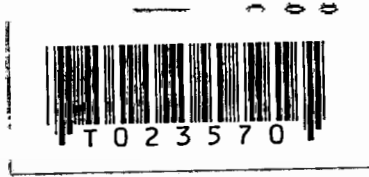


# สำนักหอสมุดกลาง พระจอมเกล้าลาดกระบัง

การพัฒนาซอฟต์แวร์สำหรับวิเคราะห์และออกแบบการวางระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า

SOFTWARE DEVELOPMENT FOR ANALYSIS AND DESIGN OF TRANSMISSION LINE  
LAYING



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า

บัณฑิตวิทยาลัย

สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

พ.ศ. 2538

ISBN 974-621-302-4

เอกสารนี้เป็นเอกสารสงวนไว้สำหรับครูใช้ภายในห้องเรียนเท่านั้น ไม่ควรนำออกไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ลิขสิทธิ์ของบัณฑิตวิทยาลัย สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

**SOFTWARE DEVELOPMENT FOR ANALYSIS AND DESIGN OF TRANSMISSION LINE  
LAYING**



**A THESIS SUBMITTED IN PARTIAL FULFILMENT OF REQUIREMENTS FOR THE  
DEGREE MASTER OF ENGINEERING IN ELECTRICAL ENGINEERING  
KING MONGKUT ' S INSTITUTE OF TECHNOLOGY LADKRABANG**

**1995**

**ISBN 974-621-302-4**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การพัฒนาซอฟต์แวร์สำหรับวิเคราะห์และออกแบบของกรวางระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า
นักศึกษา	นาย จักรวาท เดชวิเศษ
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์	ร.ศ. ศุติ บรรจงจิตร
อาจารย์ผู้ควบคุมวิทยานิพนธ์ร่วม	ผ.ศ. มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ ผ.ศ. ศิริวัฒน์ โปธิเวชกุล
ระดับการศึกษา	วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาไฟฟ้ากำลัง
ภาควิชา	ไฟฟ้ากำลัง สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
พ.ศ.	2538

บทคัดย่อ

วิทยานิพนธ์นี้ เป็นการนำเอาไมโครคอมพิวเตอร์มาช่วยวิเคราะห์ และ ออกแบบ ในส่วนของ ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยอ้างอิงกับการใช้งานจริงของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ใช้อยู่ในปัจจุบันในประเทศไทยที่ระดับแรงดัน 115 , 230 และ 500 กิโลโวลต์ ขั้นตอนการวิเคราะห์ และ ออกแบบทั้งหมดจะประกอบด้วย การเลือกระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมในการส่งโดยวิเคราะห์จาก ระยะทางกับกำลังไฟฟ้าที่จ่าย การเลือกขนาดของสายไฟฟ้า การเลือกชนิดของเสาไฟฟ้าและลูกถ้วย การคำนวณค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ของสายส่ง อันได้แก่ ค่าความต้านทาน ค่าความเหนี่ยวนำ ค่าความจุไฟฟ้า ของสายส่ง เปอร์เซนต์โวลต์เตจเรกกูเลชัน นอกจากนี้ การออกแบบที่สำคัญอีกส่วนหนึ่งคือ การออกแบบการวางเสาไฟฟ้าแรงสูงลงบนภูมิประเทศ ซึ่งอาศัยเทคนิคของ คอมพิวเตอร์กราฟฟิก ในการแปลงสภาพของภูมิประเทศจากแผนที่มาเป็นข้อมูลตำแหน่ง และ ระดับความสูง เพื่อใช้ในการคำนวณตำแหน่งที่เหมาะสมในการวางเสาไฟฟ้า โดยการวิเคราะห์ จะรวมถึง การคำนวณระยะห่างของเสาแต่ละต้น ระยะหย่อน แรงตึงในสาย โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความประหยัด เป็นหลักเกณฑ์สำคัญ โดยผลลัพธ์ที่ได้จะใกล้เคียงกับการวางเสาไฟฟ้าแรงสูงจริง ซึ่งการแสดงผลจะเป็นภาพกราฟิกส์ของแนวการวางเสา และ รายละเอียดข้อมูลการคำนวณ และ วิเคราะห์เชิงคณิตศาสตร์

<b>Thesis Title</b>	Software Development for analysis and Design of transmission line laying
<b>Student</b>	Mr. Jackravut Dejvives
<b>Thesis Advisor</b>	Assoc. Prof . Suree      Banjongjit
<b>Thesis Co-advisor</b>	Asst. Prof . Monthon      Leelajindakraierk Asst. Prof . Sirivat      Potivechkul
<b>Level of Study</b>	Master of Engineering in Electrical Engineering
<b>Department</b>	Electrical Engineering      King Mongkut ' s Institute of Technology Ladkrabang
<b>Year</b>	<u>1995</u>



### ABSTRACT

This thesis presents the use of microcomputer to analyse and design transmission system reference to real situation used by Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). At present , the standard voltage use in Thailand is 115 , 230 , 500 kV. The procedure to analyse and design consists of appropriate selection of voltage varying with distance and distributing power , size selection of conductor , type of tower and insulator ; as well as calculation of transmission parameters such as : resistance , inductance , capacitance and voltage regulation. One of the most important parts in designing is the design of laying transmission line depending on type of geography or terrain by using computer graphics technique to transform geographical mapping to station and elevation data in order to calculate appropriate position for tower placement. The calculation will include span distance , sag and tension in transmission line considering safty and economic as the most important factor. The output is similar to real laying transmission line and will be demonstrated as tower route graphics profile , detailed calculation and mathematical analysis.

## กิตติกรรมประกาศ

ผู้จัดทำขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูง แก่ อาจารย์ สุลี บรรจงจิตร , อาจารย์ มณฑล ลีลาจินดา ไกรฤกษ์ , อาจารย์ ศิริวัฒน์ โทธิเวชกุล ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ของผู้จัดทำที่ได้ให้ความรู้ และคำปรึกษาต่างๆ แก่ผู้จัดทำเป็นอย่างดี เจ้าหน้าที่และพนักงาน กองวิศวกรรมสายส่ง กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และ ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทุกท่าน ที่ได้เสียสละเวลาในการให้คำปรึกษา และ ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูล ในการทำวิทยานิพนธ์นี้ ตลอดจนท่านอาจารย์ทุกๆ ท่าน และ บุพการีของผู้จัดทำ ที่ได้อบรมสั่งสอนทุกสิ่งทุกอย่างจนกระทั่งมีวันนี้ได้ รวมทั้งเพื่อนๆ และ พี่น้องทุกคน ที่ได้ช่วยเหลือ แลกเปลี่ยนความคิดเห็น และ เป็นกำลังใจตลอดมา

จักราวุธ เดชวิเศษ



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	I
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	II
กิตติกรรมประกาศ.....	III
สารบัญ.....	IV
สารบัญตาราง.....	VI
สารบัญภาพ.....	VII

## บทที่

1. บทนำ.....	1
2. ทฤษฎีทั่วไปเกี่ยวกับระบบสายส่งไฟฟ้า.....	2
2.1 สายส่งไฟฟ้าแรงสูงเหนือดิน.....	2
2.2 ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่งแรงสูง.....	3
2.3 ชนิดของสายตัวนำ.....	3
2.4 เสาส่ง.....	4
2.5 การออกแบบบด้านไฟฟ้า.....	4
2.6 การคำนวณระยะหย่อนและแรงดึงของสายไฟฟ้า.....	5
2.7 ระยะห่างปลอดภัยจากพื้น.....	9
2.8 ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้า.....	10
2.9 ปฏิกิริยาโคโรนา.....	12
2.10 ค่าความเหนียวนำของสายส่งสามเฟส.....	13
2.11 ค่าความจุไฟฟ้าของสายส่งสามเฟส.....	16
2.12 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสกับแรงดันบนสายส่งกำลังไฟฟ้า.....	18
2.13 ประสิทธิภาพ.....	19
2.14 เปอร์เซนต์โวลต์เตจเรกิวเลชัน.....	20
3. ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม.....	21
3.1 การคำนวณหาระดับแรงดันที่ใช้ส่งจากระยะทางและกำลังไฟฟ้า.....	21
3.2 การเลือกขนาดสายที่เหมาะสม.....	21
3.3 การคำนวณค่า Capacitance, Inductance, $X_L, X_C$ .....	22
3.4 การคำนวณ โวลเตจเรกิวเลชัน.....	23

3.5 การคำนวณระยะทางและความสูงจากแผนที่.....	23
3.6 ขั้นตอนการวางเสาไฟฟ้า.....	25
3.7 ขั้นตอนการแสดงผล.....	27
3.8 โพลีชาร์ทของโปรแกรม.....	28
4.ผลการทดลอง.....	31
ผลการทดลองจาก โปรแกรม โดยตรง.....	32
ผลการทดลองจากการป้อนข้อมูลจริงที่ละ 5 เมตร.....	38
ผลการทดลองจาก Linear Interpolation.....	53
การป้อนข้อมูลจริงเพื่อแสดงผลในลักษณะเดียวกันกับการทดลอง.....	61
การทดลองเลือกเส้นทางอื่นๆ ที่เป็นไปได้.....	67
5.วิธีการใช้โปรแกรม.....	79
6.สรุปและวิจารณ์.....	86
เอกสารอ้างอิง.....	88
ภาคผนวก.....	89
แบบการวางเสาจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตบริเวณที่ใช้ทดสอบโปรแกรม.....	90
ตารางคุณสมบัติของสายไฟฟ้าที่ใช้.....	94
ชนิดของเสาไฟฟ้า.....	95
ชนิดของลูกถ้วย.....	98
ระยะปลอดภัย.....	99
บทความที่ได้ลงตีพิมพ์ในการประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า.....	100
การออกแบบสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์.....	101
การออกแบบระบบส่งจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์.....	107
การวางสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้คอมพิวเตอร์กราฟิกส์.....	113
ประวัติผู้เขียน.....	119

## สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
2.1 แสดงพิกัดแรงดันไฟฟ้ากับระยะ Clearance ของสายส่ง.....	10
2.2 แสดงค่าของ F ; ฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้าสูญเสียโคโรน่า.....	13



