$$nW_t = \frac{\theta_e - \theta_{amb}}{T_4} = \frac{(\theta_e - \theta_x) + (\theta_x - \theta_{amb})}{T_4} \quad (2.16)$$

$$nW_t = \frac{\theta_e - \theta_x}{C\rho_1} \quad (2.17)$$

$$W_t = W_I + W_d \quad (2.18)$$

เมื่อ	n	คือ	จำนวนแกนของสายไฟฟ้า
	W_t	คือ	ความสูญเสียทั้งหมดของสายไฟฟ้า 1 แกน (W/m)
	θ_{amb}	คือ	อุณหภูมิแวดล้อม
	θ_x	คือ	อุณหภูมิของไอโซเทอมที่ระยะ x
	θ_e	คือ	อุณหภูมิผิวของสายไฟฟ้า
	ρ_1	คือ	ความต้านทานความร้อนของดินขึ้น

หากสมมุติว่าบริเวณระหว่างสายไฟฟ้ากับไอโซเทอรัม θ_x แห่งสนิท ดังนั้นความต้านทานความร้อนของดินแห้งจะกลายเป็น ρ_2 ซึ่งความสูญเสีย W_t ยังคงไม่เปลี่ยนแปลง ซึ่งจะได้สมการ

$$nW_t = \frac{\theta'_e - \theta_x}{C\rho_2} \quad (2.19)$$

เมื่อ θ'_e คือ อุณหภูมิผิวของสายไฟฟ้าหลังจากเคลื่อนตัวความชื้นเกิดขึ้น

ρ_2 คือ ความต้านทานความร้อนของดินแห้ง

เมื่อกำหนดให้ $v = \frac{\rho_2}{\rho_1}$ และ $\Delta\theta_x = \theta_x - \theta_{amb}$ จะได้สมการพิกัดกระแสในสถานะคงตัวโดยการถ่ายเทความชื้น ดังนี้

$$I = \left[\frac{\theta_c - \theta_{amb} - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + vT_4)] + (v-1)\Delta\theta_x}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3 + vT_4)} \right]^{0.5} \quad (2.20)$$

2.7 ต้นทุนค่าก่อสร้าง

ต้นทุนค่าก่อสร้าง จะประกอบด้วย ต้นทุนทางตรง และต้นทุนทางอ้อม ซึ่งมีรายละเอียดดังสมการต่อไปนี้

$$\text{ต้นทุนค่าก่อสร้าง} = \text{ต้นทุนทางตรง} + \text{ต้นทุนทางอ้อม} \quad (2.21)$$

2.7.1 ต้นทุนทางตรง (Direct Cost) เป็นต้นทุนของวัสดุ อุปกรณ์ แรงงาน และเครื่องจักร ที่แปรผันตามปริมาณงานที่เกิดขึ้น หากปริมาณงานมากก็จะมีต้นทุนทางตรงมาก ในทางกลับกันหากปริมาณงานน้อยก็จะส่งผลให้มีต้นทุนทางตรงน้อยเช่นเดียวกัน

2.7.2 ต้นทุนทางอ้อม (Indirect Cost) เป็นต้นทุนที่แปรผันตามระยะเวลาและไม่แปรผันตามระยะเวลา ซึ่งจะขึ้นอยู่กับปริมาณงาน ประกอบด้วยดังนี้

2.7.2.1 ต้นทุนแปรผันตามระยะเวลา เช่น ค่าเช่าสำนักงาน ค่าเช่าที่ดิน ค่าแรงพนักงานสนับสนุน ค่าพนักงานรักษาความปลอดภัย ค่าไฟฟ้า ค่าน้ำประปา ค่าประกันภัยโครงการ ค่าธรรมเนียมหนังสือค่าประกันธนาคาร เป็นต้น

2.7.2.2 ต้นทุนไม่แปรผันตามระยะเวลา เช่น ค่าสำรวจ ค่าออกแบบ ค่าก่อสร้าง สำนักงานสนาม ค่าธรรมเนียมขอใช้ไฟฟ้า ค่าธรรมเนียมขอใช้น้ำประปา ค่าเอกสารสำนักงาน ค่าเครื่องเขียน ค่าถ่ายเอกสาร ค่าโทรศัพท์ เป็นต้น

2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาระบบสายไฟฟ้าใต้ดินและปัจจัยที่มีผลต่อการรับภาระโหลดของสายไฟฟ้าใต้ดิน มีการศึกษาและได้รับความสนใจกันอย่างกว้างขวาง ซึ่งสามารถนำเสนอบทสรุปงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง และนำองค์ความรู้ที่เป็นสาระสำคัญของแต่ละงานวิจัยมาประยุกต์ใช้กับดัชนีพันธ์ โดยสามารถนำเสนอได้ตามรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2019	W. Zhu et al. [4]	นำเสนอการตรวจสอบพารามิเตอร์ความร้อนและกระแสของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ชนิด XLPE ติดตั้งสายไฟฟ้าในอุโมงค์ ติดตั้งสายไฟฟ้าฝังใต้ดินโดยตรง และติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อฝังใต้ดิน พร้อมทั้งทำการทดลองการเสื่อมสภาพเนื่องจากความร้อนของฉนวน XLPE ที่มีอายุการใช้งานที่ต่างกัน ดำเนินการโดยทำการจำลองด้วยโปรแกรม Comsol เปรียบเทียบกับการทดลองในห้องปฏิบัติการ ผลการเปรียบเทียบมีค่ากระแสที่ใกล้เคียงกัน ดังนั้นจึงทำการจำลองการวางสายในช่องเดินสายต่าง ๆ ตามข้างต้น พบว่าสายไฟฟ้าสำรอง จะสามารถเพิ่มกระแสได้ 1.2 เท่าของกระแสอ้างอิงของการวางสายในทุกช่องเดินสาย สำหรับสายไฟฟ้า อายุใช้งาน 15 ปี จะเพิ่มกระแสได้ 1.2 เท่าในการติดตั้งในอุโมงค์ ไม่ควรเพิ่ม 1.2 เท่าเป็นเวลานานในการวางสายฝังใต้ดินโดยตรง และควรลดลงจากตามลำดับในการวางสายในท่อฝังดิน ในขณะที่สายไฟฟ้า อายุ 30 ปี สามารถเพิ่มกระแสเป็น 1.2 เท่าได้ในการวางสายฝังใต้ดินโดยตรง และควรลดลงจาก 1.2 เท่าของการวางสายไฟฟ้าในอุโมงค์ แต่ไม่ควรเพิ่มกระแสในการวางสายไฟฟ้าในท่อฝังใต้ดิน

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2019 [5]	S. Bustamante <i>et al.</i>	นำเสนอการคำนวณกระแสของสายไฟฟ้าที่ฝังอยู่ใต้ดินในระดับความลึกและความต้านทานความร้อนของดินต่างกัน โดยทำการทดลองในห้องปฏิบัติการ และจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ซึ่งผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์จะได้กระแสที่ใกล้เคียงกับผลการทดลองในห้องปฏิบัติการ ดังนั้นจึงได้ทำการคำนวณตามมาตรฐาน IEC 60287 และ UNE-EN 211435 เทียบกับผลการจำลอง ซึ่งพบว่าการคำนวณตามมาตรฐาน IEC 60287 แบบดินแห้งจะมีค่าแตกต่างกับผลการจำลองน้อยที่สุดและมีความเสี่ยงที่จะเกิดความร้อนเกินที่สายไฟฟ้ายอมรับได้
2019	C.-Z. Fu <i>et al.</i> [6]	นำเสนอการถ่ายเทความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินที่จัดเรียงแบบ Trefoil ที่ฝังใต้ดินโดยตรงและถมกลับด้วย Fluidized Thermal Backfill (FTB) ดำเนินการโดยใช้การจำลองด้วยโปรแกรม COMSOL และรูปแบบการถมกลับด้วย FTB แบบพาราโบลิคได้รับการปรับให้เหมาะสมโดยใช้ Radial basis function neural network (RBNN) และ Genetic algorithm (GA) ผลการจำลองพบว่าอุณหภูมิของสายไฟฟ้าที่ใช้ FTB จะลดลง และกระแสจะดีขึ้นอย่างมากเมื่อเทียบกับสายไฟฟ้าที่ไม่ได้ใช้ FTB ในขณะที่เมื่ออัตราการถ่ายเทความร้อนของสายไฟฟ้าที่ถมกลับด้วย FTB แบบพาราโบลิคจะลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับสายไฟฟ้าที่ถมกลับด้วย FTB ทั้งหมดจะลดลงอย่างมาก
2019	M. Hruška <i>et al.</i> [7]	นำเสนออิทธิพลของสภาพแวดล้อมแบบแห้งต่อประสิทธิภาพของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงดันกลาง ชนิดกระแสตรง ทำการจำลองไฟไนต์เอลิเมนต์โดยใช้ SHEMAT-Suite (Simulator of Heat and Mass Transport) เพื่อคำนวณอุณหภูมิสูงสุดของแต่ละวัน เปรียบเทียบกับการคาดการณ์จาก IEC 60287 ผลพบว่าการเปลี่ยนแปลงในแต่ละวันของสภาพพื้นที่ในพื้นที่กึ่งแห้งแล้งอาจส่งผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าสูงสุดที่ยอมรับได้

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2019	D. Klimenta <i>et al.</i> [8]	นำเสนอการกำจัดผลกระทบของจุดร้อนบนสายไฟฟ้าใต้ดินโดยใช้ Cool pavements ดำเนินการโดยจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ซึ่งวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์ได้รับตรวจริยัยนความถูกต้องในงานวิจัยก่อนหน้านี้แล้ว ซึ่งเป็นการทดลองที่เหมาะสมสำหรับการศึกษานี้ ผลการจำลองพบว่ากระแสของสายเคเบิล 110 kV และกลุ่มสายเคเบิล 35 kV สามารถเพิ่มขึ้นได้ถึง 25.1% และ 60.9% ในฤดูร้อน และเพิ่มได้ถึง 62.8% และ 170% ในฤดูหนาวตามลำดับ
2019	P.-Y. Wang <i>et al.</i> [9]	นำเสนอการวิเคราะห์ความร้อนไดนามิกของฉนวนสายเคเบิลแรงสูง ดำเนินการโดยใช้ทั้งวิธีเชิงทฤษฎีและวิธีการวิเคราะห์ไฟไนต์เอลิเมนต์ (FEA) ร่วมกัน จากการวิเคราะห์ พบว่าการใช้แบบจำลองความร้อนชั่วคราวที่แนะนำโดย IEC ของฉนวนสายเคเบิลจะทำให้เกิดข้อผิดพลาดบางประการในการประเมินอุณหภูมิแบบไดนามิกของสายเคเบิล โดยเฉพาะอย่างยิ่งในระยะเริ่มต้นของการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิของสายเคเบิล บทความนี้ได้พัฒนาวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพที่นำไปปฏิบัติได้สำหรับแบบจำลองความร้อนชั่วคราวของฉนวนสายเคเบิล การปรับปรุงแบบจำลองที่เพิ่มประสิทธิภาพเมื่อเทียบกับแบบจำลอง IEC ของค่าพิกัดความร้อนแบบไดนามิกของสายเคเบิลได้รับการยืนยันโดยวิธี FEA ผลวิจัยนี้ยืนยันว่าแบบจำลองที่เพิ่มประสิทธิภาพสามารถสร้างแบบจำลองพฤติกรรมความร้อนแบบไดนามิกของสายเคเบิลได้ดีกว่าแบบจำลอง IEC และการปรับปรุงนั้นชัดเจนยิ่งขึ้นสำหรับค่าพิกัดความร้อนแบบไดนามิกของสายเคเบิลที่มีระดับแรงดันไฟฟ้าสูงและภายใต้โหลดขนาดใหญ่
2020	N. Duraisamy <i>et al.</i> [10]	นำเสนอการประมาณค่ากระแสของสายไฟฟ้าใต้น้ำที่ติดตั้งในทะเล ซึ่งกระแสของสายไฟฟ้าใต้น้ำจะคำนวณตามมาตรฐานสากลที่กำหนดไว้สำหรับสายไฟฟ้าใต้ดิน ในความเป็นจริงพฤติกรรมทางความร้อนของสภาพแวดล้อมใต้น้ำจะ

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		แตกต่างกับสภาพแวดล้อมใต้ดิน เนื่องจากตะกอนที่มีรูพรุนจะอิ่มตัวด้วยน้ำตลอดเวลา ในบทความนี้ได้ใช้ผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ (FEM) เพื่อพิจารณาปัจจัยที่มีผลต่อกระแสของสายไฟฟ้าในสภาพแวดล้อมใต้น้ำ ได้มีการเสนอวิธีการคำนวณกระแสโดยใช้ความต้านทานความร้อนภายนอกโดยพิจารณาความต้านทานแบบอนุกรมสองแบบ ได้แก่ ความต้านทานการนำไฟฟ้าและความต้านทานการพาความร้อน ทั้งยังมีการพัฒนาระบบการทดลองเพื่อตรวจสอบการจำลอง FEM และวิธีเชิงตัวเลข ผลการทดลองระบุว่า การรวมการถ่ายเทความร้อนแบบพาความร้อนในวิธีการที่เสนอนี้ทำให้ได้ค่าประมาณกระแสที่แม่นยำกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีมาตรฐาน
2020	P. Octoń <i>et al.</i> [11]	นำเสนอชุดทดสอบในห้องปฏิบัติการที่ใช้สำหรับการตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองการถ่ายเทความร้อนในระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน การศึกษาจะกำหนดการกระจายอุณหภูมิในบริเวณใกล้เคียงกับสายไฟฟ้า โดยพิจารณาระบบสายไฟฟ้าสามสายที่จัดวางแบบเรียงแถวและฝังไว้ในทราย เครื่องทำความร้อนไฟฟ้า จำนวน 3 เครื่องที่มีโครงสร้างพิเศษถูกใช้เพื่อจำลองการไหลของความร้อนที่เกิดขึ้นในสายไฟฟ้าระหว่างการใช้งาน การทดลองดำเนินการในห้องปฏิบัติการ Climatic Chamber ซึ่งช่วยให้สามารถทดสอบระบบในสภาวะความร้อนต่างๆ ได้เมื่ออุณหภูมิแวดล้อมเปลี่ยนแปลง 20 °C ถึง 30 °C ผลการทดลองได้รับการเปรียบเทียบกับโปรแกรมที่พัฒนาโดยผู้เขียน ซึ่งใช้ในการคำนวณการกระจายอุณหภูมิ ผลการวัดและการจำลองมีความสอดคล้องกันในระดับที่น่าพอใจ โดยค่าความแตกต่างไม่เกิน 5%
2020	S. Czapp <i>et al.</i> [12]	นำเสนอผลกระทบความชื้นของดินต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงต่ำ ดำเนินการวิจัยโดยทำการทดลองในห้องปฏิบัติการและดำเนินการโดยใช้โปรแกรม CYMCAP ซึ่งผลจากการทดลอง

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		พบว่าค่าความต้านทานความร้อนของส่วนผสมซีเมนต์และทรายเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว สำหรับความชื้น 3% หรือต่ำกว่า ซึ่งความชื้นจะมีโอกาสต่ำมากในบริเวณใกล้กับสายไฟฟ้าที่มีอุณหภูมิตัวนำสูง และผลจากการจำลองด้วยโปรแกรม CYMCAP พบว่าเมื่อความต้านทานความร้อนของดินลดลง การถ่ายเทความร้อนตามระยะทางจากสายเคเบิลไปสู่ผิวดินจะดีขึ้น ส่งผลให้ความสามารถในการรับกระแสไฟฟ้าได้สูงขึ้น แต่การถมกลับบนสายเคเบิลควรคำนึงถึงคุณสมบัติของวัสดุถมกลับในสภาวะความร้อนและความชื้นต่าง ๆ ตลอดจนการเคลื่อนตัวของน้ำที่จะทำให้ดินแห้ง อันเนื่องมาจากความร้อนของสายเคเบิลจากภาระโหลด หากการเคลื่อนตัวของน้ำเกิดขึ้นเนื่องจากอุณหภูมิของดินที่สูงขึ้น เนื่องจากการถ่ายเทความร้อนจากสายเคเบิล ความสามารถในการรับกระแสไฟฟ้าของสายเคเบิลจะลดลง ดังนั้นความสามารถในการรับกระแสไฟฟ้าสามารถปรับปรุงได้โดยการปิดกั้นการเคลื่อนตัวของน้ำผ่านดิน ซึ่งดินที่มีอุณหภูมิสูงจะมีความต้านทานความร้อนต่ำกว่าดินที่มีอุณหภูมิต่ำเมื่อมีปริมาณน้ำเท่ากัน
2020	D. Klimenta <i>et al.</i> [13]	นำเสนอการใช้ Hydronic Asphalt Pavement (HAP) เป็นทางเลือกในการกำจัดจุดร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดิน โดยติดตั้งเหนือสายไฟฟ้าใต้ดินที่มีร่องเต็มด้วยวัสดุที่มีคุณสมบัติการนำความร้อนสูง ระบบ HAP ทำหน้าที่เป็นตัวทำความเย็นให้กับสายไฟฟ้า และสามารถเก็บความร้อนบางส่วนที่เกิดขึ้นจากสายไฟฟ้าได้ ซึ่งดำเนินการโดยใช้วิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ซึ่งวิธีการนี้ได้รับตรวดยืนยันความถูกต้องในงานวิจัยก่อนหน้านี้ ผลการจำลองพบว่าสามารถกำจัดจุดร้อนได้และสามารถเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าได้อย่างมีนัยสำคัญ

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2020	Y. Zhang <i>et al.</i> [14]	นำเสนอการวิเคราะห์ด้านอุณหภูมิและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำ โดยอาศัยการจำลอง Electro-Thermal-Flow Multi-physics Coupling สร้างแบบจำลองโดยอิงจากสนามแม่เหล็กไฟฟ้า สนามถ่ายเทความร้อน และสนามของไหลโดยใช้โปรแกรม COMSOL แบบจำลองนี้ช่วยวิเคราะห์อุณหภูมิและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำที่ได้รับผลกระทบจากวิธีการวางสายเคเบิล ความเร็วของน้ำทะเล อุณหภูมิของน้ำทะเล ความลึกในการวาง และการนำความร้อนของดิน ผลการทดลองพบว่าวิธีการวางท่อจะทำให้อุณหภูมิตัวนำของสายเคเบิลสูงเกินกว่าอุณหภูมิที่ฉนวนทนได้และส่งผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าได้น้อยลง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการระบายความร้อน อุณหภูมิน้ำทะเลส่งผลกระทบต่ออุณหภูมิตัวนำและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำ สมการเชิงเส้นของอุณหภูมิน้ำทะเลและอุณหภูมิตัวนำ และสมการเชิงเส้นของอุณหภูมิน้ำทะเลและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำที่ได้รับการเสนอสามารถให้ข้อมูลอ้างอิงบางส่วนสำหรับผลกระทบของอุณหภูมิน้ำทะเลต่ออุณหภูมิตัวนำและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำที่แท้จริง การไหลของน้ำทะเลสามารถลดอุณหภูมิของสายเคเบิลใต้น้ำได้และมีฟังก์ชันการกระจายความร้อนที่สำคัญในความเร็วต่ำ การศึกษานี้เสนอค่าสัมประสิทธิ์การแก้ไขการไหลของอุณหภูมิและค่าสัมประสิทธิ์การแก้ไขการไหลของกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำในสถานะน้ำทะเลคงที่ ซึ่งสามารถวัดผลกระทบของความเร็วน้ำทะเลต่อสายเคเบิลใต้น้ำในทางปฏิบัติได้ สำหรับสายเคเบิลใต้น้ำที่ฝังโดยตรงและวางท่อ ความลึกในการวางมีผลอย่างมากต่ออุณหภูมิและกระแสของสายเคเบิลใต้น้ำ หากความลึกในการวางตื้นกว่า สายเคเบิลใต้น้ำจะมีการระบายความร้อนที่ดีและกระแสมากขึ้น ผลการระบายความร้อนของดินจะเข้ามาแทนที่น้ำทะเลเมื่อความลึกในการวางสายมากกว่า 250 ซม. การนำความร้อนของดินมีอิทธิพลอย่างมากต่ออุณหภูมิและกระแส

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		ของสายเคเบิล ในทางปฏิบัติจำเป็นต้องตรวจสอบดินที่วางบนสายเคเบิล และต้องใช้ในการถมดินเทียมในพื้นที่ที่มีค่าการนำความร้อนต่ำเพื่อเพิ่มกระแสของสายเคเบิลได้น้ำ
2020	H. Brakelmann <i>et al.</i> [15]	นำเสนอการใช้ระบบระบายความร้อนด้วยน้ำโดยแรงโน้มถ่วงเพื่อลดความร้อนของตัวนำสายไฟฟ้าใต้ดินที่มีท่อไอน้ำตัดผ่านท่อร้อยสายไฟฟ้าแรงสูง ดำเนินการโดยจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์และทำการติดตั้งจริงเพื่อแก้ปัญหาตามข้างต้น ผลการวิจัยและติดตั้งจริงพบว่าการติดตั้งระบบระบายความร้อนด้วยน้ำตามข้างต้นสามารถทำให้อุณหภูมิตัวนำลดลงได้ 17 องศาเซลเซียส ในขณะที่โหลดเต็มพิกัด และเมื่อลดโหลดเหลือ 25% จะสามารถลดอุณหภูมิตัวนำได้ 15 องศาเซลเซียส
2021	A. Jamali-Abnavi <i>et al.</i> [16]	นำเสนอการวิเคราะห์ความร้อนสายไฟฟ้าตามฮาร์โมนิกของเตาเผาไฟฟ้า (EAF) ซึ่งพิจารณาถึงฮาร์โมนิกที่สามี่สามี่ ศึกษาผลกระทบของสภาพแวดล้อมและประสิทธิภาพของระบบระบายอากาศแบบบังคับของอากาศของอุโมงค์สายเคเบิล วิธีการที่เสนอนี้จะนำไปใช้กับบริษัทเหล็กจริงที่ตั้งอยู่ในอิหร่าน ผลการทดสอบจำลองตามวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ (FEM) ใน COMSOL ซึ่งจะถูกรับเทียบกับค่าที่วัดได้จริงเพื่อตรวจสอบความถูกต้องของวิธีการที่เสนอ พร้อมทั้งวิเคราะห์รูปแบบการทำงาน แบบวงจรของ EAF ที่แตกต่างกันเกี่ยวกับพฤติกรรมทางความร้อนของสายไฟฟ้า ผลการจำลองสรุปได้ว่ามีความคลาดเคลื่อน 4.8% (ประมาณ 3 °C) ในการวิเคราะห์ทางความร้อนอันเนื่องมาจากการละลายฮาร์โมนิกของกระแสไฟฟ้า การปรับปรุงโดยการพาความร้อนแบบบังคับที่เหมาะสมสามารถเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าได้ถึง 41% การเปลี่ยนแปลงการทำงานและกำหนดตารางเวลาของ EAF สามารถควบคุมอุณหภูมิสูงสุดของสายไฟฟ้าได้ สามารถลดอุณหภูมิของระบบสายไฟฟ้าได้ประมาณ 10%

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		จากช่วงเวลาเพิ่มขึ้น 10 นาที ระหว่างรอบการทำงานของ EAF สองรอบ
2021	S. S. M. Ghoneim <i>et al.</i> [17]	นำเสนอการคำนวณกระแสของสายเคเบิลและการกระจายอุณหภูมิตลอดระยะเวลาโดยอ้างอิงจากวงจรความร้อนเทียบเท่าตามมาตรฐาน IEC 60287 และวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์โดยใช้ COMSOL กระแสของสายเคเบิลและการกระจายอุณหภูมิผ่านชั้นสายเคเบิลสามารถคำนวณได้โดยอ้างอิงตามมาตรฐาน IEC 60287 โดยใช้การวิเคราะห์วงจรความร้อนแบบสองวงจรที่เทียบเท่ากัน ซึ่งพิจารณาสมมติฐานในอุดมคติ ได้แก่ การใช้พื้นดินเป็นขอบเขตอุณหภูมิคงที่ และพิจารณาอุณหภูมิของชั้นสายเคเบิลที่คงที่ กระแสของสายเคเบิลที่คำนวณได้โดยใช้วงจรความร้อนแบบสองวงจรที่เทียบเท่ากันแสดงให้เห็นว่าการกำหนดค่าสายเคเบิล ความต้านทานของดิน อุณหภูมิของดิน และความลึกของสายเคเบิลมีผลอย่างมากต่อกระแสของสายเคเบิล แต่เนื่องจากข้อจำกัดและสมมติฐานในอุดมคติในวิธีการวิเคราะห์ตามมาตรฐาน IEC 60287 จึงต้องใช้วิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ด้วยโปรแกรม COMSOL ซึ่งจะแม่นยำในการประเมินประสิทธิภาพอุณหภูมิของสายเคเบิลและปลอกหุ้มเมื่อเทียบกับแบบจำลองความร้อน โดยการพิจารณาขนาดโซนแห้งและขนาดกระแสของโหลดต่าง ๆ
2021	C.-Z. Fu <i>et al.</i> [18]	นำเสนอการศึกษาการไหลของอากาศ การถ่ายเทความร้อน และกระแสของสายเคเบิลที่วางใน Trench รองรับสายเคเบิลด้วย Cable Support ที่ทำจากเซรามิก โดยอาศัย FEM และเปรียบเทียบประสิทธิภาพกับสายเคเบิลที่วางใน Trench แบบดั้งเดิม ผลการวิจัยพบว่าวัสดุเซรามิกสามารถป้องกันการพาความร้อนและการแผ่รังสีความร้อน ทั้งยังสามารถปรับปรุงกระแสของสายเคเบิลได้ สำหรับความแตกต่างของการสูญเสีย

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		แม่เหล็กไฟฟ้าระหว่างสายเคเบิลชั้นบนและชั้นล่างจะมีค่อนข้างน้อย
2021	D. Klimenta <i>et al.</i> [19]	นำเสนอการเพิ่มประสิทธิภาพของสายเคเบิล 110 kV ด้วยการรวมระบบ Hydronic concrete pavement (HCP) เข้ากับพื้น PV ดำเนินการโดยใช้วิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ซึ่งวิธีการนี้ได้รับตรวดยืนยันความถูกต้องจากพื้นฐานการทดลองที่เพียงพอ การผสมผสานประสิทธิภาพของ Photovoltaic (PV) หลักการของตัวแลกเปลี่ยนความร้อน ความสามารถในการกักเก็บความร้อน และปรากฏการณ์ของการสร้างความร้อนในเซลล์ PV และสายเคเบิล ทำให้สามารถเพิ่มประสิทธิภาพของสายเคเบิลใต้ดิน 110 kV ได้อย่างมีนัยสำคัญ ผลการจำลองพบว่า การใช้ระบบ HCP ร่วมกับพื้น PV เหนือสายเคเบิล 110 kV ทดแทนพื้นแอสฟัลต์ซึ่งร่องสายเคเบิลที่เต็มไปด้วยวัสดุที่มีค่าการนำความร้อนสูง ก็จะสามารถเพิ่มกระแสของสายเคเบิลที่ได้ 90.3% สำหรับฤดูร้อนและ 57.8% สำหรับฤดูหนาว เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนพบว่าการใช้หินควอตซ์แต่ละเอียงค์ในร่องสายเคเบิล จะมีต้นทุนสูงถึง 4 เท่า ในขณะที่การรวมระบบ HCP เข้ากับพื้น PV สามารถคืนทุนได้ในเวลา 3 ปี และกรณีพื้น PV คืนทุนได้ในเวลาไม่เกิน 2 ปี
2021	C.-Z. Fu <i>et al.</i> [20]	นำเสนอการจำลองการถ่ายเทความร้อนและการคาดการณ์อุณหภูมิอย่างรวดเร็วสำหรับการวางสายเคเบิลใน Trench โดยใช้อัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพการจับกลุ่มอนุภาค (LFVPSO) ที่ปรับให้เหมาะสมที่สุดแบบปรับตัวตามอัลกอริทึมการบินของ Levy และใช้เพื่อปรับเปลี่ยนอัลกอริทึมโครงข่ายประสาทเทียมแบบ backpropagation (LFVPSO-BPNN) ผลการวิจัยพบว่า 1) มีความน่าเชื่อถือและแม่นยำในการพยากรณ์อุณหภูมิสูงสุดสำหรับลูปที่แตกต่างกันใน Trench หากเทียบกับอัลกอริทึมที่คล้ายคลึงกันนั้น อัลกอริทึมที่นำเสนอจะใช้

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		เวลาในการคำนวณจะลดลงและแม่นยำกว่า 2) เมื่ออุณหภูมิอากาศผิวดินสูงขึ้น จะทำให้กระแสสูงสุดของสายเคเบิลลดลง
2021	J. Lux <i>et al.</i> [21]	นำเสนอแบบจำลองดินแบบบันไดไม่มีศูนย์กลางสำหรับพิกัดไดนามิกของสายเคเบิลแบบฝังดินโดยตรง แบบจำลองใหม่นี้ให้ผลพิกัดไดนามิกที่แม่นยำ ซึ่งสอดคล้องกับการจำลองทางกายภาพด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ (FEM) นอกจากนี้ยังช่วยในการคำนวณโปรไฟล์อุณหภูมิภายในของดินรอบสายเคเบิล
2021	D. Abootorabi Zarchi <i>et al.</i> [22]	นำเสนอวิธีการประมาณค่า Hong Point Estimate Method (HPEM) เพื่อวิเคราะห์ความไม่แน่นอนของอุณหภูมิของสายเคเบิลใต้ดินใน Concrete Duct Bank ผลการจำลองพบว่าประสิทธิภาพที่สูงกว่าและมีข้อผิดพลาดเล็กน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการจำลองแบบ Monte Carlo และวิธี First Order Second Moment (FOSM) ซึ่งวิธีการ HPEM นั้น กระแสของสายเคเบิลที่เปลี่ยนแปลงไปจะขึ้นอยู่กับระดับความเชื่อมั่น หากระดับความเชื่อมั่นสูง ส่งผลให้กระแสลดลง
2022	H. Brakelmann <i>et al.</i> [23]	นำเสนอวิธีการใหม่ที่ใช้ในการวิเคราะห์การจัดวางสายเคเบิลแบบสามมิติที่ไม่สมมาตรและช่วยหากระแสของสายเคเบิลที่ซับซ้อนได้ ซึ่งดำเนินการโดยพัฒนาสมการอย่างง่ายและแสดงผลเปรียบเทียบกับสมการเดิม (Second-order differential equations) ผลการวิจัยทำให้ได้อัลกอริทึมการคำนวณใหม่ที่พัฒนาจากหลักการพื้นฐานและใช้ได้กับสายเคเบิลที่ฝังใต้ดินโดยตรงในดินที่สม่ำเสมอ
2022	M. Stojanović <i>et al.</i> [24]	นำเสนอการวิเคราะห์ผลกระทบของฮอตสปอตที่เกิดขึ้นต่ออายุการใช้งานของสายเคเบิล วิธีการใช้แบบจำลอง Arrhenius ดั้งเดิม ร่วมกับการแบบจำลองความร้อนในสถานะคงตัวของ FEM โดยพิจารณารังสีดวงอาทิตย์ ความเร็วลมและความชื้นในดิน ผลการวิจัยพบว่า 1) สายเคเบิล 110 เควี เมื่อได้รับรังสีจาก 0 W/m^2 เป็น $1,200 \text{ W/m}^2$ จะทำให้กระแสลดลงจาก 675.7 A

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		ลดลงเหลือ 482.1 A 2) ความเร็วลมไม่มีผลกระทบต่อปริมาณความร้อนรวมตลอดอายุการใช้งาน 3) ผลจากฮอตสปอตส่งผลให้อายุการใช้งานสายเคเบิลลดลง
2022	F. Ratkowski <i>et al.</i> [25]	นำเสนอผลกระทบของขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางท่อร้อยสายต่อกระแสของสายเคเบิลไฟฟ้าแรงสูง ซึ่งดำเนินการด้วยโปรแกรม CYMCAP และเปรียบเทียบกระแสของสายเคเบิลที่ติดตั้งในท่อเติมอากาศ ท่อเติมน้ำและท่อเติมเบนโทไนต์ ผลพบว่าขนาด ศก. ท่อใหญ่ กระแสของสายเคเบิลจะสูงขึ้นตาม ในขณะที่การเติมน้ำในท่อจะทำให้กระแสของสายเคเบิลได้สูงสุด รองลงมาเป็นเติมเบนโทไนต์ และเติมอากาศ ตามลำดับ
2022	Y. Liu <i>et al.</i> [26]	นำเสนอวิธีการตรวจจับข้อผิดพลาดในฉนวน XLPE ของสายเคเบิล โดยใช้เซนเซอร์อุณหภูมิไฟเบอร์ออฟติก การดำเนินงานเริ่มต้นด้วยการสร้างแบบจำลองการเสื่อมสภาพของฉนวน และทำการทดลองด้วยการวัดด้วยเซนเซอร์อุณหภูมิไฟเบอร์ออฟติกแบบกระจายบริเวณที่ฉนวนเสื่อมสภาพ ผลการทดลองสามารถตรวจวัดและระบุจุดบกพร่องของฉนวนได้
2022	J. Klimenta <i>et al.</i> [27]	นำเสนอการประยุกต์ใช้ PDCA แบบใหม่ในการจัดการอายุของสายเคเบิลเนื่องจากความร้อน วิธีการใช้ FEM ร่วมกับแบบจำลอง Arrhenius ดั้งเดิมเพื่อคำนวณอุณหภูมิของตัวนำสายเคเบิล จากการจำลองสายเคเบิล 35 เควี วางขนานกับสายเคเบิล 110 เควี และข้ามท่อส่งความร้อน ซึ่งพบว่าฮอตสปอตส่งผลให้อายุการใช้งานของสายเคเบิล 110 เควี ในบริเวณฮอตสปอตมีอายุลดลง 36.84%
2022	B. Perović <i>et al.</i> [28]	นำเสนออัลกอริทึมการเพิ่มประสิทธิภาพของสายเคเบิลที่ลัดข้ามกันเพื่อลดความร้อนเฉพาะจุด โดยการกำหนดสูตรในการแก้ปัญหาเพื่อปรับให้เหมาะสมแบบไม่เป็นเชิงเส้น พบว่าใช้อัลกอริทึม Particle Swarm Optimization (PSO) และใช้ขนาดรางสายที่เหมาะสมพร้อมทั้งจัดเรียงสายเคเบิลสามารถ

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		กำจัดและลดผลกระทบจากความร้อนเฉพาะจุดได้ และสามารถเพิ่มกระแสของสายเคเบิลได้ 15% เมื่อเทียบกับสายเคเบิลถอดข้ามกันทั่วไป
2022	L. Gu <i>et al.</i> [29]	นำเสนอการจำลองประสิทธิภาพของสายเคเบิล ชนิดเปลือกลูกฟูก ติดตั้งในอุโมงค์ ดำเนินการด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ผลการจำลองพบว่า 1) ระยะห่างของสายเคเบิลกับผนังอุโมงค์มากขึ้น ทำให้อุณหภูมิของสายเคเบิลลดลง 2) ความเร็วลมจะมีผลต่อความร้อนของสายเคเบิล ถ้าความเร็วลมมากขึ้นส่งผลให้ความร้อนของสายเคเบิลจะลดลง 3) ความร้อนของสายเคเบิลที่ติดตั้งในอุโมงค์หน้าตัดสี่เหลี่ยมจะมากกว่าความร้อนของสายเคเบิลในอุโมงค์หน้าตัดกลม
2022	O. E. Gouda <i>et al.</i> [30]	นำเสนออัลกอริทึมสำหรับความร้อนที่เกิดจากฮาร์โมนิกส์ของสายเคเบิลใต้ดินแรงต่ำ ด้วยวิธีการตรวจวัดจากทดลอง ผลการทดลองพบว่า ผลของฮาร์โมนิกส์ ลำดับที่ 3 และ 5 จะทำให้สายเฟสและสายนิวทรัลมีความร้อนเพิ่มขึ้นเนื่องจากดินบริเวณรอบสายเคเบิลเป็นโซนแห้ง ซึ่งอาจมีผลให้ความร้อนเกินพิกัดของสายเคเบิล อัลกอริทึมที่นำเสนอสามารถลดการพึ่งพาการการวัดในภาคสนาม ซึ่งทำให้ประหยัดเวลา
2022	J. -M. Colef <i>et al.</i> [31]	นำเสนอผลกระทบของข้อจำกัดด้านพื้นที่ติดตั้งของสายเคเบิลในทางปฏิบัติของการติดตั้งแบบ Trefoil ภายในอุโมงค์ที่มีการระบายอากาศ ดำเนินการโดยทดลองในห้องปฏิบัติการโดยใช้ท่อพีวีซี หลังจากนั้นได้ทำการจำลองด้วย FEM เพื่อปรับกระแสความเร็วลม ระยะห่างของการติดตั้งสายเคเบิลแบบ Trefoil จากผนังอุโมงค์ และนำหลักการไปใช้ในการวิเคราะห์ระดับความร้อนในอุโมงค์ในทางปฏิบัติ ซึ่งพบว่าการวางสายเคเบิลใกล้ผนังอุโมงค์ทำให้กระแสสูงสุดที่สายเคเบิลยอมรับได้ต่ำกว่าการคำนวณตามมาตรฐาน IEC