## สารบัญภาพ

ภาพ	หน้า
2-1 แสดงระยะหย่อนและแรงดึงในสาย.....	5
2-2 แสดงระยะหย่อนและแรงดึงในสายที่อยู่บนพื้นต่างระดับกัน.....	8
2-3 ลักษณะการสลับตำแหน่งสายของสายส่งสามเฟส.....	13
2-4 ลักษณะของสายควบ ( bundled conductors ).....	14
2-5 ลักษณะตัวอย่างของการวางสายตัวนำของสายส่งสามเฟสวงจรขนาน.....	15
2-6 พื้นที่หน้าตัดของระบบสายส่งสามเฟสชนิดสายควบวางในแนวระนาบ.....	16
2-7 ลักษณะตัวอย่างของการวางสายตัวนำของสายส่งสามเฟสวงจรขนาน.....	17
4-1 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งในการทดลองเทียบจากแนวการวางจริง ของการไฟฟ้าในแนวเส้นทางแม่เมาะ-ท่าตะโก แนวทิศตะวันตก.....	32
4-2 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 1.....	33
4-3 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 2.....	34
4-4 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 3.....	34
4-5 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 4.....	35
4-6 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 5.....	35
4-7 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 1.....	48
4-8 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 2.....	48
4-9 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 3.....	49
4-10 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 4.....	49
4-11 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 5.....	50
4-12 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 1.....	57
4-13 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 2.....	58
4-14 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 3.....	58
4-15 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 4.....	59
4-16 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 5.....	59
4-17 แสดงภาพ Profile จริงที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 1.....	62
4-18 แสดงภาพ Profile จริงที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 2.....	62
4-19 แสดงภาพ Profile จริงที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 3.....	63

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## VIII

4-20 แสดงภาพ Profile จริงที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 4.....	63
4-21 แสดงภาพ Profile จริงที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 5.....	64
4-22 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 1.....	67
4-23 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 1.....	68
4-24 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 2.....	70
4-25 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 2 ช่วงที่ 1.....	71
4-26 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 2 ช่วงที่ 2.....	72
4-27 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 2 ช่วงที่ 3.....	72
4-28 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 3.....	75
4-29 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 3 ช่วงที่1.....	76
4-30 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้แนวที่ 3 ช่วงที่2.....	76
5-1 แสดงเมนูหลัก.....	79
5-2 แสดงการเลือกระดับแรงดันไฟฟ้า.....	80
5-3 แสดงค่ากระแสในสายและขนาดสายที่ใช้.....	81
5-4 แสดงค่าพารามิเตอร์ในสายส่งกำลังไฟฟ้า.....	81
5-5 แสดง Voltage Regulation .....	82
5-6 แสดงเมนูการใส่ข้อมูล Profile.....	82
5-7 แสดงการ Input Profile จากแผนที่.....	83
5-8 แสดงเมนูมาตรฐาน.....	85

# บทที่ 1

## บทนำ

ในปัจจุบัน เทคโนโลยีทางไฟฟ้ากำลังเจริญรุดหน้าไปอย่างรวดเร็ว ทำให้มีความต้องการที่จะใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จึงต้องมีการหาแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าใหม่ๆ เพื่อตอบสนองความต้องการกำลังไฟฟ้าของประเทศที่เพิ่มขึ้น เมื่อมีการสร้างแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าใหม่เกิดขึ้น ก็ต้องมีการวางระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าเพื่อนำพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตมาจ่ายให้กับผู้ใช้ ซึ่งจะต้องมีการออกแบบและวิเคราะห์ระบบสายส่งในหลายๆด้าน เพื่อให้ได้การวางระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมในการส่งกำลังไฟฟ้า

ในอดีตที่ผ่านมา การออกแบบและวิเคราะห์ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้านั้น จะทำโดยใช้พนักงานทั้งหมด ซึ่งขั้นตอนในการออกแบบและวิเคราะห์ในแต่ละขั้นตอนนั้น จะใช้เวลานานมาก โดยเฉพาะขั้นตอนการวางเสาไฟฟ้าลงบนภูมิประเทศ ซึ่งเป็นการทดลองเลือกแนวเส้นทางในการวางสายที่เป็นไปได้ในหลายๆ เส้นทาง แล้วจึงเลือกเอาเส้นทางที่ดีที่สุดเส้นทางเดียว จะเห็นได้ว่าในการออกแบบจะต้องใช้เวลานาน และ จะต้องใช้พนักงานจำนวนมาก ทำให้เสียค่าใช้จ่ายสูง จึงมีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ขึ้นเพื่อช่วยออกแบบ และ วิเคราะห์การวางระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า ทำให้มีความสะดวก รวดเร็ว และ ประหยัดงบประมาณได้มาก

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะเป็นการสร้างโปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยวิเคราะห์ และ ออกแบบ ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าบางส่วน โดยภายในโปรแกรมจะประกอบด้วย การวิเคราะห์ทางด้านไฟฟ้า ได้แก่ การวิเคราะห์ระดับแรงดันในการส่ง ค่ากระแสในสายส่ง ค่าความต้านทาน ค่าความเหนี่ยวนำ ค่าความเก็บประจุ โวลเตจเรกกูเลชัน โดยวิเคราะห์ในแบบการวางสายแบบวงจรเดี่ยว วงจรคู่ และวงจรขนาน ส่วนการวิเคราะห์ทางกลจะเป็นการวิเคราะห์เกี่ยวกับการวางเสาไฟฟ้า โดยจะเริ่มตั้งแต่ การหาระดับความสูงและชนิดของอุปกรณ์ ตามแนวที่ต้องการวางสายส่งกำลังไฟฟ้าจากแผนที่ เพื่อนำมา ทำการวางสายส่งกำลังไฟฟ้าให้ได้ระยะห่าง และ แรงดึงในสายที่เหมาะสม ตลอดจนระยะจากพื้นดินถึงสายตัวนำที่ปลอดภัย ซึ่งการวิเคราะห์ออกแบบทั้งหมดนั้น จะอ้างอิงกับมาตรฐานจริงของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นหลัก เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งานภายในประเทศไทย

## บทที่ 2

### ทฤษฎีทั่วไปเกี่ยวกับระบบสายส่งไฟฟ้า

สายส่งไฟฟ้าแรงสูงจะเป็นอุปกรณ์ส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าโดยใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าแรงสูงจากจุดส่งไปยังจุดรับ โดยเป็นการส่งผ่านพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้า (powerplant) ไปยังศูนย์กลางการจ่ายโหลด (load-center) ซึ่งระบบสายส่งไฟฟ้าที่คั้นจะถูกออกแบบให้สามารถทำการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ พลังงานไฟฟ้าสูญเสียต่ำ และสามารถรองรับโหลดภาระที่มีการเปลี่ยนแปลงทั้งพิคกการใช้กำลังและค่าตัวประกอบกำลัง ดังนั้นในการออกแบบระบบสายส่งที่คั้นจะต้องเปรียบเทียบและผสมผสานในการที่จะพิจารณาสิ่งซึ่งขัดแย้งกันระหว่างการประหยัด กับความปลอดภัยของระบบซึ่งตรงข้ามกัน โดยเฉพาะอย่างยิ่งเทคนิคการควบคุมค่าโวลต์เตจแรงกวลูเลชั่น ซึ่งเกิดจากผลของแรงดันไฟฟ้าตกระหว่างจุดส่งกับจุดรับเป็นสิ่งที่ต้องพิจารณารวมไปถึงเรื่องเสถียรภาพของระบบ (system stability) ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่ใช้กันอยู่พอที่จะจำแนกออกตามคุณสมบัติและลักษณะการใช้งานภายนอก ได้เป็น 2 ประเภท คือ

- สายส่งไฟฟ้าแรงสูงเหนือดิน (Overhead Transmission Lines) เป็นสายส่งไฟฟ้าเคลื่อนลอยในอากาศ ดังนั้น สายตัวนำจะเป็นสายเปลือยไม่มีฉนวนหุ้มและมีน้ำหนักเบา ติดตั้งอยู่กับเสาส่งไฟฟ้า (tower) โดยมีฉนวนลูกถ้วย (Insulator) เป็นตัวเกาะยึดการพาดวางสาย ดังนั้นระยะห่างระหว่างสายและความสูงของเสา จะเป็นตัวกำหนดค่าความคงทนฉนวนของอากาศ (dielectric strength)

- สายส่งไฟฟ้าแรงสูงใต้ดิน (Underground Cable) เป็นสายส่งไฟฟ้าที่ใช้ตัวนำที่มีฉนวนหุ้มซึ่งได้รับการออกแบบเป็นพิเศษ ทำการวางสายส่งไว้ใต้พื้นดินในช่องขุด (trench dug) ที่สร้างเตรียมไว้ ซึ่งอาจจะก่อรูปโดยใช้คอนกรีตหรืออาจวางสายส่งไว้ในคูที่ขุดไว้โดยตรง หรือ ทำการร้อยท่อ (conduit) หรือ วางบนรางเดินสาย แล้วทำการกลบทับสายส่งโดยใช้เทคนิคกรรมวิธีต่าง ๆ ดังนั้นเทคนิคของการออกแบบฉนวนที่หุ้มสายเคเบิล จึงมีความสำคัญเป็นอย่างมากต่อระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าประเภทนี้

ในวิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวถึงส่วนการออกแบบของสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเหนือดินทั้งหมด

#### 2.1 สายส่งไฟฟ้าแรงสูงเหนือดิน

##### (HIGH-VOLTAGE OVERHEAD TRANSMISSION LINES)

สายส่งไฟฟ้าแรงสูงที่พาดเสาเคลื่อนลอยในอากาศเหนือพื้นดิน เป็นระบบสายส่งที่พบเห็นและใช้กันอยู่เป็นจำนวนมากในปัจจุบัน ซึ่งเทคนิควิธีการเลือกการวางสายบนเสาส่ง ลักษณะของสายตัวนำ และลักษณะของเสาส่ง ที่ขึ้นอยู่กับพิคกกำลังไฟฟ้าที่ต้องการส่งจ่าย ระดับแรงดันไฟฟ้าระหว่างสาย และสภาวะแวดล้อมของสถานที่ที่พาดสายไปเป็นสำคัญ นอกจากนั้นยังต้องคำนึงถึงสภาวะดินฟ้าอากาศ, ความดัน และอุณหภูมิใช้งานของสถานที่นั้น ๆ เพื่อจะได้ออกแบบให้สามารถรับแรงทางกล (mechanical loading) ได้เหมาะสม

## 2.2 ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่งแรงสูง

### (VOLTAGE LEVEL OF HIGH-VOLTAGE TRANSMISSION LINES)

เมื่อมีการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าพิกัดสูง ๆ ที่ระยะทางไกล ๆ ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่งที่ใช้ก็จะต้องเพิ่มสูงขึ้น แต่ระดับแรงดันไฟฟ้าแรงสูงที่จะใช้จะต้องคำนึงถึงเรื่องของความประหยัดเหมาะสมและราคาของอุปกรณ์ประกอบของระบบสายส่งด้วยเช่นกัน อาทิเช่น หม้อแปลงไฟฟ้า , เซอร์คิตเบรกเกอร์ , ฉนวนลูกถ้วย , เสาส่ง เป็นต้น และ ราคาโดยรวมเหล่านี้ของระบบจะเพิ่มขึ้นอย่างมาก เมื่อใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าตั้งแต่ 230 kV ขึ้นไป ดังนั้นในการส่งผ่านกำลังไฟฟ้าที่มากขึ้นนั้นจะต้องตรวจสอบเช็คเสียก่อนว่าสามารถใช้แรงดันไฟฟ้าระดับต่ำได้หรือไม่ ก่อนที่จะเลือกใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงขึ้น พิกัดแรงดันไฟฟ้ามาตรฐานที่ใช้กันอยู่ในประเทศไทย เมื่อเทียบกับระยะทางสายส่งจะเป็น

- สายส่งระยะใกล้            11 kV, 22 kV, 33 kV
- สายส่งระยะปานกลาง    69kV, 115 kV
- สายส่งระยะไกล            230 kV, 500 kV

นอกจากจะต้องเลือกระดับแรงดันไฟฟ้าแล้วจะต้องให้สัมพันธ์กับขนาดของสายตัวนำที่เหมาะสมซึ่งจะต้องคำนึงถึงเปอร์เซ็นต์กำลังไฟฟ้าสูญเสียของสายรวมไปถึง โวลต์เตจเรกทิวเลชั่นของสายเปรียบเทียบกับระหว่างปลายด้านรับกับด้านส่ง ทั้งกำลังไฟฟ้าที่ต้องส่งผ่านและระยะทางของสายส่งจะเป็นตัวกำหนดการเลือกใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมของระบบสายส่งนั้นๆ ในวิทยานิพนธ์นี้จะกล่าวถึงระดับแรงดันในการส่งที่ กฟผ. ใช้อยู่จริง 3 ระดับแรงดันคือ 115 , 230 และ 500 kV

## 2.3 ชนิดของสายตัวนำ (TYPE OF CONDUCTORS)

ในปัจจุบันนี้ระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงภาคเสาเหนือดินจะใช้สายส่งตัวนำที่เป็นสายอลูมิเนียมตีเกลียวเปลือยเป็นส่วนใหญ่ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ประเภท ตามลักษณะโครงสร้างและองค์ประกอบของตัวนำ โดย

2.3.1. สายตัวนำอลูมิเนียมล้วน ; AAC (All Aluminium Conductors) เป็นสายตัวนำตีเกลียวเปลือยที่ประกอบด้วยเส้นลวดอลูมิเนียมรีดแข็ง (hard-drawn aluminium) ล้วน ๆ ที่มีขนาดเท่ากันและคุณสมบัติเหมือนกันมาพันตีเกลียวเป็นชั้น ๆ โดยมีจำนวนเส้นลวดตั้งแต่ 7 เส้นขึ้นไป สายตีเกลียวเปลือยประเภทนี้จะรับแรงดึงได้ต่ำมากถึงไม่สามารถชิงสายให้มีระยะห่างระหว่างช่วงเสายาวมาก ๆ ได้

2.3.2. สายตัวนำอลูมิเนียมผสม; AAAC (All Aluminium Alloy Conductors) เป็นสายตีเกลียวเปลือย ที่ประกอบด้วยเส้นลวดอลูมิเนียมที่ผสมกับสารอื่นโดยเป็น อลูมิเนียม 99% แมกนีเซียม 0.5% และซิลิกอน 0.5% ซึ่งอลูมิเนียมผสมนี้จะมีน้ำหนักเบาและสามารถรับแรงดึงได้สูงกว่าสายอลูมิเนียมล้วน จึงสามารถชิงสายชนิดนี้ด้วยระยะห่างช่วงเสาที่ยาวขึ้น แต่สายอลูมิเนียมผสมจะมีราคาแพงและมีค่าความต้านทานไฟฟ้าสูงกว่าสายอลูมิเนียมล้วน จึงไม่ค่อยนิยมใช้สาย AAAC กันมากนักเว้นแต่สถานที่ที่จำเป็น เช่น บริเวณชายทะเล เป็นต้น

2.3.3. สายตัวนำอลูมิเนียมแกนเหล็ก ; ACSR (Aluminium Conductors Steel Reinforced) เป็นสายตัวนำตีเกลียวเปลือยที่ประกอบด้วยลวดอลูมิเนียมรีดแข็งมากกว่า 7 เส้น ที่มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางเท่ากัน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น เมื่ออนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์อื่นใดเป็นการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

มาตีเกลียว โดยมีสายแกนเหล็กอยู่ตรงกลางสายเหล็กที่ใส่ไว้จะช่วยทำให้สามารถรับแรงดึงได้สูงขึ้นมากกว่า AAI ประมาณ 2 เท่า ทำให้สามารถใช้ระยะห่างระหว่างเสาได้ยาวมาก ๆ จึงนิยมใช้สาย ACSR กับเสาส่งโทรกรเหล็กที่ติดตั้งแรงดันไฟฟ้าสูง ๆ แต่ไม่นิยมนำไปใช้กับบริเวณใกล้ชายทะเลเนื่องจากไอของเกลือจะทำให้เกิดการผุกร่อนและอายุการใช้งานจะสั้นลง

2.3.4. สายอลูมิเนียมแกนโลหะเจือ ; ACAR (Aluminum Conductors Alloy Reinforced) เป็นสายตัวนำตีเกลียวเปลือยคล้าย ACSR แต่แกนกลางจะเปลี่ยนจากเหล็กเป็นโลหะผสม เพื่อให้ทนการกัดกร่อนของไอเกลือได้มาก แต่ความสามารถในการรับแรงดึงก็จะน้อยกว่าสาย ACSR และมีราคาแพงกว่า

ในการใช้งานจริงของ กฟผ. จะใช้สายชนิด ACSR อยู่ 3 ขนาด คือ 477 MCM , 795 MCM และ 1272 MCM

## 2.4 เสาส่ง (TOWERS)

เป็นส่วนประกอบหลักที่ใช้ในการเดินสายเหนือศีรษะตามปกติจะใช้เสาไฟฟ้าเป็นด้วยระดับสายให้สูงจากพื้นดินจนมีความสูงปลอดภัยจากสิ่งมีชีวิต ขนาดและความสูงของเสามักออกแบบให้สัมพันธ์กับ ขนาดแรงดึงของสายและระดับแรงดันใช้งานด้วย ชนิดของเสาที่จะกล่าวในที่นี้เป็นเสาโครงเหล็ก

เสาโครงเหล็ก (steel tower) เป็นเสาที่ใช้ในระบบส่งกำลังที่มีระดับแรงดันตั้งแต่ 69 kV ขึ้นไป ประกอบด้วยขาเสา (main leg) และเหล็กสาม (bracing) ยึดไขว้สลับกัน เหล็กที่ประกอบเป็นเสาโครงเหล็กทุกชิ้น ทำด้วยเหล็กฉากอบสังกะสี (galvanized steel) ป้องกันสนิม เสาโครงเหล็กส่วนมากจะสูงกว่า 10 เมตร ถ้าสูงน้อยกว่า 10 เมตร เรียกว่า เสาเหล็ก (steel pole)

เสาโครงเหล็กที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนี้มีรูปร่างต่างๆกันหลายแบบแต่อาจแบ่งตามลักษณะ การใช้งานได้เป็น 2 แบบคือแบบวงจรเดี่ยว (single circuit) และแบบวงจรคู่ (double circuit) ในการใช้งานจริงนั้น ชนิดของเสาที่ใช้จะแบ่งตามการใช้งานในแต่ละระดับแรงดันดังแสดงในภาคผนวก

## 2.5 การออกแบบด้านไฟฟ้า (ELECTRICAL DESIGN)

ถ้าพิจารณาในแง่ของความมั่นคง สายส่งไฟฟ้าที่มีหลายๆวงจร จะมีความมั่นคงดีกว่าสายส่งไฟฟ้าที่มีหลายวงจร จะสามารถส่งไฟฟ้าแม้วงจรใดวงจรหนึ่งจะเกิดความผิดปกติขึ้น แต่ถ้าหากเป็นสายส่งไฟฟ้าวงจรเดียวจะไม่สามารถทำได้ อนึ่งสายส่งไฟฟ้าวงจรคู่ที่แยกวงจรไว้ต่างหากจะมีความมั่นคงดีกว่าสายส่งวงจรคู่ที่อิงอยู่บนเสาเดียวกัน

ในการเลือกแรงดันไฟฟ้าและจำนวนวงจรของสายส่งไฟฟ้าโดยถูกหลักเศรษฐกิจ จะต้องพิจารณาถึงตัวประกอบต่างๆ เช่น ปริมาณการส่งพลังไฟฟ้า ความสูญเสียในสาย ค่าก่อสร้าง ระบบส่งไฟฟ้าในอนาคต และความมั่นคง ค่าก่อสร้างสำหรับสายส่งไฟฟ้าที่ใช้แรงดันไฟฟ้า และขนาดสายไฟฟ้าเท่ากัน โดยทั่วไปปรากฏว่า

เสา 1 วงจร จึงสายวงจรเดียว = 100%

เสา 2 วงจร จึงสายวงจรเดียว = 120%

เสา 2 วงจร จึงสายวงจรคู่ = 140%

เสา 2 วงจร จึงวงจรเพิ่มให้อีก 1 วงจร = 40%

## 2.6 ระยะห่าง, ระยะหย่อน และแรงดึง (SPAN, SAG AND TENSION)

ระยะห่าง (span),  $l$  หมายถึง ระยะห่างระหว่างช่วงของเสาสูง ซึ่งค่าระยะห่างนี้จะถูกกำหนดโดยค่าระดับแรงดันไฟฟ้าและขนาดของสายตัวนำที่ใช้