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2023	Q. Sun <i>et al.</i> [32]	นำเสนอผลกระทบของของไหลในอุโมงค์ ได้แก่ การถ่ายเทความร้อนและความชื้นภายในอุโมงค์ ดำเนินการด้วยวิธี FEM จำลองสายเคเบิลภายในอุโมงค์แบบสามมิติ ผลจากการจำลองพบว่า 1) พฤติกรรมการเปลี่ยนเฟสและสภาพแวดล้อมที่มีความชื้นสูงจะมีประโยชน์ต่อการกระจายความร้อน ทำให้อุณหภูมิของสายเคเบิลสูงสุดลดลงได้ 2°C ถึง 10°C ซึ่งขึ้นอยู่กับปริมาณไอน้ำ การกระจายน้ำ และการจัดวางสายเคเบิล ซึ่งจะได้ชัดเมื่อน้ำอยู่บนพื้นผิวสายเคเบิลมากกว่าที่มีน้ำอยู่ภายในอุโมงค์ 2) น้ำจะเปลี่ยนคุณภาพทางความร้อนของอากาศ และความจุความร้อนจะแปรผันตามปริมาณของน้ำ แม้ว่าค่าการนำความร้อนของอากาศจะลดลงในขณะที่ปริมาณน้ำเพิ่มขึ้น แต่ก็ยังสูงกว่าอากาศแห้ง ความร้อนแฝงที่เกิดจากการระเหยมีสัดส่วนมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับ การนำไฟฟ้า ความเข้มข้นของไอในอุโมงค์ส่วนใหญ่จะอยู่ใกล้กับพื้นผิวของสายเคเบิลภายในระยะ 0.02 ม. และจะลดลงเมื่อห่างจากสายเคเบิล 3) นอกจากการถ่ายเทความร้อนในแนวนอนแล้ว ยังมีฟลักซ์ความร้อนตามยาวที่เกิดจากการไหลของของไหล ความแตกต่างของฟลักซ์ความร้อนที่เป็นสื่อนำระหว่างด้านบนและด้านล่างทำให้เกิดการไล่ระดับของอุณหภูมิเส้นรอบวง ดังนั้นจึงเป็นการถ่ายเทความร้อนตามเส้นรอบวง อุณหภูมิของสายเคเบิลขึ้นอยู่กับ การติดตั้ง และความไม่สมดุลของอุณหภูมิมีความสำคัญการวางสายเคเบิลแบบ Trefoil มากกว่าการวางสายเคเบิลแบบ Flat เนื่องจากผลกระทบจากความชื้นร่วม ทำให้ผลกระทบของความชื้นลดลงเมื่อเทียบกับสายเคเบิลเส้นเดี่ยว
2023	J. Kong <i>et al.</i> [33]	นำเสนอการประเมินสภาพของสายเคเบิลหุ้มฉนวนใยแก้ว อาศัยหลักการวิเคราะห์จากก๊าซที่พัฒนาขึ้น โดยทำการทดลองในห้องปฏิบัติการเพื่อตรวจสอบการผลิตก๊าซที่เกิดจากไฟฟ้าผิพรอง ผลการวิจัยพบว่าความผิดปกติของสายเคเบิล เช่น ไฟโรไล

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		ซิสที่อุณหภูมิต่ำและสูงของวัสดุเคเบิลต่างๆ แสดงคุณลักษณะการสร้างก๊าซที่แตกต่างกัน ดังนั้นการศึกษานี้จึงใช้วิธีการระบุข้อผิดพลาดจากความเข้มข้นของก๊าซโดยอ้างอิงจากก๊าซที่เกิดขึ้นจากวิธีการที่นำเสนอสามารถปรับใช้กับสายเคเบิลฉนวน XLPE ทั้งหมดได้
2023	H. Brakelmann <i>et al.</i> [34]	นำเสนอผลกระทบต่อกระแสไฟฟ้าของสายส่งระยะสั้นช่วงที่ขึ้นไปยังหัวสาย Termination บริเวณสถานีย่อย เนื่องจากการเปลี่ยนสายเคเบิลที่ปลายวงจร รูปแบบการจัดวางสายที่ไม่คงที่และสภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลงจากการวางสายในช่วงยาว 1300 ม. ของวงจร ผลการวิจัยพบว่า กระแสของสายไฟฟ้าช่วงยาวเป็นกระแสที่กำหนดขนาดสาย ในขณะเดียวกันช่วงปลายสายส่วนที่เกินช่วงยาว 50 ม. นั้นสามารถลดขนาดสายได้เนื่องจาก sheath losses ลดลงอย่างมาก
2023	R. Hu <i>et al.</i> [35]	นำเสนอการวิเคราะห์ความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน 3 เฟส ในสถานะโหลดไม่สมดุล ของแรงดันปานกลาง ซึ่งไม่มีวิธีคำนวณตามมาตรฐาน IEC 60287 ดำเนินการปรับปรุงวิธีการคำนวณความต้านทานความร้อนของชั้นฟิลเลอร์ซึ่งคำนึงถึงความไม่สมมาตรของการกระจายอุณหภูมิ ผลการวิจัยพบว่าวิธีการที่ได้รับการปรับปรุงสามารถสะท้อนถึงความแตกต่างของอุณหภูมิของตัวนำของสายเคเบิล 3 เฟส ภายใต้โหลดที่ไม่สมดุลได้ดี
2023	S. Szultka <i>et al.</i> [36]	นำเสนอแนวทางในการกำหนดความสามารถในการรองรับกระแสของสายเคเบิลที่ฝังใต้โดยตรง ซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดและคุณสมบัติของวัสดุฉนวนกักเก็บทดแทน การคำนวณเชิงตัวเลขดำเนินการด้วยโปรแกรม ANSYS Fluent ผลการวิจัยได้นำเสนอฟังก์ชันทางคณิตศาสตร์ที่ปรับปรุงแพ็คเกจในการคำนวณกระแสของสายเคเบิลเมื่อมีการใช้วัสดุฉนวนกักเก็บทดแทนวัสดุเดิม

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
2024	B. A. Atoccsa <i>et al.</i> [37]	นำเสนอการเพิ่มประสิทธิภาพของกระแสในสายเคเบิลใต้ดินแรงดันสูงด้วย Thermal backfill โดยใช้ PSO แบบไดนามิกและกลยุทธ์แบบปรับตัว โดยการปรับขนาดที่จะใช้ Thermal backfill เพื่อเพิ่มกระแสของสายเคเบิล แทนการเพิ่มพื้นที่หน้าตัดของสายเคเบิลตามวิธีการดั้งเดิม ซึ่งวิธีการนี้ใช้เทคนิคการเพิ่มประสิทธิภาพกลุ่มอนุภาค (PSO) พร้อมกลยุทธ์แบบปรับตัวและการเริ่มต้นใหม่ ซึ่งนำไปใช้ใน MATLAB สำหรับการปรับพารามิเตอร์โดยอัตโนมัติ ผลจากการจำลองพบว่า ความน่าจะเป็นที่จะประสบความสำเร็จที่ 66.1% ในการค้นหาค่ากระแสที่เหมาะสมที่สุด ซึ่งแตกต่างกับแนวทางแบบดั้งเดิมที่ 56.4% ซึ่งส่งผลให้ค่ากระแสเพิ่มขึ้น 18.45% เมื่อเทียบกับสายเคเบิลที่ไม่มีการใช้ Thermal backfill
2024	D.-K. Kim <i>et al.</i> [38]	นำเสนอวิธีการทำความเย็นแบบบังคับโดยตรงในสายส่งผ่านแหล่งจ่ายอากาศภายนอกเพื่อลดอุณหภูมิและเพิ่มกระแสของสายเคเบิล ซึ่งดำเนินการด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์และการทดลองในสนาม ผลการจำลองพบว่าเมื่อใช้ความเร็วลม 5 ม./วินาที จะสามารถเพิ่มกระแสได้ 26% และผลการทดลองที่ติดตั้งสายเคเบิลภายในท่อร้อยสายความยาว 300 ม. โดยทำความเย็นด้วยอากาศแบบบังคับพบว่าผลที่ได้สอดคล้องกับวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์
2024	A. Ozyesil <i>et al.</i> [39]	นำเสนอการตรวจสอบความสามารถในการรับกระแสและผลกระทบทางความร้อนของสายเคเบิลใต้ดินที่ฝังโดยตรงซึ่งจัดเรียงสายแบบ Trefoil และแบบ Vertical ดำเนินการโดยใช้โปรแกรม CYMCAP ในการจำลองเพื่อใช้ในการวิเคราะห์และดำเนินการภาคสนามเพื่อยืนยันผลการวิเคราะห์ ประสิทธิภาพผลการดำเนินการพบว่าความสามารถในการรับกระแสของสาย

ตารางที่ 2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (ต่อ)

ปี	นักวิจัย	สาระสำคัญ
		เคเบิลใต้ดินของการจัดเรียงสายแบบ Flat และแบบ Vertical จะใกล้เคียงกันแต่กระแสจะสูงกว่าการจัดเรียงสายแบบ Trefoil
2024	R. Masnicki <i>et al.</i> [40]	นำเสนอการระบายความร้อนจากสายเคเบิลในท่อปลอกหุ้ม เพื่อศึกษาอุณหภูมิของสายเคเบิลที่วางอยู่ในตัวกลางต่าง ๆ และส่งผลต่อความสามารถในการส่งกระแสไฟฟ้าของสายเคเบิล ดำเนินการด้วยการทดลองในห้องปฏิบัติการ ซึ่งวัดค่าอุณหภูมิจริงที่ตำแหน่งต่าง ๆ ในท่อปลอกหุ้ม การศึกษาพบว่าการใช้สารที่เหมาะสมอุดรอบ ๆ สายเคเบิลภายในท่อจะช่วยลดอุณหภูมิของตัวนำ เพิ่มความสามารถในการรับกระแสของสายเคเบิล และให้การกระจายความร้อนที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น

การทบทวนวรรณกรรมตามข้างต้น ทำให้ทราบถึงความสำคัญของการศึกษาและวิเคราะห์ระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน โดยงานวิจัยส่วนใหญ่มุ่งเน้นไปทางด้านการเพิ่มประสิทธิภาพของสายไฟฟ้าใต้ดิน ซึ่งสามารถแบ่งกลุ่มของงานวิจัยข้างต้น ประกอบด้วย การเพิ่มประสิทธิภาพของสายไฟฟ้าใต้ดิน การถ่ายเทความร้อนของตัวนำ ผลกระทบจากสภาพแวดล้อมที่มีผลต่อการนำไฟฟ้า การลดต้นทุนการก่อสร้างระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน การประยุกต์ใช้งานจริง อัลกอริทึมในการคำนวณกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน การประเมินอายุการใช้งานของสายไฟฟ้า และการตรวจข้อผิดพลาดในระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน ซึ่งมียุทธศาสตร์การดำเนินการวิจัย ได้แก่ การจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ การทดลองในห้องปฏิบัติการ และการตรวจวัดจากการใช้งานจากสถานที่จริง จากงานวิจัยข้างต้น จึงนำไปสู่การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ซึ่งนำเสนอในบทต่อไป

บทที่ 3

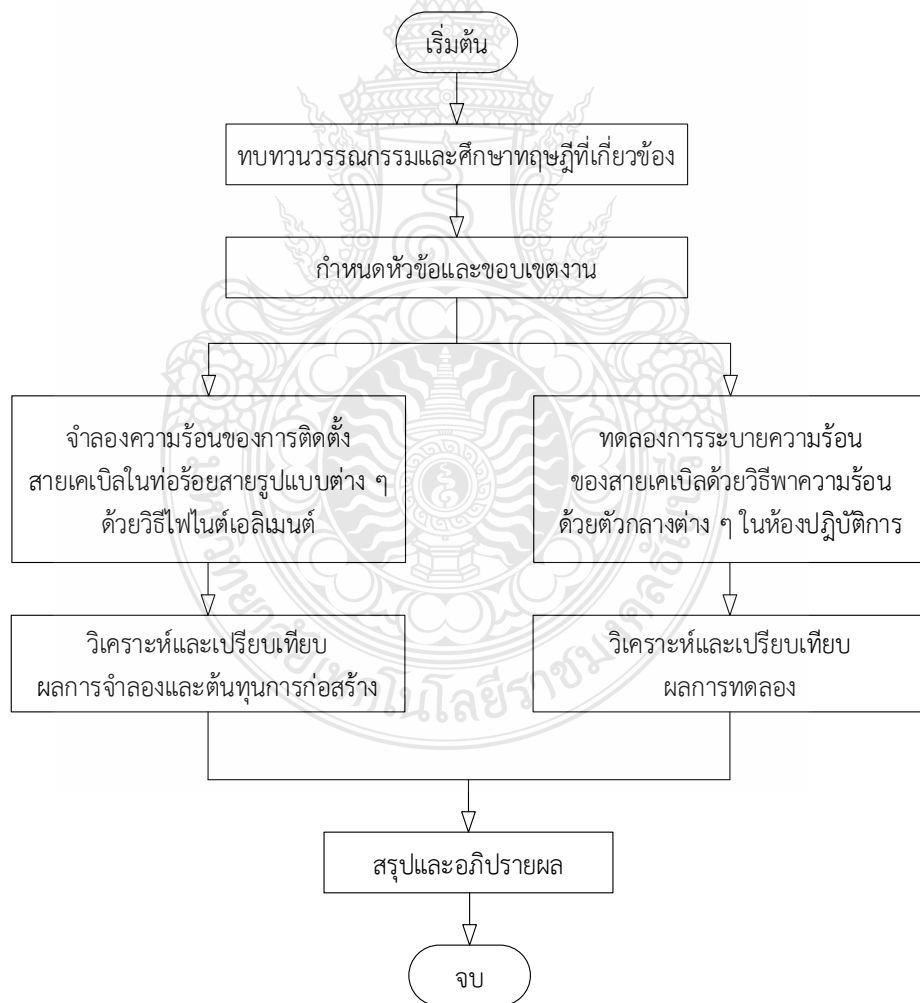
วิธีดำเนินการวิจัย

3.1 บทนำ

งานวิจัยนี้เป็นนำเสนอการวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินในท่อร้อยสายที่แตกต่างกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.2 ขั้นตอนดำเนินการวิจัย

ภาพรวมของการดำเนินงานวิจัย สามารถสรุปเป็นขั้นตอนต่างๆ ได้ตามแผนภูมิแสดงขั้นตอน (Flow Chart) ซึ่งแสดงรายละเอียดได้ดังรูปที่ 3.1

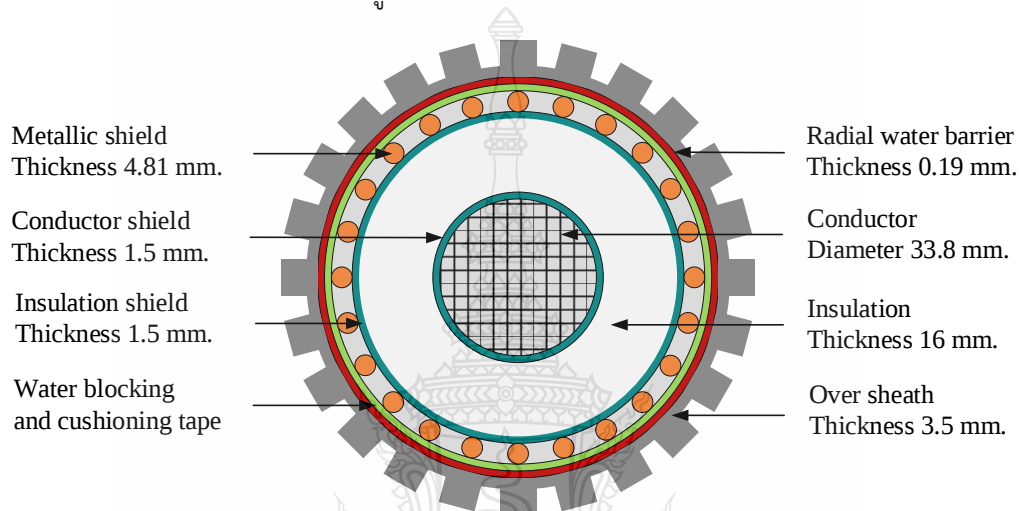


รูปที่ 3.1 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

3.3 การจำลองความร้อนของการติดตั้งสายเคเบิลในท่อร้อยสายรูปแบบต่าง ๆ ด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์

3.3.1 สายเคเบิลใต้ดิน

สายเคเบิลใต้ดินที่นำมาใช้ในการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายเคเบิลในท่อร้อยสายของแต่ละแบบในงานวิจัยนี้ ได้พิจารณาสายส่ง พิกัดแรงดัน 115 kV มีขนาดพื้นที่หน้าตัดสาย 800 ตารางมิลลิเมตร ซึ่งมีรายละเอียดตามรูปที่ 3.2



รูปที่ 3.2 โครงสร้างของสายเคเบิลใต้ดิน แรงดัน 115 kV

3.3.2 ค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุ

ค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุเป็นอีกปัจจัยที่สำคัญของการถ่ายเทความร้อน หากค่าความต้านทานความร้อนมีค่ามากจะทำให้การถ่ายเทความร้อนทำได้ยากกว่าวัสดุที่มีค่าความต้านทานความร้อนต่ำ สำหรับสายเคเบิลใต้ดินที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ จะมีค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุดังรายละเอียดที่แสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุ

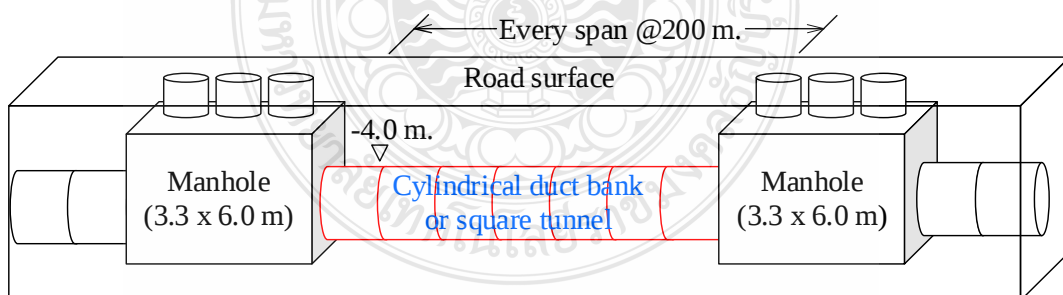
Structure	Material	Thermal Resistance ($K \cdot m / W$)
Conductor	Copper	2.5×10^{-3}
Conductor shield	XLPE	3.50
Insulation	XLPE	3.50

ตารางที่ 3.1 ค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุ (ต่อ)

Structure	Material	Thermal Resistance ($K \cdot m / W$)
Insulation shield	XLPE	3.50
Metallic shield	Copper	2.5×10^{-3}
Water barrier	Aluminum	4.2×10^{-3}
Over sheath	PE	3.50
RTTC Conduit	Fiber glass	4.80
Air space	Air	40.00
Concrete pipe	Concrete	1.00
Mortar grouting	Concrete	1.00
Cable racks	Steel	13.0×10^{-3}
Soil	Soil	1.00
Water	Water	0.001

3.3.3 แบบท่อร้อยสายไฟฟ้า

ท่อร้อยสายไฟฟ้าที่พิจารณาในงานวิจัยนี้ ประกอบ แบบ Cylindrical duct bank ซึ่งเป็นรูปแบบดั้งเดิม และแบบ Square tunnel ซึ่งรูปแบบที่นำเสนอใหม่ ซึ่งทั้งสองรูปแบบใช้วิธีการก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อลอด (Pipe Jacking Method) ทุกๆ 200 ม. ซึ่งนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 รูปแบบบ่อพักและท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน

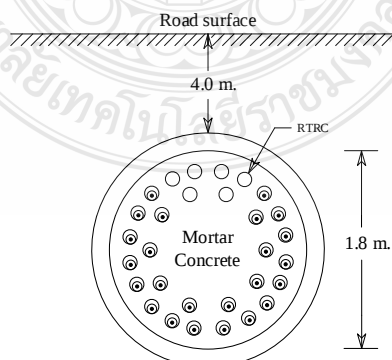
ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน แบบ Cylindrical duct bank เป็นรูปแบบก่อสร้างดั้งเดิมที่ใช้ท่อคอนกรีตทรงกระบอก ก่อสร้างด้วยวิธีการ Pipe Jacking ซึ่งมี มีขั้นตอนการก่อสร้าง ดังต่อไปนี้

- 1) ก่อสร้างบ่อพัก ประกอบด้วย บ่อส่ง และบ่อรับ
- 2) ทำการดันท่อจากบ่อส่งไปยังบ่อรับ
- 3) ติดตั้งอุปกรณ์รองรับท่อร้อยสายไฟฟ้า (Spacer)
- 4) ทำการติดตั้งท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ชนิด Reinforce Thermosetting Resin Conduit (RTRC)
- 5) ฉีดอัดมอร์ต้าในช่องว่างระหว่างท่อ RTRC พร้อมแต่งหน้าต่างสำหรับรองรับการติดตั้งสายเคเบิล
- 6) ติดตั้งอุปกรณ์ภายในบ่อพัก เช่น Cable Support บันไดและขานพัก เป็นต้น
- 7) ทำการปิดฝาบ่อพักและคืนผิวจราจร

ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน แบบ Cylindrical duct bank ที่ใช้ในปัจจุบัน มีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.4 และรูปแบบที่นำมาพิจารณาและใช้ในการจำลองมีรายละเอียดดังแสดงในรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.4 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ที่ใช้งานในปัจจุบัน พื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล [ฤทธิชัย]



รูปที่ 3.5 ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ที่ใช้งานการจำลอง

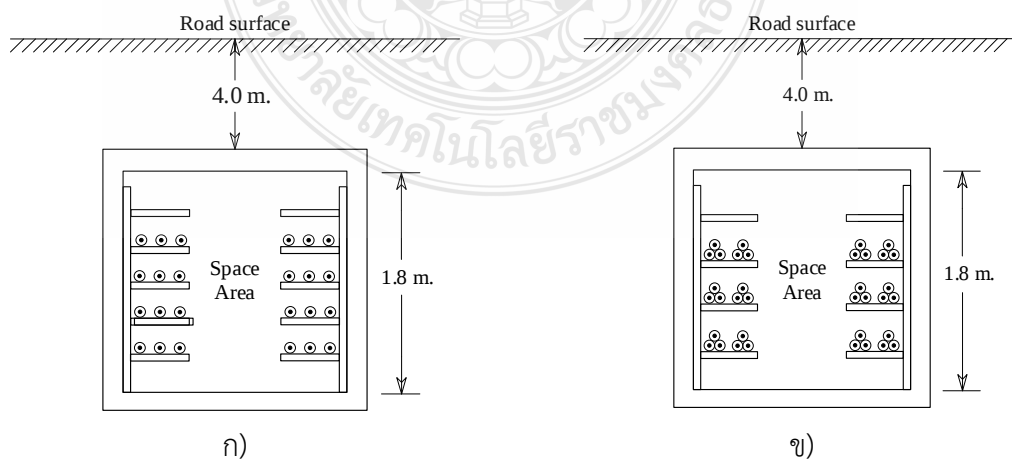
ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน แบบ Square tunnel เป็นรูปแบบก่อสร้างนำเสนอใหม่ในงานวิจัยนี้ สำหรับใช้ติดตั้งสายเคเบิลใต้ดินทดแทนรูปแบบเดิมที่มีข้อจำกัดด้านก่อสร้างและจำนวนวงจรของการติดตั้งสายเคเบิล การก่อสร้างโดยใช้ท่อคอนกรีตทรงสี่เหลี่ยม ดำเนินการด้วยวิธี Pipe Jacking ซึ่งมี มีขั้นตอนการก่อสร้าง ดังต่อไปนี้

- 1) ก่อสร้างบ่อพัก ประกอบด้วย บ่อส่ง และบ่อรับ
- 2) ทำการดันท่อจากบ่อส่งไปยังบ่อรับ
- 3) ติดตั้งอุปกรณ์รองรับสายเคเบิล (Cable Support) ภายในอุโมงค์
- 4) ติดตั้งอุปกรณ์ภายในบ่อพัก เช่น Cable Support บันไดและขานพัก เป็นต้น
- 5) ทำการปิดฝาบ่อพักและคืนผิวจราจร

ท่อร้อยสายเคเบิลใต้ดิน แบบ Square tunnel เป็นรูปแบบที่นำเสนอใหม่ โดยการเลียนแบบ Cable Trench ที่มีใช้งานเฉพาะช่วงสั้นภายในสถานีไฟฟ้าย่อย ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 3.6 และสำหรับรูปแบบที่นำมาพิจารณาในงานวิจัยนี้มีรายละเอียดดังแสดงได้ดังรูปที่ 3.7

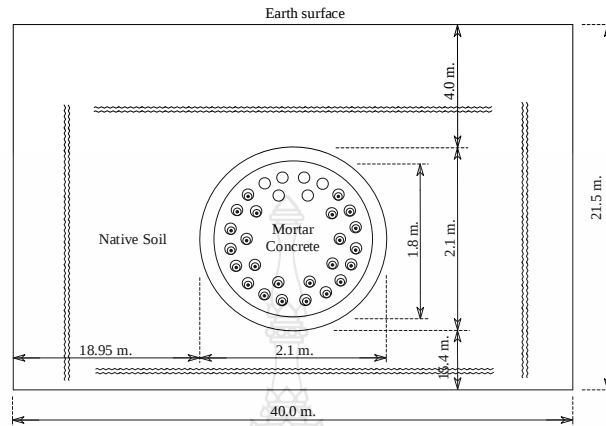


รูปที่ 3.6 Cable Trench สำหรับติดตั้งสายเคเบิลใต้ดิน ก่อสร้างด้วยวิธี Open Cut ในพื้นที่กรุงเทพมหานครและปริมณฑล [ฤทธิ์ชัย]

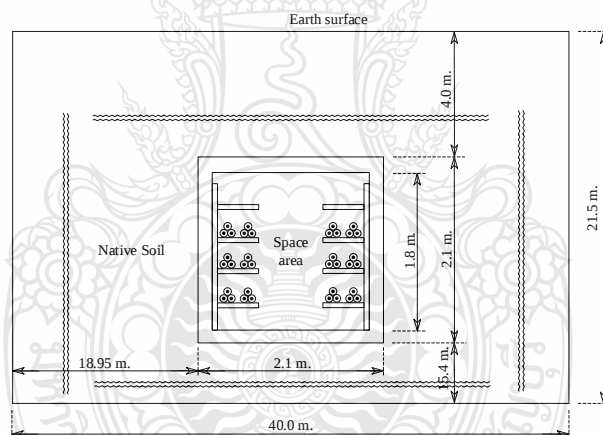


รูปที่ 3.7 อุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square Tunnel) ที่ใช้งานการจำลอง

3.3.4 โดเมนการคำนวณ (The computational domains) ที่ใช้ในการจำลองด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.8 และรูปที่ 3.9



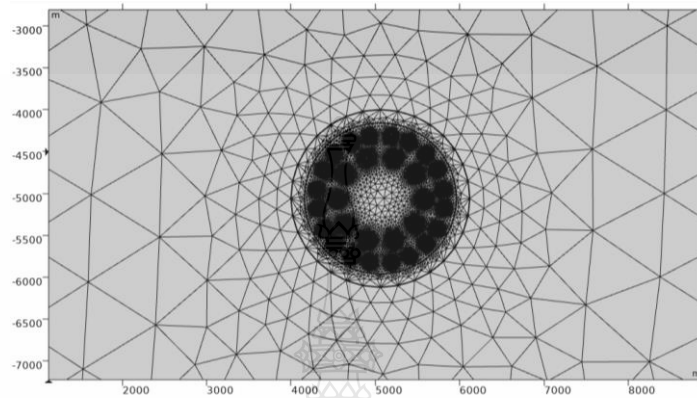
รูปที่ 3.8 โดเมนการคำนวณของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)



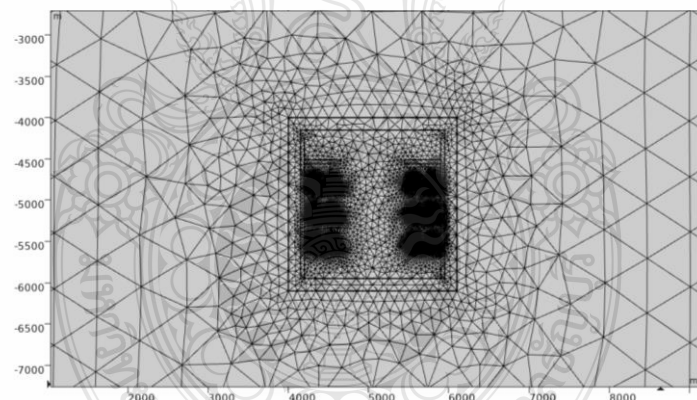
รูปที่ 3.9 โดเมนการคำนวณของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

โดเมนการคำนวณ ตามรูปที่ 3.8 และรูปที่ 3.9 ขนาดขอบเขตที่ใช้ในการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ จำเป็นต้องใช้ขนาดโดเมนที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบจากความร้อนที่ขอบของโดเมนที่ไม่สามารถระบายความร้อนออกได้ซึ่งจะเสมือนกำแพงที่ปิดกั้นความร้อนไว้ ดังนั้นจากการทดลองเลือกใช้ขนาดโดเมนต่าง ๆ และประกอบกับการทบทวนวรรณกรรมของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่าขนาดโดเมนที่เหมาะสม ที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการถ่ายเทความร้อน จะมีขนาดกว้าง 40.0 เมตร และสูง 21.5 เมตร

3.4.5 Finite element mesh ที่สร้างขึ้นภายในส่วนของโดเมนของการจำลองความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.10 และรูปที่ 3.11



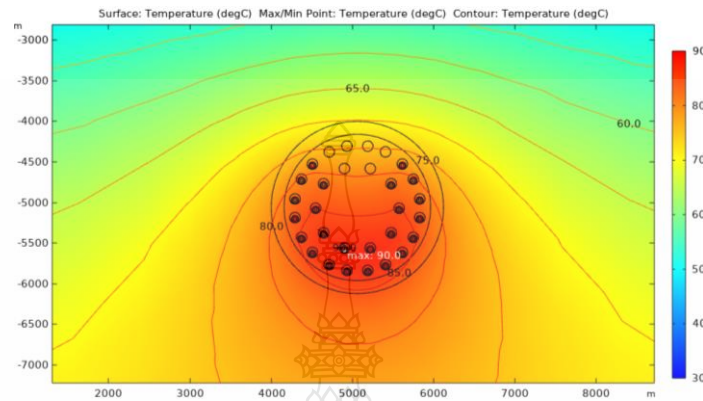
รูปที่ 3.10 Element mesh ของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)



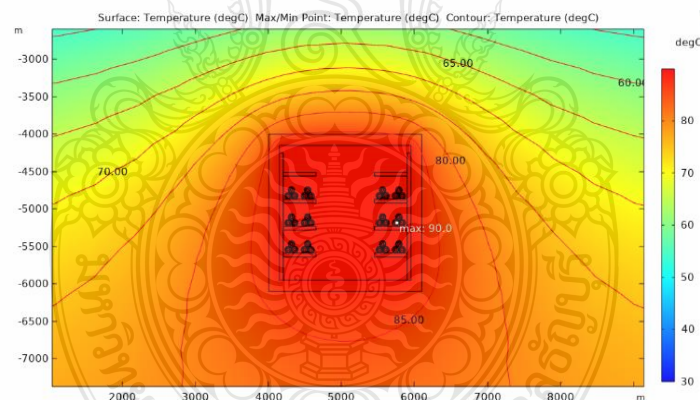
รูปที่ 3.11 Element mesh ของการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

Element mesh ตามรูปที่ 3.10 และรูปที่ 3.11 เป็นการจำลองตาข่ายคำนวณ (computational mesh) ที่ใช้ในกระบวนการวิเคราะห์เชิงตัวเลข สำหรับการจำลองปรากฏการณ์ทางกายภาพ ซึ่งบริเวณที่มีตาข่ายละเอียดจะบ่งบอกถึงการจำลองที่มีความละเอียดสูงเพื่อให้สามารถคำนวณค่าได้อย่างแม่นยำ ส่วนบริเวณที่ใช้ตาข่ายสามเหลี่ยมที่ห่างแสดงให้เห็นถึงการลดความละเอียดในพื้นที่ที่ไม่ต้องการความแม่นยำในการคำนวณ

3.4.6 ผลการจำลองความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงสูงที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และสายไฟฟ้าใต้ดินแรงสูงที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.12 และรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.12 ผลการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)



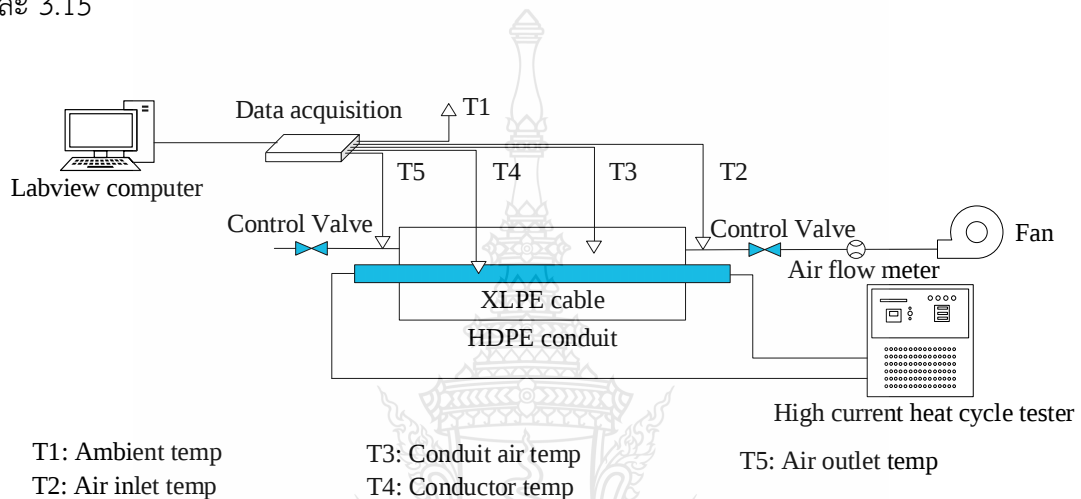
รูปที่ 3.13 ผลการจำลองความร้อนของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

ผลการจำลองความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ตามรูปที่ 3.12 และรูปที่ 3.13 แสดงให้เห็นการกระจายตัวของอุณหภูมิ ซึ่งบริเวณตัวนำมีอุณหภูมิสูงสุด คือ 90°C และเมื่อห่างจากตัวนำจะมีอุณหภูมิลดลง ซึ่งการแสดงผลของอุณหภูมิสามารถแสดงได้ด้วยสีหรือเส้นคอนทัวร์ ซึ่งการลดลงของอุณหภูมิจากบริเวณที่ร้อนที่สุดไปยังบริเวณที่เย็นกว่าแสดงถึงการถ่ายเทความร้อนจากจุดศูนย์กลาง ซึ่งเกิดจากความร้อนของตัวนำ ให้ความร้อนค่อย ๆ กระจายออกไปยังพื้นที่รอบ ๆ

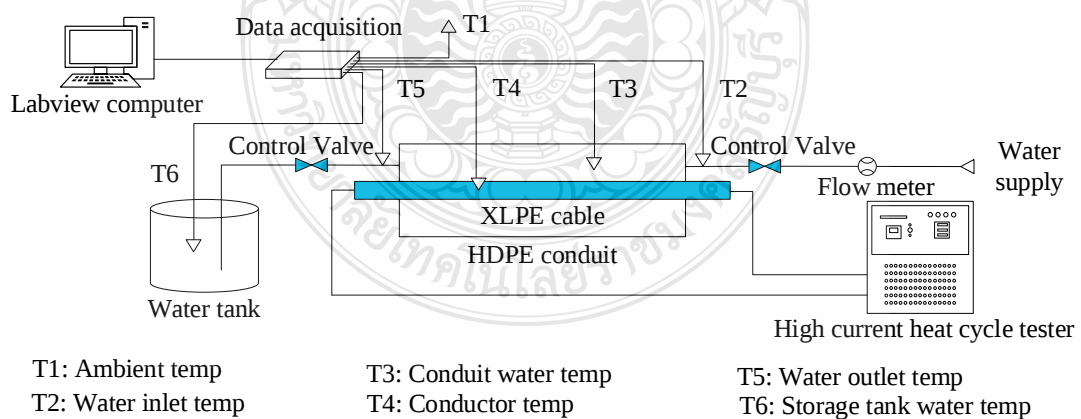
3.4 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน ด้วยวิธีพาความร้อน ภายในห้องปฏิบัติการ