ระยะหย่อน (sag),  $d$  หมายถึง ระยะที่สายตัวนำหย่อนตกลงมาจากระดับปกติเมื่อตั้งอยู่ระหว่างเสาสูงทั้งสอง ซึ่งเป็นผลมาจากน้ำหนักของสายและระยะห่างระหว่างเสา ค่านี้จะมีผลต่อการวิเคราะห์เพื่อรักษาระยะห่างปลอดภัยต่ำสุด,  $c$  (minimum clearance) ระหว่างจุดต่ำสุดของสายตัวนำกับพื้นดินที่ปลอดภัย

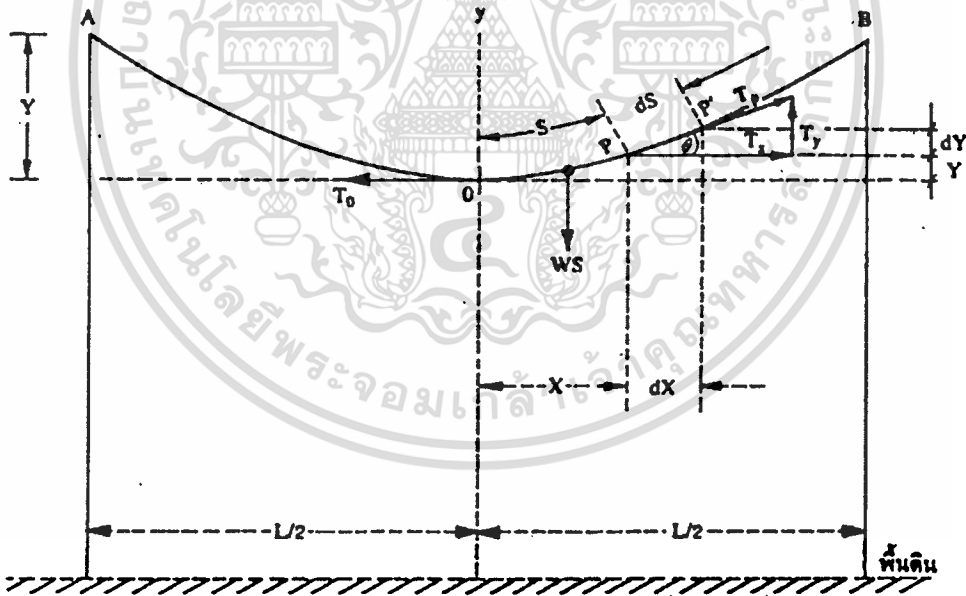
แรงดึง (tension),  $T$  หมายถึง แรงดึงระหว่างสายกับเสาเนื่องจากตัวสายกระทำกับจุดยึดและเสาสูง

เมื่อระยะห่าง (span) เพิ่มมากขึ้นจะทำให้ค่าระยะหย่อน (sag) จะมากขึ้นด้วย แต่จะต้องรักษาค่าระยะห่างปลอดภัยต่ำสุดเอาไว้ให้ได้ ดังนั้นระยะความสูงของเสาสูงจึงต้องเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ซึ่งจะทำให้ระบบมีราคาแพงขึ้นจะเห็นว่า ระยะที่เหมาะสมระหว่างช่วงเสาสูงจึงขึ้นอยู่กับขนาดของสายตัวนำ

## 2.7 การคำนวณหาระยะหย่อนและแรงดึงในสายเมื่อปักเสาไฟฟ้าระดับเดียวกัน <sup>(13)</sup>

### (SAG - TENSION CALCULATION OF SAME ELEVATION TOWERS)

การพาดสายไฟฟ้าบนเสาที่มีความสูงระดับเดียวกัน จะทำให้แรงดึงของสายบนหัวเสาสมดุลย์ และระยะหย่อนต่ำสุดของสาย จะอยู่ตรงกึ่งกลางเสาพอดี



รูปที่ 2-1 แสดงระยะหย่อน และ แรงดึงในสาย

รูปที่ 2-1 แสดงให้เห็นว่า ถ้าสายไฟฟ้าถูกยึดอยู่ที่จุด A และ B บนหัวเสาที่มีระยะช่วงเสาเท่ากับ  $L$  สายจะหย่อนเป็นรูปถ้วยหงาย (catenary) และมีจุดต่ำสุดอยู่ที่จุด O ถ้าตั้งแกน  $xy$  ขึ้นโดยให้ O เป็นจุดเริ่มต้น จะสามารถคำนวณหาแรงดึงของสายบนหัวเสา ( $T$ ) ระยะหย่อนต่ำสุดของสาย ( $Y$ ) และความยาวของสายตามแนวโค้ง ( $2S$ ) ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กำหนดให้

$T_0$	= แรงดึงของสายในแนวระนาบที่จุด O (กิโลกรัม)
$T$	= แรงดึงของสายบนหัวเสา (กิโลกรัม)
$L$	= ระยะช่วงเสา (เมตร)
$W$	= น้ำหนักของสายต่อความยาว (กิโลกรัม/เมตร)
$2S$	= ความยาวของสายตามแนวโค้ง (เมตร)
$\theta$	= มุมระหว่างเส้นสัมผัสกับแนวราบ (เรเดียน)
$A$	= พื้นที่หน้าตัดของสาย (ตารางเซนติเมตร)

แรงดึงของสาย  $T$  ที่จุดใดๆ จะหาได้จากความเค้นใช้งาน (Working Stress) ของสาย คูณด้วย พื้นที่หน้าตัดของสาย  $A$  หรือ

$$T = \sigma A \quad (2.1)$$

ถ้าให้  $T_p$  เป็นแรงดึงของสายที่จุด  $P$  และทำมุม  $\theta$  กับแนวระนาบอาจแตกแรงนี้ออกได้ เป็น 2 แนวคือ แรงตามแนวแกน  $X$  และแรงตามแนวแกน  $Y$  ขนาดของแรงสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังสมการที่ (2.2) และ (2.3)

$$T_x = T_p \cos \theta \quad (2.2)$$

$$T_y = T_p \sin \theta \quad (2.3)$$

จากรูปที่ 2-1 จะเห็นว่าที่จุด  $O$  จะไม่มีแรงดึงในแนวแกน  $Y$  แต่มีแรงดึงตามแนวแกน  $X$  เท่ากับ  $T_0$  และ ที่ความยาวของสายตามแนวโค้ง  $OP$  จะมีน้ำหนักคคตามแนวแกน  $Y$  เท่ากับ  $WS$  ซึ่งอาจกล่าวได้ว่าแรงที่กระทำบนสาย  $OP$  ขณะอยู่ในสภาวะสมดุลจะมีค่าตามสมการที่ (2.4) และ (2.5)

$$T_x = T_0 \quad (2.4)$$

$$T_y = WS \quad (2.5)$$

ความชัน (slope) ของแรง  $T_p$  จะหาได้จากการนำสมการที่ (2.4) หารด้วยสมการที่ (2.5)

$$\begin{aligned} \tan \theta &= \frac{T_y}{T_x} \\ \tan \theta &= \frac{WS}{T_0} \end{aligned} \quad (2.6)$$

ในทำนองเดียวกันที่ความยาว  $dS$  ระหว่างจุด  $p$  และ  $p'$  ก็สามารถแตกแรงตามแนวแกน  $X$  และแกน  $Y$  ได้ เป็น  $dX$  และ  $dY$  ตามลำดับ

นั่นคือ

$$\begin{aligned} \tan \theta &= \frac{dY}{dX} \\ &= \frac{WS}{T_0} \end{aligned} \quad (2.7)$$

จากรูป

$$\begin{aligned} dS &= \sqrt{dX^2 + dY^2} \\ &= dX \sqrt{1 + \left(\frac{WS}{T_0}\right)^2} \end{aligned}$$

หรือ

$$dX = \frac{dS}{\sqrt{1 + \left(\frac{WS}{T_0}\right)^2}}$$

และ 
$$X = \int \frac{dS}{\sqrt{1 + \left(\frac{WS}{T_0}\right)^2}} = \left(\frac{T_0}{W}\right) \sinh^{-1}\left(\frac{WS}{T_0}\right) + C_1 \quad (2.8)$$

เมื่อ  $C_1$  คือ ตัวคงที่ของการอินทิเกรต ถ้ารู้สภาวะเริ่มต้น (initial condition) ก็หาค่าของมันได้ จากสภาวะเริ่มต้น จะเห็นว่าที่  $X = 0$  ความยาว  $S$  จะมีค่าเท่ากับ 0 ด้วย เมื่อแทนค่านี้ลงในสมการที่ 8 จะได้  $C_1 = 0$  นั่นคือสมการที่แท้จริงของสมการที่ (2.8) คือ

$$X = \left(\frac{T_0}{W}\right) \sinh^{-1}\left(\frac{WS}{T_0}\right)$$

และ 
$$S = \left(\frac{T_0}{W}\right) \sinh\left(\frac{WX}{T_0}\right) \quad (2.9)$$

แทนค่าสมการที่ (2.9) ลงในสมการที่ (2.7) จะได้

$$\frac{dY}{dX} = \sinh\left(\frac{WX}{T_0}\right)$$

หรือ 
$$Y = \int \sinh\left(\frac{WX}{T_0}\right) dX = \left(\frac{T_0}{W}\right) \cosh\left(\frac{WX}{T_0}\right) + C_2 \quad (2.10)$$

จากรูปที่ 2-1 ที่สภาวะเริ่มต้นจะเห็นว่าที่  $X = 0$  และ  $Y = 0$  เมื่อแทนค่าลงในสมการที่ 10 จะได้  $C = \frac{-T_0}{W}$  นั่นคือ สมการที่แท้จริงของสมการที่ (2.10)

จะได้ว่า 
$$Y = \left(\frac{T_0}{W}\right) \left[ \cosh\left(\frac{WX}{T_0}\right) - 1 \right] \quad (2.11)$$

แต่แรงดึง 
$$T_p = \sqrt{T_X^2 + T_Y^2} = \sqrt{T_0^2 + (WS)^2} \quad (2.12)$$

จากการกระจายอนุกรมไฮเพอร์โบลิก จะได้

$$Y = \left(\frac{T_0}{W}\right) \left[ 1 + \frac{1}{2} \left(\frac{WX}{T_0}\right)^2 - 1 \right] = \frac{WX^2}{2T_0} \quad (2.13)$$

จากรูปที่ 2-1 จะเห็นว่าค่าของความยาวตามแนวเส้นโค้ง  $S$  และ ระยะหย่อน  $Y$  และแรงดึง  $T$  ที่ความยาวครึ่งช่วงเสา จะหาได้โดยแทนค่า  $X = L/2$  ลงในสมการที่ (2.13) โดยที่สมการจะกลายเป็น

$$S = \frac{L}{2} \left[ 1 + \frac{1}{24} \left(\frac{WL}{T_0}\right)^2 \right]$$

แต่ความยาวตามแนวเส้นโค้งตลอดช่วงสาย  $= 2S$

ดังนั้น 
$$2S = L \left[ 1 + \frac{1}{24} \left(\frac{WL}{T_0}\right)^2 \right] \quad (2.14)$$

$$Y = \frac{WL^2}{8T_0} \quad (2.15)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

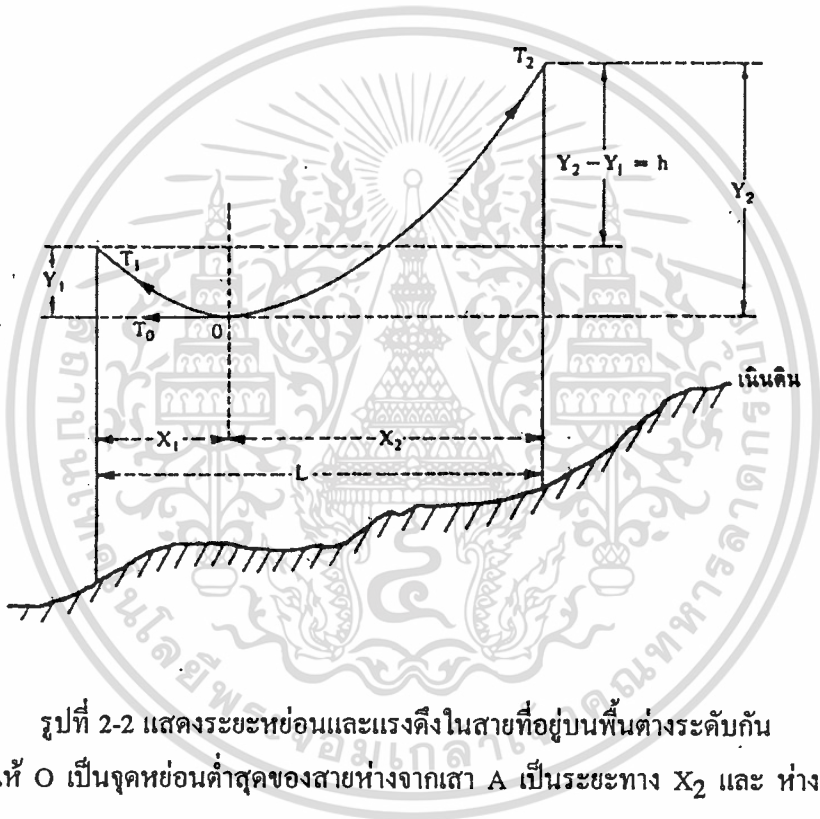
$$T_p = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{8} \left( \frac{WL}{T_0} \right)^2 \right] \quad (2.16)$$

เมื่อแรงดึง  $T_p$  หนึ่งที่แทนค่า  $X = L/2$  คือแรงดึงบนหัวเสา  $T$  นั้นเอง และในสภาพจริงแรงดึง  $T$  จะแตกต่างจากแรงดึง  $T_0$  เพียงเล็กน้อยเท่านั้น ซึ่งการคำนวณค่าโดยประมาณอาจใช้ค่า  $T = T_0$  ก็ได้

## 2.8 การหาระยะหย่อนและแรงดึงในสายเมื่อปักเสาไฟฟ้าต่างระดับ<sup>[18]</sup>

### (SAG - TENSION CALCULATION OF DIFFERENCE ELEVATION TOWERS)

การึงสายระหว่างเสา A และ เสา B ในบริเวณที่เป็นแนวชัน มีความสูงต่างระดับกันเท่ากับ  $h$  จุดหย่อนต่ำสุดจะกล้อยมาทางเสาด้านล่าง ดังแสดงในรูปที่ 2-2



รูปที่ 2-2 แสดงระยะหย่อนและแรงดึงในสายที่อยู่บนพื้นต่างระดับกัน

สมมติให้  $O$  เป็นจุดหย่อนต่ำสุดของสายห่างจากเสา A เป็นระยะทาง  $X_1$  และ ห่างจากเสา B เป็นระยะทาง  $X_2$

$$\text{แต่ } X_1 + X_2 = L \quad (2.17)$$

จากสมการที่ (2.13) ถ้าแทนค่า  $X$  ด้วย  $X_1$  และ  $X_2$  จะได้ระยะหย่อน  $Y_1$  และ  $Y_2$  ดังสมการที่ (2.18) และ (2.19)

$$Y_1 = \frac{WX_1^2}{2T_0} \quad (2.18)$$

$$\text{และ } Y_2 = \frac{WX_2^2}{2T_0} \quad (2.19)$$

$$\begin{aligned} \text{แต่ } h &= Y_2 - Y_1 \\ &= \frac{W}{2T_0} (X_2^2 - X_1^2) \end{aligned} \quad (2.20)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$\begin{aligned}
 &= \frac{W}{2T_0}(X_2 + X_1)(X_2 - X_1) \\
 &= \frac{WL}{2T_0}(X_2 - X_1)
 \end{aligned} \tag{2.21}$$

$$(X_2 - X_1) = \frac{2T_0h}{WL} \tag{2.22}$$

จากสมการที่ (2.17) และ (2.21) จะหาค่า  $X_1$  และ  $X_2$  ได้สมการที่ (2.23) และ (2.24)

$$X_1 = \frac{L}{2} - \frac{T_0h}{WL} \tag{2.23}$$

$$X_2 = \frac{L}{2} + \frac{T_0h}{WL} \tag{2.24}$$

จากสมการที่ (2.23) และ (2.24) ถ้า  $h = 0$  จะทำให้  $X_1 = X_2 = L/2$  ซึ่งหมายถึงการปักเสาในระดับเดียวกัน แต่ถ้า  $X_2$  มีค่าติดลบ แสดงว่าข้างสายในที่ชันมาก ทำให้จุด O อยู่นอกช่วงเสาซึ่งในกรณีนี้เสาด้านล่างจะไม่ได้รับแรงดึงและยังเป็นโหนดของเสาด้านบนอีกด้วย

แทนค่าสมการที่ (2.23) ลงในสมการที่ (2.18) และ สมการที่ (2.24) ลงในสมการที่ (2.19) จะกลายเป็นสมการที่ (2.25) และ (2.26)

$$Y_1 = \frac{W}{2T_0} \left( \frac{L}{2} - \frac{T_0h}{WL} \right)^2 \tag{2.25}$$

$$Y_2 = \frac{W}{2T_0} \left( \frac{L}{2} + \frac{T_0h}{WL} \right)^2 \tag{2.26}$$

และ จากสมการที่ (2.16) ถ้าแทนค่า  $X$  ด้วย  $X_1$  และ  $X_2$  ในสมการที่ (2.23) และ (2.24) จะได้แรงดึง  $T_1$  และ  $T_2$  ดังสมการที่ (2.27) และ (2.28)

$$T_1 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} - \frac{T_0h}{WL} \right)^2 \right] \tag{2.27}$$

$$T_2 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} + \frac{T_0h}{WL} \right)^2 \right] \tag{2.28}$$

## 2.9 ระยะห่างปลอดภัยจากพื้น (CLEARANCE FROM GROUND) <sup>[12]</sup>

ในการวางระบบสายส่งนั้นสิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึงมากที่สุดคือ ต้องพยายามรักษาค่าระยะความปลอดภัย (clearance) จากจุดต่ำสุดของสายตัวนำเทียบกับกราวด์ เพื่อความปลอดภัยของชีวิตและทรัพย์สิน โดยที่ค่าระยะห่างนี้จะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขของระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่ง ซึ่งค่าโดยประมาณการในการยึดถือก็คือ  $6\text{ m} + 0.01\text{ m}$  ต่อ kV ที่เพิ่มขึ้น ระยะห่างความปลอดภัยต่ำสุดประมาณ 6 m. จะใช้กับสายในระดับแรงดันต่ำ ในขณะที่เมื่อใช้ระดับแรงดันไฟฟ้าของสายสูงขึ้นค่านี้ก็จะต้องเพิ่มขึ้น ดังนั้น ในขณะที่ทำการวางสายส่งยึดระหว่างเสาทั้งสอง ในขณะที่ทำการดึงสายส่งที่เรียกว่า ขบวนการ stringing จะต้องระมัดระวังถึงระยะความปลอดภัยเหล่านี้ และต้องเผื่อโอกาสการขยายตัวของสายส่งเนื่องจากอุณหภูมิและผลของแรงลมด้วย

ตารางที่ 2.1 พิกัดแรงดันไฟฟ้ากับระยะ Clearance ของสายส่ง

	ระยะ Clearance (m)		
	115 kV	230 kV	500 kV
Ground	7.0	8.4	11.0
River	10.5	11.5	18.0
Highway	9.0	10.0	14.5
Railway	10.5	11.5	16.0
Electric Line	14.0	15.0	33.0

## 2.10 ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้า (INSULATORS)

อุปกรณ์ประกอบที่สำคัญอย่างหนึ่งในระบบสายส่งก็คือ ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้า ซึ่งเป็นอุปกรณ์จับยึดสายที่พาดในอากาศ และเป็นฉนวนกั้นระหว่างสายเปลือยกับเสาส่งที่เปรียบเสมือน "สายดิน"

ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าในระบบสายส่งพาดเสาเหนือดินนั้นทำหน้าที่เป็นฉนวนแยกออกจากกันทางไฟฟ้าระหว่างสายส่งตัวนำเปลือยกับโครงเหล็กส่วนแขนของเสาส่ง และเป็นตัวยึดสายส่งให้มั่นคงอยู่บนเสาส่งได้ ดังนั้นตัวลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าจะต้องสามารถทนทานต่อแรงกระทำทางกล ซึ่งเกิดจากน้ำหนักของสายส่ง , แรงดึง และ ผลจากแรงลมที่กระทบสายส่ง นอกจากนั้น ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าจะต้องสามารถทนต่อแรงกระทำทางไฟฟ้าในทุกๆ สภาพของอากาศได้ ทั้งทางด้านเบรคความชื้นโดยตรง และ เบรคความถี่ผิว หรือการวาบไฟบนผิว (flashover)

โดยทั่วไปแล้วลูกถ้วยแรงสูงจะออกแบบให้มีการเคลือบผิวให้มีความมันเพื่อช่วยกำจัดฝุ่นละอองหรือสิ่งสกปรกต่าง ๆ บนผิวออกไปได้ด้วยวิธีทางธรรมชาติเช่น แรงลม และฝน จะพบว่าลักษณะของลูกถ้วยแรงสูงนั้นจะทำการเป็นครีบบนห้อยมีหลายชั้น การออกแบบให้เป็นครีบบนห้อยก็เพื่อเพิ่มระยะทางรั่ว; L (leakage distance) ของผิวลูกถ้วยให้ยาวขึ้น เพื่อช่วยลดการเกิดการวาบไฟตามผิวที่เกิดบนลูกถ้วยให้น้อยลง

ลูกถ้วยที่ดี จึงต้องมีความแข็งแรงทั้งทางด้านทางกลและทางไฟฟ้า โดยมีค่ากระแสรั่วไหลน้อยมากขณะใช้งาน ค่าระยะรั่ว (leakage distance) ของระบบ จะทำการวัดตั้งแต่จุดที่ยึดสายตัวนำไปยังจุดที่ยึดลูกถ้วย โดยการวัดไปตามผิวของลูกถ้วยระหว่างสองจุดนั้น

ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าที่ใช้กับระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงนั้น ปัจจุบันที่ใช้กันอยู่ทั่ว ๆ ไปนั้นเนื้อสารที่ใช้แบ่งออกเป็น

ก) สารผสมปอร์ซเลนแข็ง (hard porcelain) จะเห็นกันอยู่ทั่วไป สีน้ำตาลเข้มผิวมัน (คล้ายรูปปั้นเซรามิก) สารผสมประเภทปอร์ซเลนนี้จะมีค่าความคงทนฉนวนสูง (dielectric strength) และทนต่อแรงทางกลได้ดีอีกด้วย ไม่ค่อยมีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ และที่สำคัญคือมีปัญหาจากกระแสรั่วไหลน้อยมาก ถ้าพยายามรักษาผิวเคลือบให้เป็นเงาอยู่เสมอ

ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าแบบนี้ จะเป็นสารผสมคล้ายพวกกระเบื้องเคลือบ มีส่วนผสมของดินเหนียว (china clay หรือ kaolin) 46% , ผลึกแร่ 18-33% และ หินใยแก้ว 12-30% จากอัตราส่วนผสมที่แตกต่างกันไป นี้ จะทำให้มีคุณสมบัติการทนต่อแรงดันเบรคความชื้น แรงกระทำทางกล และ การทนต่อความร้อน

แตกต่างกัน ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าจะถูกเคลือบผิวให้มีความมันด้วยสีแตกต่างกัน เช่น ลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าที่ใช้กับแรงดันไฟฟ้าต่ำจะมีสีขาว และถ้าใช้กับแรงดันไฟฟ้าสูง ๆ จะมีสีน้ำตาล เป็นต้น

ข) แก้ว (glass) ในรูปร่างของลูกถ้วยแบบง่าย ๆ แล้ว ลูกถ้วยฉนวนที่ทำด้วยแก้วจะมีราคาถูกกว่าทำด้วยปอร์ซเลน และ ยังมีค่าความต้านทานจำเพาะและค่าความคงทนฉนวนสูงกว่าอีกด้วย จุดบกพร่องต่างๆ ภายในเนื้อสารจะสามารถตรวจสอบได้โดยง่ายเนื่องจากเป็นแก้วใส อย่างไรก็ตามพื้นผิวของแก้วนี้ทำให้พวกความชื้นสามารถเกาะติดได้ง่าย เป็นผลทำให้เกิดกระแสรั่วได้ง่ายจึงนิยมใช้กับระดับแรงดันที่ไม่สูงมากนัก เราสามารถแบ่งชนิดของลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าตามลักษณะการใช้งานของระบบสายส่งได้เป็น 3 ชนิด คือ

ก) ลูกถ้วยฉนวนก้านตรง (pin-type insulators) เป็นลูกถ้วยที่พบเห็นในระบบ 33 kV ลงมา ซึ่งลูกถ้วยแต่ละลูกจะสามารถรับแรงดันไฟฟ้าได้ประมาณ 25 kV เมื่อต้องการให้รับแรงดันไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้นก็สามารถทำได้โดยการต่ออนุกรมลูกถ้วยสูงขึ้นเป็น 2, 3, 4 ลูกถ้วยต่อชุด จะเห็นได้ว่าเมื่อใช้กับระดับแรงดันไฟฟ้าสูงจึงทำเป็นครีบบีหลายชั้น และจำนวนชั้นที่อนุกรมกันของลูกถ้วยจะลดหลั่นกันตามระดับแรงดันไฟฟ้าที่ใช้ โดยด้านบนของลูกถ้วยจะทำเป็นร่องสำหรับรองรับสาย ที่บริเวณร่องจะเคลือบสารกึ่งตัวนำที่คล้ายกับชนิดของสายตัวนำเพื่อป้องกันคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าจากสายไปรบ กวนระบบสื่อสาร ด้านล่างของลูกถ้วยจะวางยึดอยู่กับก้านเหล็ก และ ยึดติดกับแขนของเสาส่งในแนวตั้งยื่นขึ้น เพื่อรองรับสาย

ข) ลูกถ้วยติดเสา (post-type insulators) เป็นลูกถ้วยที่มีมีการพัฒนามาจากลูกถ้วยก้านตรงแต่มีจำนวนครีบบีมากกว่าจะใช้กันอยู่ใน ระบบจำหน่าย ระบบสายส่งรอง และระบบสายส่ง โดยการยึดติดกับเสาส่งทั้งเสาไม้ เสาส่งปูน หรือเสาส่งเหล็ก ซึ่งสามารถยึดได้ทั้งในแนวตั้งหรือแนวระนาบ โดยส่วนใหญ่แล้วลูกถ้วยติดเสาชนิดนี้นั้น จะมีลักษณะเป็น ลูกถ้วยปอร์ซเลนที่เป็นชุดชิ้นเดียวกันทั้งหมด (one-piece solid porcelain units) และ มักจะพบการใช้งานลูกถ้วยชนิดนี้กับบริเวณทางโค้งหรือทางแคบ ๆ

ค) ลูกถ้วยแขวน (suspension-type insulators) เป็นลูกถ้วยสำหรับไฟฟ้าแรงสูงที่สามารถนำมาต่อเรียงกันเพื่อเลือกใช้กับระบบไฟฟ้าที่พิกัดแรงดันต่างๆ กันได้หลายขนาด และมักจะใช้กับระดับแรงดันไฟฟ้าที่สูงกว่า 33 kV ขึ้นไป นอกจากนั้น จะสังเกตเห็นได้ว่า ลูกถ้วยจะมีลักษณะคล้ายแผ่นจานบาง ๆ (disc)

ดังนั้นข้อดีที่เห็น ได้ชัดของลูกถ้วยแบบแขวนก็คือสามารถเพิ่มหรือลดจำนวนลูกถ้วยได้ตามระดับแรงดันไฟฟ้าของสายส่ง นอกจากนั้นการซ่อมบำรุงบางตัวที่แตกชำรุดเสียหาย สามารถถอดเปลี่ยนใหม่เป็นบางตัวได้ที่สำคัญคือชุดลูกถ้วยแบบนี้จะอยู่ในลักษณะแขวนลอยซึ่งสามารถแกว่งได้เล็กน้อย ทำให้สามารถปรับตัวในการรับสภาวะแรงดึงของสายเพียงอย่างเดียว โดยไม่ต้องคำนึงถึงแรงบิดที่จะมีค่าน้อย

ฉนวนลูกถ้วยแบบแขวนนี้เห็นวิธีการใช้ทั่ว ๆ ไป 2 แบบ คือ แบบแขวนลอย ซึ่งจะอยู่ในช่วงกลาง ๆ ของความยาวระบบสายส่ง แต่ที่ตามจุดโค้ง หรือปลายสุดของระบบสาย ลูกถ้วยแบบนี้จะเรียงกันอยู่ในแนวนอนขวาง และสามารถรับแรงดึงของสายได้ เรียกลักษณะลูกถ้วยแขวนที่อยู่ในแนวนอนจุดประสงค์เพื่อดึงสายไว้ว่า strain-type insulation

การเกิดเบรคความันของลูกถ้วยฉนวนไฟฟ้าของระบบสายส่งนั้น เรามักจะไม่ว่าจะเป็นเกิดการการวาบไฟตามผิว (flashover) หรือการพังทะลายของสาร (puncture) ในกรณีของการเกิดการวาบไฟตามผิวนั้น ประกายไฟจะลุกลามจากสายส่งไปยังตำแหน่งดินข้ามไปตามช่องว่างอากาศบนพื้นผิวของลูกถ้วยในกรณีของเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การพังทลายของเนื้อสารนั้น จะเกิดขึ้นในเนื้อสารภายในของลูกถ้วยระหว่างสายตัวนำกับตำแหน่งดิน โดยส่วนใหญ่แล้วสิ่งที่เกิดขึ้นมักจะเป็นการเกิดการวาบไฟตามผิวเสียดเป็นส่วนใหญ่หรือทั้งหมด