3.4.1 ออกแบบการทดลอง

การทดลองในห้องปฏิบัติการเพื่อศึกษาการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน โดยใช้อากาศและน้ำในการพาความร้อน ซึ่งสามารถออกแบบการทดลองได้ดังรายละเอียดดังรูปที่ 3.14 และ 3.15



รูปที่ 3.14 ไดอะแกรมการทดลองในห้องปฏิบัติการของการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน
โดยวิธีการพาความร้อนด้วยอากาศ

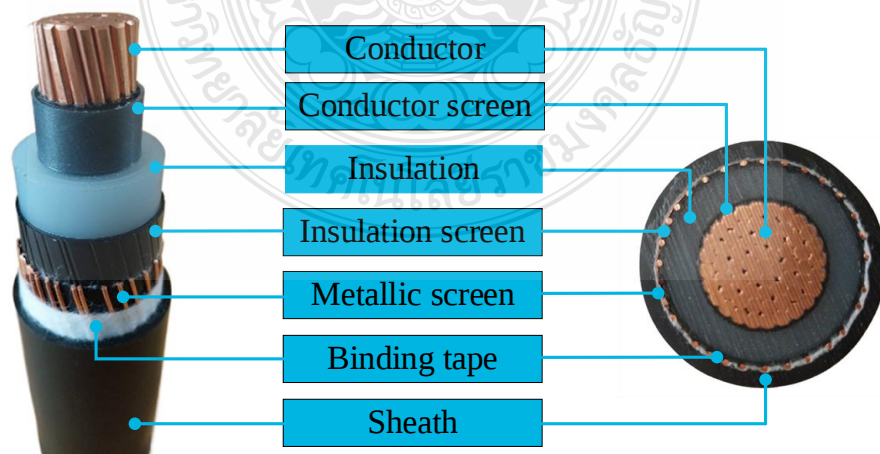


รูปที่ 3.15 ไดอะแกรมการทดลองในห้องปฏิบัติการของการระบายความร้อนของสายเคเบิลใต้ดิน
โดยวิธีการพาความร้อนด้วยน้ำ

3.4.2 เครื่องมือ วัสดุและอุปกรณ์ ที่ใช้ในการทดลองภายในห้องปฏิบัติการ ประกอบด้วยดังต่อไปนี้

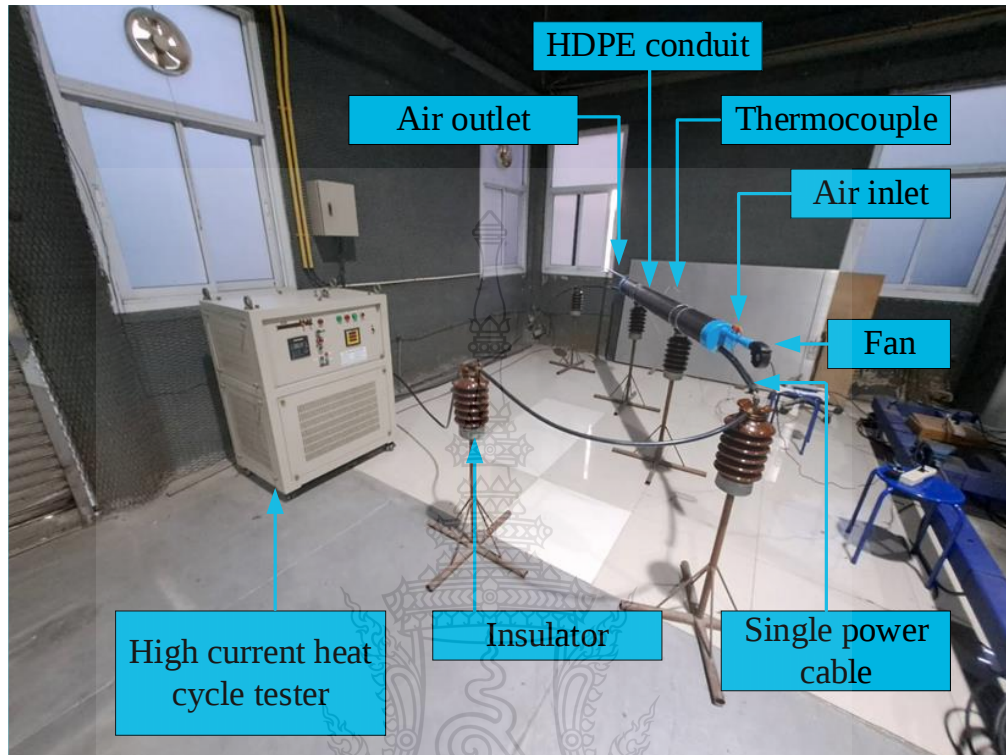
- 1) เครื่อง High Current Heat Cycle Tester รุ่น HM1250-14kVA สำหรับใช้ในป้อนกระแสให้กับสายเคเบิล
- 2) คอมพิวเตอร์พร้อมโปรแกรม LabView สำหรับในการเก็บบันทึกข้อมูลจากการทดลองแบบ Real Time
- 3) ระบบรวบรวมข้อมูล (Data Acquisition System)
- 4) ระบบจัดเก็บข้อมูล (Lab View Computer)
- 5) สายเคเบิลใต้ดิน ชนิด XPLE พิกัดแรงดัน 24 เควี ขนาด 50 ตร.มม.
- 6) ท่อร้อยสายเคเบิล ชนิด HDPE ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางภายใน 160 มม.
- 7) เทอร์โมคัปเปิล
- 8) เครื่องวัดอัตราการไหลของน้ำ (Flow Meter)
- 9) เครื่องวัดความเร็วลม (Air Flow Meter)
- 10) พัดลมระบายอากาศ
- 11) ระบบน้ำประปา
- 12) สายยางสำหรับต่อกับระบบน้ำประปา
- 13) วาล์ว

3.4.3 สายเคเบิล ชนิด XLPE ขนาด 50 ตร.มม. ที่ใช้สำหรับการทดลองภายในห้องปฏิบัติการ มีโครงสร้างของสายแสดงได้ดังรูปที่ 3.16



รูปที่ 3.16 โครงสร้างของสายเคเบิลแรงดันกลาง [ฤทธิ์ชัย]

3.4.4 การทดลองระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.17

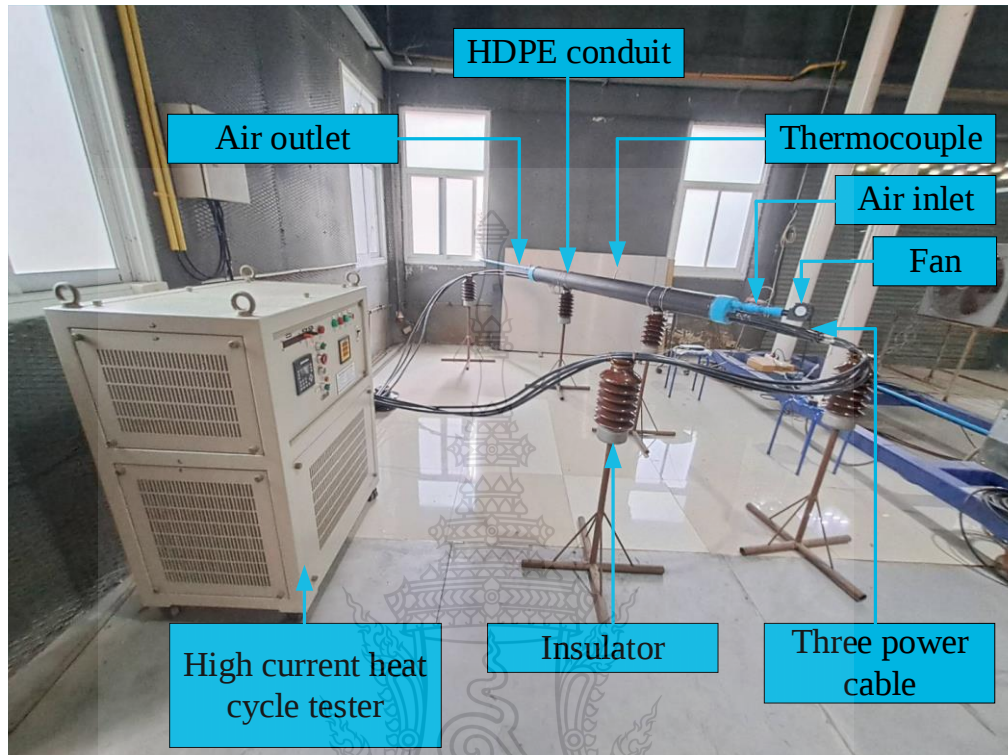


รูปที่ 3.17 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ

การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ ทำการติดตั้งวัสดุและอุปกรณ์ตามไดอะแกรมการทดลอง รายละเอียดดังรูปที่ 3.14 ซึ่งทำการทดลองตามขั้นตอนต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยอากาศธรรมชาติ ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 2 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยการอัดอากาศ ความเร็วลม 5 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 3 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยการอัดอากาศ ความเร็วลม 10 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A

3.4.5 การทดลองระบายความร้อนของสายเคเบิลเส้น 3 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.18

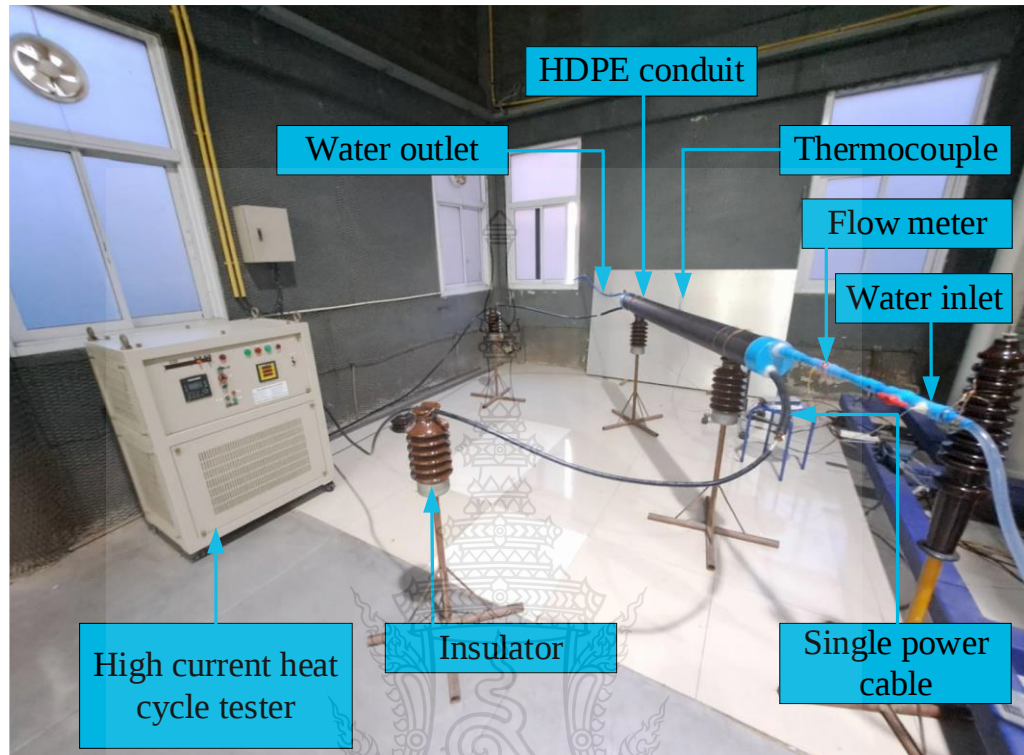


รูปที่ 3.18 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 3 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ

การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 3 เส้น ด้วยอากาศภายในห้องปฏิบัติการ ทำการติดตั้งวัสดุและอุปกรณ์ ตามไดอะแกรมการทดลอง รายละเอียดดังรูปที่ 3.14 ซึ่งทำการทดลองตามขั้นตอนต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยอากาศธรรมชาติ ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 2 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยการอัดอากาศ ความเร็วลม 5 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 3 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยการอัดอากาศ ความเร็วลม 10 เมตร/วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A

3.4.6 การทดลองระบายความร้อนของสายเคเบิลเส้น 1 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.19

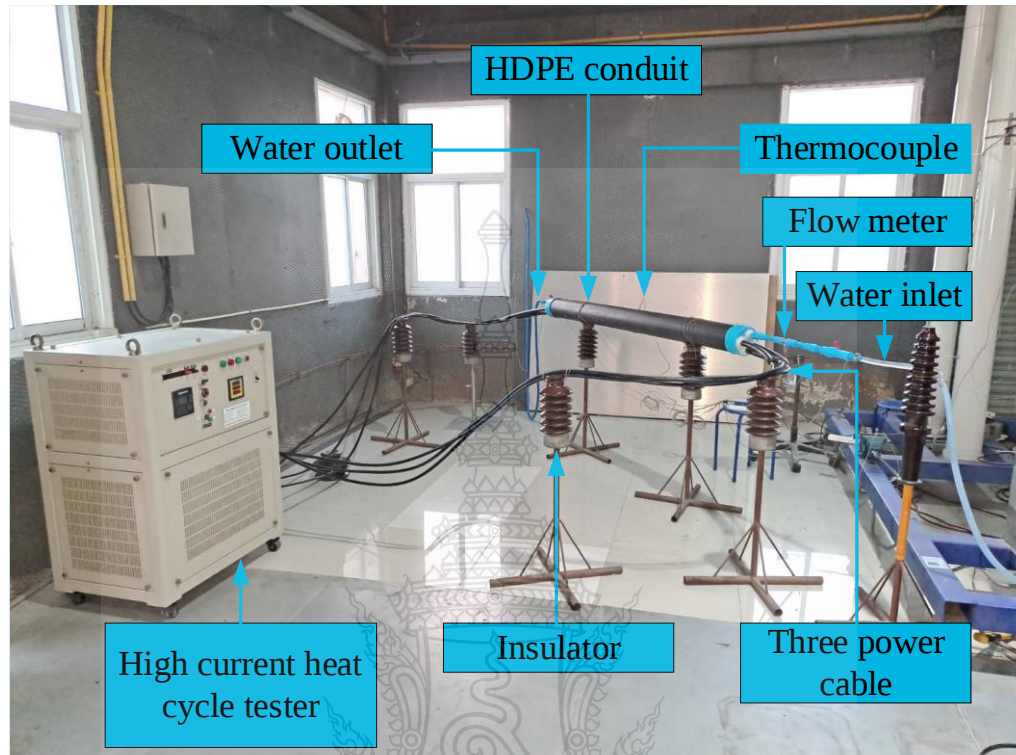


รูปที่ 3.19 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ

การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ ทำการติดตั้งวัสดุและอุปกรณ์ ตามไดอะแกรมการทดลอง รายละเอียดดังรูปที่ 3.15 ซึ่งทำการทดลองตามขั้นตอนต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 0 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 2 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 10 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 3 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 20 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A

3.4.7 การทดลองระบายความร้อนของสายเคเบิลเส้น 3 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ ซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3.20



รูปที่ 3.20 การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 3 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ

การทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล 1 เส้น ด้วยน้ำภายในห้องปฏิบัติการ ทำการติดตั้งวัสดุและอุปกรณ์ ตามไดอะแกรมการทดลอง รายละเอียดดังรูปที่ 3.15 ซึ่งทำการทดลองตามขั้นตอนต่อไปนี้

- ขั้นตอนที่ 1 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 0 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 2 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 10 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A
- ขั้นตอนที่ 3 ทำการทดลองการระบายความร้อนด้วยน้ำ อัตราการไหลของน้ำ 20 ลิตร/วินาที วินาที โดยทดลองที่กระแสของสายเคเบิล 100 A, 200 A และ 300 A

3.5 บทสรุป

วิธีการดำเนินการวิจัย ซึ่งดำเนินการโดยจำลองความร้อนของการติดตั้งสายเคเบิลในท่อร้อยสายไฟฟ้ารูปแบบต่าง ๆ ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ และการทดลองการระบายความร้อนของสายเคเบิล ด้วยวิธีพาความร้อนด้วยตัวกลางต่าง ๆ ในห้องปฏิบัติการนั้น สามารถนำเสนอผลการทดลองซึ่งแสดงรายละเอียดในบทต่อไป



บทที่ 4

ผลการทดลอง

4.1 บทนำ

งานวิจัยนี้ดำเนินการจำลองความร้อนเพื่อศึกษาผลกระทบที่มีผลต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ และทำการจำลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินภายในห้องปฏิบัติการ เพื่อศึกษาความสามารถในการนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ซึ่งรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2 ผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV

4.2.1 ผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) เปรียบเทียบกับกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) ซึ่งติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ในสถานะไม่มีน้ำท่วมขังภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวงและผลการจำลองของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ในสถานะไม่มีน้ำท่วมขัง

จำนวนตัวนำ	กระแสไฟฟ้า (A)		% แตกต่าง
	กฟน.	FEM	
6	831	829	-0.24
12	658	669	1.67
18	564	570	1.06
24	504	509	0.99

การติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดินของการไฟฟ้านครหลวง 1 วงจร จะติดตั้งสายไฟฟ้า 3 เฟส แต่ละเฟสจะประกอบด้วย 2 ตัวนำ ดังนั้นตามตารางที่ 4.2 จำนวนตัวนำ 24 ตัวนำ หมายถึง การติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน จำนวน 4 วงจร แบบ 3 เฟส ชนิดสายควบ 2 ตัวนำ/เฟส

การนำวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์มาจำลองความร้อนเพื่อหาพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าในสภาพแวดล้อมต่าง ๆ จำเป็นต้องทำการจำลองผลด้วยวิธีการไฟไนต์เอลิเมนต์แล้วเปรียบเทียบกับกระแส

ของสายไฟฟ้าตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวงที่ติดตั้งในสภาพแวดล้อมที่เหมือนกัน ซึ่งกระแสของสายไฟฟ้า แรงดัน 115 kV ขนาด 800 ตร.มม. ตามตารางที่ 4.1 พบว่าค่าความแตกต่างของผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์กับกระแสตามมาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง มีค่าความแตกต่างอยู่ระหว่าง -0.24 เปอร์เซ็นต์ จนถึง 1.67 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งมีค่าความแตกต่างดังกล่าวอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ ดังนั้นการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์มีความเชื่อถือได้ สามารถนำไปจำลองในสถานการณ์ต่าง ๆ ได้ต่อไป

4.2.2 ผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง

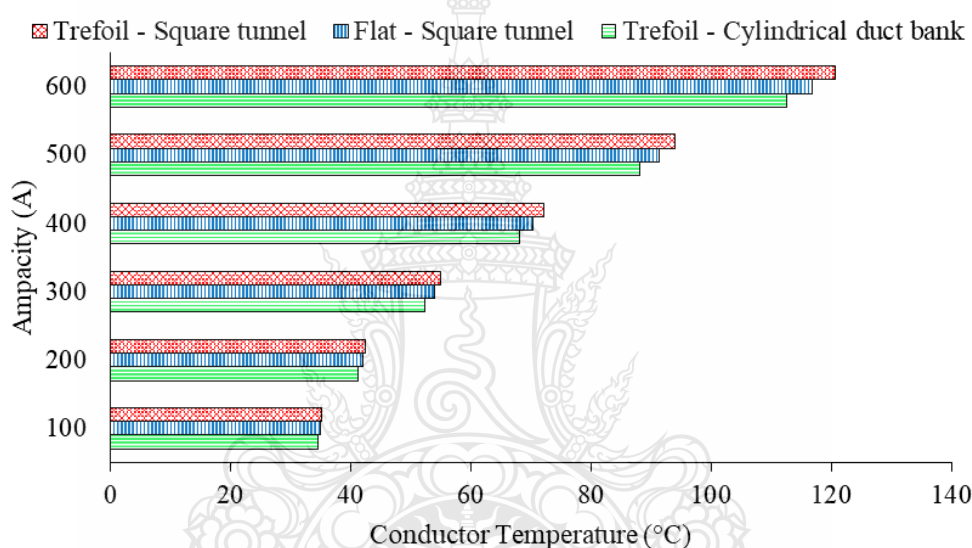
จำนวนตัวนำ	กระแสไฟฟ้า (A)		
	Cylindrical duct bank		Square tunnel
	Trefoil	Flat	Trefoil
6	829	748	725
12	669	652	637
18	570	532	520
24	509	494	483
30	-	-	426
36	-	-	405

ผลการจำลองความร้อนที่อุณหภูมิตัวนำ 90 องศาเซลเซียส เพื่อศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิต่อพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขัง ได้ผลการจำลองดังตารางที่ 4.2 ซึ่งพบว่าพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายแบบ Trefoil ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน จะสามารถรองรับภาระโหลดทางไฟฟ้าได้สูงสุด ในขณะที่พิกัดของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม ซึ่งจัดเรียงสายแบบ Flat จะสามารถรองรับโหลดทางไฟฟ้าได้น้อยกว่า และการจัดเรียงสายแบบ Trefoil ในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะรองรับโหลดได้น้อยที่สุด

ในสภาวะไม่มีน้ำท่วมขังท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะพบว่าในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะมีช่องว่างอากาศที่กว้างซึ่งเป็นอุปสรรคในการ

ถ่ายเทความร้อน เนื่องจากอากาศจะมีความต้านทานความร้อนสูงกว่าคอนกรีตและดินเปียก ในขณะที่ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีช่องว่างอากาศภายในท่อ RTRC ที่แคบมาก ส่วนใหญ่เป็นคอนกรีตที่เป็นสื่อกลางและมีค่าความต้านทานความร้อนต่ำกว่าอากาศทำให้การถ่ายเทความร้อนจากตัวนำของสายไฟฟ้าไปสู่ผิวดินได้เร็วขึ้น ส่งผลให้อุณหภูมิตัวนำลดลงและสามารถเพิ่มภาระโหลดทางไฟฟ้าได้สูงขึ้นจนถึงอุณหภูมิพิกัดของสายไฟฟ้า

การจัดเรียงสายไฟฟ้า ก็จะมีผลต่อการถ่ายเทความร้อนของตัวนำของสายไฟฟ้า ซึ่งการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat เป็นการวางแบบระนาบจะสามารถถ่ายเทความร้อนได้ดีกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ที่วางเป็นรูปสามเหลี่ยมซึ่งจะมีการสะสมความร้อนระหว่างตัวนำ



รูปที่ 4.1 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสถานะไม่มีน้ำท่วมขัง

ผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ตามรูปที่ 4.1 เป็นผลการจำลองของการติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสถานะไม่มีน้ำท่วมขัง โดยกำหนดค่ากระแสของสายไฟฟ้าที่ 100 – 600 A เพื่อศึกษาอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งพบว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะมีความร้อนของตัวนำสายไฟฟ้าสูงที่สุด ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat ของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะมีอุณหภูมิตัวนำน้อยกว่า และการจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ของการติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีอุณหภูมิตัวนำน้อยที่สุด จากผลการจำลองข้างต้นจะสอดคล้องกับผลการจำลองตามตารางที่ 4.2

4.2.3 ผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง

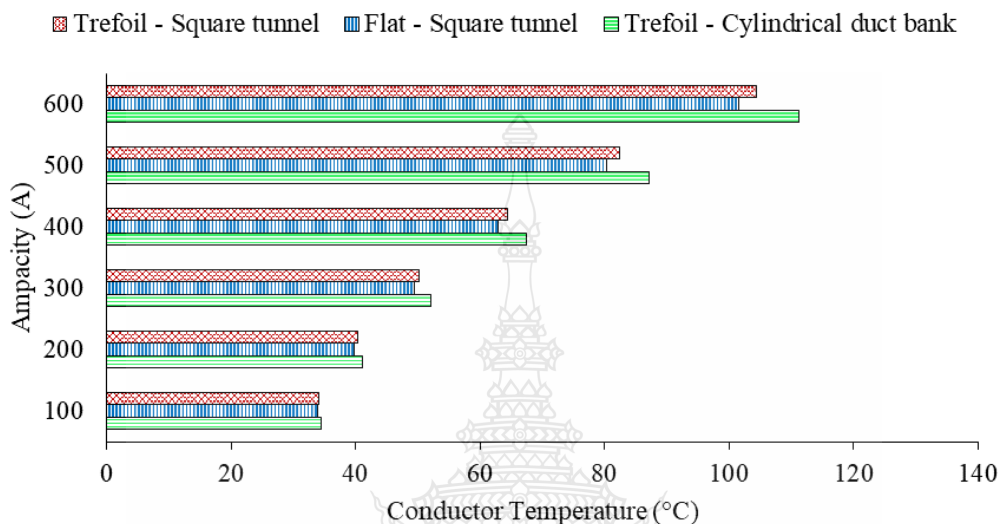
ตารางที่ 4.3 กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง

จำนวนตัวนำ	กระแสไฟฟ้า (A)		
	Cylindrical duct bank	Square tunnel	
	Trefoil	Flat	Trefoil
6	912	1,112	1,108
12	697	811	810
18	590	668	600
24	523	579	577
30	-	-	478
36	-	-	445

ผลการจำลองความร้อนที่อุณหภูมิตัวนำ 90 องศาเซลเซียส เพื่อศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิต่อพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง ได้ผลการจำลองดังตารางที่ 4.3 ซึ่งพบว่าพิกัดกระแสของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายแบบ Flat ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม จะสามารถรองรับภาระโหลดทางไฟฟ้าได้สูงสุด ในขณะที่พิกัดของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม ซึ่งจัดเรียงสายแบบ Trefoil จะสามารถรองรับโหลดทางไฟฟ้าได้น้อยกว่า และการจัดเรียงสายแบบ Trefoil ในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดินจะรองรับโหลดได้น้อยที่สุด

ในสภาวะมีน้ำท่วมขังท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะพบว่าในอุโมงค์สี่เหลี่ยมที่มีช่องว่างอากาศที่กว้างซึ่งเป็นอุปสรรคในการถ่ายเทความร้อนจะถูกแทนที่ด้วยน้ำที่ท่วมขัง ซึ่งน้ำจะมีค่าความต้านทานความร้อนที่ต่ำกว่าอากาศ ในขณะที่ท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีช่องว่างอากาศภายในท่อ RTTC ที่แคบมากและแทนที่ด้วยน้ำที่ท่วมขังเช่นเดียวกัน และพื้นที่ส่วนใหญ่เป็นคอนกรีต แต่เนื่องจากน้ำมีความต้านทานความร้อนที่ต่ำกว่าคอนกรีต ดังนั้นการถ่ายเทความร้อนของตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะถ่ายเทความร้อนได้เร็วกว่าตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ส่งผลให้อุณหภูมิตัวนำลดลงและสามารถเพิ่มภาระโหลดทางไฟฟ้าได้สูงขึ้นจนถึงอุณหภูมิพิกัดของสายไฟฟ้า

ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Flat ก็จะช่วยลดความร้อนได้ดีกว่าการจัดเรียงสายแบบ Trefoil เนื่องจากการจัดเรียงสายแบบ Trefoil จะมีการสะสมความร้อนของตัวนำของสายไฟฟ้า ที่ปิดกั้นการถ่ายเทความร้อน



รูปที่ 4.2 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง

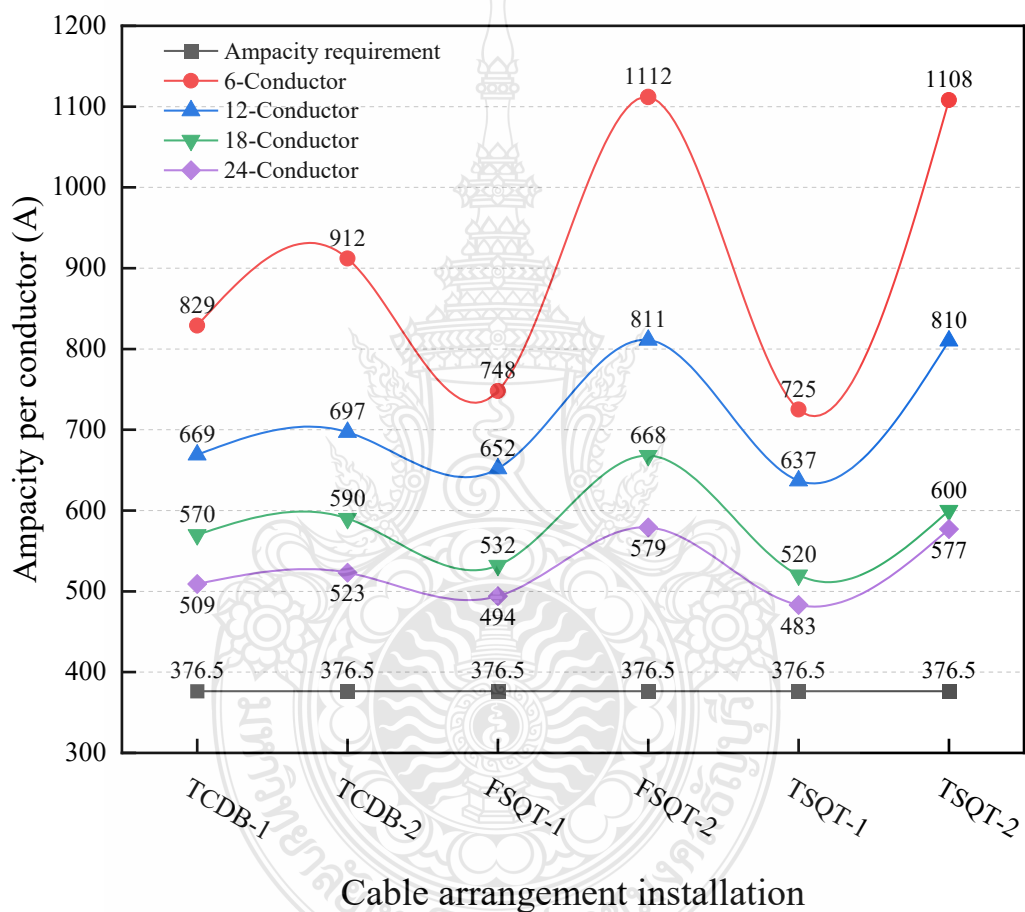
ผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ตามรูปที่ 4.2 เป็นผลการจำลองของการติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขัง โดยกำหนดค่ากระแสของสายไฟฟ้าที่ 100 – 600 A เพื่อศึกษาอุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งพบว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน จะมีความร้อนของตัวนำของสายไฟฟ้าสูงที่สุด ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะมีอุณหภูมิตัวนำน้อยกว่า และการจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Flat ของการติดตั้งสายไฟฟ้าในอุโมงค์สี่เหลี่ยม จะมีอุณหภูมิตัวนำน้อยที่สุด จากผลการจำลองข้างต้นจะสอดคล้องกับผลการจำลองตามตารางที่ 4.3

4.2.4 การเปรียบเทียบผลการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

การติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน แรงดัน 115 kV ของการไฟฟ้านครหลวง จำนวน 1 วงจร ซึ่งจะประกอบด้วยสายควบ 2 ตัวนำ/เฟส จะต้องรองรับกำลังไฟฟ้าได้สูงสุดไม่เกิน 150 MVA ซึ่งสายไฟฟ้าแต่

ละเฟสรองรับกระแสได้สูงสุดไม่น้อยกว่า 753 A ต่อเฟส หรือ 376.5 A ต่อตัวนำ ในขณะที่สายไฟฟ้าใต้ดิน แรงดัน 69 kV รองรับกำลังไฟฟ้า 90 MVA ต่อวงจร และสายไฟฟ้าใต้ดิน แรงดัน 24 kV รองรับกำลังไฟฟ้า 10 MVA ต่อวงจร

การจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.3



รูปที่ 4.3 ความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และแบบอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาวะมีน้ำท่วมขังและไม่มีน้ำท่วมขัง

Cable installation pattern ตามรูปที่ 4.3 ประกอบด้วย 6 รูปแบบของการติดตั้ง ซึ่งประกอบด้วยรูปแบบดังต่อไปนี้

- 1) TCDB-1 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) กรณีไม่มีน้ำท่วมขังท่อร้อยสายฯ
- 2) TCDB-2 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) กรณีมีน้ำท่วมขังท่อร้อยสายฯ
- 3) FSQT-1 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Flat ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) กรณีไม่มีน้ำท่วมขังภายในอุโมงค์
- 4) FSQT-2 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Flat ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) กรณีมีน้ำท่วมขังภายในอุโมงค์
- 5) TSQT-1 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) กรณีไม่มีน้ำท่วมขังภายในอุโมงค์
- 6) TSQT-2 คือ การจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil ติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) กรณีมีน้ำท่วมขังภายในอุโมงค์

ตามรูปที่ 4.3 พบว่าขนาดกระแสของสายไฟฟ้า แรงดัน 115 kV ขนาด 800 ตร.มม. จำนวน 1 เส้น หรือ 1 ตัวนำ ที่มีการจัดเรียงสายไฟฟ้าแบบ Trefoil และแบบ Flat ซึ่งติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ทั้งกรณีที่มีน้ำท่วมขังและไม่มีน้ำท่วมขัง จะมีขนาดกระแสต่อตัวนำสูงกว่าพิกัดกระแสที่ต้องการเพื่อรองรับการส่งกำลังไฟฟ้าขนาด 150 MVA ตามข้อกำหนดของการไฟฟ้านครหลวง ในขณะที่สายไฟฟ้าที่มีน้ำท่วมขังจะสามารถรองรับโหลดทางไฟฟ้าได้สูงกว่ากรณีไม่มีน้ำท่วมขัง ซึ่งกรณีที่จำกัดขนาดโหลดทางไฟฟ้าที่ขนาด 150 MVA ก็จะทำให้ตัวนำของสายไฟฟ้ามีความร้อนน้อยลง ซึ่งจะส่งผลต่ออายุการใช้งานของสายไฟฟ้าที่สามารถใช้งานได้นานขึ้น หรือกรณีที่ต้องการเพิ่มโหลดทางไฟฟ้าก็สามารถดำเนินการได้โดยไม่ต้องเพิ่มขนาดสายไฟฟ้าใต้ดิน หรือไม่ต้องเพิ่มจำนวนตัวนำต่อวงจรของสายส่งเพิ่มขึ้น

4.2.5 การวิเคราะห์และเปรียบเทียบต้นทุนของการก่อสร้างระบบไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel)

ต้นทุนของการก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) โดยใช้ตัวอย่างของข้อมูลที่ระยะทาง 1 กิโลเมตร และอัตราแลกเปลี่ยน 33.46 บาท/ดอลลาร์ ซึ่งสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4 ต้นทุนของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ระยะทาง 1 กิโลเมตร

ลำดับ	รายการ	ค่าใช้จ่าย (USD)	
		Cylindrical duct bank	Square tunnel
1	Design	5,230	5,230
2	Topographic survey	2,989	2,989
3	Traffic management	10,460	10,460
4	Manhole work	560,789	560,789
5	Pipe jacking work	1,053,796	1,214,585
6	Inner duct (RTRC)	350,269	-
7	Grouting work	286,611	-
8	Cable racks	-	118,350
9	Cable cleats	-	490,137
10	Pavement	23,640	23,640
ค่าใช้จ่ายรวมทั้งสิ้น		2,293,784	2,426,180
ค่าใช้จ่ายต่อวงจร		573,446	404,363

ต้นทุนของค่าก่อสร้าง ประกอบด้วย ต้นทุนทางอ้อม (Indirect cost) และต้นทุนทางตรง (Direct cost) ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- 1) ต้นทุนทางอ้อม ได้แก่ ค่าออกแบบ ค่าสำรวจภูมิศาสตร์ และค่าการจัดการจราจร
- 2) ต้นทุนทางตรง ได้แก่ งานบ่อพัก (Manhole) งานดันท่อ (Pipe Jacking) ท่อ RTRC งาน Grouting งาน Cable racks งาน Cable cleats และงานคืนผิวจราจร

ตามตารางที่ 4.4 พบว่างานก่อสร้างด้วยวิธีดันท่อ (Pipe Jacking) ของอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะสูงกว่าแบบท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) เนื่องจากโครงสร้างของท่อคอนกรีต ค.ส.ล. แบบสี่เหลี่ยมจะมีการเสริมเหล็กมากกว่าท่อแบบทรงกระบอก และการก่อสร้างช่วงดันท่อจะควบคุมทิศทางได้ยากกว่าการดันท่อทรงกระบอกทำให้มีอัตราการทำงานที่ต่ำกว่า

จึงส่งผลให้ราคาต้นทุนสูงกว่าท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) เมื่อก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยมแล้วเสร็จก็จะทำการปิดบ่อพักและคืนผิวจราจรได้ก่อนที่ทำการติดตั้ง Cable racks และ Cable cleats ในภายหลัง ซึ่งทำให้ลดผลกระทบต่อผิวจราจรและลดความเสี่ยงในการเกิดอุบัติเหตุของผู้ใช้ถนน ในขณะที่การก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) เมื่อต้นท่อบนทรงกระบอกลแล้วเสร็จ จะไม่สามารถปิดบ่อพักและคืนผิวจราจรถาวรได้เนื่องจากต้องทำการติดตั้งท่อ RTTC และ Grouting มอร์ต้าร์คอนกรีตให้แล้วเสร็จก่อน ซึ่งส่งผลให้การก่อสร้างใช้ระยะเวลานานกว่าและมีผลกระทบต่อผิวจราจรและผู้ใช้นนมากกว่าการก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยม

ต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด จะพบว่าต้นทุนค่าก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีราคาถูกกว่าต้นทุนค่าก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยม แต่ทางกลับกันท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) สามารถติดตั้งสายได้สูงสุดจำนวน 24 ตัวนำ หรือจำนวน 4 วงจร ในขณะที่อุโมงค์สี่เหลี่ยม สามารถรองรับการติดตั้งสายไฟฟ้าได้สูงสุด 36 ตัวนำ หรือจำนวน 6 วงจร หากเปรียบเทียบต้นทุนต่อวงจรก็จะพบว่าต้นทุนค่าก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะมีต้นทุนค่าก่อสร้างต่ำกว่าการก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)

4.3 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศ และพาความร้อนด้วยน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ

4.3.1 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 1 เส้น ที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศ ภายในห้องปฏิบัติการ โดยกำหนดให้ความเร็วลมที่ใช้ในการระบายความร้อน ประกอบด้วย Air¹ คือ ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที Air² คือ ความเร็วลม 5 เมตร/วินาที และ Air³ คือ ความเร็วลม 10 เมตร/วินาที ผลการทดลองดังแสดงตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยอากาศ จำนวน 1 เส้น ที่พิกัด

กระแสต่าง ๆ

กระแส	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		
	Air ¹	Air ²	Air ³
(A)			
100	34.73	41.69	43.50
200	53.27	64.78	61.77
300	73.78	88.03	87.77

ตามตารางที่ 4.5 เมื่อเพิ่มขนาดกระแสไฟฟ้าจะส่งผลให้ความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น และเมื่อเพิ่มความเร็วลม จาก 0 เมตร/วินาที เพิ่มเป็นความเร็ว 5 เมตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น ซึ่งไม่เป็นไปตามทฤษฎีของการพาความร้อน เนื่องจากปลายท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ลดขนาดปลายท่อจากขนาด 5 นิ้ว ลดเหลือช่องที่ลมผ่านออกภายนอก 0.5 นิ้ว และเมื่อเพิ่มความเร็วลมเป็น 10 เมตร/วินาที พบว่าความเร็วของลมสามารถดันความร้อนผ่านออกช่องลมออกได้ดีขึ้นส่งผลให้ความร้อนของตัวนำลดลงเล็กน้อย

4.3.2 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศ ภายในห้องปฏิบัติการ โดยกำหนดให้ความเร็วลมที่ใช้ในการระบายความร้อน ประกอบด้วย Air¹ คือ ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที Air² คือ ความเร็วลม 5 เมตร/วินาที และ Air³ คือ ความเร็วลม 10 เมตร/วินาที ผลการทดลองดังแสดงตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยอากาศ จำนวน 3 เส้น ที่พิกัดกระแสต่าง ๆ

กระแส (A)	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		
	Air ¹	Air ²	Air ³
100	36.00	44.12	45.40
200	59.56	69.76	63.90
300	93.49	104.05	104.13

ตามตารางที่ 4.6 พบว่าผลที่ได้จากการทดลองสอดคล้องกับตารางที่ 4.5 เมื่อเพิ่มขนาดกระแสไฟฟ้าจะส่งผลให้ความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น และเมื่อเพิ่มความเร็วลม จาก 0 เมตร/วินาที เพิ่มเป็นความเร็ว 5 เมตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น ซึ่งไม่เป็นไปตามทฤษฎีของการพาความร้อน เนื่องจากปลายท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ลดขนาดปลายท่อจากขนาด 5 นิ้ว ลดเหลือช่องที่ลมผ่านออกภายนอก 0.5 นิ้ว และเมื่อเพิ่มความเร็วลมเป็น 10 เมตร/วินาที พบว่าความเร็วของลมสามารถดันความร้อนผ่านออกช่องลมออกได้ดีขึ้นส่งผลให้ความร้อนของตัวนำลดลงเล็กน้อย

4.3.3 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 1 เส้น ที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ โดยกำหนดให้อัตราการไหลของน้ำที่ใช้ในการระบายความร้อน ประกอบด้วย Water¹ คือ อัตราการไหล 0 ลิตร/วินาที Water² คือ อัตราการไหล 10 ลิตร/วินาที และ Water³ คือ อัตราการไหล 20 ลิตร/วินาที ผลการทดลองดังแสดงตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยน้ำ จำนวน 1 เส้น ที่พิกัดกระแสต่าง ๆ

กระแส (A)	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		
	Water ¹	Water ²	Water ³
100	27.21	28.36	29.50
200	31.33	30.01	30.93
300	37.29	32.59	29.71

ตามตารางที่ 4.7 เมื่อเพิ่มขนาดกระแสไฟฟ้าป้อนให้ตัวนำจะส่งผลให้ความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น และเมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำ จาก 0 ลิตร/วินาที เพิ่มขึ้นเป็น 10 ลิตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำลดลง ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีของการพาความร้อน แต่เมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำ เป็น 20 ลิตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากปลายท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ลดขนาดปลายท่อจาก ขนาด 5 นิ้ว ลดเหลือช่องที่น้ำไหลออกภายนอก 0.5 นิ้ว

4.3.4 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ ห้องปฏิบัติการ โดยกำหนดให้อัตราการไหลของน้ำที่ใช้ในการระบายความร้อน ประกอบด้วย Water¹ คือ อัตราการไหล 0 ลิตร/วินาที Water² คือ อัตราการไหล 10 ลิตร/วินาที และ Water³ คือ อัตราการไหล 20 ลิตร/วินาที ผลการทดลองดังแสดงตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยน้ำ จำนวน 3 เส้น ที่พิกัดกระแสต่าง ๆ

กระแส (A)	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		
	Water ¹	Water ²	Water ³
100	32.97	31.01	31.06
200	45.31	37.63	38.26
300	63.52	48.48	49.41

ตามตารางที่ 4.8 เมื่อเพิ่มขนาดกระแสไฟฟ้าป้อนให้ตัวนำจะส่งผลให้ความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้น และเมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำ จาก 0 ลิตร/วินาที เพิ่มขึ้นเป็น 10 ลิตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำลดลง ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีของการพาความร้อน แต่เมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำ เป็น 20 ลิตร/วินาที พบว่าความร้อนของตัวนำเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากปลายท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ลดขนาด

ปลายท่อจาก ขนาด 5 นิ้ว ลดเหลือช่องที่น้ำไหลออกภายนอก 0.5 นิ้ว ซึ่งผลการทดลองที่ได้จะสอดคล้องกับตารางที่ 4.7

4.3.5 วิเคราะห์และเปรียบเทียบผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศและน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ โดยกำหนดให้ความเร็วลมและอัตราการไหลของน้ำที่ใช้ในการระบายความร้อน ประกอบด้วย Air¹ คือ ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที และ Water¹ คือ อัตราการไหล 0 ลิตร/วินาที ผลการทดลองดังแสดงตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 เปรียบเทียบผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ที่ความเร็วอากาศ 0 เมตร/วินาที กับอัตราการไหลของน้ำ 0 ลิตร/วินาที

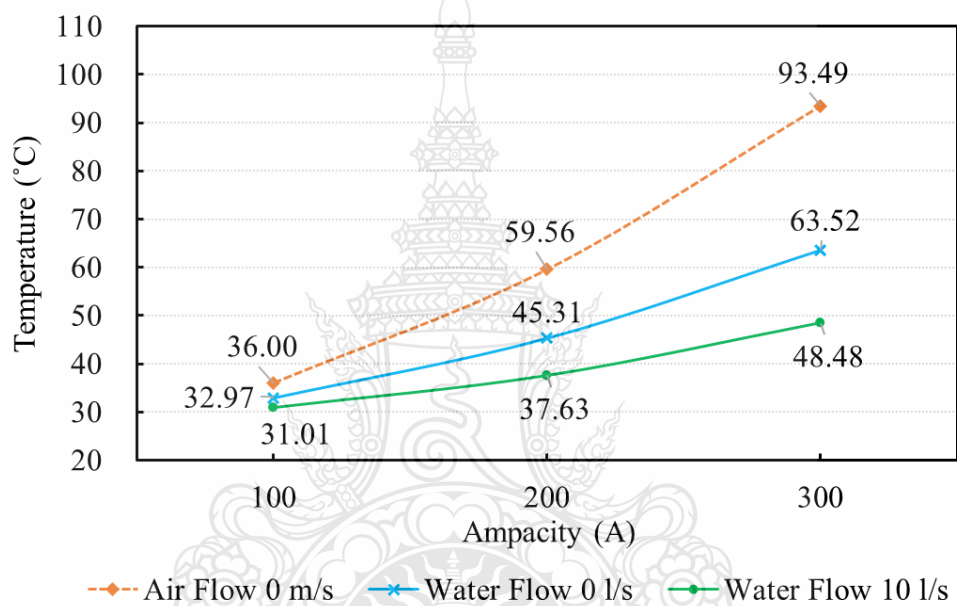
กรแส (A)	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		ความแตกต่าง	
	Air ¹	Water ¹	°C	%
100	36.00	32.97	3.03	8.42
200	59.56	45.31	14.25	23.93
300	93.49	63.52	29.97	32.06

ตามตารางที่ 4.9 เมื่อนำผลการทดลองของการระบายความร้อนด้วยอากาศที่ความเร็วลม 0 เมตร/วินาที เปรียบเทียบกับการระบายความร้อนด้วยน้ำที่อัตราการไหลของน้ำ 0 ลิตร/วินาที พบว่าการระบายความร้อนด้วยน้ำ ความร้อนของตัวนำจะลดลงซึ่งการทดลองดังกล่าวเป็นการระบายความร้อนของการนำความร้อน เนื่องจากน้ำจะมีความต้านทานความร้อนน้อยกว่าอากาศ และเมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำเป็น 5 ลิตร/วินาที (Water²) สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 เปรียบเทียบผลการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้า จำนวน 3 เส้น ภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ที่ความเร็วอากาศ 0 เมตร/วินาที กับอัตราการไหลของน้ำ 10 ลิตร/วินาที

กรแส (A)	อุณหภูมิตัวนำ (°C)		ความแตกต่าง	
	Air ¹	Water ²	°C	%
100	36.00	31.01	4.99	13.86
200	59.56	37.63	21.93	36.82
300	93.49	48.48	45.01	48.14

ตามตารางที่ 4.10 เมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำเป็น 10 ลิตร/วินาที ส่งผลให้ความร้อนของตัวนำจะลดลงเป็นอย่างมากซึ่งจากการทดลองดังกล่าวพบว่าการระบายความร้อนด้วยวิธีการพาความร้อนสามารถลดความร้อนของตัวนำได้ดีกว่าการระบายความร้อนด้วยการนำความร้อน จากผลการทดลองสามารถเปรียบเทียบระหว่างการระบายความร้อนด้วยอากาศและน้ำด้วยวิธีการนำความร้อนและยังสามารถเปรียบเทียบการระบายความร้อนด้วยวิธีการนำความร้อนและการพาความร้อนด้วยน้ำซึ่งสามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 4.4



รูปที่ 4.4 กราฟเปรียบเทียบการระบายความร้อนด้วยการนำความร้อนด้วยอากาศและน้ำ และเปรียบเทียบการระบายความร้อนด้วยการพาความร้อนด้วยน้ำ

ตามรูปที่ 4.4 การระบายความร้อนของสายไฟฟ้าด้วยการนำความร้อนของอากาศเปรียบเทียบกับการนำความร้อนของน้ำ จะพบว่าที่กระแสของสายไฟฟ้า ขนาด 300 A จะสามารถลดความร้อนจาก 93.49 องศาเซลเซียส คงเหลือ 63.52 องศาเซลเซียส หรือลดลง 32.06% ในขณะที่การระบายความร้อนด้วยการพาความร้อนที่อัตราการไหลของน้ำ 10 ลิตร/วินาที สามารถลดความร้อนจาก 93.49 องศาเซลเซียส คงเหลือ 48.48 องศาเซลเซียส หรือลดลง 48.14%

4.4 บทสรุป

การวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ตามที่ได้ทำการจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV รวมทั้งได้ทำการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศและน้ำภายในห้องปฏิบัติการ สามารถนำเสนอบทสรุปได้ในหัวข้อถัดไป



บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 บทนำ

การดำเนินการวิจัยของคณาจารย์นี้ ประกอบด้วย การจำลองความร้อนเพื่อศึกษาผลกระทบของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน ที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ และการทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยตัวกลางต่าง ๆ ซึ่งดำเนินการภายในห้องปฏิบัติการ ซึ่งสามารถนำเสนอผลการวิจัยได้ดังนี้

5.2 สรุปผลการวิจัย

การศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบความร้อนของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินของคณาจารย์นี้ ประกอบ 2 ส่วน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

5.2.1 การจำลองความร้อนที่มีผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) และติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พิกัดแรงดัน 115 kV สามารถสรุปผลการจำลองได้ดังนี้

1) สภาพแวดล้อมที่ไม่มีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าและท่อร้อยสาย กรณีพิจารณาด้านกระแสของตัวนำจะพบว่ากระแสของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่จัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefol และติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะรับภาระโหลดไฟฟ้าได้มากกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat ที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefol ของการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะรับภาระโหลดไฟฟ้าได้น้อยที่สุด

2) สภาพแวดล้อมที่ไม่มีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าและท่อร้อยสาย กรณีพิจารณาด้านความร้อนของตัวนำจะพบว่าอุณหภูมิของตัวนำที่จัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefol และติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีอุณหภูมิของตัวนำต่ำกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat ที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefol ของการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะมีอุณหภูมิของตัวนำสูงที่สุด

3) สภาพแวดล้อมที่มีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าและท่อร้อยสาย กรณีพิจารณาด้านกระแสของตัวนำจะพบว่ากระแสของสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินที่จัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat และติดตั้งภายใน

อุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะรับภาระโหลดไฟฟ้าได้มากกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ของการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ของการติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะรับภาระโหลดไฟฟ้าได้น้อยที่สุด

4) สภาพแวดล้อมที่ไม่มีน้ำท่วมขังสายไฟฟ้าและท่อร้อยสาย กรณีพิจารณาด้านความร้อนของตัวนำจะพบว่าอุณหภูมิของตัวนำที่จัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil และติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะมีอุณหภูมิของตัวนำสูงกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ของการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในขณะที่การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Flat ของการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) จะมีอุณหภูมิของตัวนำต่ำที่สุด

5) การจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ของการติดตั้งสายไฟฟ้าแรงสูงใต้ดินในอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) สามารถติดตั้งได้เพิ่มอีก 2 วงจร ซึ่งได้มากกว่าการจัดเรียงสายไฟฟ้า แบบ Trefoil ที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ในขณะที่กระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินแรงสูงยังคงรับภาระโหลดไฟฟ้า ได้มากกว่า 376.5 A ต่อตัวนำ ที่พิกัดกำลังไฟฟ้า 150 MVA ซึ่งสายส่งเป็นชนิดสายควบ 2 เส้น/เฟส ของการไฟฟ้านครหลวง

6) ต้นทุนรวมของการก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) ระยะทาง 1 กิโลเมตร จะถูกกว่าต้นทุนรวมของการก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) ในขณะที่ต้นทุนต่อวงจรของการก่อสร้างท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank) จะแพงกว่าต้นทุนต่อวงจรของการก่อสร้างอุโมงค์สี่เหลี่ยม (Square tunnel) เนื่องจากจำนวนวงจรที่ติดตั้งภายในอุโมงค์สี่เหลี่ยมจะติดตั้งได้มากกว่าท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน (Cylindrical duct bank)

5.2.2 การทดลองการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยวิธีพาความร้อนด้วยอากาศ และพาความร้อนด้วยน้ำ ภายในห้องปฏิบัติการ

1) การระบายความร้อนตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยอากาศที่ความเร็วลมต่าง ๆ จะพบว่าเมื่อเพิ่มความเร็วลมเป็น 5 เมตร/วินาที จะทำให้อุณหภูมิของตัวนำเพิ่มขึ้น ถ้าหากเพิ่มความเร็วลมเป็น 10 เมตร/วินาที จะทำให้อุณหภูมิของตัวนำลดลงเล็กน้อย เนื่องจากท่อลมขาออกมีขนาด 0.5 นิ้ว ในขณะที่ท่อร้อยสายไฟฟ้า มีขนาด 5 นิ้ว ส่งผลให้เกิดลมที่พาความร้อนออกจากตัวนำเกิดการอั้นและสะสมความร้อนภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า จึงทำให้อุณหภูมิตัวนำเพิ่มขึ้น

2) การระบายความร้อนตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ด้วยน้ำที่อัตราการไหลต่าง ๆ จะพบว่าเมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำเป็น 10 ลิตร/วินาที จะทำให้อุณหภูมิของตัวนำลดลงได้มาก แต่เมื่อเพิ่มอัตราการไหลของน้ำเป็น 20 ลิตร/วินาที จะทำให้อุณหภูมิของตัวนำ

เพิ่มขึ้นจากเดิมเล็กน้อย เนื่องจากท่อน้ำขาออกมีขนาด 0.5 นิ้ว ในขณะที่ท่อร้อยสายไฟฟ้า มีขนาด 5 นิ้ว ส่งผลให้เกิดน้ำที่ใช้พาความร้อนออกจากตัวนำเกิดการอั้นและสะสมในท่อร้อยสายไฟฟ้า จึงทำให้อุณหภูมิตัวนำเพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่อัตราการไหลของน้ำ 20 ลิตร/วินาที

3) การระบายความร้อนตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า โดยการนำความร้อนด้วยน้ำจะช่วยลดอุณหภูมิตัวนำของสายไฟฟ้าได้ดีกว่าการนำความร้อนด้วยอากาศ ในขณะที่การระบายความร้อนตัวนำของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า โดยการพาความร้อนด้วยน้ำจะช่วยลดอุณหภูมิของตัวนำของสายไฟฟ้าได้ดีกว่าการนำความร้อนด้วยน้ำ

5.3 ข้อเสนอแนะ

การทดลองระบายความร้อนของตัวนำไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าด้วยอากาศและน้ำ สิ่งที่ต้องพิจารณาอย่างรอบคอบคือขนาดของท่อขาเข้าและท่อขาออกสำหรับน้ำและอากาศ เพื่อป้องกันการอั้นหรือการสะสมความร้อนภายในท่อ ซึ่งสามารถช่วยลดค่าเบี่ยงเบนของผลการทดลองได้ดังนี้

5.3.1 ขนาดท่อขาเข้าและขาออก

1) ขนาดท่อควรเหมาะสมกับปริมาณการไหลของของเหลวหรือก๊าซที่ใช้ระบายความร้อน เพื่อให้มีการระบายออกอย่างต่อเนื่อง

2) ท่อขาเข้าควรมีขนาดใหญ่พอที่จะให้น้ำหรืออากาศไหลเข้าได้เพียงพอ ส่วนท่อขาออกควรมีขนาดใหญ่พอที่จะระบายออกได้โดยไม่มีการสะสมหรืออั้นภายในท่อ

5.3.2 อัตราการไหลของน้ำและอากาศ

1) ควรคำนวณอัตราการไหลของน้ำหรืออากาศที่เหมาะสมกับความร้อนที่เกิดขึ้นจากตัวนำไฟฟ้า และตรวจสอบให้แน่ใจว่าอัตราการไหลของท่อขาเข้ากับขาออกนั้นสัมพันธ์กัน

2) ใช้เซนเซอร์วัดอุณหภูมิและความดันในการตรวจสอบการไหลและการระบายความร้อน เพื่อปรับค่าการไหลให้เหมาะสม

5.3.3 การกระจายความร้อน

1) ท่อที่มีการออกแบบที่ดีจะช่วยให้การกระจายความร้อนสม่ำเสมอ หากมีการสะสมความร้อนในท่อ อาจเกิดปัญหาความร้อนสะสมที่อาจทำให้ผลการทดลองเบี่ยงเบนได้

2) การติดตั้งท่อระบายความร้อนในรูปแบบที่ทำให้การไหลของน้ำและอากาศสม่ำเสมอในทุกจุดของท่อร้อยสายจะช่วยลดความเบี่ยงเบนของผลการทดลอง

การพิจารณาปัจจัยเหล่านี้จะช่วยให้การระบายความร้อนภายในท่อร้อยสายไฟฟ้ามีประสิทธิภาพมากขึ้น ลดการสะสมความร้อนภายใน และให้ผลการทดลองที่แม่นยำมากขึ้น

บรรณานุกรม

- [1] Bangkok cable, *12/20(24) kV CV (online)*, Available: [https://www.bangkokcable.com/system/product/file_upload/210531_12!20\(24\)%20kV%20CV%201C-REV%2004.pdf](https://www.bangkokcable.com/system/product/file_upload/210531_12!20(24)%20kV%20CV%201C-REV%2004.pdf)
- [2] Bangkok cable, *115 kV CE (online)*, Available: [https://www.bangkokcable.com/system/product/file_upload/210601_115%20kV%20CE\(WBT\)%201C-REV%2004.pdf](https://www.bangkokcable.com/system/product/file_upload/210601_115%20kV%20CE(WBT)%201C-REV%2004.pdf)
- [3] G. J. Anders, *Rating of electric power cables in unfavorable thermal environment*, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2005
- [4] W. Zhu *et al.*, "Thermal Effect of Different Laying Modes on Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Insulation and a New Estimation on Cable Ampacity," *Energies*, vol. 12, no. 15, 2019, doi: 10.3390/en12152994.
- [5] S. Bustamante *et al.*, "Thermal behaviour of medium-voltage underground cables under high-load operating conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 156, pp. 444-452, 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.04.083.
- [6] C.-Z. Fu, W.-R. Si, L. Quan, J. Yang, and D. Poljak, "Numerical Study of Heat Transfer in Trefoil Buried Cable with Fluidized Thermal Backfill and Laying Parameter Optimization," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2019, no. 1, 2019, doi: 10.1155/2019/4741871.
- [7] M. Hruška, C. Clauser, and R. W. De Doncker, "Influence of dry ambient conditions on performance of underground medium-voltage DC cables," *Applied Thermal Engineering*, vol. 149, pp. 1419-1426, 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2018.11.076
- [8] D. Klimenta, D. Tasić, B. Perović, J. Klimenta, M. Milovanović, and L. Anđelković, "Eliminating the effect of hot spots on underground power cables using cool pavements," *Electrical Engineering*, vol. 101, no. 4, pp. 1295-1309, 2019, doi: 10.1007/s00202-019-00867-w.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [9] P.-Y. Wang *et al.*, "Dynamic Thermal Analysis of High-Voltage Power Cable Insulation for Cable Dynamic Thermal Rating," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 56095-56106, 2019, doi: 10.1109/access.2019.2913704.
- [10] N. Duraisamy, H. B. Gooi, and A. Ukil, "Ampacity Estimation for Submarine Power Cables Installed in Saturated Seabed—Experimental Studies," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 56, no. 6, pp. 6229-6237, 2020, doi: 10.1109/tia.2020.3023398.
- [11] P. Octoń, J. Pobędzka, P. Walczak, P. Cisek, and A. Vallati, "Experimental Validation of a Heat Transfer Model in Underground Power Cable Systems," *Energies*, vol. 13, no. 7, 2020, doi: 10.3390/en13071747.
- [12] S. Czapp, "Effect of soil moisture on current-carrying capacity of low-voltage power cables," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 6, pp. 156-161, 2019, doi: 10.15199/48.2019.06.29.
- [13] D. Klimenta, D. Tasić, and M. Jevtić, "The use of hydronic asphalt pavements as an alternative method of eliminating hot spots of underground power cables," *Applied Thermal Engineering*, vol. 168, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114818.
- [14] Y. Zhang, X. Chen, H. Zhang, J. Liu, C. Zhang, and J. Jiao, "Analysis on the Temperature Field and the Ampacity of XLPE Submarine HV Cable Based on Electro-Thermal-Flow Multiphysics Coupling Simulation," *Polymers (Basel)*, vol. 12, no. 4, Apr 20 2020, doi: 10.3390/polym12040952.
- [15] H. Brakelmann, G. J. Anders, and S. Cherukupalli, "Mitigation of a Hot Spot Along a Cable Circuit Using a Novel Cooling Solution," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, no. 2, pp. 592-599, 2020, doi: 10.1109/tpwrd.2019.2916351.
- [16] A. Jamali-Abnavi, H. Hashemi-Dezaki, A. Ahmadi, E. Mahdavianesh, and M.-J. Tavakoli, "Harmonic-based thermal analysis of electric arc furnace's power cables considering even current harmonics, forced convection, operational

บรรณานุกรม (ต่อ)

- scheduling, and environmental conditions," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 170, 2021, doi: 10.1016/j.ijthermalsci.2021.107135.
- [17] S. S. M. Ghoneim, M. Ahmed, and N. A. Sabiha, "Transient Thermal Performance of Power Cable Ascertained Using Finite Element Analysis," *Processes*, vol. 9, no. 3, 2021, doi: 10.3390/pr9030438.
- [18] C.-Z. Fu, W.-R. Si, D. Yang, J. Yang, and S. Sivanandam, "Numerical Study of Heat Transfer and Optimum Design for Trench Laying Cables with Ceramic Plates," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2021, pp. 1-13, 2021, doi: 10.1155/2021/1227817.
- [19] D. Klimenta, M. Jevtić, D. Andriukaitis, and V. Mijailović, "Increasing the transmission performance of a conventional 110 kV cable line by combining a hydronic concrete pavement system with photovoltaic floor tiles," *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 3, pp. 1401-1415, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01167-4.
- [20] C.-Z. Fu, W.-R. Si, K.-K. Fang, J. Yang, and S. M. Bilal, "Heat Transfer Simulation and Temperature Rapid Prediction for Trench Laying Cable," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2021, pp. 1-18, 2021, doi: 10.1155/2021/9271283.
- [21] J. Lux, T. Czerniuk, M. Olschewski, and W. Hill, "Non-Concentric Ladder Soil Model for Dynamic Rating of Buried Power Cables," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, no. 1, pp. 235-243, 2021, doi: 10.1109/tpwrd.2020.2977052.
- [22] D. Abootorabi Zarchi and B. Vahidi, "Hong Point Estimate Method to analyze uncertainty in the underground cables temperature," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 124, 2021, doi: 10.1016/j.ijepes.2020.106390.
- [23] H. Brakelmann and G. J. Anders, "A New Method for Analyzing Complex Cable Arrangements," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 3, pp. 1608-1616, 2022, doi: 10.1109/tpwrd.2021.3094666.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [24] M. Stojanović *et al.*, "Thermal aging management of underground power cables in electricity distribution networks: a FEM-based Arrhenius analysis of the hot spot effect," *Electrical Engineering*, vol. 105, no. 2, pp. 647-662, 2022, doi: 10.1007/s00202-022-01689-z.
- [25] F. Ratkowski, "The Effect of Cable Duct Diameter on the Ampacity of High-Voltage Power Cables," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 3, pp. 143-146, 2022, doi: 10.15199/48.2022.03.32.
- [26] Y. Liu, H. Xiong, and H. Xiao, "Detecting XLPE cable insulation damage based on distributed optical fiber temperature sensing," *Optical Fiber Technology*, vol. 68, 2022, doi: 10.1016/j.yofte.2021.102806.
- [27] J. Klimenta, M. Panic, M. Stojanovic, D. Klimenta, M. Milovanovic, and B. Perovic, "Thermal aging management for electricity distribution networks: FEM-based qualification of underground power cables," *Thermal Science*, vol. 26, no. 4 Part B, pp. 3571-3586, 2022, doi: 10.2298/tsci220128050k.
- [28] B. Perović *et al.*, "Increasing the ampacity of underground cable lines by optimising the thermal environment and design parameters for cable crossings," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 16, no. 11, pp. 2309-2318, 2022, doi: 10.1049/gtd2.12448.
- [29] L. Gu *et al.*, "Cable Loading in Tunnels Based on Efficient Multi-physics Simulation Method," presented at the 2022 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Applications (ICHVE), 2022.
- [30] O. E. Gouda and A. Z. E. Dein, "Enhancement of the thermal analysis of harmonics impacts on low voltage underground power cables capacity," *Electric Power Systems Research*, vol. 204, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2021.107719.
- [31] J. -M. Colef and F. de León, "Improvement of the Standard Ampacity Calculations for Power Cables Installed in Trefoil Formations in Ventilated Tunnels," in *IEEE*

บรรณานุกรม (ต่อ)

- Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 1, pp. 627-637, Feb. 2022, doi: 10.1109/TPWRD.2021.3068111.
- [32] Q. Sun, Z. Lin, J. Han, W. Yang, L. Fang, and Z. Zhou, "Investigation on Cable Temperature in Wet Tunnel Considering Coupled Heat and Moisture Transfer," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 38, no. 1, pp. 588-598, 2023, doi: 10.1109/tpwr.2022.3196148.
- [33] J. Kong, K. Zhou, Y. Chen, P. Meng, Y. Li, and X. Ren, "A Novel Condition Assessment Method for Corrugated Aluminum Sheathed XLPE Cables Based on Evolved Gas Analysis," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 30, no. 2, pp. 883-891, 2023, doi: 10.1109/tdei.2022.3228213.
- [34] H. Brakelmann and G. J. Anders, "Ampacity Calculations of Underground Power Cables With End Effects," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 38, no. 3, pp. 1968-1976, 2023, doi: 10.1109/tpwr.2022.3229585.
- [35] R. Hu, G. Liu, Z. Xu, P. Wang, H. Zeng, and W. Ye, "Improved thermal analysis for three-core cable under unbalanced three-phase loads," *Electric Power Systems Research*, vol. 216, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108964.
- [36] S. Szultka, S. Czapp, and A. Tomaszewski, "Impact of thermal backfill parameters on current-carrying capacity of power cables installed in the ground," *Bulletin of the Polish Academy of Sciences Technical Sciences*, pp. 145565-145565, 2023, doi: 10.24425/bpasts.2023.145565.
- [37] B. A. Atocsa, D. W. Puma, D. Mendoza, E. Urdy, C. Ronceros, and M. T. Palma, "Optimization of Ampacity in High-Voltage Underground Cables with Thermal Backfill Using Dynamic PSO and Adaptive Strategies," *Energies*, vol. 17, no. 5, 2024, doi: 10.3390/en17051023.
- [38] D.-K. Kim, Y.-W. Kang, H.-R. Jo, J. G. Kim, and M. Lee, "Direct Air Cooling of Pipe-Type Transmission Cable for Ampacity Enhancement: Simulations and Experiments," *Energies*, vol. 17, no. 2, 2024, doi: 10.3390/en17020478.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- [39] A. Ozyesil, B. Altun, Y. B. Demirel, and B. Alboyaci, "The Effect of the Vertical Layout on Underground Cable Current Carrying Capacity," *Energies*, vol. 17, no. 3, 2024, doi: 10.3390/en17030674.
- [40] R. Masnicki, J. Mindykowski and B. Palczynska, "Heat Dissipation From the Power Cable in the Casing Pipe," in *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 60, no. 4, pp. 5522-5532, July-Aug. 2024, doi: 10.1109/TIA.2024.3393447.