## 2.11 โครโรนา (CORONA)

โครโรนา เป็นชื่อของปรากฏการณ์ทางไฟฟ้าแรงสูงที่เกิดขึ้นบนสายส่งตัวนำไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ไฟฟ้าแรงสูง การเกิดโครโรนา นับเป็นการสูญเสียกำลังไฟฟ้าอย่างหนึ่งของระบบสายส่ง โดยกำลังไฟฟ้าจะถูกเปลี่ยน ไปเป็นพลังงานความร้อน แสง เสียง เติมิ และ แม่เหล็กไฟฟ้า ดังนั้นการเกิดปรากฏการณ์โครโรนา ในระบบสายส่งจะส่งผลเสียที่เห็นได้ชัดเจน 2 ประการคือ

1. สูญเสียกำลังไฟฟ้าของระบบไปโดยเปล่าประโยชน์
2. การเกิดคลื่นแทรกและรบกวนสัญญาณคลื่นวิทยุ

## 2.12 กำลังไฟฟ้าสูญเสียโครโรนา (CORONA LOSS) <sup>(12)</sup>

เมื่อเกิดปรากฏการณ์โครโรนาขึ้นในระบบสายส่งจะทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียขึ้นในระบบซึ่ง F.W. Peek ได้ทำการสรุปจากผลการทดลองในห้องปฏิบัติการขึ้นเป็นสูตรในการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดจากโครโรนาของสายส่งไฟฟ้า กระแสสลับเป็น

$$P_c = \frac{244}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{r}{D}} (V - V_d)^2 \times 10^{-5} \text{ kW per phase per km.} \quad (2.29)$$

เมื่อ  $P_c$  : กำลังไฟฟ้าสูญเสียโครโรนา ; กิโลวัตต์ต่อกิโลเมตรต่อเฟส

$\delta$  : ค่าประกอบความหนาแน่นอากาศ

$f$  : ความถี่ ; Hz

$r$  : รัศมีของสายตัวนำ ; cm.

$D$  : ระยะห่างระหว่างสายตัวนำ ; cm.

$V_d$  : แรงดันไฟฟ้าวิกฤติแตกตัว

$V$  : แรงดันไฟฟ้าของสายส่ง ; kV to neutral (rms.)

ซึ่งสมการการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียโครโรนา ในสมการที่ (2.29) นี้มีขอบเขตเงื่อนไขดังนี้

- ค่าความถี่อยู่ในช่วง 25-120 Hz
- รัศมีของตัวนำ  $r$  โดกว่า 0.25 cm.
- อัตราส่วน  $V/V_d$  ต้องมากกว่า 1.8
- ใช้ได้กับสภาพอากาศสภาวะปกติเท่านั้น

ดังนั้นจะเห็นได้ว่าการคำนวณหา กำลังไฟฟ้าสูญเสีย โดยวิธีการของ F.W. Peek นั้น มีค่าไม่แน่นอนในย่านความสูญเสียต่ำ ๆ หรือ เมื่อค่าอัตราส่วน  $V/V_d$  น้อยกว่า 1.8

ในระดับค่าอัตราส่วน  $V/V_d$  น้อยกว่า 1.8 การใช้สูตรของ Peterson จะคำนวณได้ถูกต้องแม่นยำกว่า โดยที่สมการหา กำลังไฟฟ้าสูญเสียโครโรนาของ Peterson จะเป็น

$$P_c = 21 fF \left[ \frac{V}{\log D/r} \right]^2 \times 10^{-6} \text{ kW} \quad (2.30)$$

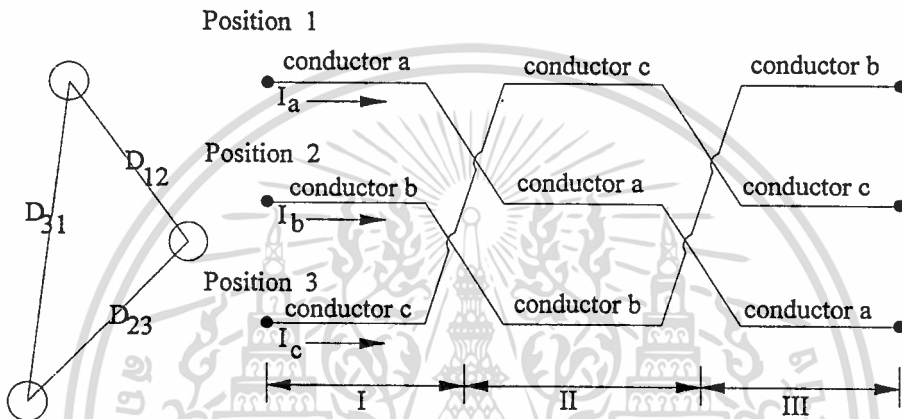
เมื่อ  $F$  : เป็นฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้าสูญเสียโคโรน่า (corona loss function)

ซึ่งขึ้นอยู่กับอัตราส่วนของ  $V/V_d$  ดังตารางที่ 1.2

ตารางที่ 2.2 ค่าของ  $F$  ; ฟังก์ชันของกำลังไฟฟ้าสูญเสียโคโรน่า

$v/v_d$	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0	2.2
$F$	0.012	0.018	0.05	0.08	0.3	1.0	3.5	6.0	8.0

### 2.13 ค่าความเหนี่ยวนำของสายส่งสามเฟส (INDUCTANCE OF THREE-PHASE LINES) <sup>[4,5,12]</sup>



รูปที่ 2-3 ลักษณะการสลับตำแหน่งสายของสายส่งสามเฟส (transposition cycle of three-phase line)

ค่าความเหนี่ยวนำเฉลี่ยต่อเฟส จะเป็น

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ H/m (perphase)} \quad (2.31)$$

หรือ

$$L = 0.7411 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ mH/mi} \quad (2.32)$$

โดย

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{31}} \quad (2.33)$$

เมื่อ

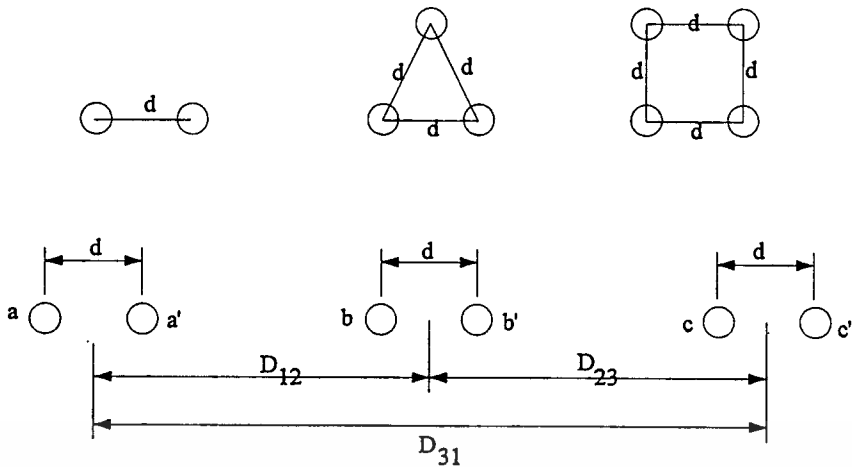
$D_{eq}$  : ค่าระยะห่างเฉลี่ยระหว่างเฟส (equivalent spacing) ; (m)

$D_s$  : GMR of the conductor

และค่า inductive reactance ต่อเฟส จะเป็น

$$\begin{aligned} X_L &= 2\pi f L \\ &= 1.257 \times 10^{-6} f \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \text{ } \Omega / \text{ m per phase} \end{aligned} \quad (2.34)$$

## สายส่งตัวนำควม (BUNDLED CONDUCTORS)



รูปที่ 2-4 ลักษณะของสายควม (bundled conductors)

- (ก) two-conductor bundle,
- (ข) three-conductor bundle,
- (ค) four-conductor bundle
- (ง) bundled-conductor three-phase line with horizontal tower

การคำนวณหาค่า GMR ของระบบสายส่งตัวนำควม

สำหรับ two-strand bundle

$$D_S^b = \sqrt[4]{(D_S \times d)^2} = \sqrt{D_S \times d} \quad (2.35)$$

สำหรับ three-strand bundle

$$D_S^b = \sqrt[9]{(D_S \times d \times d)^3} = \sqrt[3]{D_S \times d^2} \quad (2.36)$$

สำหรับ four-strand bundle

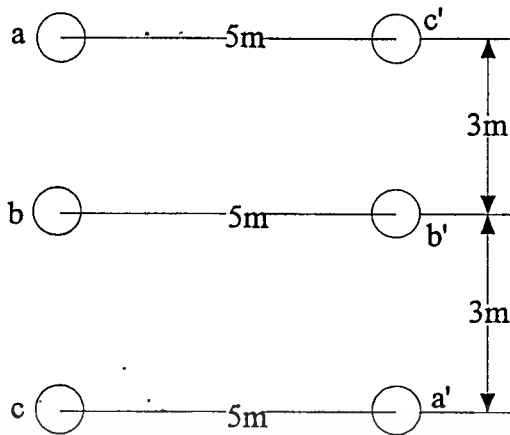
$$D_S^b = \sqrt[16]{(D_S \times d \times d \times d \times 2^{1/2})^4} = 1.09 \sqrt[4]{D_S \times d^3} \quad (2.37)$$

เมื่อ  $D_S^b$  : GMR (Self-GMD) of bundle conductor

$D_S$  : GMR of subconductor

d : distance between two subconductor

สายส่งสามเฟสวงจรรขนาน (PARALLEL-CIRCUIT THREE PHASE LINE)



รูปที่ 2-5 ลักษณะตัวอย่างของการวางสายตัวนำของสายส่งสามเฟสวงจรรขนาน

ในการคำนวณหาค่า inductance ต่อเฟส ของสายส่งทั้งสามเฟสวงจรรขนานสองชุดนี้จะเป็น

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}^P}{D_S^P} \quad \text{H / m per phase} \quad (2.38)$$