ภาคผนวก



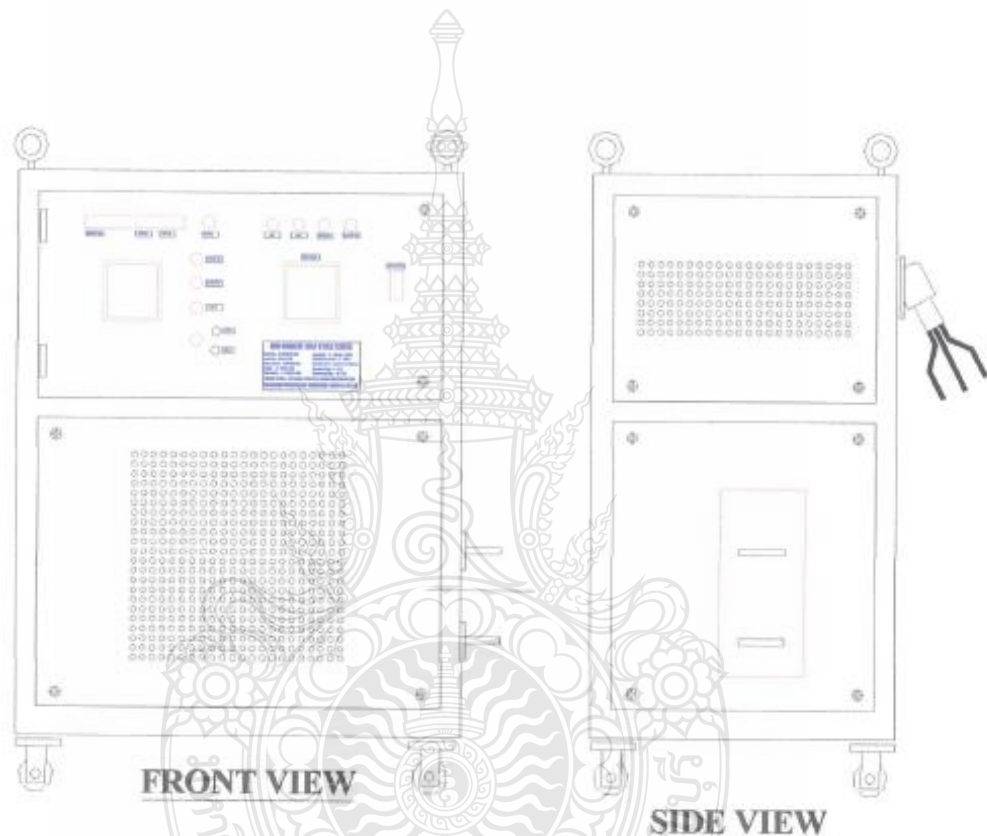
ภาคผนวก ก
รายละเอียดอุปกรณ์



Manual Instruction

HIGH CURRENT HEAT CYCLE TESTER

Model : HM1250-14KVA



บริษัท หาดใหญ่ ธนกร วิศวกรรม จำกัด

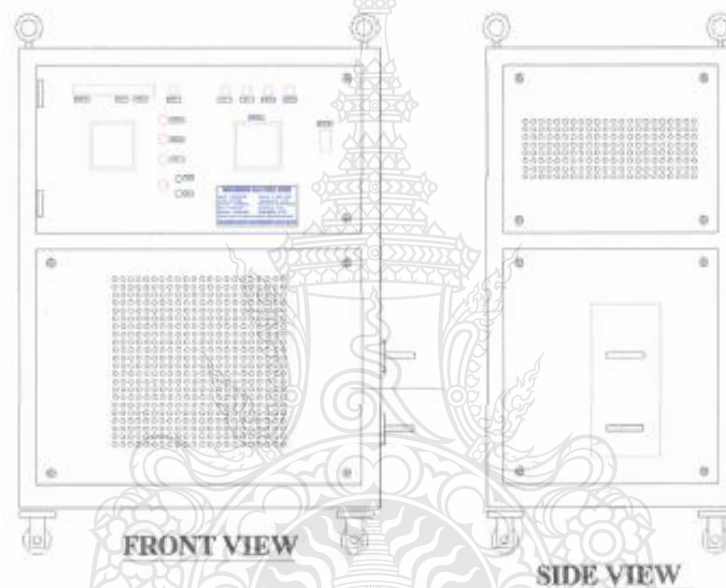
พิกัดทั่วไปและการใช้งาน

เครื่องทดสอบ **High Current Heat Cycle Tester** นี้ ซึ่งต่อไปนี้จะถูกเรียกว่า "เครื่องทดสอบ" ถูกออกแบบมาเพื่อการใช้งานทดสอบการจ่ายกระแสสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้า

- อุปกรณ์ป้องกัน อุปกรณ์ตัดต่อวงจรไฟฟ้า
- อุปกรณ์เชื่อมต่อไฟฟ้า เช่น Connector, Disconnecting sw.
- Cable, Circuits Breaker, Power fuse

โดยตัวเครื่องสามารถจ่ายกระแสทดสอบให้กับตัวอุปกรณ์ที่ถูกทดสอบ และมีหน่วยประมวลผลควบคุมการจ่ายกระแส ควบคุมช่วงเวลาของการจ่ายกระแสไฟฟ้าทดสอบ พร้อมทั้งมี Mode ควบคุมอุณหภูมิตัวนำทดสอบ ซึ่งใช้ในการทดสอบ หัวข้อ Heat Cycle Test ภายในมีอุปกรณ์ป้องกันการทำงานของเครื่อง มีระบบระบายความร้อนที่มีประสิทธิภาพ โครงสร้างผลิตจากเหล็กคุณภาพสูงพร้อมล้อเลื่อนเคลื่อนย้าย

พิกัดของตัวเครื่องทดสอบ



Specifications

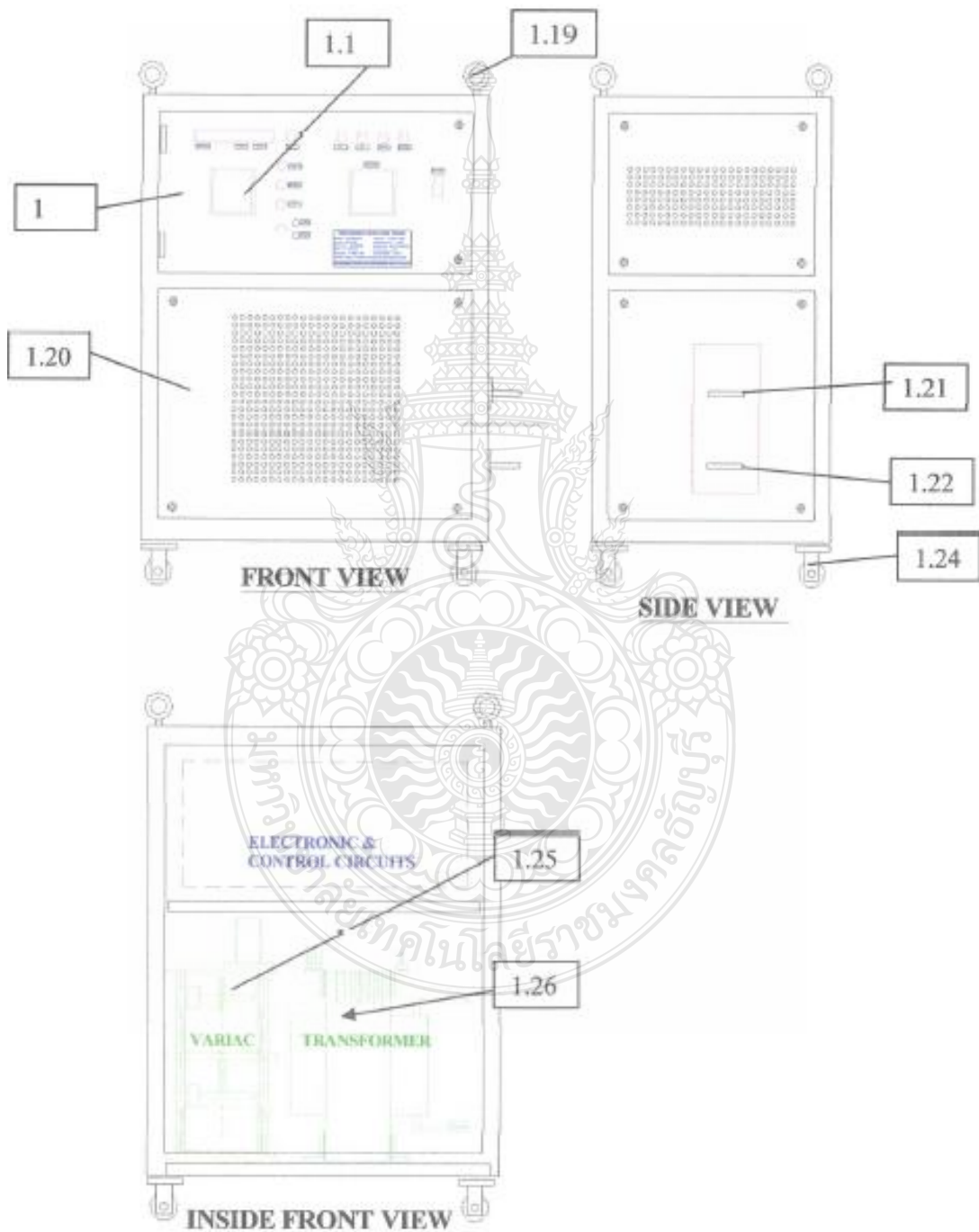
Input voltage	Single phase 230 VAC, $\pm 10\%$, 50 Hz, 60A
Max. Output power	14 kVA
Max Output current	1250 A (MAX 2000 A SHORT DUTY)
Max Output Voltage	Approximate 11V
LED Digital Ammeter	LCD, PLC Monitor 4 Digits
Range	400 A, 1250 A
Resolution	1 A
Accuracy	$\pm 1.5\%$ of full scale
LED Digital Timer	Digital display 6 digits
Range	0 – 12:59:59 sec
Resolution	1 sec
Temp range	0 – 250 °C
Temp resolution	0.1 °C
Control mode	
Manual	Operated manual to adjust output current
Automatic	Auto preset current, Cycle time, Temp Control

Regulator unit actuator
Protection system

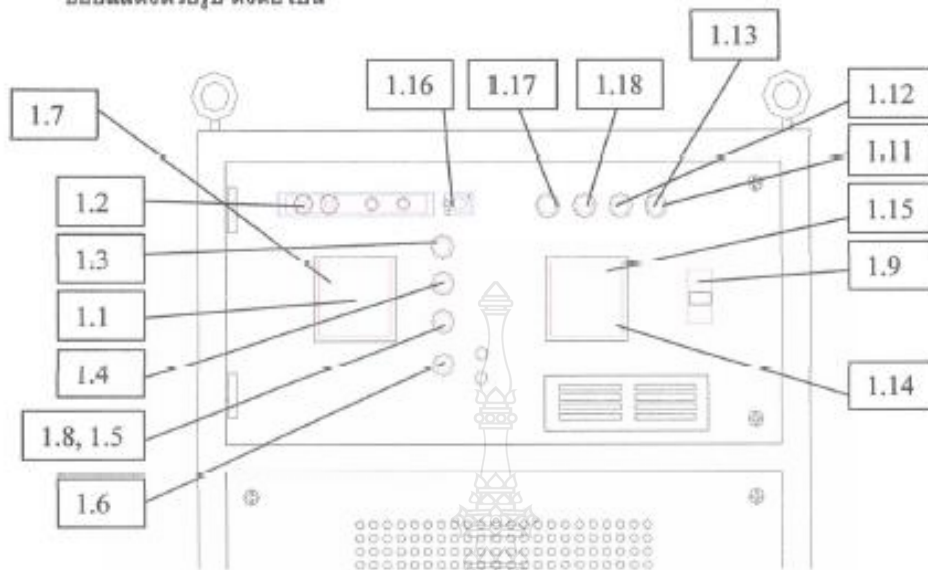
Interfaces

Motor drive with PLC Interface
Main circuit breaker & Over current protection &
Internal Power fuse & Emergency Manual stop
RS 232, External , Thermocouple Typ K

1. ส่วนประกอบหลักของตัวเครื่องทดสอบ มีดังนี้



- 1. Control panel** แผงควบคุมการทำงานและชุดแสดงผลของตัวเครื่องทดสอบ ซึ่งประกอบด้วยอุปกรณ์ย่อยแสดงด้วยรูป ดังต่อไปนี้



รูปแสดงรายละเอียดอุปกรณ์บนแผงควบคุมหลัก

- 1.1 PLC. Monitor & function key** : หน่วยควบคุมการทำงานของเครื่องประกอบด้วยหน้าจอแสดงผลและปุ่มกดเพื่อป้อนค่าการทำงานต่างๆ
- 1.2 Interface terminal** : ขั้วต่อสายเพื่อติดต่อกับอุปกรณ์ภายนอก มี 2 ชุดคือ RS232 ไรต์ต่อกับ Computer เพื่อการ ปรับตั้ง Program PLC และขั้วต่อสาย Temp sig. เพื่อทำการต่อ กับ อุปกรณ์วัดอุณหภูมิ Thermocouple type K
- 1.3 Control on Push button & lamp** ปุ่มกดเพื่อทำการเปิดเครื่องในส่วนของแผงควบคุมทั้งหมด
- 1.4 Emergency Sw.** ปุ่มกดเพื่อหยุดการทำงาน ในกรณีฉุกเฉิน
- 1.5 Inject lamp** หลอดไฟแสดงสถานะ จ่ายกระแสทดสอบ หลอดไฟจะติดเมื่อเครื่องจ่ายแรงดันและกระแสทดสอบ ออกไปที่ BUSBAR OUTPUT 1.5 – 1.7
- 1.6 Range selector sw.** สวิตช์เลือกย่านการอ่านค่ากระแสไฟฟ้า Output โดยเครื่องทดสอบจัดเตรียม ย่านการอ่านค่าไว้ 2 ชุดคือ
1. ย่าน 400 A ใช้เมื่อต้องการใช้งานกระแสทดสอบ 0-400 A
 2. ย่าน 1250 A ใช้เมื่อต้องการใช้งานกระแสทดสอบ 0-1250 A
- 1.7 Start button** ปุ่มกด เริ่มการจ่ายกระแส (Start Inject current) เครื่องทดสอบจะเริ่มจ่ายกระแสทดสอบ เมื่อทำการป้อนตั้งค่าการทดสอบที่ PLC. Monitor เสร็จเรียบร้อยแล้ว โดยเริ่มการจ่ายกระแสทดสอบ ด้วยการกดปุ่มนี้
- 1.8 Stop push button sw.** ปุ่มกดเพื่อหยุดจ่ายกระแสทดสอบ (Stop inject current)
- 1.9 Main CB.** Main circuits breaker ทำหน้าที่ตัดต่อ ป้องกันกระแสเกินทางด้านไฟเข้า เครื่องทดสอบ
- 1.10 Source Lamp** หลอดไฟแสดงสถานะ เมื่อมีแหล่งจ่ายไฟ ต่อเข้าเครื่องทดสอบ
- 1.11 Over current lamp** หลอดไฟแสดงสถานะ เมื่อเครื่องทดสอบเกิดสภาวะ Over current
- 1.12 System ready** หลอดไฟแสดงสถานะ ระบบไฟฟ้าปกติ
- 1.13 Reset push button sw.** ปุ่มกดเพื่อทำการ Reset ระบบไฟฟ้าให้กลับมาทำงานได้ใหม่อีกครั้ง หลังจากที่เกิดความผิดปกติไปแล้ว
- 1.14 Input current monitor** มิเตอร์แสดงค่ากระแสไฟฟ้าทางด้านไฟเข้า
- 1.15 Variac Position monitor** มิเตอร์แสดงตำแหน่งของหม้อแปลงปรับไฟ
(Voltage regulator 0-250V)

1.16 BUZZER อุปกรณ์ส่งเสียง ร้องแจ้งเตือน ในกรณีที่เครื่อง ทำงานผิดปกติ หรือมีการแจ้งเตือน

1.17 LMU LAMP หลอดไฟแสดงสถานะเมื่อตัวจ่ายแรงดันไฟฟ้า VARIAC อยู่ในตำแหน่งสูงสุด

1.18 LMD LAMP หลอดไฟแสดงสถานะเมื่อตัวจ่ายแรงดันไฟฟ้า VARIAC อยู่ในตำแหน่งที่เสถียร

1.19 Lifting lug พุกยกเพื่อการเคลื่อนย้ายในแนวดิ่ง

1.20 Enclosure โครงโลหะห่อหุ้มอุปกรณ์ภายในเครื่องทดสอบ ตัวโครงโลหะต้องติดตั้งสายดินถาวร (Solidly Ground) ตลอดเวลาที่มีการใช้งานเครื่องทดสอบ โดยขั้วต่อสายGround ได้จัดเตรียมอยู่ที่ Input Terminal

1.21 BUSBAR OUTPUT 0-1250A ขั้วจ่ายไฟ สำหรับจ่ายไฟให้แก่อุปกรณ์ทดสอบ 0- 1250A Range

1.22 BUSBAR OUTPUT COMMON ขั้วจ่ายไฟสำหรับจ่ายไฟให้แก่อุปกรณ์ทดสอบ ด้านไฟกลับ

1.23 Input Terminal box กล่องต่อสายและขั้วต่อสายสำหรับไฟเข้า โดยตัวเครื่องต้องการ แหล่งจ่ายไฟเข้า 230 V 50Hz 14 kVA with Solidly ground โดยมีขั้วต่อสายดังแสดงได้ดังนี้



ภาพแสดงการต่อสาย Input terminal box

1.24 Wheel & Standed Leg ล้อเลื่อนและขาตั้งเพื่อการเคลื่อนย้าย จัดเตรียมไว้เพื่อการเคลื่อนย้ายในแนวนอน โดยพื้นที่บริเวณที่ทำการเคลื่อนย้ายต้องมีลักษณะเรียบ การเคลื่อนย้ายผ่านพื้นที่มีสภาพขรุขระ อาจทำให้ล้อเลื่อนเกิดความเสียหายได้ ควรหันไปใช้การเคลื่อนย้ายในแนวดิ่งแทน โดยหลังจากเคลื่อนย้ายได้ ตำแหน่งติดตั้งที่ต้องการแล้ว ให้ทำการปิดตำแหน่งด้วยขั้วตั้ง เพื่อมิให้ตัวเครื่องทดสอบอยู่กับที่ และลดภาระน้ำหนักที่ถ่ายลงบนล้อเลื่อน



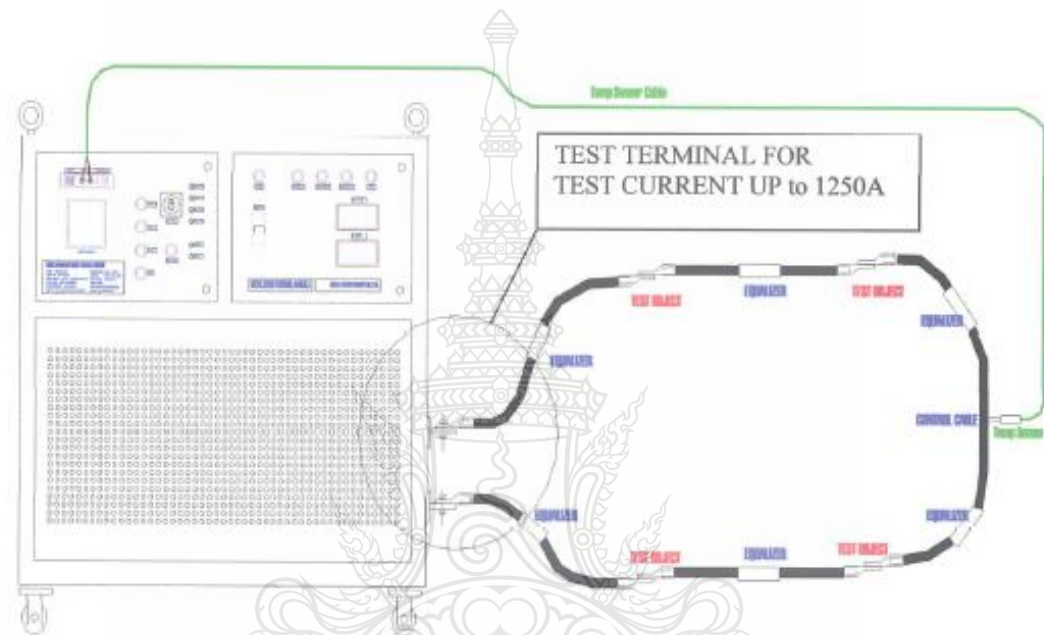
ภาพแสดงการเคลื่อนย้ายแนวดิ่งและการปิดขาตั้ง

1.25 Variac & Motor drive ตัวปรับแรงดันไฟฟ้าเพื่อปรับตั้งกระแส Output ทำงานด้วยการขับเคลื่อนของ Motor Drive

1.26 High Current Transformer หม้อแปลงไฟฟ้ากระแสสูง ทำหน้าที่จ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่อุปกรณ์ทดสอบ

2. การต่อวงจรอุปกรณ์ทดสอบ

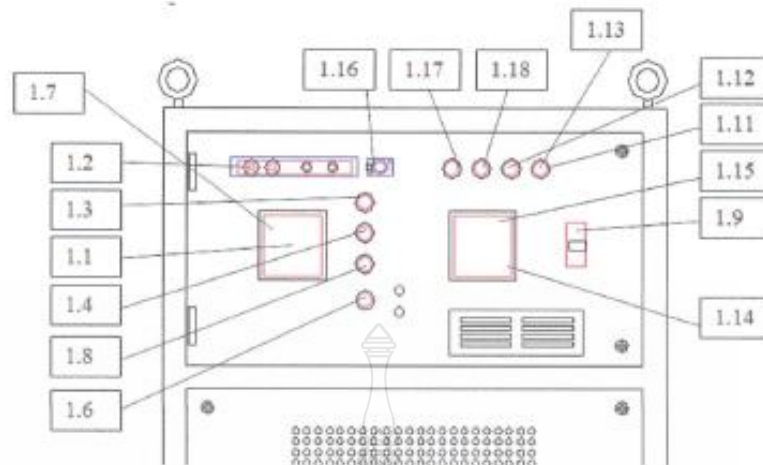
สำหรับการต่อวงจรทดสอบสามารถทำได้ ดังแสดงในภาพ โดยสามารถเลือกย่านการอ่านค่าได้ทั้ง สอง ย่าน คือ ย่าน 400A (400A Range) และย่าน 1250 Amp (1250A Range) โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยน วงจรการต่อสายสามารถใช้การต่อวงจร เดิมได้



ภาพแสดงการต่อวงจรการทดสอบ

3. การใช้งานเครื่องทดสอบ

- 3.1 หลังจากทำการติดตั้งและเข้าสายอุปกรณ์ทดสอบและตรวจเช็คแล้ว เริ่มทำการป้อนงานเครื่องโดยขั้นตอนแรก ทำการเปิด สวิตช์ Control on Push button Sw. 1.3 เครื่องทดสอบก็จะเริ่มการทำงาน โดย PLC Monitor ก็จะติดสว่างเริ่มแสดงหน้าจอการทำงาน
- 3.2 ในการเปิดเครื่องครั้งแรก ตัวเครื่องจะแสดงสถานะ System Fault เป็นการตรวจเช็คระบบไฟฟ้าอัตโนมัติเบื้องต้นของเครื่องทดสอบ ให้ทำการกด Reset ระบบไฟฟ้าที่ปุ่ม 1.13 ระบบไฟฟ้าก็จะอยู่ในสภาวะพร้อมโดยไฟ Power ready Lamp 1.12 ก็จะติดสว่าง



รูปแสดง ตำแหน่งปุ่มควบคุมระบบไฟฟ้าเครื่อง

3.3 ทำการเลือกย่านการจ่ายกระแสที่ต้องการที่ สวิตช์เลือกย่านการอ่านค่ากระแสไฟฟ้า 1.6 โดยเครื่องทดสอบจัดเตรียม ย่านการอ่านค่าไว้ 2 ชุดคือ

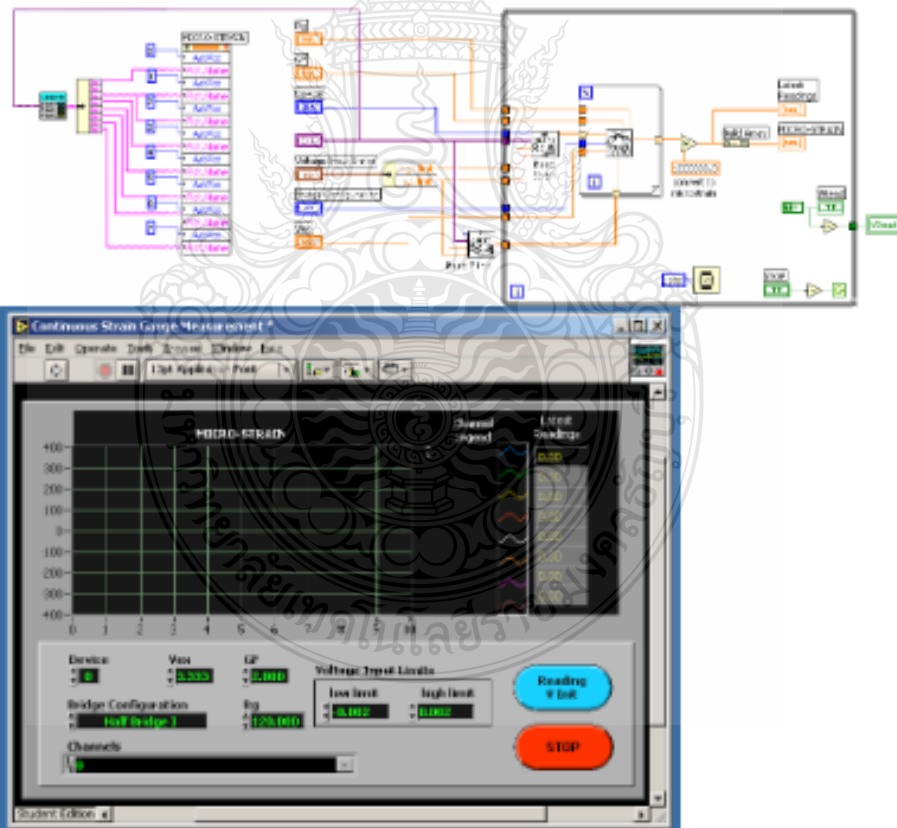
1. ย่าน 400 A ใช้เมื่อต้องการใช้งานกระแสทดสอบ 0-400 A
2. ย่าน 1250 A ใช้เมื่อต้องการใช้งานกระแสทดสอบ 0-1250 A





การวัดเชิงกลด้วย

LabVIEW

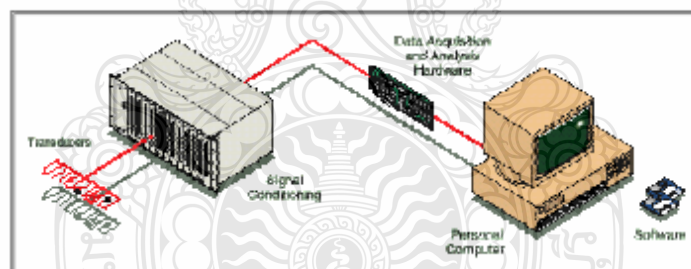


ส่วนประกอบของระบบการวัดและรวบรวมข้อมูลซึ่งใช้กันอยู่ในปัจจุบันนี้ มักจะประกอบด้วย ส่วนประกอบต่างๆ ดังนี้

1. **Sensor/Transducer**
2. **Signal Conditioner**
3. **Data Acquisition Device**
4. **Computer และ Computer Software**

สำหรับในบทนี้เราจะกล่าวถึงส่วนประกอบสองส่วนแรกคือ Transducer และ Signal Conditioner ส่วนประกอบของระบบการวัดนี้ บางอย่างเป็นส่วนประกอบที่จำเป็น เช่น Sensor หรือ Transducers แต่ส่วนประกอบบางอย่างอาจไม่จำเป็นเช่น Signal Conditioner หรือถ้าหากเราไม่ต้องการบันทึกข้อมูลเพื่อการวิเคราะห์หรือควบคุม คอมพิวเตอร์ก็อาจไม่ใช่สิ่งที่จำเป็น

อย่างไรก็ตามเนื่องจากการเข้ามามีส่วนร่วมของคอมพิวเตอร์ในแวดวงวิศวกรรมในช่วงประมาณ 10 ปีที่ผ่านมาทำให้การวัดและเครื่องมือวัดเปลี่ยนรูปแบบไปมาก ในระบบการวัดปัจจุบันนี้ ไม่ใช่การวัดเพื่อต้องการทราบค่าเพียงอย่างเดียวเท่านั้น แต่เป็นการวัดเพื่อต้องการทราบค่าอย่างละเอียด และมักจะนำค่าที่ได้เพื่อไปใช้ในระบบควบคุมอัตโนมัติเป็นส่วนมาก ดังนั้นที่เราจะกล่าวถึงในระบบการวัดในเอกสารนี้จึงเป็นการกล่าวถึงระบบการวัดที่ต้องนำข้อมูลส่งเข้าสู่คอมพิวเตอร์เพื่อนำไปใช้ในการประเมินผลและควบคุมอุปกรณ์อื่นๆในระบบ ส่วนประกอบของระบบเครื่องมือวัดในปัจจุบัน แสดงให้เห็นในภาพต่อไปนี้



๑ Sensor/Transducer

Sensor เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ตรวจจับหรือรับรู้การเปลี่ยนแปลงของปริมาณทางกายภาพใดๆ เพื่อให้ออกมาเป็นปริมาณทางกายภาพที่สามารถตรวจจับได้ เช่น เราวัดอุณหภูมิของน้ำโดยอาศัยการขยายตัวของปรอท ก็จะทำให้ปรอททำหน้าที่เป็นตัวรับความรู้สึกหรือ Sensor เป็นต้น ส่วน Transducer หมายถึงอุปกรณ์ใดๆก็ตามที่เปลี่ยนการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพใดๆออกมาอยู่ในรูปของสัญญาณทางไฟฟ้า เช่น แรงเคลื่อนไฟฟ้า กระแสไฟฟ้าหรือความต้านทาน

เมื่อเราจะทำการวัดโดยใช้คอมพิวเตอร์ช่วยประมวลผลและจัดวางระบบ DAQ ขึ้นมาเมื่อใด Sensor ของเราจะต้องมี Transducer ประกอบอยู่ด้วยเสมอ หรือไม่เช่นนั้น Sensor ของเราจะทำหน้าที่เป็น Transducer ไปพร้อมกันเพราะเครื่องวัดเหล่านั้นจะให้การเปลี่ยนแปลงในรูปของปริมาณทางไฟฟ้าอยู่แล้ว ทำให้อุปกรณ์การวัดหลายชนิดเป็นทั้ง Sensor และ Transducer ในตัวเดียวกัน

การที่ต้องเปลี่ยนปริมาณทางกายภาพใดๆ ให้เป็นปริมาณทางไฟฟ้าในระบบการวัดของเรา เนื่องจากว่าเราได้จำกัดระบบการวัดของเราไว้เป็นระบบการวัดด้วยคอมพิวเตอร์ และเนื่องจากสิ่งที่คอมพิวเตอร์สามารถตรวจจับได้ก็จะเป็นปริมาณทางด้านไฟฟ้าเท่านั้น

สำหรับรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับ Sensor/Transducer ที่มีใช้กันอยู่ในงานวิศวกรรมนี้เราสามารถอธิบายในรายละเอียดด้วยหนังสือเป็นเล่มๆ ซึ่งเราคงจะไม่สามารถกล่าวถึงได้ทั้งหมด ในตารางต่อไปนี้เป็นตารางที่แสดง Sensor/Transducer สำหรับการวัดปริมาณทางกายภาพต่างๆ ที่นิยมใช้ในระบบการวัดทางวิศวกรรม

ปริมาณทางฟิสิกส์	Sensor/Transducer
อุณหภูมิ	Thermocouple Resistance Temperature Detector Thermistor Integrated Circuit Sensor
แสง	Photomultiplier Tube Photoconductive Cell
แรงและความดัน	Strain Gauge Piezoelectric Transducer Load Cell
เสียง	Microphone
ตำแหน่งหรือการขจัด	Potentiometer Linear Voltage Differential Transformers (LVDT) Optical Encoder
การไหลของของไหล	Differential Pressure Flowmeter Rotational Flowmeter Ultrasonic Flowmeter Laser Dropper Anemometer
pH	pH Electrode

อุปกรณ์เหล่านี้เมื่อรับการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพแล้วจะเปลี่ยนค่าเหล่านั้นออกมาในรูปของสัญญาณทางไฟฟ้า (Electrical Signal) และโดยส่วนใหญ่แล้วสัญญาณนั้นจะออกมาอยู่ในรูปของความต่างศักย์หรือแรงเคลื่อนไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์บางประเภทจะให้ปริมาณที่สามารถตรวจวัดได้ทันทีแต่บางอุปกรณ์ประเภทจะไม่ได้ให้สัญญาณในลักษณะที่สามารถวัดค่าได้ด้วยเครื่องมือพื้นฐานทันที หรือในการเดินทางของสัญญาณเหล่านี้เข้าสู่เครื่องมือวัดอาจผ่านสิ่งแวดล้อมที่มีการรบกวนสัญญาณอยู่ทำให้

ไม่สามารถที่จะใช้เครื่องมือวัดสัญญาณที่แท้จริงได้ทันที ด้วยสาเหตุดังกล่าวเราจำเป็นต้องมีการปรับสภาพสัญญาณเหล่านั้นก่อน

ดังนั้นในหลายๆกรณีเราจำเป็นต้องมีอุปกรณ์เพิ่มเติมในการวัด อุปกรณ์ที่เราเรียกว่า อุปกรณ์ปรับสัญญาณ (Signal Conditioner) สิ่งที่เราควรทราบเบื้องต้นก็คือความจำเป็นของการที่จะต้องใช้ อุปกรณ์นี้ เพราะบางครั้งเมื่อเราออกแบบระบบการวัดที่ไม่มีความต้องการความละเอียดสูง หรือ สัญญาณที่มีขนาดมากเพียงพอและไม่มีการรบกวนสัญญาณมากนัก เราอาจไม่ต้องการอุปกรณ์นี้ก็ได้ ซึ่งจะเป็นการลดความยุ่งยากและค่าใช้จ่ายลงไปได้มาก

■ Signal Conditioning

เราได้ทราบอุปกรณ์ที่จะใช้วัดสัญญาณแบบต่างๆ โดยสรุปมาแล้ว แต่เราอาจยังไม่พร้อมที่จะทำการวัดและเก็บข้อมูล เพราะอย่างลืมว่ารอบๆ ตัวเรานั้นเต็มไปด้วยอุปกรณ์รบกวนสัญญาณ ไฟฟ้า ถ้าหากเราไม่รู้จักรับมือและปรับสภาพสัญญาณแล้ว เราอาจได้สัญญาณที่เราไม่สามารถแปลความหมายได้เลยก็เป็นได้

โดยปกติเราจำเป็นต้องปรับสภาพสัญญาณ (Signal Conditioning) ไม่ทางใดก็ทางหนึ่ง เช่น ปริมาณสัญญาณที่ได้จาก Transducer อาจมีขนาดเล็กมาก เราต้องปรับให้มีขนาดใหญ่ขึ้นก่อน หรือ สัญญาณที่ได้ก็จะมีคลื่นรบกวนอยู่มาก เราต้องหาวิธีตัดคลื่นรบกวนนั้นออกไป หรือแม้แต่วิธีต่างๆ บางวิธีเช่น คอกราวด์ให้ถูกต้อง

สำหรับการวัดสัญญาณที่ต้องการความละเอียดสูง และไม่ต้องการให้มีการรบกวนสัญญาณในการวัด เราอาจใช้อุปกรณ์ราคาสูง เช่น SCXI (Signal Conditioning eXtensions for Instrumentation) ของบริษัท National Instrument ซึ่งเป็นส่วนประกอบที่มีหน้าที่ปรับแต่งสภาพสัญญาณให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้เมื่อส่งเข้าสู่ DAQ

SCXI นี้จะประกอบด้วยตัวเรือนที่ต่อเข้ากับคอมพิวเตอร์ และจะมี โมดูลที่เหมาะสมต่อเข้ากับตัวเรือนอีกครั้งหนึ่ง การเลือกโมดูลก็ขึ้นอยู่กับว่าเราจะใช้ Transducer ประเภทใด และต้องการวัดสัญญาณประเภทใด ลักษณะของ SCXI แสดงในรูปต่อไปนี้



SCXI เป็นอุปกรณ์ที่มีใช้อยู่ในห้องปฏิบัติการเครื่องมือวัด ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และโมดูลต่างๆประกอบด้วยโมดูลวัด Thermocouple, Strain Gage, RTD, Relay Circuit เป็นต้น

สำหรับชนิดของการปรับสัญญาณต่างๆ ไปนั้นจะประกอบด้วย

- » การขยายสัญญาณ (Amplification)
- » การเพิ่มกำลังให้ Transducer (Transducer excitation)
- » การปรับให้เป็นเชิงเส้น (Linearization)
- » การป้องกันสัญญาณ (Isolation)
- » การกรองสัญญาณ (Filtering)

สำหรับความต้องการในการปรับสภาพสัญญาณของ Transducer ขึ้นพื้นฐาน โดยทั่วไปจะมีตามตารางต่อไปนี้

Sensor	Electrical Characteristics	Signal Conditioning Needs
Thermocouple	Resistance output Low voltage output Low sensitivity Nonlinear output	Cold-junction compensation High amplification Linearization
RTD	Resistance output Low resistance (100 ohms typical) Low sensitivity Nonlinear output	Current excitation 4-wire/3-wire configurations Linearization
Thermistor	Resistance output High resistance and sensitivity Drastically nonlinear output	Voltage or current excitation Reference resistor Linearization
IC Temp.	Sensor High level voltage or current output Linear output	Power source Moderate gain
Strain Gauge	Resistance output Low resistance Very low sensitivity Nonlinear output	Excitation Bridge configuration 3-wire connection Linearization

ภาคผนวก ข
ผลงานตีพิมพ์และเผยแพร่



บทความวิชาการระดับชาตินานาชาติ

1. R. Ratchapan, "An Analysis of the Ampacity and Capital Costs for Underground High Voltage Power Cable Construction Methods," *PrzeeglAd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 1, pp. 16-23, 2024, doi: 10.15199/48.2024.01.03.

บทความการประชุมวิชาการระดับชาตินานาชาติ

1. R. Ratchapan, Y. Kongjeen and B. Plangklang, "Ampacity Analysis of Low Voltage Underground Cables in Different Conduits," *2021 9th International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, Pattaya, Thailand, 2021, pp. 25-28, doi: 10.1109/iEECON51072.2021.9440383.
2. ฤทธิชัย ราชแป้น, รุ่งเพชร ก่องนอก, ยุทธนา คงจีน, พินิจ จิตจริง และบุญยัง ปลั่งกลาง, "การวิเคราะห์ผลกระทบต่อการเสถียรของสายไฟฟ้าใต้ดินจากขนาดของท่อร้อยสายที่แตกต่างกัน," การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 44, โรงแรม ดิ อิมเพรส น่าน อำเภอเมืองน่าน จังหวัดน่าน, วันที่ 17-19 พฤศจิกายน 2564
3. ฤทธิชัย ราชแป้น, ธนากร พุ่มไม้ทอง, นิรุติ นิลแก้ว, สมชาย ไกรปราบ, พินิจ จิตจริง, รุ่งเพชร ก่องนอก, ยุทธนา คงจีน และบุญยัง ปลั่งกลาง, "การเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินภายในท่อร้อยสายแบบกึ่งฝังใต้ดินโดยตรงด้วยเทคนิคการจัดเรียงสาย," การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14, โรงแรมฮิลตัน อาร์เคเดีย รีสอร์ท แอนด์ สปา จังหวัดภูเก็ต, วันที่ 25-27 พฤษภาคม 2565

PL ISSN 0033-2097, e-ISSN 2449-9544

1'2024



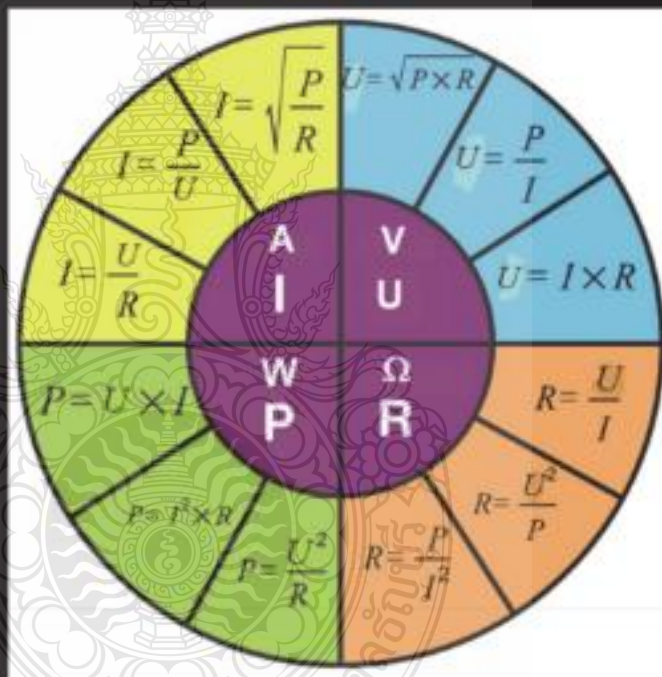
PRZEGŁĄD ELEKTROTECHNICZNY

ROK 100

WYDAWNICTWO
SIGMA-NOT



cena 85 zł
(w tym 8% VAT)



Equations of physics that have most
important impact on electromechanical
engineering
Jacek Gieras

Source details

[Feedback](#)
[Compare sources](#)

Przegląd Elektrotechniczny

Years currently covered by Scopus: from 1969 to 1984, from 2005 to 2024
Publisher: Wydawnictwo SIGMA - N O T Sp. z o.o.
ISSN: 0033-2097
Subject area: [Engineering: Electrical and Electronic Engineering](#)
Source type: Journal

[View all documents](#)
[Set document alert](#)
[Save to source list](#)

CiteScore

CiteScore rank & trend

Scopus content coverage

CiteScore 2023

1.0

2,080 Citations 2020 - 2023

2,134 Documents 2020 - 2023

Calculated on 05 May, 2024

CiteScoreTracker 2024

0.8

1,662 Citations to date

2,099 Documents to date

Last updated on 05 August, 2024 - Updated monthly

CiteScore rank 2023

Category	Rank	Percentile
Engineering	#644/797	10th
Electrical and Electronic Engineering		

[View CiteScore methodology](#)
[CiteScore FAQ](#)
[Add CiteScore to your site](#)

CiteScore 2023

1.0

SJR 2023

0.170

SNIP 2023

0.393

[Back to results](#)
1 of 3
[Next](#)

[Download](#)
[Print](#)
[Save to PDF](#)
[Save to list](#)
[Create bibliography](#)

Przegląd Elektrotechniczny

Volume 2024, Issue 1, Pages 16 - 23

2024

Document type

Article

Source type

Journal

ISSN

00332097

DOI

10.15199/48.2024.01.03

View more

An Analysis of the Ampacity and Capital Costs for Underground High Voltage Power Cable Construction Methods

[Analiza obciążalności prądowej i kosztów inwestycyjnych metod budowy podziemnych kabli elektroenergetycznych wysokiego napięcia]

Ratchapan, Ritthichai^a
;
Kriprab, Somchai^a
;
Mar song, Supapradit^a
;
Plangklang, Boonyang^a
;
Kongjeen, Yuttana^b

[Save all to author list](#)

^a Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT), 12110, Thailand
^b Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Isan (RMUTI), 3000, Thailand

[Full text options](#)
[Export](#)

106

An Analysis of the Ampacity and Capital Costs for Underground High Voltage Power Cable Construction Methods

Abstract. This study aimed to evaluate the ampacity and costs of different high voltage underground cable methods (cylindrical duct bank vs. square tunnel). The standards of Metropolitan Electricity Authority (MEA) of Thailand innovative approach to reduce road impact were used. Simulations for 115 kV cables showed that the maximum ampacity for cylindrical duct bank method was 523 A (flooding), and 509 A (non-flooding) while that of the square tunnel method was 445 A (flooding), and 405 A (non-flooding). Costs analysis were \$573,446 per circuit for the cylindrical duct bank method and \$404,363 per circuit for the square tunnel method.

Streszczenie. Celem tego badania była ocena obciążalności prądowej i kosztów różnych metod podziemnych kabli wysokiego napięcia (cylindryczny zespół kanałów vs. tunel kwadratowy). Wykorzystano standardy Metropolitan Electricity Authority (MEA) Tajlandii, innowacyjne podejście do zmniejszania wpływu na drogę. Symulacje dla kabli 115 kV wykazały, że maksymalna obciążalność prądowa dla metody cylindrycznej wiązek przewodów wynosiła 523 A (zalanie) i 509 A (bez zalania), natomiast dla metody tunelu kwadratowego wyniosła 445 A (zalanie) i 405 A (niezalanie). Analiza kosztów wyniosła 573 446 USD na obwód w przypadku metody z kanałem cylindrycznym i 404 363 USD na obwód w przypadku metody z tunelem kwadratowym. (Analiza obciążalności prądowej i kosztów inwestycyjnych metod budowy podziemnych kabli elektroenergetycznych wysokiego napięcia)

Keywords: Ampacity, Cylindrical duct bank, Capital cost, Square tunnel, Underground power cable

Słowa kluczowe: Natężenie prądu, Cylindryczny zestaw kanałów, Koszt inwestycyjny, Tunel kwadratowy, Podziemny kabel zasilający

Introduction

In contemporary times, the transmission line systems in electrical power networks play a pivotal role in catering to the needs of end-users. In sprawling urban centers, the task of procuring electricity from external sources and subsequently transmitting it to central areas for equitable load distribution remains paramount. With the swift expansion of urban areas and escalating energy consumption rates, the conventional transmission line systems face challenges. To address these challenges, the deployment of underground cables has emerged as a viable alternative to conventional methods, such as direct burial, semi-direct burial, open cut, horizontal direction drilling (HDD), pipe jacking, and tunneling [1, 2]. In order for the operational system to function effectively, advancements in the transportation sector, material technology, and electronic devices play a crucial role as they require electric power to operate. The optimal condition of the grid necessitates energy management, which involves both preparation and control.

To effectively manage the power services, it is essential to highlight the key features of the electrical system. In Thailand, the power service providers are structured into three distinct organizations. These entities consist of the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), the Metropolitan Electricity Authority (MEA) of Thailand, and the Provincial Electricity Authority of Thailand (PEA). Specifically, MEA caters to the electrical system service provision in central regions such as Bangkok, Nonthaburi, and Samut-Prakan province [3]. Previously, researchers have demonstrated using XLPE cable in direct burial applications [4]. The direct burial offers the advantage of rapid installation, and the XLPE cable can effectively transfer heat to the soil, which is associated with high ampacity.

However, the XLPE cable can be easily damaged by physical factors. To install underground cables using the open-cut method, a reinforced concrete covering is applied over High-Density Polyethylene (HDPE) and metal conduit. This approach is commonly chosen for installation in rural and spacious urban areas. The open-cut method serves as a safeguard against mechanical damage [5]. On the other

hand, (Horizontal Directional Drilling) HDD method has been employed for the construction of underground power cables to navigate obstacles or cross rivers [6, 7]. However, this approach necessitates precise positioning at the opposite manhole.

The tunneling method has been adopted for the construction of tunnels to accommodate large-scale power cables. This approach is well-suited for numerous electrical circuits and long-distance transmission line systems. One of the advantages of the tunneling method is the provision of ventilated air within the tunnels [8, 9]. Meanwhile, the capital cost is higher and construction period is long. Pipe jacking method is used for utility support such as cold water, telecommunication, wastewater drainage system, electrical power system, etc. [10]. The primary construction approach utilized is pipe jacking, a widely favoured technique renowned for its substantial reduction in traffic and public disturbances. Pipe jacking method effectively prevents mechanical stress and enhances strength of infrastructure. Key determinants, including cable ampacity and construction methods, significantly impact project costs. Hence, conducting an ampacity study for the installation method is crucial to ensuring reliable power system design. Furthermore, both internal and external heat sources have directly influence on the ampacity of the XLPE cable. The internal heat sources include conductor temperature, cable void space, cable jacket, conduit void space, conduit material, reinforced concrete duct bank, soil properties, and ambient temperature, as outlined in reference [11]. Determinants of XLPE cable ampacity heavily rely on heat dissipation. The dimensions of duct banks directly influence XLPE cable heat dissipation [12]. Modifying cable spacing can decrease heat accumulation in XLPE cables. Furthermore, altering cable arrangement can reduce conductor heat storage. Consequently, flat formation arrangement results in higher ampacity than trefoil formation [13]. The impact of ambient temperature on conductor cooling is significant. If the ambient temperature is high, the ampacity of the XLPE cable will be reduced [14]. Heat flow during fires has been presented by using the wire heat flow during excessive thermal conditions with fire conditions to understand copper conductor heat flow. Model

developed to estimate wire temperature based on heating time and distance from heat source [15]. Heat exchange in cables was discussed by the heat exchange in cables exceeding permissible temperatures. The temperature model of electrical cable was used by distributed parameters based on exposure duration and distance from heat source [16]. The paper discusses the temperature restriction called the 2 K-criterion for the installation of submarine cables in the German North Sea or Baltic Sea, which limits the heating of the seabed by the cable losses to 2.0 K. This criterion has significant effects on cable design, requiring greater laying depths and potentially more expensive cables with larger conductor cross-sections [17]. The formation of dry zones around underground cables decreases their capacity by a factor of 0.87 to 0.96, depending on the type of soil. This factor is defined as the derating factor. The drying zone in backfill starts at different temperatures and velocities depending on the type of soil and the weight percentage of silt. The time required for the formation of the dry zone is longer for sand samples containing silt compared to those without silt. The velocity of the movement of the dry zone is also slower in sand with silt [18]. The paper presents an optimal RC ladder-type equivalent circuit for the representation of the soil for dynamic thermal rating of underground cable installations, which is compatible with the International Electrotechnical Commission thermal-electric analog circuits for cables. The model has been optimized through a comprehensive parametric analysis and it has been determined that a model of order five can represent all typical transients on common installations. The model represents a relevant improvement to the available operation and monitoring tools for underground cables, making them more efficient and robust [19]. The effect of changing cable arrangements near a substation and the two-point bonding of sheaths on the calculations of circulating current sheath loss factors and resulting circuit ratings. The calculations of complex impedance matrix formulations (CIM) were used calculation of sheath loss factors in cross-bonded systems that related by the potential hazardous effect of neglecting the change in cable arrangements at the terminations on the calculated circulating current sheath loss factors and circuit ratings [20]. Mathematical model for XLPE insulated underground power cable was represented by behaviour considering factors such as dielectric losses, ambient temperature, and cable core resistance [21]. Factors influencing of power cable was most affected current-carrying capacity including soil parameters, external heat, and cable positioning [22]. The underground power cables with intersections methods have been considered safe design to achieve rated currents-carrying capacity with minimizing the effects of combined heat [23].

Meanwhile, soil moisture can increase the cable ampacity. On the contrary, the larger the depth of the underground power cables, the greater distance for cooling and the lower the ampacity of the cable [24]. Conversely, precipitation can reduce soil heat resistance, enabling underground cables to support heavier loads over a brief span [25]. Additionally, the dimensions of duct banks play a crucial role in influencing ampacity, construction costs, and cable losses [26]. In addition, the heat removal of underground cables using Hydronic Asphalt Pavement (HAP) and Hydronic Concrete Pavement (HCP) has been studied and improved by using backfill material. Backfill material has also been replaced with a higher thermal conductivity material for the cable to conduct maximum current. Although HAP and HCP are needed to increase the ampacity of the underground power cables, they raise the construction cost. Meanwhile, the payback period is short

[27, 28]. However, the challenges of cylindrical duct bank using the pipe jacking method limitation on the number of circuits, impact on the electrical system, and traffic area restoration. Consequently, considering the congested traffic conditions as depicted in Figure 1, the square tunnel using the pipe jacking method is chosen to moderate the impact from the cylindrical duct bank.

In the context of Bangkok, Thailand, the construction of underground power cables is of considerable significance. This paper aims to explore an effective method for addressing the inherent challenges in this construction process, with a specific focus on reducing construction costs and optimizing ampacity. To achieve this, a comprehensive was performed on various methods for constructing underground power cables and their respective impacts on construction expenses and ampacity performance assessed.

The subsequent sections of this paper are organized as follows: Section 2 delves into the formulation of the problems at hand. Section 3 details the proposed approach and provides an illustrative case study showcasing its application. Section 4 presents the outcomes of simulations, offering empirical evidence of the method's efficacy. Finally, Section 5 presents our conclusions, drawn from the study's findings, emphasizing the significance of our proposed approach within the context of underground power cable construction.



Fig.1. Road traffic heavily influences the transmission line construction in urban areas

Analysis of Underground Power Cables

This research is performed using the finite element method (FEM) and a 2D steady-state thermal analysis. The FEM equations are expressed as follows [27, 28]:

$$(1) \quad \frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \right) + Q_v = 0$$

The volume power of heat source in the cable conductor can be shown as follows [27, 28].

$$(2) \quad Q_v = \frac{R_{sc}(T_{cp})}{S_c} I^2$$

Large computational domain uses the zero-heat flux boundary condition, consisting of the left, bottom and right

sides. The zero heat flux can be expressed by the following equation [27, 28].

$$(3) \quad k \frac{\partial T}{\partial n} = 0$$

The ability of a high-voltage underground cable to carry current is influenced by several factors, including the number of cables, the types of cables used, cable construction, materials, the cable placement in the ground, and the arrangement of cable bonding. The equation that determines the cable current-carrying capacity takes into account both steady-state and transient conditions. This paper focused on the steady-state condition for buried cables, without considering moisture migration, which is represented by Equation (4). Additionally, the paper also addressed the condition with moisture migration, and the corresponding equation is represented as equation (13).

$$(4) \quad I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d [0.5T + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)} \right]^{0.5}$$

where R is the ac resistance per unit length of the conductor at the maximum operating temperature. W_c , W_d , W_s , and W_a represent the conductor, dielectric, sheath, and armor losses in W/m, respectively. T_1 is the thermal resistance per unit length between one conductor and sheath. T_2 is the thermal resistance per unit length of the bedding between sheath and armor. T_3 is the thermal resistance per unit length of the external serving of the cable. T_4 is the thermal resistance per length between the cable surface and the surrounding medium. λ_1 is the sheath loss factor. λ_2 is the armor loss factor. n is the number of load-carrying conductor in the power cables.

The heat transfer in the cable is expressed by the internal and external condition as follows.

$$(5) \quad T = \frac{T_1}{n} + (1 + \lambda_1)T_2 + (1 + \lambda_1 + \lambda_2)T_3$$

$$(6) \quad T_d = \frac{T_1}{2n} + T_2 + T_3$$

Therefore, equation (4) becomes.

$$(7) \quad \Delta\theta = n(W_c T + W_s T_d + W_a T_d)$$

where W_i are the total losses generated in the cable defined by:

$$(8) \quad W_i = W_c + W_d = W_c (1 + \lambda_1 + \lambda_2) + W_d$$

The T can be computed by equation (5), which is provided by an equivalent cable thermal resistance. Therefore, the internal resistance of the cable is depended on the cable construction method. Meanwhile, the external thermal resistance depends on the properties of the surrounding medium on the overall cable diameter. Therefore, the thermal resistance of the power cable is related to the thermal resistance per unit length between the cable surface and the surrounding medium T_4 as follows.

$$(9) \quad T_4 = T_4' + T_4'' + T_4'''$$

where T_4 is the thermal resistance of the air or liquid between the cable surface and the duct internal surface. T_4' is the thermal resistance of the duct itself. T_4'' is the external thermal resistance of the duct. Those are expressed as follows.

$$(10) \quad T_4' = \frac{U}{1 + 0.1(V + Y\theta_m)D_e}$$

where U , V and Y constants are defined by referring to IEC 60287 standard. In this case, the pipe jacking method used fiber duct in concrete and can be defined by 5.2, 0.91 and 0.010, respectively.

$$(11) \quad T_4'' = \frac{\rho}{2\pi} \ln \frac{D_o}{D_d}$$

where ρ represents the thermal resistivity of duct material.

$$(12) \quad T_4''' = \frac{\rho_e}{2\pi} \left(\ln \frac{D_s}{D_d} + \mu \ln \frac{4L \cdot F}{D_s} \right) + \mu \frac{N}{2\pi} (\rho_e - \rho_c) G_b$$

So, the cable current rating equation of the condition with moisture migration (Equation (4)) can be modified by adding the terms: $(\nu - 1)\Delta\theta_s$ and νT_4 for T_4 , respectively.

$$(13) \quad I = \left[\frac{\theta_c - \theta_{amb} - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + \nu T_4)] + (\nu - 1)\Delta\theta_s}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + \nu T_4)} \right]^{0.5}$$

Economic analysis

The cost of constructing underground power cables is divided into direct and indirect costs. However, determining the indirect cost can be challenging due to various uncontrollable parameters such as site facilities, interest expenses, duty stamps, land rental, and more. The direct cost, which encompasses materials, machinery, and labour, plays a pivotal role in the construction process. The capital cost can be mathematically represented as equation (14).

$$(14) \quad \text{Capital Cost} = DC + IDC$$

where DC is the direct cost and IDC is the indirect cost.

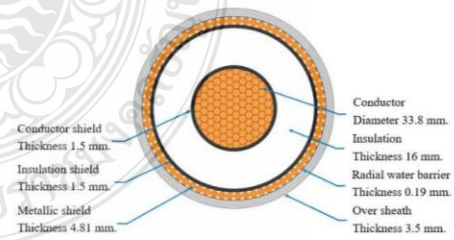


Fig.2. Structure of the underground power cables

Underground Power Cables

In this paper, the focus was on a 115 kV transmission line utilizing an 800 sq.mm. power cable specification, which was employed for the purpose of transitioning from an overhead line to an underground system. The ongoing

construction of MEA's Ratchadaphisek-Rama 9 project served as the context for this study. The structures and parameters related to the underground power cables are illustrated in Figure 2 and outlined in Table 1.

Table 1. Material thermal resistance

Structure	Material	Thermal Resistance ($K \cdot m / W$)
Conductor	Copper	2.5E-3
Conductor shield	XLPE	3.50
Insulation	XLPE	3.50
Insulation shield	XLPE	3.50
Metallic shield	Copper	2.50E-3
Water barrier	Aluminum	4.20E-3
Over sheath	PE	3.50
RTRC Conduit	Fiber glass	4.80
Air space	Air	40.00
Concrete pipe	Concrete	1.00
Mortar grouting	Concrete	1.00
Cable racks	Steel	13.00E-3
Soil	Soil	1.00
Water	Water [29]	0.001

Underground power cables installation

The underground power cables installation is a crucial point in reality, especially if the site location is in a big city that is linked by underground power cables on a regular basis. The traffic in roads and location are the main problems for selecting the installation method of the underground power cables. The transmission line system can be presented by the MEA's transmission line system that consists of 1) terminal station, 2) transmission line, and 3) substation. This research focused on the underground duct banks between the terminal station and the substation, as shown in Figure 3.

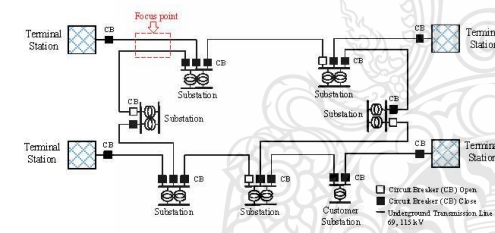


Fig.3. Single line diagram of the underground transmission line system

The focus point in Figure 3 is presented in Figure 4. The electric manhole and the concrete duct banks are the main structures of the underground duct banks. The electric manhole is essential both during and after construction. A manhole is used to install a pipe jacking machine during the construction period. After the construction of the manhole is completed, it is used as the cable connection point. Excavation of the road surface for the construction of manholes affects the traffic and people and may cause serious accidents.

This study focused on the cylindrical duct bank and square tunnel concrete to evaluate the ampacity and cost of underground power cables installation. The cylindrical duct bank was constructed by the pipe jacking method with Reinforced Thermosetting Resin Conduit (RTRC) as shown in Figure 4.

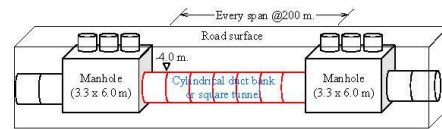


Fig.4. Construction of the underground power cables in Thailand by using the pipe jacking method

The cylindrical duct bank is constructed with cylindrical concrete pipes. The construction process consists of: 1) Installing concrete pipe by pipe jacking method, 2) Installing RTRC within the concrete pipes, and grouting mortar concrete to fill the gap around the RTRC, as shown in Figure 4. The concrete duct banks were constructed with this method, as shown in Figure 5.

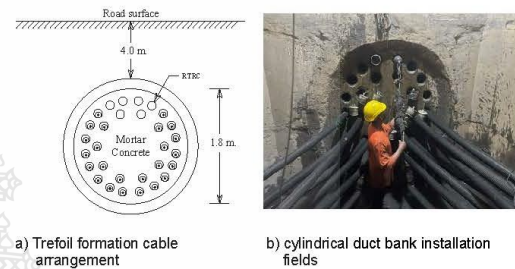


Fig.5. Cylindrical duct bank for the underground power cable installation

Meanwhile, the square tunnel is constructed with square concrete pipes. In contrast, the square tunnel uses cable racks for supporting underground power cables and does not add concrete mortar inside the pipe. The concrete pipes are installed 4 m. below the traffic surface, which has the same pattern as the cable trench of the substation, as shown in Figure 6.



Fig.6. Square tunnel for the underground power cable installation

The study of square tunnel in this research considered the arrangements of flat and trefoil power cables. Flat cable arrangement formation had 6 conductors per circuit, providing space for a power cable of 24 kV and communication cables, as shown in Figure 5. The square tunnel could support a maximum of 4 transmission lines. Trefoil cable arrangement formation had 6 conductors per circuit, providing space for a power cable of 24 kV and communication cables, the square tunnel could support a maximum of 6 transmission lines, as shown in Figure 7.

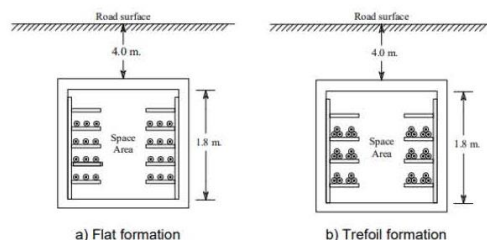


Fig.7. Cable arrangement of square tunnel for the underground power cable installation

Case Study

The case study of simulation was performed using the finite element method. At the same time, the costs of construction from the price collection and procedure of the construction project were calculated. Therefore, the case study can be defined as follows:

Case 1: Reliability verification of the finite element method (FEM) compared to MEA's standard ampacity.

Case 2: Simulating the heat effect on the ampacity of the power cables installed in the cylindrical duct bank and the square tunnel in non-flooding conditions with flat and trefoil arrangements of power cables.

Case 3: Simulating the heat effect on the ampacity of the power cables installed in the cylindrical duct bank and the square tunnel in flooding conditions with flat and trefoil arrangements of power cables.

Case 4: Comparing the simulation results of the power cables installed inside the cylindrical duct bank and the square tunnel of the cable arrangement for each formation in the case of non-flooding and flooding conditions.

Case 5: The comparison of cost calculation between the cylindrical duct bank and the square tunnel.

Simulation and Results

To confirm the adequacy of the simulation of each case study, its verification was made using numerical simulation in the software and data correction can be presented as follows.

Case 1:

The ampacity simulation comparison to the MEA's standard revealed that the simulation result was remarkably close to the standard value [30]. The simulation results are shown in Table 2.

Table 2 presents the ampacity values for 800 sq.mm. 115 kV power cables, categorized by the number of conductors. The ampacity values are provided for both MEA's standard and finite element method (FEM) calculations. The comparison highlighted the following percentage errors between the two methods: -0.24% for 6 conductors, 1.67% for 12 conductors, 1.06% for 18 conductors, and 0.99% for 24 conductors.

Table 2. Ampacity of the power cables 800 sq.mm. 115 kV

Number of conductors	Ampacity (A)		% Error
	MEA's standard	FEM	
6	831	829	-0.24
12	658	669	1.67
18	564	570	1.06
24	504	509	0.99

Case 2:

The simulation results of the underground power cables installed inside the cylindrical duct bank and the square tunnel were discussed in the non-flooding condition. The

simulation results showed that the power cables installed in the cylindrical duct bank carried the highest load because the power cables were enclosed by concrete, which has low thermal resistance. On the other hand, the power cables installed inside the square tunnel arranged a trefoil cable formation bore the least electrical load because the heat accumulated between the cables and poor heat transfer due to the surrounding air of the power cables having a high thermal resistance. At the same time, the power cable installed inside the square tunnel arranged in a flat cable formation carried more electrical loads because no heat accumulated between the power cables. The simulation results are shown in Table 3.

Table 3. Ampacity comparison of the power cables, installation of cylindrical duct bank and square tunnel at non-flooding condition

Number of conductors	Ampacity (A)		
	Cylindrical duct bank	Square tunnel	
	Trefoil	Flat	Trefoil
6	829	748	725
12	669	652	637
18	570	532	520
24	509	494	483
30	-	-	426
36	-	-	405

Table 3 offers a comprehensive ampacity comparison for power cables in two distinct settings: a cylindrical duct bank and a square tunnel, both operating under non-flooding conditions. Ampacity values were detailed across varying conductor quantities and cable configurations. The cylindrical duct bank setup yielded ampacity figures ranging from 829 A to 509 A, correlating with an increased number of conductors. In contrast, a comparison between two cable configurations: trefoil and flat was presented in the square tunnel condition presents. Ampacity values for the square tunnel spanned from 725 to 405 A, demonstrating an ascending pattern with greater conductor counts. Notably, specific values for 30 and 36 conductors were absent in the square tunnel context.

The thermal simulation results for power cables installed in both the cylindrical duct bank and the square tunnel were examined under non-flooding conditions. The simulation findings revealed that power cables in the cylindrical duct bank exhibited lower heat generation. Conversely, power cables installed in the square tunnel with a trefoil cable arrangement resulted in higher heat generation. Simultaneously, power cables arranged in a flat configuration within the square tunnel experienced less heat generation compared to one with the trefoil configuration. The corresponding simulation results are illustrated in Figure 8.

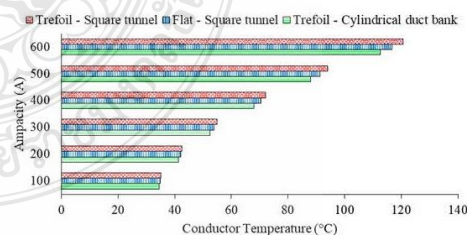


Fig.8. Conductor temperatures at various ampacity of different installations in non-flooding conditions

Case 3:

This section delves into the simulation outcomes of underground power cables installed in a cylindrical duct

bank and a square tunnel in flooding conditions. The results revealed that power cables in the square tunnel, arranged in a flat cable configuration, bore the highest load due to water immersion, resulting in low thermal resistance. Conversely, the trefoil cable arrangement in the square tunnel exhibited a lower ampacity than one with the flat configuration. In contrast, power cables in the cylindrical duct bank carried a minimal electrical load due to the higher thermal resistance of concrete compared to water. The corresponding simulation results are detailed in Table 4.

Table 4. The ampacity comparison of the power cables installed in the cylindrical duct bank and the square tunnel in flooding conditions

Number of conductor	Ampacity (A)		
	Cylindrical duct bank	Square tunnel	
	Trefoil	Flat	Trefoil
6	912	1,112	1,108
12	697	811	810
18	590	668	600
24	523	579	577
30	-	-	478
36	-	-	445

The thermal simulation results of the power cables installed in the cylindrical duct bank and the square tunnel were discussed in the flooding conditions. The simulation results showed that the power cables installed in the square tunnel and arranged in the flat cable formation had the least heat. On the other hand, the power cables installed in the cylindrical duct bank had higher heat. At the same time, the power cables installed in the square tunnel and arranged in the trefoil cable formation had higher heat than one with the flat cable formation. The simulation results are shown in Fig. 9.

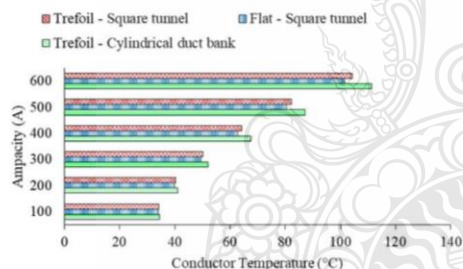


Fig.9. Conductor temperatures at various ampacity of different installations in flooding conditions

Case 4:

Figure 10 illustrates the computational domain utilized for the cylindrical duct bank simulation, while Figure 11 displays the finite element mesh within this domain. An automated mesh approach was adopted due to minimal mesh size impact on temperature results. The arrangement of power cables within the cylindrical duct bank shown in Figure 12 had a three-phase power system, with two conductors per circuit and four circuits. The blank conduits accommodated 24 kV power and communication cables. Simulation outcomes revealed heat concentration on the inner conductor due to neighboring conductor blockage, resulting in poor heat dissipation. Furthermore, heat dispersed more profoundly into the deep soil layer than the surface, which is attributed to the lower temperature of the former. Notably, a conductor temperature of 90°C, in line with cable ratings, supported 509 A under non-flooding and 523 A during flooding conditions.

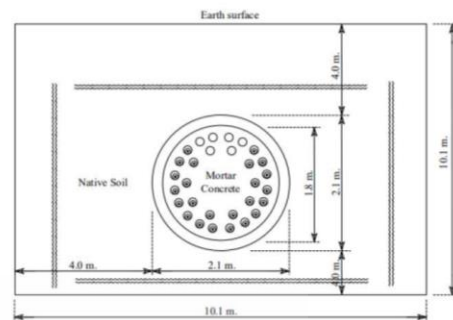


Fig.10. Dimension of the computational domain for the cylindrical duct bank

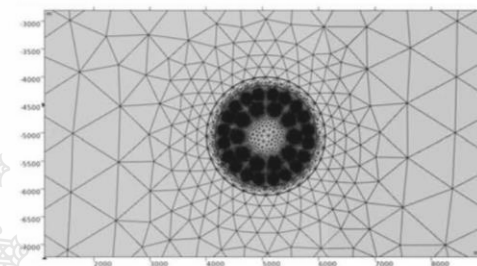


Fig.11. Finite element mesh generated within the portion of the domain in Fig.10

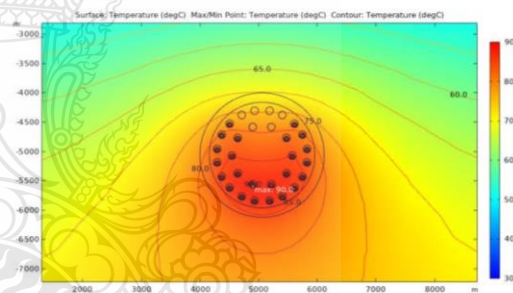


Fig.12. Simulation results of temperature for the cylindrical duct bank installation

Figure 13 depicts the computational domain utilized for the square tunnel simulation, while Figure 14 showcases the finite element mesh generated within a specific portion of this domain. An automated meshing approach was adopted due to the minimal impact of mesh size on temperature outcomes. The arrangement of power cables within the square tunnel is illustrated in Figure 15, which had a three-phase power system with two conductors per phase and a total of six circuits. The empty cable racks supported both 24 kV power cables and communication cables. Simulation results revealed that heat generation within the conductor significantly accumulated in the cables arranged in a trefoil formation. This setup presented challenges in dissipating the accumulated heat outward. Additionally, heat dispersion into the deep soil layer was more pronounced compared to the surface due to the lower temperature of the deeper soil. Considering cable ratings, a conductor temperature of 90°C supporting an ampacity of 405 A during non-flooding conditions increased to 445 A in flooding conditions.

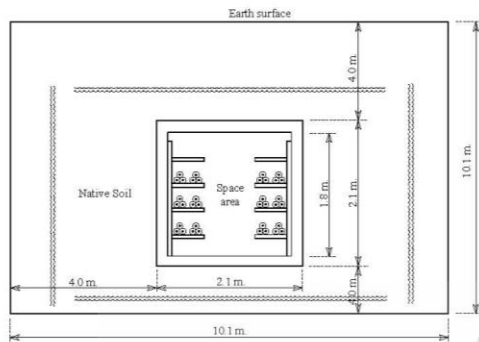


Fig.13. Dimension of the computational domain for the square tunnel

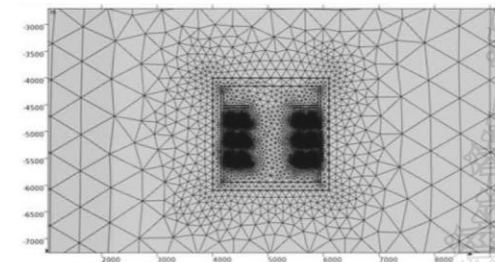


Fig.14. Finite element mesh generated within the portion of the domain in Fig.13

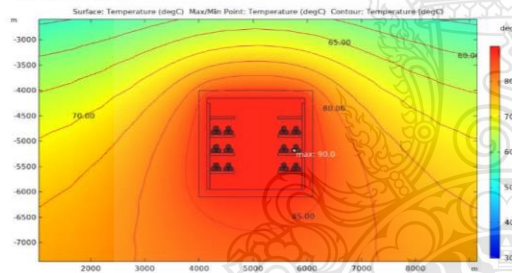


Fig.15. Simulation results of temperature for the square tunnel installation

Case 5:

This paper calculated the capital cost at a distance of 1,000 m for comparison. The construction of the cylindrical duct bank and the square tunnel require different materials and processes. The study results showed that the cylindrical duct bank used RTRC to support the power cables and was covered by concrete mortar. On the contrary, the square tunnel used the cable racks and the cable cleats instead. The load-bearing behavior of the cylindrical concrete pipe was stronger than that of the square concrete pipe. Therefore, the square concrete pipe needed to be reinforced with steel to yield the same strength, making it more expensive than the cylindrical concrete pipe.

Table 5 presents a breakdown of costs for two methods of implementing an underground power cable system: a cylindrical duct bank and a square tunnel. The costs were expressed in US dollars (\$). The cost calculation assumed an exchange rate of 33.46 Thai baht to \$1. It was observed that the cylindrical duct bank option was more cost-effective compared to the square tunnel. The cylindrical duct bank

had the capacity to support transmission lines of 115 kV for up to 4 circuits. In contrast, the square tunnel could accommodate up to 6 circuits. Consequently, when comparing the cost per circuit, the analysis revealed that the square tunnel was less expensive than the cylindrical duct bank. In summary, the cost analysis suggests that the cylindrical duct bank had lower overall costs, albeit with a higher cost per circuit compared to the square tunnel. It is worth emphasizing that the selection between these options should take into consideration not only financial aspects but also factors such as system performance, construction timelines, and other relevant considerations.

Table 5. Capital cost of the duct bank per 1 km.

Description	Cost (\$)	
	Cylindrical duct bank	Square tunnel
Design	5,230	5,230
Topographic survey	2,989	2,989
Traffic management	10,460	10,460
Manhole work	560,789	560,789
Pipe jacking work	1,053,796	1,214,585
Inner duct (RTRC)	350,269	-
Grouting work	286,611	-
Cable racks	-	118,350
Cable cleats	-	490,137
Pavement	23,640	23,640
Summary cost	2,293,784	2,426,180
Cost per circuit	573,446	404,363

Conclusion

This paper successfully conducted a comparative analysis of the capital costs and ampacity of underground power cables between cylindrical duct banks and square tunnels installations, as presented below:

1. Simulation results obtained through the finite element method demonstrated that the ampacity closely aligned with the standards set by the Metropolitan Electricity Authority (MEA) in Thailand.

2. Under non-flooding conditions, the ampacity of underground power cables was affected by their arrangement. In a cylindrical duct bank, a trefoil formation arrangement offered the highest current-carrying capacity. Conversely, a flat formation arrangement in a square tunnel yielded a lower current, while the trefoil arrangement in a square tunnel resulted in the lowest current.

3. When flooding occurred, the arrangement's impact on ampacity remained significant. In a square tunnel, a flat formation arrangement allowed for the highest current capacity. On the other hand, a trefoil formation arrangement in a square tunnel led to a lower current capacity, whereas the trefoil arrangement within a cylindrical duct bank yielded the least current capacity.

4. Following the standards of the Metropolitan Electricity Authority (MEA), electrical conduits are necessary for medium voltage cables. For 800 sq. mm transmission power cables, with six cables per circuit, a cylindrical duct bank could accommodate 4 circuits, while a square tunnel could manage 4 circuits with a flat arrangement or 6 circuits with a trefoil arrangement.

5. Using a square tunnel with the pipe jacking method resulted in a 5.77% higher capital cost compared to constructing a cylindrical duct bank. However, the average construction cost per circuit was 29.49% lower.

Because Bangkok ground level is situated 1.50 m above mean sea level (MSL), the duct banks are positioned at a minimum depth of 4 m beneath the traffic surface, therefore, an extended rainy season results in frequent flooding of underground power cables. The use of a square tunnel for the power cable system, thus, emerges as a feasible alternative. However, it is important to consider a range of other factors, including construction timelines, in the decision-making process.

Authors: Assoc. Prof. Dr. Boonyang Plangklang, Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT) 12110 Thailand. Corresponding author's Email: boonyang.p@en.rmUTT.ac.th;
Mr. Ritthichai Ratchapan, Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT) 12110 Thailand. Email: ritthichai_r@mail.rmUTT.ac.th;
Mr. Somchai Kriprab, Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT) 12110 Thailand. E-mail: somchai_k@mail.rmUTT.ac.th;
Dr. Supapadit Marsong, Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Thanyaburi (RMUTT) 12110 Thailand. E-mail: supapadit_m@mail.rmUTT.ac.th;
Asst.Prof.Dr. Yuttana Kongjeen, Department of Electrical Engineering, Rajamangala University of Technology Isan (RMUTI) 3000 Thailand. E-mail: yuttana.ko@rmUTI.ac.th

REFERENCES

- [1] Bascom, Williams, and Kwilinski, "Technical considerations for applying trenchless technology methods to underground power cables," in *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2016: IEEE, pp. 1-5.
- [2] Rajakrom, "Undergrounding the Power Distribution Network in Luang Prabang World Heritage," *GMSARN International Journal* vol. 5, pp. 37-44, 2011.
- [3] Att Phayomhom, "Analysis of Electric Field and Magnetic Field from Overhead Subtransmission Lines Affecting Occupational Health and Safety in MEA's Power System," *GMSARN International Journal*, vol. 10, pp. 25-32, 2016.
- [4] Jian, Huan, Xiao, and Xu, "Ampacity analysis of buried cables based on electromagnetic-thermal finite element method," in *2018 2nd International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC)*, 2018: IEEE, pp. 73-79.
- [5] Bossio, Lengwiler, Heimbach, Kälin, Fauci, and Casura, "Sensitivity analysis of cable trench modelling with concrete duct bank and multiple material layers for the current rating of 150kV cables," in *CIREC 2021-The 26th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, 2021, vol. 2021: IET, pp. 332-336.
- [6] Pradipta and Hudaya, "Effects of depth burial on current carrying capacity of XLPE 86/150 (170) kV underground cable," in *2018 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACIT)*, 2018: IEEE, pp. 506-510.
- [7] Earle, Rusty, and Rezutko, "Novel installation of a 138kV pipe-type cable system under water using horizontal directional drilling," in *T&D Conference and Exposition, 2014 IEEE PES.*, 2014.
- [8] Zhu *et al.*, "Thermal Effect of Different Laying Modes on Cross-Linked Polyethylene (XLPE) Insulation and a New Estimation on Cable Ampacity," *Energies*, vol. 12, no. 15, 2019, doi: 10.3390/en12152994.
- [9] Colef and de Leon, "Improvement of the Standard Ampacity Calculations for Power Cables Installed in Trefoil Formations in Ventilated Tunnels," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 1, pp. 627-637, 2022, doi: 10.1109/tpwrd.2021.3068111.
- [10] Shang, Xu, and Xue, "Application of guided boring trenchless technology on pipeline cross railway," in *2011 International Conference on Multimedia Technology*, 2011: IEEE, pp. 975-978.
- [11] Hoerauf, "Ampacity Application Considerations for Underground Cables," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 6, pp. 4638-4645, 2016, doi: 10.1109/tia.2016.2600656.
- [12] Charende, Chatthaworn, Khunkitti, Kruesubhaworn, Sitaratiwat, and Surawanitkun, "Effect of concrete duct bank dimension with thermal properties of concrete on sensitivity of underground power cable ampacity," in *2018 18th International Symposium on Communications and Information Technologies (ISCIT)*, 2018: IEEE, pp. 484-489.
- [13] Fu, Si, Qian, and Yang, "Numerical Study of Heat Transfer in Trefoil Buried Cable with Fluidized Thermal Backfill and Laying Parameter Optimization," *Mathematical Problems in Engineering*, vol. 2019, pp. 1-13, 2019, doi: 10.1155/2019/4741871.
- [14] Klimenta, Perović, Klimenta, Jevtić, Milovanović, and Krstić, "Modelling the thermal effect of solar radiation on the ampacity of a low voltage underground cable," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 134, pp. 507-516, 2018, doi: 10.1016/j.jthermalsci.2018.08.012.
- [15] Perka, "Przebieg metod modelowania przepływu ciepła w przewodach elektrycznych," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 7, pp. 92-95, 2021, doi: 10.15199/48.2021.07.18.
- [16] MaSnicki, "Odprowadzanie ciepła z kabla w podziemnych liniach elektroenergetycznych," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 5, pp. 76-79, 2021, doi: 10.15199/48.2021.05.12.
- [17] Anders and Brakelmann, "Rating of Underground Power Cables With Boundary Temperature Restrictions," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 4, pp. 1895-1902, 2018, doi: 10.1109/TPWRD.2017.2771367.
- [18] Gouda, Dein, and Amer, "Effect of the Formation of the Dry Zone Around Underground Power Cables on Their Ratings," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 26, no. 2, pp. 972-978, 2011, doi: 10.1109/TPWRD.2010.2060369.
- [19] Diaz-Aguiló, León, Jazebi, and Terracciano, "Ladder-Type Soil Model for Dynamic Thermal Rating of Underground Power Cables," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, vol. 1, pp. 21-30, 2014, doi: 10.1109/JPETS.2014.2365017.
- [20] Brakelmann and Anders, "Ampacity Calculations of Underground Power Cables With End Effects," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 38, no. 3, pp. 1968-1976, 2023, doi: 10.1109/tpwrd.2022.3229585.
- [21] Kropotn, "Mathematical model of XLPE insulated cable power line with underground installation," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 6, pp. 79-82, 2019, doi: 10.15199/48.2019.06.14.
- [22] Czapp, "Effect of soil moisture on current-carrying capacity of low-voltage power cables," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 6, pp. 156-161, 2019, doi: 10.15199/48.2019.06.29.
- [23] Anders, "Wpływ skrzyżowania linii kablowych wysokiego napięcia 110 kV na ich długotrwale obciążalności prądowe," *Przegląd Elektrotechniczny*, vol. 1, no. 5, pp. 121-125, 2019, doi: 10.15199/48.2019.05.29.
- [24] Bustamante *et al.*, "Thermal behaviour of medium-voltage underground cables under high-load operating conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 156, pp. 444-452, 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.04.083.
- [25] Cheng, "Emergency Capacity Prediction of Direct Buried Cable under Rainfall Condition," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, 2019: IEEE, pp. 176-180.
- [26] Charende, Chatthaworn, Khunkitti, Kruesubhaworn, Sitaratiwat, and Surawanitkun, "Investment Cost Analysis with Structural Design of Concrete Duct Bank Power Cables," in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 897, no. 1: IOP Publishing, p. 012007.
- [27] Klimenta, Tasić, and Jevtić, "The use of hydronic asphalt pavements as an alternative method of eliminating hot spots of underground power cables," *Applied Thermal Engineering*, vol. 168, 2020, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114818.
- [28] Klimenta, Jevtić, Andriukaitis, and Mijailović, "Increasing the transmission performance of a conventional 110 kV cable line by combining a hydronic concrete pavement system with photovoltaic floor tiles," *Electrical Engineering*, vol. 103, no. 3, pp. 1401-1415, 2021, doi: 10.1007/s00202-020-01167-4.
- [29] COMSOL, "Inductive Heating of a Copper Cylinder." (accessed 15.08.2023, 2023).
- [30] Metropolitan Electricity Authority (MEA) of Thailand. (2020). *Power Cable Ampacities in Conduit with Pipe Jacking (Shielded Extruded Insulation CU Conductor, Rated 69 _ 115 kV) (UG-.pdf)*.

[Back to results](#) | [Previous](#) 3 of 3[Download](#) [Print](#) [Save to PDF](#) [Save to list](#) [Create bibliography](#)

Proceeding of the 2021 9th International Electrical Engineering Congress, IEECON 2021 • Pages 25 - 28 • 10 March 2021 • Article number 9440383 • 9th International Electrical Engineering Congress, IEECON 2021 • Pattaya • 10 March 2021 through 12 March 2021 • Code 169292

Document type
Conference Paper

Source type
Conference Proceedings

ISBN
978-172819584-1

DOI
10.1109/IEECON51072.2021.9440383

[View more](#)

Ampacity Analysis of Low Voltage Underground Cables in Different Conduits

Ratchapan, Ritthichai^a ; Kongjeen, Yuttana^b ;

Plangklang, Boonyang^a

Save all to author list

^a Rajamangala University of Technology Thanyaburi, Department of Electrical Engineering, Pathum Thani, Thailand

^b Rajamangala University of Technology Isan, Department of Electrical Engineering, Nakhon Ratchasima, Thailand

2 67th percentile
Citations in Scopus

0.87
FWCI

26
Views count

[View all metrics](#)

[Full text options](#)

[Export](#)



Ampacity Analysis of Low Voltage Underground Cables in Different Conduits

Ritthichai Ratchapan
Department of Electrical
Engineering
Rajamangala University of
Technology Thanyaburi
Pathum Thani, Thailand
ritthichai_r@mail.rmutt.ac.th

Yuttana Kongjeen
Department of Electrical
Engineering
Rajamangala University of
Technology Isan
Nakhon Ratchasima, Thailand
yuttana.ko@rmuti.ac.th

Boonyang Plangklang
Department of Electrical
Engineering
Rajamangala University of
Technology Thanyaburi
Pathum Thani, Thailand
boonyang.p@en.rmutt.ac.th

Abstract— This paper presents the ampacity analysis of low voltage underground cables in the different conduits using the thermal finite element method. The conduit consists of a steel conduit, HDPE conduit, RTRC conduit, and PVC conduit. Underground conduits are installed below ground level 0.3 - 0.75 m. that are buried in the sand. The highest temperature is considered in Bangkok at 40.8°C. The results showed that the underground cable ampacity in various conduits that can be carried high ampacity were as follows: steel conduit, RTRC conduit, HDPE conduit, and PVC conduit, respectively. While the ampacity of underground cables decreased when the depth level of conduits was increased. On the other hand, the ampacity of underground cables increased when the ground temperature was decreased. Furthermore, this study revealed the limits and the environment that impact the underground cable ampacity and the need to find the optimal conditions for improving and following the installation standard regulation.

Keywords— ampacity, underground cables, conduits, thermal finite element method

I. INTRODUCTION

The growth of urban communities has led to an increased demand for energy. On the other hand, the overhead power grid system could not handle additional loads, and there was no space for the construction of overhead power systems. Hence, underground cable installations have to be installed to meet the higher power demands of the load.

The ampacity calculation of underground cables depends on many factors. It consists of conductor temperature, air space in cable, cable overall jacket, air space in conduit, conduit, concrete duct bank, soil, and ambient temperature, respectively [1]. Heat is a key factor to consider when designing and operating underground cables. It can affect the efficiency and life of underground cables. The heat from the sunlight affects the underground cable ampacity more than the heat generated by the conductors [2]. As soil moisture increases, the thermal resistivity decreases, and the underground cable ampacity is increased [3, 12]. Increasing the depth of the underground cables results in an increase of the cooling distance, which reduces the ampacity of the underground cables, but it will reduce the physical damage [4-5, 11-12]. Each type of conduit affects the ampacity of the underground

cables due to its thermal resistance. The reinforced concrete conduits have a low thermal resistance that can cool conduit well. While the RTRC conduits have a low thermal resistance, but can bear mechanical forces well [4]. Meanwhile, the HDPE conduits and PVC conduits have a relatively high thermal resistance, which poor heat dissipation causes heat to accumulate inside the conduit. The steel conduit is strong, but it gets hot due to hysteresis and eddy current heat losses, but it is tiny [4, 6]. The laying scheme affects heat dissipation, and it was found that the flat laying conducts more current than the trefoil type [7]. Increasing the space of underground cables and increasing the space between underground conduits can reduce heat build-up and improve underground cable ampacity [8, 11]. The effect caused by the paving material on the top of the underground conduits affects the ampacity of the underground cables [9-10]. The landfills in the trench will affect the ampacity of underground cables. The thermal resistance properties that were using improved material will increase the underground cable ampacity, but it will have higher construction costs [12]. Installing underground cables near other heat sources will cause the underground cable ampacity to decrease [13]. In the underground duct bank, the conduits inside the duct bank will not have good heat dissipation. Therefore, it is suitable for underground cables that need not be high power [14]. From the aforementioned, this research is interested in analyzing the ampacity of low voltage underground cables installed in various types of conduit in Bangkok, Thailand, to study the characteristics of suitable installation properties and application in fieldwork.

This paper is organized as follows: first, the methodology for ampacity of cable is explained in section II. Then, the simulation result is proposed in section III. Finally, the conclusion is presented in section V.

II. METHODOLOGY OF THE AMPACITY ANALYSIS OF LOW VOLTAGE UNDERGROUND CABLES

Ampacity analysis of underground cables is defined by 416/240 volts, 3 phase, 4 wire, 50 Hz, and installed in various types of conduits in a sandy landfill according to the Metropolitan Electricity Authority (MEA) standards. Meanwhile, the thermal

resistance [17], the highest surface ground temperature (the highest temperature in the Bangkok area in 50 years), and the underground ambient temperature are defined as 1.0 K.m/W, 40.8 degrees Celsius, and 30 degrees Celsius, respectively. These parameters were used to simulate with the Thermal finite element method program for analyzing the impact of the different conduit types from the proposed.

A. Type of Conduits

Generally, the low voltage system in a big city as Bangkok, Thailand, used underground conduits. The underground conduits method was selected to install and considered in four types and the difference in the material component as steel conduit, High Density Polyethylene (HDPE), Reinforce Thermosetting Resin Conduit (RTRC), and Polyvinyl chloride (PVC), respectively. The specifications of each conduit are shown in TABLE I and Fig. 1.

TABLE I. PARAMETERS OF PIPE [4, 16]

Material	Inside diameter (mm)	Thickness (mm)	Thermal resistivity (K.m/W)
Steel	128.90	6.22	0.02
HDPE	126.60	6.70	3.50
RTRC	127.00	1.80	4.80
PVC	127.20	6.40	6.00

B. Types of Cable

The underground cables that are widely used in Thailand and follow up the installation method from the Engineering Institute of Thailand (EIT) standard include NYY, VCT, and CV, respectively. The CV cables are mostly selected to install with advantage maximum operating temperature of 90 degrees Celsius and select the copper or aluminum conductor of the cables. So, the example sizing of 240 sq. mm. with a copper conductor is shown in TABLE II.

TABLE II. PARAMETERS OF CV CABLE [6, 16]

Material	Outside Diameter (mm)	Thickness (mm)	Thermal resistivity (K.m/W)
Copper conductor	18.47	-	2.50×10^{-3}
XLPE insulation	21.87	1.70	3.50
PVC jacket	25.27	1.70	5.00



Fig. 1. Construction of 0.6/1 kV CV cable

C. Installation of Underground Cables

Low voltage underground conduits were constructed in areas under sidewalks and traffic surfaces. The construction of the underground conduits has to be prevented the traffic surface settlement. Therefore, a reclamation material has to be used with a low collapse value, using sand filling in the trench after the underground conduits were laid. The underground cable installation in various conduits was installed at depths H1 and H2 and in a sandy landfill, as shown in Fig. 2.

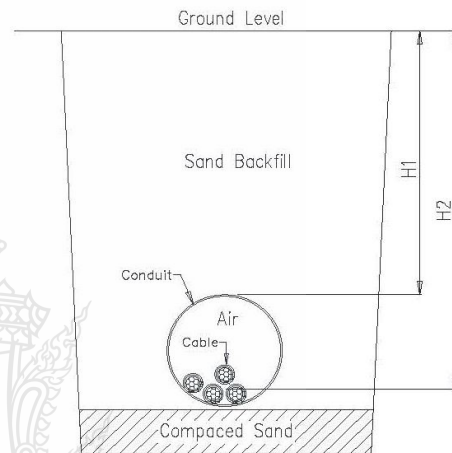


Fig. 2. Underground cables installed in a conduit.

D. Thermal Finite Element Method

The effect of the current flow in the cables generated the heat from the impedance value and radiated around the conductor and insulation of the cables. Hence, heat transfer of the underground cables throughout installed the underground conduits can be presented as IEC-TR 62095 standard [15] as follows:

$$\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + W_{int} \rho = \frac{1}{\delta} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \tau} \quad (1)$$

Where

- θ is the unknown temperature ($^{\circ}\text{C}$)
- $\delta = 1 / \rho_c$ is the thermal diffusivity of the medium (m^2 / s)
- c is the volumetric specific heat of the material (J / m^3)
- ρ is the thermal resistivity of the material (K.m/W)
- W_{int} is the heat generation rate in the cable (W/m)

III. SIMULATION RESULTS

The low voltage of the underground cables in various conduits installed in the underground deep length about 0.3 to 0.75 m. and selected cable sizing of 240 sq. mm. are presented in Fig3.

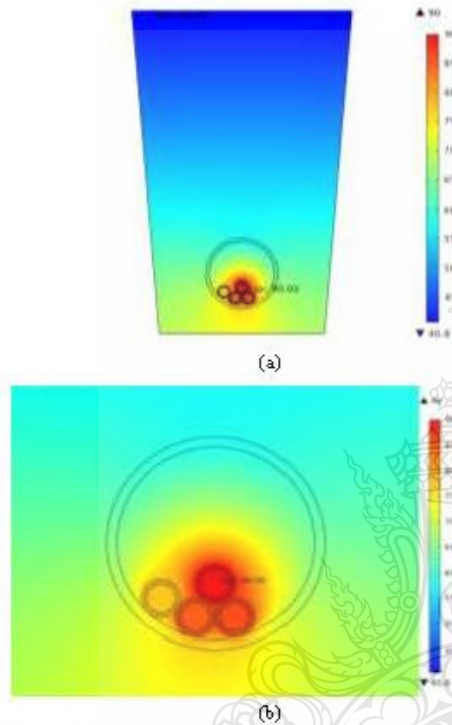


Fig. 3. Thermal radiation in a conduit with installed CV cable

Fig3 shows the thermal radiation from the CV cables to the ground throughout the underground conduit. The CV cables temperature rate is reached 90 degrees Celsius, and the surface ground temperature is defined at 40.8 degrees Celsius. Therefore, the ground can absorb or dissipation the temperature generation from the CV cables in the best condition.

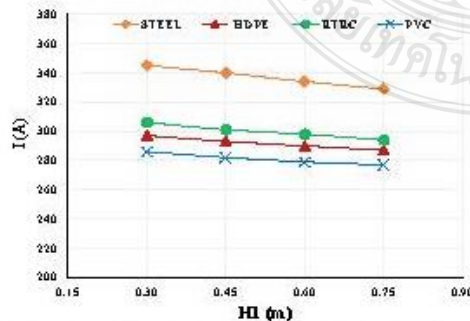


Fig. 4. Comparison of the cable ampacity by differing the electrical conduits and deep length (with the condition of the ground surface temperature at 40.8°C)

Figure 4 shows the underground cable ampacity installed in the various conduits and various depths. The underground cable ampacity showed that the steel conduit in deep length 0.30 m. carried out the maximum ampacity of 345 A. Meanwhile, RTTC conduit, HDPE conduit, and PVC conduit carried out the maximum ampacity for the cables of 306, 297, and 286 A, respectively. Therefore, the maximum ampacity of the cables can be reduced in a linear trend from the deep length of the conduits installed from 0.30, 0.45, 0.60, and 0.75 m, respectively.

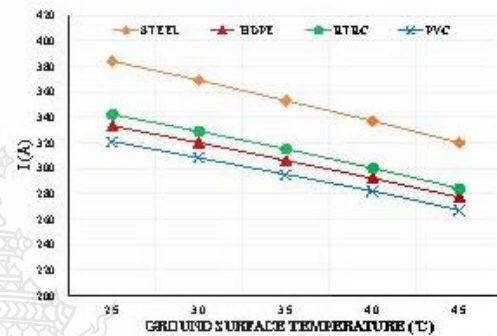


Fig. 5. Cable ampacity when installed H1 at 0.60 m. and varies the ground surface temperature from 25°C to 45°C

Fig5 shows the underground cable ampacity by varying the ground surface temperatures with a constant deep length of 0.60 m. The underground cable ampacity from the steel conduit installation can carry out the rated current of 384 A. Meanwhile, the RTTC conduit, HDPE conduit, and PVC conduit installation of the underground cables are ampacity reduced by 342, 333, and 321 A, respectively. Therefore, the increase of the ground surface temperature has affected the underground cable ampacity of the reduced in a linear trend.

IV. CONCLUSION

The ampacity analysis of underground cables in the low voltage distribution system using different conduits, ground surface factor, and deep length of underground cables is presented. It was found that the underground cable ampacity installed in the steel conduit conducts the best current. While the underground cable ampacity installed in the RTTC conduit, HDPE conduit, and PVC conduit conducts the lower current. Because each type of conduit has a different thermal resistance. The underground conduits that a low thermal resistance can dissipate heat well resulting in good current conduction. It was also found that increasing the depth of underground conduits results in reducing heat dissipation. As a result, the ampacity of underground cables is reduced. Simultaneously, if the temperature of the ground surface changes according to the season, it needs to consider the rated ampacity of the underground cables at the maximum temperature of the ground surface.

REFERENCES

- [1] Robert Hoerauf, "Ampacity application considerations for underground cables," IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 52, no. 6, pp. 4638–4645, Nov./Dec. 2016.
- [2] M. H. Shwehdi, F. S. AL-Ismail, and A. A. AL-Nuaim, "Investigating and studying the thermal effect of the underground cables," IEEE International Symposium on Electrical Insulation, San Diego, CA, USA, Jun. 2010.
- [3] L. Calcara, M. Pompili, and B. A. Cauzillo, "Ampacity of MV underground cables : the influence of soil thermal resistivity," 5th International Youth Conference on Energy (IYCE), Pisa, Italy, May 2015.
- [4] Earle C. Bascom, James Williams, and Mark Kwilinski, "Technical considerations for applying trenchless technology methods to underground power cables", IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Dallas, TX, USA, May 2016.
- [5] Ayudha Nandi Pradipta, and Chairul Hudaya, "Effects of depth burial on current carrying capacity of XLPE 86/150 (170) kV underground cable", International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT), Yogyakarta, Indonesia, Mar. 2018.
- [6] Haowei Lu, Abdullah Bokhari, Tianqi Hong, and Francisco de León "Experimental evaluation of available computational methods for eddy current and hysteresis losses for cables installed in steel pipes," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 33, no. 4, pp. 1777–1786, Aug. 2018.
- [7] Wang Jian, Jin Huan, Ma Xiao, and Bai Xu, "Ampacity analysis of buried cables based on electromagnetic-thermal finite element method", 2nd International Conference on Smart Grid and Smart Cities (ICSGSC), Kuala Lumpur, Malaysia, Aug. 2018.
- [8] Kawin Charemddee, Rongrit Chatthaworn, Pirat Khunkitti, Anan Kruesubthaworn, Apirat Siritaratwat, and Chayada Surawanitkun, "Effect of concrete duct bank dimension with thermal properties of concrete on sensitivity of underground power cable ampacity", 18th International Symposium on Communications and Information Technologies (ISCIT), Bangkok, Thailand, Sep. 2018.
- [9] Dardan Klimenta, Bojan Perović, Jelena Klimenta, Milena Jevtić, Miloš Milovanović, and Ivan Krstić, "Controlling the thermal environment of underground cable lines using the pavement surface radiation properties", IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 12, pp. 2968–2976, 2018.
- [10] Dardan Klimenta, Bojan Perović, Jelena Klimenta, Milena Jevtić, Miloš Milovanović, and Ivan Krstić, "Modelling the thermal effect of solar radiation on the ampacity of a low voltage underground cable", International Journal of Thermal Sciences, vol. 134, pp. 507-516, 2018.
- [11] Lei Quan, Chenzhao Fu, Wenrong Si, JianYang, and Qiuwang Wang, "Numerical study of heat transfer in underground power cable system", 10th International Conference on Applied Energy (ICAE2018), Hong Kong, China, Aug. 2018.
- [12] S.Bustamante, R.Minguez, A.Arroyo, M.Manana, A.Laso, P.Castro, and R.Martinez, "Thermal behaviour of medium-voltage underground cables under high-load operating conditions", Applied Thermal Engineering, vol. 156, pp. 444–452, Jun. 2019.
- [13] Wang Jian, Jin Huan, Yang Zhi, Zhao Bin, Ma Xiao, and Ji Kunpeng, "Study on finite element analysis of the external heat resistance of cables in ductbank", The 6th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2019), Okinawa, Japan, Sep. 2019.
- [14] Dardan Klimenta, DraganTasić, and Mirosljub Jevtić, "The use of hydronic asphalt pavements as an alternative method of eliminating hot spots of underground power cables", Applied Thermal Engineering, Okinawa, vol. 168, Mar. 2020.
- [15] IEC TR 62095, "Electric cables-Calculations for current ratings-Finite element method", 2003.
- [16] IEC 60287-2-1, "Electric cables-Calculations of the current rating-Part 2-1 : Thermal resistance -Calculation of thermal resistance", 2015.
- [17] Ossama E. Gouda, and Adel Zein El Dein "Improving underground power distribution capacity using artificial backfill materials," IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 9, no. 15, pp. 2180-2187, Nov. 2015.



การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 44

The 44th Electrical Engineering Conference (EECON-44)

17-19 พฤศจิกายน 2564

ณ โรงแรม ที อิมเพรส น่าน อำเภอเมืองน่าน จังหวัดน่าน

- ไฟฟ้ากำลัง (PW)
- ไฟโตนิคส์ (PH)
- คอมพิวเตอร์และเทคโนโลยีสารสนเทศ (CP)
- งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับวิศวกรรมไฟฟ้า (GN)
- วิศวกรรมชีวการแพทย์ (BE)
- ไฟฟ้าสื่อสาร (CM)
- การประมวลผลสัญญาณดิจิทัล (DS)
- ระบบควบคุมและการวัดคุม (CT)
- อิเล็กทรอนิกส์กำลัง (PE)
- พลังงานหมุนเวียน (RE)
- อิเล็กทรอนิกส์ (EL)



EECON-44
Electrical Engineering Conference





การวิเคราะห์ผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินจากขนาดของท่อร้อยสายที่แตกต่างกัน

Analysis of the Underground Cable Ampacity Impact by Different Sizes of Conduits

ฤทธิชัย ราชเย็น¹ รุ่งเพชร ก่องนอก² ยุทธนา คงจีน³ พินิจ จิตจรัส¹ และ บุญยัง ปลั่งกลาง¹

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

²วิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

Email: ritthichai_r@mail.rmuth.ac.th, boonyang.p@en.rmuth.ac.th

บทคัดย่อ

บทความฉบับนี้นำเสนอการวิเคราะห์ผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินจากขนาดของท่อร้อยสายที่แตกต่างกัน โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกำหนดความสามารถในการนำกระแสไฟฟ้าของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าขนาดต่างๆ ภายใต้อุณหภูมิแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงตามฤดูกาล ดำเนินการงานวิจัยด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ โดยทำการจำลองการติดตั้งสายไฟฟ้า พิกัดแรงดัน 416/240 โวลต์ ชนิด 3 เฟส 4 สาย แบบโหลดสมดุล โดยใช้สายไฟฟ้าตามมาตรฐาน IEC 60502-1 ชนิดสาย CV ขนาด 240 ตร.มม. ติดตั้งภายในท่อ HDPE ขนาดต่างๆ ซึ่งมีชั้นคุณภาพเหมือนกันที่ผลิตตามมาตรฐาน มอก. 982-2556 ขนาดภายนอกท่อ ตั้งแต่ 90 มม. – 160 มม. ความลึกของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดินต่ำกว่าระดับดินเดิม 60 ซม. ซึ่งส่งผลกระทบต่ออุณหภูมิและการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิแวดล้อม ตั้งแต่ 25 – 45 องศาเซลเซียส ผลการวิจัยพบว่าความสามารถในการนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ขนาดท่อ 90 มม. จะดีที่สุด ขณะที่ 110 มม. 140 มม. และ 160 มม. การนำกระแสไฟฟ้าจะลดลงตามลำดับ ขณะเดียวกันเมื่ออุณหภูมิแวดล้อมเปลี่ยนแปลงพบว่า เมื่ออุณหภูมิแวดล้อมต่ำจะมีความสามารถในการนำกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นและจะลดลงเมื่ออุณหภูมิแวดล้อมเพิ่มขึ้น

คำสำคัญ: ท่อร้อยสายไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า สายไฟฟ้าใต้ดิน

Abstract

This paper presents an analysis of the underground cable ampacity impact by different sizes of conduits. Its aim is to determine the conductivity of underground cables installed in conduits of various sizes. The ampacity of underground cables installed within conduits of various sizes under the ambient temperature that changes with the seasons. The research used the finite element method to simulate the installation of underground cables, rated voltage 416/240 volts, 3-phase, 4-wire, load-balanced type, using the cables following IEC 60502-1, CV cable type, size 240 sq. mm., installed inside HDPE conduits of various sizes, which have the same conduits quality class produced by TIS 982-2556, outside dimensions from 90 - 160 mm. The depth of the underground conduit

was 60 cm. below the ground surface and filled with sand under the ambient temperature from 25 - 45 degrees Celsius. The research results showed that the ampacity of underground cables that was installed within an underground conduit 90 mm. was the best, while the 110, 140, and 160 mm., the ampacity decreased, respectively. At the same time, when the ambient temperature changed, it was found that if the ambient temperature was low, the ampacity increased and oppositely decreased when the ambient temperature was high.

Keywords: Conduit, Ampacity, Underground Cables

1. บทนำ

การติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดินสำหรับระบบแรงต่ำในประเทศไทย จะติดตั้งตามมาตรฐานของวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ [1] มาตรฐานของการไฟฟ้านครหลวง [2] และมาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [3] ซึ่งจะกำหนดให้ติดตั้งสายไฟฟ้าในท่อร้อยสายไฟฟ้า ประกอบด้วย ท่อ HDPE ท่อเหล็ก ท่อพีวีซี และท่อ RTCC ที่ระดับความลึกต่างๆ พร้อมทั้งระบุขนาดกระแสของสายไฟฟ้าที่รับภาระได้ของสายไฟฟ้าแต่ละขนาด

การพิจารณากระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินมีหลายปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้า จากการศึกษพบว่าเมื่ออุณหภูมิผิวดินเปลี่ยนแปลงจะส่งผลกระทบต่อกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินโดยตรง หากอุณหภูมิผิวดินเพิ่มขึ้นจะส่งผลทำให้การนำกระแสไฟฟ้าของสายไฟฟ้าจะลดลง [4] และการเพิ่มความลึกของสายไฟฟ้าใต้ดินจะมีผลดีด้านป้องกันการเสียหายจากภายนอกแต่จะมีผลเสียต่อการนำกระแสของสายไฟฟ้า เนื่องจากการระบายความร้อนต้องใช้ระยะทางมากขึ้นตามความลึก ส่งผลให้การนำกระแสของสายไฟฟ้าได้ลดลง [5] เมื่อความชื้นของดินเพิ่มขึ้นจะทำให้การนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินได้เพิ่มขึ้น [6] ในขณะที่ขนาดมิติของ Duct Bank จะมีผลต่อการนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดิน ถ้าระยะห่างระหว่างท่อร้อยสายเพิ่มขึ้นจะทำให้การนำกระแสของสายไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น [7] และถ้าการติดตั้งท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดินถูกวางอยู่ใกล้แหล่งจ่ายความร้อนอื่นๆ เนื่องมาจากพื้นที่ก่อสร้างจำกัด ทำให้ไม่สามารถจัดวางท่อร้อยสายไฟฟ้าในระยะที่เหมาะสมได้ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องพิจารณาถึงความร้อนภายนอกที่ส่งผลกระทบต่อกระแสของ



ความร้อนของสายไฟฟ้าภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ไม่คิดซึ่งทำให้การนำกระแสไฟฟ้าได้ลดลง [8] จากการศึกษาดังกล่าวพบว่าจำเป็นต้องศึกษาปัจจัยอื่นๆ ที่มีผลต่อการนำกระแสเพิ่มเติม และงานวิจัยนี้สนใจศึกษาและวิเคราะห์ช่องว่างอากาศที่อยู่ภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า โดยการพิจารณาขนาดท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดินขนาดต่างๆ ที่มีผลต่อการนำกระแสของสายไฟฟ้าได้ดินต่อไปนี้

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ขนาดท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดินที่มีผลต่อการนำกระแสของสายไฟฟ้าได้ดิน มีทฤษฎีที่เกี่ยวข้องดังนี้

2.1 กระแสไฟฟ้า

โดยทั่วไปการคำนวณหากระแสของสายไฟฟ้าได้ดิน สามารถคำนวณได้ตามมาตรฐาน IEC 60287-2-1 [9] ซึ่งไม่รวมอยู่ในงานวิจัยนี้ และมาตรฐานดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังสมการ

$$I = \sqrt{\frac{\Delta\theta - W_d [0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4)}} \quad (1)$$

โดยที่

I	คือ	พิกัดกระแสของสายเคเบิล (A)
$\Delta\theta$	คือ	ผลต่างอุณหภูมิของตัวนำกับสิ่งแวดล้อม ($^{\circ}\text{C}$)
W_d	คือ	พลังงานสูญเสียในฉนวน (W / m)
n	คือ	จำนวนตัวนำ (แกน) ของสายเคเบิล
R	คือ	ความต้านทานกระแสสลับของตัวนำที่อุณหภูมิใช้งาน (Ω / m)
T_1	คือ	ความต้านทานความร้อนระหว่างตัวนำกับ Sheath (km / W)
T_2	คือ	ความต้านทานความร้อนระหว่าง Sheath กับ Armour (km / W)
T_3	คือ	ความต้านทานความร้อนระหว่าง Armour กับ Jacket (km / W)
T_4	คือ	ความต้านทานความร้อนภายนอก ระหว่าง Jacket ถึงผิวดิน (km / W)
λ_1	คือ	อัตราส่วนกำลังสูญเสียใน Sheath ต่อกำลังสูญเสียในตัวนำ
λ_2	คือ	อัตราส่วนกำลังสูญเสียใน Armour ต่อกำลังสูญเสียในตัวนำ

2.2 การถ่ายเทความร้อน

เมื่อกระแสไหลในตัวนำจะเกิดความร้อนขึ้นในสายไฟฟ้าและจะถ่ายเทความร้อนจากตัวนำผ่านฉนวนชั้นต่างๆ ผ่านสู่อากาศภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ผ่านผนังท่อร้อยสายไฟฟ้า และผ่านชั้นดินสู่ผิวดิน สามารถคำนวณได้จากสมการ (1) แต่ด้วยวิธีการดังกล่าวพิจารณาอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นของสายไฟฟ้าแยกแต่ละเส้น ขณะที่ความแม่นยำ ควร

พิจารณาอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นจากการทำงานพร้อมกันของสายไฟฟ้าทั้งหมด โดยใช้สมการการนำความร้อนในมาตรฐาน IEC TR62095 [10] ซึ่งแสดงได้ดังสมการ

$$\frac{\partial^2 \theta}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \theta}{\partial y^2} + W_{ac} \rho = \frac{1}{\delta} \frac{\partial^2 \theta}{\partial \tau} \quad (2)$$

โดยที่

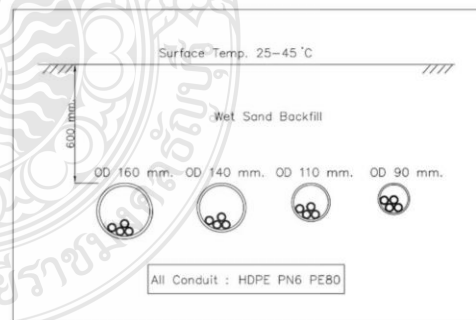
θ	คือ	อุณหภูมิ ($^{\circ}\text{C}$)
$\delta = 1 / \rho c$	คือ	การแพร่กระจายความร้อนของตัวกลาง (m^2 / s)
C	คือ	ความร้อนจำเพาะของวัสดุ (J / m^3)
ρ	คือ	ความต้านทานความร้อนของวัสดุ ($\text{K} \cdot \text{m} / \text{W}$)
W_{ac}	คือ	อัตราการสร้างความร้อนในสายไฟฟ้า (W / m)

3. วิธีการดำเนินงานวิจัย

การดำเนินการงานวิจัยของงานวิเคราะห์ขนาดท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดินที่มีผลต่อการนำกระแสของสายไฟฟ้าได้ดิน ด้วยวิธีจำลองไฟฟ้านัดอิเล็กเมนต์ กำหนดให้อุณหภูมิผิวดิน 25-45 $^{\circ}\text{C}$ และท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดินชนิด HDPE วางฝังใต้ดินลึก 60 ซม. ถูกฝังกลบด้วยทรายเปียก โดยติดตั้งสายไฟฟ้า ชนิด CV ขนาด 240 ตร.มม. แรงดัน 416/240 โวลท์ 3 เฟส 4 สาย ซึ่งมีรายละเอียดในการดำเนินการดังนี้

3.1 ขนาดของท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดิน

ขนาดท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดินที่ใช้ในงานวิจัยนี้ มีขนาด Outside diameter (OD) ต่างๆ ดังแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 1



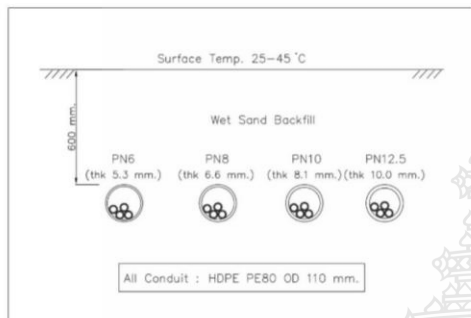
รูปที่ 1 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อ HDPE ที่ใช้ในการจำลอง

จากรูปที่ 1 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางท่อร้อยสายไฟฟ้าได้ดิน ชนิด HDPE ชั้นคุณภาพ PN6 PE80 ประกอบด้วย ขนาด 90 มม. 110 มม. 140 มม. และ 160 มม. ซึ่งมีขนาดพื้นที่หน้าตัดสายไฟฟ้ารวมฉนวน ไม่เกิน 40% ของพื้นที่หน้าตัดท่อร้อยสายไฟฟ้า ซึ่งจะสอดคล้องตามมาตรฐาน

ของ ANSI/IEEE Std.525-1987 งานวิจัยนี้พิจารณาการจัดเรียงสายตามข้างต้นเท่านั้นเพื่อเปรียบเทียบผลจากความต่างของพื้นที่หน้าตัดท่อ ซึ่งทางปฏิบัติสำหรับท่อขนาดใหญ่อาจจัดเรียงสายแบบแผ่ได้ซึ่งจะส่งผลให้การระบายความร้อนได้ดีกว่า

3.2 ความหนาของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน

ความหนาของท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดินที่ใช้ในงานวิจัยนี้ มีขนาดต่างๆ ดังแสดงรายละเอียดดังรูปที่ 2



รูปที่ 2 ขนาดความหนาท่อ HDPE ที่ใช้ในการจำลอง

จากรูปที่ 2 ขนาดความหนาท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน ชนิด HDPE ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางภายใน 110 มม. ชั้นคุณภาพ PE80 ที่ PN ต่างๆ ซึ่ง PN เป็นตัวกำหนดค่าความหนาของท่อ ซึ่งความหนาประกอบด้วย ขนาด 5.3 มม. 6.6 มม. 8.1 มม. และ 10.0 มม.

3.3 ความต้านทานความร้อนของวัสดุ

การคำนวณกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินและการจำลองการถ่ายเทความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ จำเป็นที่จะต้องกำหนดค่าคุณสมบัติของวัสดุต่างๆ ซึ่งมีรายละเอียดดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความต้านทานความร้อนของวัสดุ

ลำดับ	รายการ	ความต้านทานความร้อน ($K \cdot m / W$)
1	HDPE	3.50
2	Copper conductor	2.50×10^{-3}
3	XLPE insulation	3.50
4	PVC jacket	5.00
5	Air	40.00
6	Wet Sand	1.00

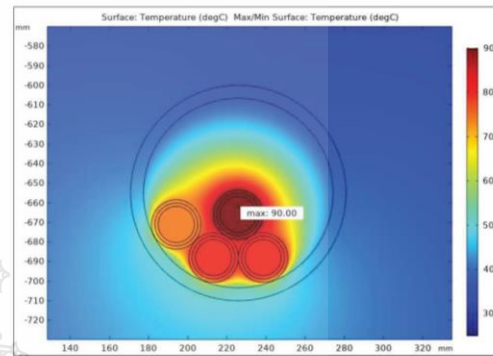
ความต้านทานความร้อนของวัสดุจะมีผลโดยตรงต่อการถ่ายเทความร้อน หากค่าความต้านทานความร้อนมากจะทำให้การถ่ายเทความร้อนได้น้อยลง ขณะที่หากวัสดุที่มีค่าความต้านทานความร้อนเท่ากัน การถ่ายเทความร้อนจะแปรผันโดยตรงกับความหนาหรือความกว้างของวัสดุ ซึ่งหากมีความหนาหรือความกว้างมากก็ถ่ายเทความร้อนได้น้อย

4. ผลการวิจัย

ผลการจำลองของงานวิจัยนี้ ประกอบด้วย 3 ส่วน ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1 ผลการจำลองของการถ่ายเทความร้อน

การจำลองการถ่ายเทความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ ของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายไฟฟ้า ชนิด HDPE สามารถนำเสนอได้ดังรูปที่ 3

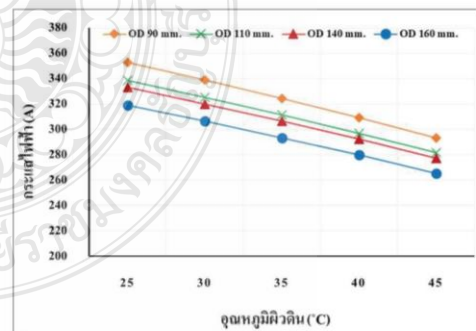


รูปที่ 3 การถ่ายเทความร้อนจากตัวนำสู่ผิวดิน

จากรูปที่ 3 แสดงให้เห็นว่าการถ่ายเทความร้อนเริ่มต้นจากตัวนำ ซึ่งเมื่อกระแสไหลผ่านตัวนำก็จะทำให้เกิดความร้อนและจะมีการถ่ายเทความร้อนจากตัวนำผ่านฉนวน อากาศ ท่อร้อยสายไฟฟ้า ชั้นดิน ไปสู่ผิวดิน ซึ่งพบว่าความร้อนจะมากที่สุดบริเวณตัวนำ และจะลดลงเมื่อห่างจากตัวนำ และจะมีความร้อนน้อยที่สุดบริเวณผิวดิน

4.2 ผลการจำลองของท่อร้อยสายไฟฟ้าขนาดต่างๆ

ผลการจำลองการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน ภายในท่อ HDPE ที่มีเส้นผ่าศูนย์กลางต่าง ๆ สามารถหากระแสได้ดังแสดงดังรูปที่ 4



รูปที่ 4 กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าต่อขนาด OD HDPE

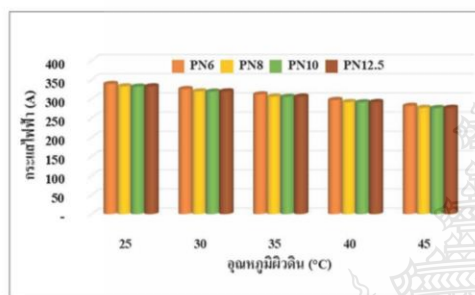
จากรูปที่ 4 ผลการจำลองด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พบว่าเมื่อสายไฟฟ้ารับภาระโหลดเต็มพิกัดที่อุณหภูมิตัวนำ 90 °C ขณะที่อุณหภูมิผิวดิน 25 °C กระแสของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในท่อร้อยสายไฟฟ้า ขนาด 90



มม. 110 มม. 140 มม. และ 160 มม. จะสามารถรับภาระโหลดสูงสุดได้ 352.68 แอมแปร์ 338.43 แอมแปร์ 333.17 แอมแปร์ และ 319.01 แอมแปร์ ตามลำดับ และเมื่ออุณหภูมิผิวดินสูงขึ้นจาก 25 °C เป็น 45 °C จะส่งผลให้สายไฟฟ้าสามารถรับภาระโหลดได้น้อยลงโดยที่กระแสไฟฟ้าจะลดลงเป็นเชิงเส้น

4.3 ผลการจำลองของทอรรอยสายไฟฟ้าที่ความหนาต่าง ๆ

ผลการจำลองการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน ภายในท่อ HDPE ที่มีความหนาต่าง ๆ สามารถหาค่ากระแสได้ดังแสดงดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 กราฟความสัมพันธ์ของกระแสไฟฟ้าต่อความหนาของท่อ HDPE

จากรูปที่ 5 แสดงให้เห็นว่าการนำกระแสไฟฟ้าของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในทอรรอยสายไฟฟ้าที่ความหนาต่าง ๆ นั้น พบว่าการนำกระแสของสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อที่มีความหนาน้อยกว่าจะสามารถนำกระแสได้ต่ำกว่าที่มีความหนามากกว่าเนื่องจากความหนาของท่อจะมีผลโดยตรงต่อการถ่ายเทความร้อน ขณะเดียวกันยังพบว่าเมื่ออุณหภูมิผิวดินเพิ่มมากขึ้นก็จะส่งผลให้การนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินลดลง

5. สรุปผลการวิจัย

การติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดิน แรงดัน 416/240 โวลต์ ชนิด 3 เฟส 4 สายของสายไฟฟ้า ชนิด CV ที่ติดตั้งภายในทอรรอยสายไฟฟ้าใต้ดิน ชนิด HDPE พบว่าขนาด 90 มม. จะสามารถรับภาระกระแสไฟฟ้าได้สูงที่สุดเนื่องจากพื้นที่ว่างอากาศภายในท่อนั้นมีปริมาณน้อยสุด เมื่อเทียบกับท่อขนาดอื่นที่โตกว่าเพราะอากาศมีค่าความต้านทานความร้อนสูงกว่าวัสดุทอรรอยสายไฟฟ้า หากพื้นที่ว่างอากาศมีมากขึ้นหรือขนาดท่อนั้นมีขนาดใหญ่ขึ้นก็จะส่งผลให้การถ่ายเทความร้อนจากสายไฟฟ้าไปสู่ผนังท่อนั้นมีระยะทางมากขึ้น ก็จะส่งผลให้การนำกระแสไฟฟ้าได้น้อยลง ทั้งนี้แม้ว่าทอรรอยสายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กกว่าจะทำให้การนำกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินได้ดีกว่า แต่ในการพิจารณาเลือกท่อสำหรับติดตั้งสายไฟฟ้าตั้งแต่ 3 เส้นขึ้นไป ภายในท่อเดียวกันยังต้องพิจารณาค่าเปอร์เซ็นต์คอนดักต์ฟิล (Percent Conduit Fill) เพื่อพิจารณาว่าสายไฟฟ้าทั้งหมดใช้พื้นที่ไม่เกิน 40% ของพื้นที่ภายในท่อซึ่งจะสอดคล้องกับการเบียดเสียดของสายไฟฟ้า

ภายในทอรรอยสายไฟฟ้า (Jamming) ตามมาตรฐานของ ANSI/IEEE Std.525-1987

เอกสารอ้างอิง

- [1] วิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย ในพระบรมราชูปถัมภ์ “มาตรฐานการติดตั้งทางไฟฟ้า สำหรับ ประเทศไทย พ.ศ.2556” พิมพ์ครั้งที่ 1 พ.ศ.2556
- [2] การไฟฟ้านครหลวง “คำแนะนำการติดตั้งสายไฟฟ้าใต้ดินในพื้นที่จัดสรร” พ.ศ.2544
- [3] การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “คำแนะนำการก่อสร้างระบบเคเบิลใต้ดินสำหรับหมู่บ้านจัดสรร” พ.ศ.2549
- [4] Dardan Klimenta, Bojan Perović, Jelena Klimenta, Milena Jevtić, Miloš Milovanović, and Ivan Krstić, “Modelling the thermal effect of solar radiation on the ampacity of a low voltage underground cable”, International Journal of Thermal Sciences, vol. 134, pp. 507-516, 2018.
- [5] Ayudha Nandi Pradipta, and Chairul Huda, “Effects of depth burial on current carrying capacity of XLPE 86/150 (170) kV underground cable”, International Conference on Information and Communications Technology (ICOIAT), Yogyakarta, Indonesia, Mar. 2018.
- [6] S.Bustamante, R.Minguez, A.Arroyo, M.Manana, A.Laso, P.Castro, and R.Martinez, “Thermal behaviour of medium voltage underground cables under high-load operating conditions”, Applied Thermal Engineering, vol. 156, pp. 444-452, Jun. 2019.
- [7] Kawin Charemduee, Rongrit Chatthaworn, Pirat Khunkitti, Anan Kruesubthaworn, Apirat Sirtaratitwat, and Chayada Surawanitkun, “Effect of concrete duct bank dimension with thermal properties of concrete on sensitivity of underground power cable ampacity”, 18th International Symposium on Communications and Information Technologies (ISCIT), Bangkok, Thailand, Sep. 2018.
- [8] Wang Jian, Jin Huan, Yang Zhi, Zhao Bin, Ma Xiao, and Ji Kunpeng, “Study on finite element analysis of the external heat resistance of cables in ductbank”, The 6th International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPESE 2019), Okinawa, Japan, Sep. 2019.
- [9] IEC 60287-2-1, “Electric cables-Calculation of the current rating-Part 2-1 : Thermal resistance -Calculation of thermal resistance”, 2015.
- [10] IEC TR 62095, “Electric cables-Calculations for current ratings-Finite element method”, 2003.



การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14
The 14th Electrical Engineering Network 2022

EENET 2022

25-27 MAY 2022 Hilton Phuket Arcadia Resort & Spa, Phuket

CONFERENCE TOPICS

1. Electrical Power (PW)
2. Electronics, Circuit and Communication (EC)
3. Power Electronics (PE)
4. Computer and Information Technology (CP)
5. Control Systems and Instrumentation (CT)
6. Digital Signal Processing (DS)
7. Energy and Energy Saving (ES)
8. Innovation and Invention (IN)
9. General Electrical Engineering (GN)
10. Special Session on Electrical Engineering (SS)

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14

14th Conference of Electrical Engineering Network 2022 (EENET 2022)



การเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินภายในท่อร้อยสายแบบกึ่งฝังใต้ดินโดยตรงด้วยเทคนิคการจัดเรียงสาย Ampacity Increasing of Underground Power Cables within Semi Direct Burial Duct Bank by Cable Arrangement Technique

อุทธิชัย ราชเป็น¹ ธนากร พุ่มไม้ทอง² นิรุติ นิลแก้ว³ สมชาย ไกรปราบ⁴ พินิจ จิตจรัส⁵ รุ่งเพชร ก่องนอก⁶ ยุทธนา คงชิน⁷ และ บุญยัง ปลั่งกลาง⁸

¹ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

²สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์และสถาปัตยกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี

Email: ritthichai_r@mail.rmutt.ac.th, boonayang.p@en.rmutt.ac.th

บทคัดย่อ

บทความนี้เสนอวิธีการเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าใต้ดินที่ติดตั้งภายในท่อร้อยสายแบบกึ่งฝังใต้ดินโดยตรง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการรับโหลดของสายไฟฟ้าด้วยเทคนิคต่างๆ การดำเนินงานวิจัยด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ การศึกษานี้พิจารณาการรับโหลดแบบ 3 เฟส ชนิด 3 สาย แรงดัน 400 โวลต์ แบบโหลดสมดุล สายไฟฟ้า ชนิด CV ขนาด 185 ตร.มม. สายไฟฟ้าติดตั้งภายในท่อ HDPE ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 90 มม. ชั้นคุณภาพ PN6 PE80 ความลึกจากผิวจราจรถึงท่อ HDPE เท่ากับ 60 ซม. ซึ่งฝังกลับด้วยทราย ผลการศึกษาพบว่า การจัดเรียงสายแบบ Cradle จะรองรับโหลดได้มากกว่าแบบ Trefoil ในขณะที่การเพิ่มระยะห่างระหว่างสายทั้งแบบ Cradle และ Trefoil จะรองรับโหลดได้มากกว่าการวางสายไฟฟ้าชิดติดกัน การเติมน้ำภายในท่อ HDPE ทดแทนช่องว่างอากาศก็เป็นอีกวิธีหนึ่งที่สามารถเพิ่มกระแสให้กับสายไฟฟ้าได้ ซึ่งพบว่าการดังกล่าวตามข้างต้นจะรองรับโหลดได้ใกล้เคียงกัน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการเติมน้ำในท่อร้อยสายไฟฟ้าเป็นวิธีการเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าที่ดีที่สุดของวิธีการต่างๆ ในบทความนี้ อย่างไรก็ตามในทางปฏิบัติยังมีข้อจำกัดอีกหลายประการที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติมต่อไป

คำสำคัญ: กระแสไฟฟ้า ท่อร้อยสาย สายเคเบิลใต้ดิน

Abstract

This paper presents the methods to increase the ampacity of underground power cables installed inside the semi-direct burial duct bank. The objective is to increase the performance of the load capacity of power cables with cable arrangement and other techniques. This research was performed by the finite element method. This selected underground power cable system was the three-phase, three-wire, 400 volts, load-balanced system, type CV, and size 185 sq. mm. The power cables were installed inside the HDPE pipe, diameter of 90 mm., the quality class was PN6 and PE80. The depth from the traffic surface to

the HDPE pipe was 60 cm. and backfilled with sand. The study results found that the cradle cable formation arrangement carried loads more than the trefoil cable formation arrangement. While the increasing distance between the cradle and the trefoil cable formation arrangement can handle loads more than the power cable adjacent arrangement. Water filling in the HDPE pipe instead of air gaps was another way to increase the ampacity of power cables similarly in both methods mentioned above. Therefore, it can be concluded that filling the conduit with water was the best method of increasing the power cable ampacity of the various methods mentioned in this paper. However, in practice, there are still several limitations that need further investigation.

Keywords: ampacity, duct bank, underground power cables

1. บทนำ

การเจริญเติบโตของชุมชนเมือง โดยเฉพาะเมืองหลักของการท่องเที่ยว เช่น เชียงใหม่ นครราชสีมา สุราษฎร์ธานีภูเก็ต และสงขลา ตลอดจนกรุงเทพมหานครและปริมณฑลนั้น ทางภาครัฐมีนโยบายปรับปรุงภูมิทัศน์รองรับการท่องเที่ยว เพิ่มเสถียรภาพและความปลอดภัยของระบบไฟฟ้าด้วยการเปลี่ยนระบบสายไฟฟ้าอากาศเป็นระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน ในขณะที่พื้นที่ของกรุงเทพมหานครและปริมณฑลนั้นมีพื้นที่จำกัดในการวางระบบสายไฟฟ้าใต้ดิน เนื่องจากบริเวณใต้ผิวจราจรและทางเท้าหนาแน่นไปด้วยระบบสาธารณูปโภคอื่น ๆ ดังนั้นการออกแบบระบบไฟฟ้าใต้ดินเพื่อรองรับโหลดทั้งปัจจุบันและอนาคตจึงเป็นปัจจัยหลักที่ต้องนำมาพิจารณา โดยเฉพาะการกำหนดวิธีการก่อสร้างขนาดสายไฟฟ้า และท่อร้อยสายไฟฟ้า เป็นต้น

ระบบไฟฟ้าใต้ดินมีหลายปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อขนาดกระแสของสายไฟฟ้าที่ต้องพิจารณา จากการศึกษาค้นคว้าของภูมิเวตส์สูงชันจะทำให้ความสามารถรองรับโหลดของสายไฟฟ้าลดลง [1] การเพิ่มความลึกของสายไฟฟ้าใต้ดินจะส่งผลให้เพิ่มระยะทางในการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าซึ่งจะทำให้การรับโหลดไฟฟ้าได้น้อยลง

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14

14th Conference of Electrical Engineering Network 2022 (EENET 2022)



[2] ความชื้นในดินที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้สายไฟฟ้ารองรับโหลดได้มากขึ้น โดยเฉพาะในช่วงฤดูฝน [3] ระยะห่างระหว่างท่อนร้อยสายไฟฟ้าจะมีผลต่อการกระจายของสายไฟฟ้าเนื่องจากอิทธิพลของความร้อนจากท่อนร้อยสายบริเวณข้างเคียง [4-5] ในขณะที่ชนิดของท่อนร้อยสายไฟฟ้าที่ผลิตจากวัสดุต่างชนิดและความหนาของท่อต่างกัน จะมีผลต่อความต้านทานความร้อนและส่งผลต่อการกระจายของสายไฟฟ้า และหากพิจารณาท่อนร้อยสายไฟฟ้าชนิดเดียวกัน จะพบว่าสายไฟฟ้าที่ติดตั้งภายในท่อที่มีขนาดโตกว่าจะรองรับ โหลดได้น้อยกว่าสายไฟฟ้าที่ติดตั้งในท่อขนาดเล็ก จากการศึกษาดังกล่าวพบว่าการระบายความร้อนของสายไฟฟ้าได้ขึ้นเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการกระจายของสายไฟฟ้า ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงสนใจศึกษาเทคนิคและวิธีการเพิ่มขนาดกระจายของสายไฟฟ้าด้วยการลดความร้อนของสายไฟฟ้าดังที่นำเสนอต่อไป

2. ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

บทความนี้ดำเนินการโดยใช้วิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ แบบสมการคงตัว 2 มิติ ซึ่งแสดงได้ดังสมการ

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(k \cdot \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} \left(k \cdot \frac{\partial T}{\partial y} \right) + Q_v = 0 \quad (1)$$

โดยที่

k	คือ	ความนำความร้อน ($W / m \cdot K$)
T	คือ	อุณหภูมิ ($^{\circ}C$)
Q_v	คือ	ปริมาตรความร้อน (W / m^3)
x, y	คือ	พิกัดคาร์ทีเซียน (m)

ปริมาตรความร้อนของตัวนำสายไฟฟ้า สามารถแสดงได้ดัง

สมการ

$$Q_v = \frac{R_{ac}(T_{cp})}{S_c} \cdot I^2 \quad (2)$$

โดยที่

Q_v	คือ	ปริมาตรความร้อน (W / m^3)
R_{ac}	คือ	ความต้านทานกระแสลับ (Ω / m)
T_{cp}	คือ	อุณหภูมิที่ข้อมให้อ่อนแอ ($^{\circ}C$)
S_c	คือ	พิกัดคาร์ทีเซียน (m^2)
I	คือ	กระแสของสายไฟฟ้า (A)

กรณีโดยแผนการคำนวณขนาดใหญ่ จะใช้หลักการความร้อนมีค่าเป็นศูนย์โดยรอบ ซึ่งประกอบด้วย ด้านข้าง ด้านล่าง แสดงได้ดังสมการ

$$k \frac{\partial T}{\partial n} = 0 \quad (3)$$

โดยที่

k	คือ	ความนำความร้อน ($W / m \cdot K$)
T	คือ	อุณหภูมิ ($^{\circ}C$)
n	คือ	ความยาวของเวกเตอร์ (m)

3. วิธีการดำเนินงาน

การดำเนินงานของเทคนิคการเพิ่มกระจายของสายไฟฟ้าได้ดำเนินการในท่อนร้อยสายแบบกึ่งฝังได้ดำเนินการด้วยวิธีจำลองไฟไนต์เอลิเมนต์ โดยพิจารณาแบบไฟฟ้า แบบ 3 เฟส 3 สาย แรงดัน 400 โวลต์ ติดตั้งสายไฟฟ้า ชนิด CV ขนาด 185 ตร.มม. ภายในท่อ HDPE ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 90 มม. เฝ้านิดลึก 60 ซม. โดยที่อุณหภูมิผิวดิน $40^{\circ}C$ ซึ่งมีขั้นตอนการดำเนินการดังนี้

- 1) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Trefoil วางสายชิดติดกันและภายในท่อนร้อยสายเป็นช่องว่างอากาศ
- 2) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Trefoil วางสายชิดติดกันและแทนที่ช่องว่างอากาศภายในท่อนร้อยสายด้วยน้ำ
- 3) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Trefoil วางสายเว้นระยะห่างกันและภายในท่อนร้อยสายเป็นช่องว่างอากาศ
- 4) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Trefoil วางสายเว้นระยะห่างกันและแทนที่ช่องว่างอากาศภายในท่อนร้อยสายด้วยน้ำ
- 5) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Cradle วางสายชิดติดกันและภายในท่อนร้อยสายเป็นช่องว่างอากาศ
- 6) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Cradle วางสายชิดติดกันและแทนที่ช่องว่างอากาศภายในท่อนร้อยสายด้วยน้ำ
- 7) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Cradle วางสายเว้นระยะห่างกันและภายในท่อนร้อยสายเป็นช่องว่างอากาศ
- 8) จำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบ Cradle วางสายเว้นระยะห่างกันและแทนที่ช่องว่างอากาศภายในท่อนร้อยสายด้วยน้ำ
- 9) เปรียบเทียบกระจายของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงรูปแบบต่าง ๆ ทั้งกรณีภายในท่อนร้อยสายเป็นช่องว่างอากาศและกรณีแทนที่ช่องว่างอากาศด้วยน้ำ
- 10) วิเคราะห์และสรุปผล

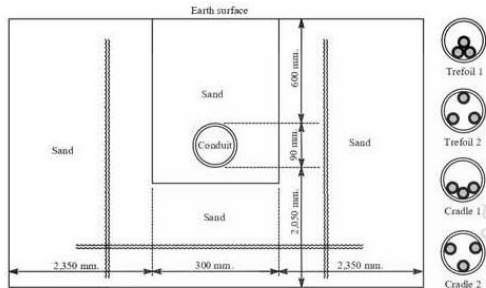
บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14

14th Conference of Electrical Engineering Network 2022 (EENET 2022)



การจัดเรียงสายไฟฟ้าภายในท่อ HDPE ที่วางฝังใต้ดินใน
รูปแบบต่างๆ แสดงได้ดังรูปที่ 1



รูปที่ 1 การจัดตั้งท่อร้อยสายไฟฟ้าดิน แบบฝังใต้ดิน โดยตรง และ
รูปแบบจัดเรียงสายไฟฟ้าภายในท่อร้อยสายไฟฟ้าใต้ดิน

โครงสร้างของสายไฟฟ้า ชนิด CV ขนาด 185 ตร.มม.
ประกอบด้วย ตัวนำทองแดง ฉนวน ชนิด XLPE และเปลือกนอก ชนิด
PVC ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2



1 : Conductor diameter 15.98 mm.
2 : Insulation thickness 1.60 mm.
3 : Sheath thickness 1.60 mm.

รูปที่ 2 โครงสร้างสายไฟฟ้า ชนิด CV [6]

การจำลองความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ จำเป็นต้อง
กำหนดค่าความต้านทานความร้อนของวัสดุ ซึ่งจะมีผลต่อการระบาย
ความร้อนออกจากตัวนำของสายไฟฟ้า ความต้านทานความร้อนของ
วัสดุที่เกี่ยวข้องแสดงได้ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ความต้านทานความร้อนของวัสดุ

ลำดับ	รายการ	ความต้านทานความร้อน ($K \cdot m / W$)
1	HDPE	3.50
2	Copper conductor	2.50×10^{-4}
3	XLPE insulation	3.50
4	PVC jacket	5.00
5	Air	40.00
6	Sand	1.00
7	Water	0.001

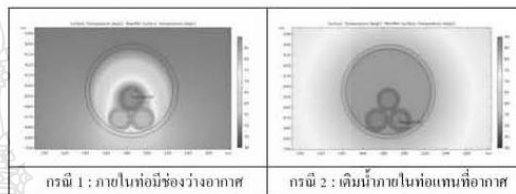
ความต้านทานความร้อนของวัสดุจะมีผลโดยตรงต่อการ
ถ่ายเทความร้อน หากค่าความต้านทานความร้อนสูงจะทำให้การถ่ายเท
ความร้อนได้ไม่ดี ในขณะที่วัสดุที่มีค่าความต้านทานความร้อนต่ำเกินไปก็
จะแปรผันตรงกับความหนาของวัสดุ

4. ผลการจำลอง

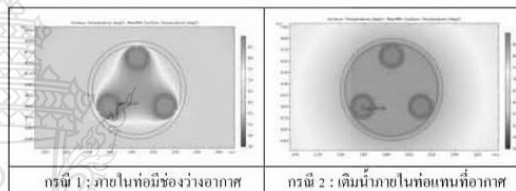
ผลการจำลองของบทความนี้ประกอบด้วย 2 ส่วน ซึ่งสามารถ
นำเสนอได้ดังต่อไปนี้

4.1 การถ่ายเทความร้อนของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงรูปแบบต่างๆ

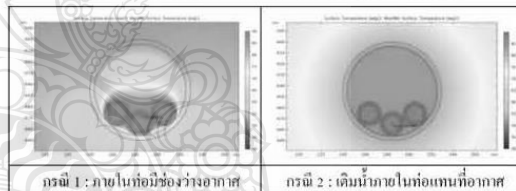
การจัดเรียงสายรูปแบบต่าง ๆ จะมีผลโดยตรงต่อการถ่ายเท
ความร้อนของตัวนำสายไฟฟ้า ซึ่งสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3



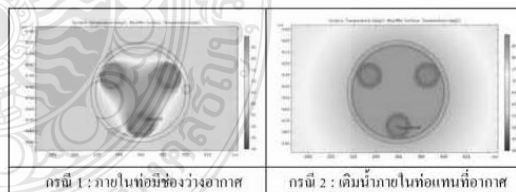
ก) การถ่ายเทความร้อนของการจัดเรียงสายแบบ Trefoil 1



ข) การถ่ายเทความร้อนของการจัดเรียงสายแบบ Trefoil 2



ค) การถ่ายเทความร้อนของการจัดเรียงสายแบบ Cradle 1



ง) การถ่ายเทความร้อนของการจัดเรียงสายแบบ Cradle 2

รูปที่ 3 การถ่ายเทความร้อนของสายไฟฟ้าที่จัดเรียงสายรูปแบบต่าง ๆ

จากกรณีที่ 1 ภายในท่อมี่ช่องว่างอากาศนั้น เมื่อกระแสไหล
ผ่านตัวนำจะเกิดความร้อนและถ่ายเทความร้อนจากตัวนำผ่านฉนวนและ
เปลือกนอกของสายไฟฟ้า ซึ่งจะเกิดการสะสมบริเวณสายเส้นที่อยู่ตรง
กลางและเกิดความร้อนสะสม ดังรูป ก) และเมื่อเพิ่มระยะห่างระหว่าง
สายไฟฟ้า พบว่าการสะสมความร้อนจะเกิดบริเวณศูนย์กลางของท่อซึ่ง

บทความวิจัย

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 14

14th Conference of Electrical Engineering Network 2022 (EENET 2022)



ไม่ส่งผลต่อสายไฟฟ้า ทำให้การถ่ายเทความร้อนของตัวนำได้ดี ดังรูป ข) ขณะเดียวกันการวางสายไฟฟ้าตามรูป ค) จะถ่ายเทความร้อนได้ดีกว่ารูป ก) แต่จะยังมีความร้อนสะสมที่ตัวนำเส้นกลาง ซึ่งสามารถแก้ปัญหานี้ได้ด้วยการเพิ่มระยะห่างของสายไฟฟ้า ตามรูป ง) ทั้งนี้หากเติมน้ำแทนช่องว่างอากาศจะส่งผลให้การถ่ายเทความร้อนได้ดีกว่ากรณีที่ 1 ของทุกรูปแบบการจัดเรียงสาย และยิ่งพบว่ากระจายความร้อนได้ดีกว่ากรณีที่มีการติดตั้งของการจัดเรียงสายทั้ง 4 รูปแบบ ซึ่งแสดงได้ดังรูปที่ 3 กรณีที่ 2

4.2 ผลการจำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระแสของสายไฟฟ้า

การจำลองความร้อนเพื่อหาขนาดกระแสของสายไฟฟ้าในสถานะต่าง ๆ สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ผลการจำลองกระแสที่อุณหภูมิ 40 °C

รูปแบบการวางสายไฟฟ้า	กระแสไฟฟ้า (A)	
	ช่องว่างอากาศในท่อ	เติมน้ำในท่อ
Trefoil 1	266.30	496.20
Trefoil 2	361.00	496.55
Cradle 1	328.51	496.30
Cradle 2	360.23	496.74

จากตารางที่ 2 การจำลองความร้อนเพื่อหากระแสของสายไฟฟ้า ด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ พบว่า ในสถานะที่ร้อยสายอยู่สูงกว่าระดับน้ำท่วมขัง ซึ่งภายในท่อจะมีช่องว่างอากาศนั้น การจัดเรียงสายรูปแบบ Trefoil 1 จะรับภาระโหลดไฟฟ้าได้ต่ำกว่ารูปแบบ Cradle 1 และหากต้องการให้สายไฟฟ้ารับภาระโหลดไฟฟ้าได้มากขึ้นโดยการเพิ่มระยะห่างตามรูปแบบ Trefoil 2 และ Cradle 2 แต่ในทางปฏิบัติอาจจะต้องเพิ่มอุปกรณ์ Spacer เพื่อจัดระยะห่างของสายไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นการเพิ่มต้นทุนและยุ่งยากในการทำงาน ขณะที่การเติมน้ำในท่อร้อยสายไฟฟ้าแทนที่ช่องว่างอากาศ หรือกรณีท่อร้อยสายอยู่ในระดับน้ำท่วมขังนั้น จะพบว่าภาระเรียงสายไฟฟ้าทั้ง 4 รูปแบบ รับภาระโหลดไฟฟ้าได้ใกล้เคียงกัน และสูงกว่าท่อร้อยสายที่มีช่องว่างอากาศทุกรูปแบบการจัดเรียงสาย

5. สรุปผลการวิจัย

การจำลองความร้อนด้วยวิธีไฟไนต์เอลิเมนต์ เพื่อหาขนาดกระแสของสายไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ ในสถานะที่มีช่องว่างอากาศภายในท่อร้อยสายและในสถานะเติมน้ำแทนช่องว่างอากาศภายในท่อร้อยสายของการวางท่อร้อยสายไฟฟ้าแบบกึ่งฝังใต้ดิน โดยตรง ด้วยท่อ HDPE ขนาด 90 มม. ติดตั้งสายไฟฟ้า ชนิด CV ขนาด 185 ตร.มม. แบบ 3 เฟส ชนิด 3 สาย โดยอยู่ต่ำกว่าระดับผิวดิน 60 ซม. พบว่าการจัดเรียงสาย

แบบ Trefoil 1 กระแสจะต่ำสุด เท่ากับ 266.30 A รูปแบบ Cradle 1 กระแสจะสูงกว่ารูปแบบแรก ซึ่งเท่ากับ 328.51 A หากต้องการเพิ่มกระแสของตัวนำ โดยการเพิ่มระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้า โดยจัดเรียงสายแบบ Trefoil 2 และ Cradle 2 กระแสเท่ากับ 361.00 A และ 360.23 A ตามลำดับ ในขณะที่ความถี่เมื่อเติมน้ำแทนที่ช่องว่างอากาศภายในท่อร้อยสายรูปแบบ Trefoil 1 Cradle 1 Trefoil 2 และ Cradle 2 จะพบว่าตัวนำสามารถรับกระแสได้เพิ่มขึ้น เท่ากับ 496.2 A 496.30 A 496.55 A และ 496.74 A ตามลำดับ อย่างไรก็ตามการติดตั้งสายไฟฟ้าภายในท่อร้อยสายที่เหมาะสมต่อการใช้งานปัจจุบัน ได้แก่ รูปแบบ Cradle 1 สำหรับการเพิ่มระยะห่างระหว่างสายไฟฟ้า แม้จะสามารถเพิ่มกระแสของสายไฟฟ้าได้ แต่ต้องเพิ่มตัวจัดระยะห่าง (Spacer) ซึ่งอาจต้องกระทบต้นทุนและขั้นตอนในการทำงาน ในขณะที่หากเพิ่มประสิทธิภาพของการรับภาระโหลดด้วยการเติมน้ำภายในท่อร้อยสายก็ควรพิจารณาต้นทุนและข้อจำกัดอื่น ๆ ประกอบเพิ่มเติม

เอกสารอ้างอิง

- [1] D. Klimenta, B. Perović, J. Klimenta, M. Jevtić, M. Milovanović and I. Krstić, "Modelling the thermal effect of solar radiation on the ampacity of a low voltage underground cable," *International Journal of Thermal Sciences*, vol. 134, 2018, pp. 507-516.
- [2] A. N. Pradipta and C. Hudaya, "Effects of depth burial on current carrying capacity of XLPE 86/150 (170) kV underground cable," *2018 International Conference on Information and Communications Technology (ICOIACT)*, 2018, pp. 506-510
- [3] S. Bustamante, R. Mínguez, A. Arroyo, M. Manana, A. Laso, P. Castro, and R. Martínez, "Thermal behaviour of medium voltage underground cables under high-load operating conditions," *Applied Thermal Engineering*, vol. 156, 2019, pp. 444-452.
- [4] K. Charerndee, R. Chaitaworn, P. Khunkitti, A. Kruesubhaworn, A. Siritaratwat and C. Surawanitkun, "Effect of concrete duct bank dimension with thermal properties of concrete on sensitivity of underground power cable ampacity," *18th International Symposium on Communications and Information Technologies (ISCIT)*, 2018, pp. 484-489.
- [5] J. Wang, H. Jin, Z. Yang, B. Zhao, X. Ma and K. Ji, "Study on finite element analysis of the external heat resistance of cables in ductbank," *Energy Reports*, Vol. 6, 2020, pp. 322-329.
- [6] บริษัท สายไฟฟ้าบางกอกเคเบิ้ล จำกัด, สายไฟฟ้า (On line), Available: https://www.bangkokcable.com/system/product/file_upload/210531_CV-1C-REV%62004.pdf

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ นายฤทธิชัย ราชแป้น
วัน เดือน ปีเกิด 28 มีนาคม 2520
ที่อยู่ 8/18 หมู่ที่ 2 ตำบลศรีวิชัย อำเภอพนมพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี 84130
การศึกษา ป.6 โรงเรียนบ้านกุ่มแปะ อ.ชะอวด จ.นครศรีธรรมราช
ม.3 โรงเรียนอามตย์พิทยานุสรณ์ จ.นครศรีธรรมราช
ปวช. ช่างไฟฟ้า วิทยาลัยเทคนิคนครศรีธรรมราช
ปวส. ช่างไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตเทคนิคกรุงเทพฯ
วศ.บ. วิศวกรรมไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล
บธ.บ. การจัดการงานก่อสร้าง มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช
วศ.ม. วิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลธัญบุรี
ประสบการณ์การทำงาน ผู้เชี่ยวชาญงานก่อสร้างสายไฟฟ้าใต้ดินและงานก่อสร้างอุโมงค์ใต้ดิน
บริษัท เนวรัตน์พัฒนาการ จำกัด (มหาชน)
พ.ศ.2548 ถึง ปัจจุบัน
ใบอนุญาตประกอบวิชาชีพ วุฒิวิศวกร สาขาไฟฟ้ากำลัง เลขทะเบียน วฟก.1206
เบอร์โทรศัพท์ 08 9978 2878
อีเมล ritthichai.r@gmail.com