เมื่อ  $D_{eq}$  : Mutual-GMD between three conductor parallel-circuit

$D_S$  : Self-GMD ; GMR ; of parallel-circuit three phase line

ดังนั้นค่าต่าง ๆ ที่จะนำมาใช้ในสมการที่ (2.38) จะพิจารณาได้โดย

- การหาค่า  $D_{eq}$  : ในการใช้ modified GMD methode ได้นั้น เราจะต้องทำการหา  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$  และ  $D_{ca}$  ออกมาก่อน ซึ่งอักษรตัวห้อยจะเป็นตัวบอกให้ทราบว่าค่านี้เป็น ค่า Mutual-GMD ระหว่างเฟสทั้งสอง นั้น โดยที่  $D_{ab}$  หมายถึงค่า GMD ระหว่างตัวนำของเฟส a กับตัวนำทั้งหมดของเฟส b นั่นคือ

$$D_{eq}^P = \sqrt[3]{D_{ab}^P \times D_{bc}^P \times D_{ca}^P} \quad (2.39)$$

โดยที่ค่า Mutual-GMD ระหว่างเฟสเป็น

$$\begin{aligned} D_{ab}^P &= \sqrt[4]{(D_{ab} \times D_{ab'})^2} \\ D_{bc}^P &= \sqrt[4]{(D_{bc} \times D_{bc'})^2} \\ D_{ca}^P &= \sqrt[4]{(D_{ca} \times D_{ca'})^2} \end{aligned} \quad (2.40)$$

- การหาค่า  $D_S$  : เป็นการหาค่าระยะห่างเฉลี่ยทางเรขาคณิตภายในแต่ละเฟสของ ระบบสามเฟสวงจรรขนานโดยเฉลี่ย คือค่า Self-GMD หรือ GMR เฉลี่ย ของแต่ละสองตัวนำ คือ ตำแหน่งของ a กับ a', ตำแหน่งของ b กับ b'; และตำแหน่งของ c กับ c' โดย

$$D_a^P = \sqrt[3]{D_{sa} \times D_{sb} \times D_{sc}} \quad (2.41)$$

โดยที่ค่า Self-GMD หรือ GMR ของแต่ละตำแหน่งเฟส เป็น

$$\begin{aligned} D_{sa} &= \sqrt{D_{aa'} \times D_s} \\ D_{sb} &= \sqrt{D_{bb'} \times D_s} \\ D_{sc} &= \sqrt{D_{cc'} \times D_s} \end{aligned} \quad (2.42)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ  $D_{aa'}$ ,  $D_{bb'}$ ,  $D_{cc'}$  : actual distance ระหว่าง a ถึง a', b ถึง b' และ c ถึง c' ตามลำดับ (m)

$D_s$  : GMR of one conductor (m)

## 2.14 ความจุไฟฟ้าของระบบสายส่งสามเฟส (CAPACITANCE OF A THREE-PHASE LINE) <sup>[4,5,12]</sup>

ค่าความจุไฟฟ้าระหว่างสายกับนิวทรัลของระบบสายส่งสามเฟส จะเป็น

$$C_n = \frac{q_a}{V_{an}} = \frac{2\pi\epsilon}{\ln(D_{eq}/r)} \quad \text{F/m to neutral} \quad (2.43)$$

ซึ่ง  $D_{eq}$  : ค่าระยะห่างเฉลี่ยทางเรขาคณิตของระบบสายส่งสามเฟส

(geometric mean of the three distance of three-phase line)

$$D_{eq} \cong D_m = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{31}} \quad \text{m.}$$

และ  $r$  : รัศมีภายนอกของตัวนำ ;(m)

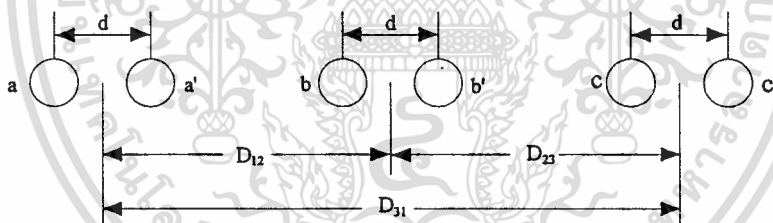
เมื่ออากาศมีค่า  $\epsilon_r = 1$  ดังนั้นค่าความจุไฟฟ้าจากสายถึงนิวทรัลเฉลี่ยต่อเฟสจะเป็น

$$C_n = \frac{0.0556}{\ln(D_{eq}/r)} \quad \mu\text{F/km.} \quad (2.44)$$

ค่า capacitive reactance ระหว่างสายกับนิวทรัลจะขึ้นอยู่กับค่า  $C_n$  โดย

$$X_C = \frac{1}{2\pi fC} \quad \Omega\cdot\text{m} \quad (2.45)$$

สายตัวนำแบบคววม (BUNDLED CONDUCTORS)



รูปที่ 2-6 พื้นที่หน้าตัดของระบบสายส่งสามเฟสชนิดสายคววมวางในแนวระนาบ

$$C_n = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} \quad \text{F/m} \quad (2.46)$$

สำหรับ two-strand bundle ค่า modified GMR จะเป็น

$$D_{sc}^b = \sqrt[4]{(rxd)^2} = \sqrt{rd} \quad (2.47)$$

สำหรับ three-strand bundle

$$D_{sc}^b = \sqrt[9]{(rxdxd)^3} = \sqrt[3]{rd^2} \quad (2.48)$$

สำหรับ four-strand bundle

$$D_{sc}^b = \sqrt[16]{(rxdxdxdx2^{1/2})^4} = 1.09\sqrt[4]{rd^3} \quad (2.49)$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อ

$D_{sc}^b$  : modified GMR of bundle conductor; (m)

$r$  : outside radius of subconductors; (m)

$d$  : distance between two subconductors; (m)

นั่นคือ ค่าความจุไฟฟ้าระหว่างสายถึงนิวทรัล (line-to-neutral capacitance) จะเป็น

$$C_n = \frac{2\pi \times 8.85 \times 10^{-12}}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}}$$

หรือ

$$C_n = \frac{0.0556}{\ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b}} \quad \mu\text{F/km.} \quad (2.50)$$

และค่า capacitive reactance ของสายควบ ต่อเฟส จะเป็น

$$X_C = \frac{1}{2\pi f C_n} = \frac{2.862}{f} \ln \frac{D_{eq}}{D_{sc}^b} \quad \text{M}\Omega/\text{km} \quad (2.51)$$

เมื่อ

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{12} \times D_{23} \times D_{31}} \quad \text{m.} \quad (2.52)$$

สายส่งสามเฟสวงจรรขนาน (PARALLEL-CIRCUIT THREE-PHASE LINES)

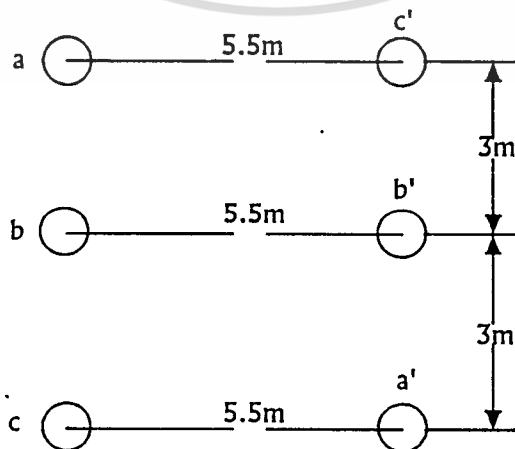
ค่าความจุไฟฟ้าถึงนิวทรัลต่อเฟสของระบบสายส่งสามเฟสวงจรรขนาน จะเป็น

$$C_n = \frac{2\pi\epsilon}{\ln \frac{D_{eq}^p}{D_{sc}^p}} \quad \text{F/m to neutral} \quad (2.53)$$

เมื่อ

$D_{eq}^p$  : Mutual-GMD between three conductor parallel-circuit

$D_{sc}^p$  : Self-GMD (GMR) of parallel-circuit three-phase lines



รูปที่ 2-7 ลักษณะตัวอย่างของการวางสายตัวนำของสายส่งสามเฟสวงจรรขนาน

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$D_{cq}^p = \sqrt[3]{D_{ab}^p \times D_{bc}^p \times D_{ca}^p} \quad (2.54)$$

โดยที่ค่า GMD ย่อระหว่างเฟสเป็น

$$\begin{aligned} D_{ab}^p &= \sqrt[4]{(D_{ab} \times D_{ab'})^2} \\ D_{bc}^p &= \sqrt[4]{(D_{bc} \times D_{bc'})^2} \\ D_{ca}^p &= \sqrt[4]{(D_{ca} \times D_{ca'})^2} \end{aligned} \quad (2.55)$$

การหาค่า  $D_{sc}^p$  ซึ่งเป็นการคิดหาค่า GMR เฉลี่ยสามเฟสของแต่ละสองตัวนำในหนึ่งเฟส โดย

$$D_{sc}^p = \sqrt[3]{D_{saC} \times D_{sbC} \times D_{scC}} \quad (2.56)$$

โดยที่ค่า GMR ของแต่ละเฟส เป็น

$$\begin{aligned} D_{saC} &= \sqrt{D_{aa'} \times r} \\ D_{sbC} &= \sqrt{D_{bb'} \times r} \\ D_{scC} &= \sqrt{D_{cc'} \times r} \end{aligned} \quad (2.57)$$

เมื่อ  $D_{aa'}, D_{bb'}, D_{cc'}$  : actual distance ระหว่างตัวนำ a ถึง a', b ถึง b' และ c ถึง c' ตามลำดับ ; (m)

r : outside radius of conductor ; (m)

## 2.15 ความสัมพันธ์ระหว่างกระแสกับแรงดันบนสายส่งกำลังไฟฟ้า

### (CURRENT AND VOLTAGE RELATIONS ON TRANSMISSION LINE) <sup>[12]</sup>

ในกรณีวิธีการคำนวณเพื่อหาค่าปริมาณทางไฟฟ้าที่จุดต่างๆ ในระบบส่งกำลังไฟฟ้านั้นจะสามารถวิเคราะห์ได้สะดวกมากยิ่งขึ้น เมื่อจำแนกระบบไฟฟ้าแรงสูงออกตามระยะทางของการส่งผ่านกำลังไฟฟ้า โดยแบ่งเป็น

- สายส่งระยะใกล้ (Short Transmission Line) โดยระยะทางของระบบสายส่งไม่เกิน 80 กม.
- สายส่งระยะปานกลาง (Medium-Length Transmission Line) ระยะทางของระบบสายส่งจะอยู่ในช่วง 80 กิโลเมตร ถึง 240 กิโลเมตร
- สายส่งระยะไกล (Long Transmission Line) ระยะทางของระบบสายส่งที่ความยาวมากกว่า 240 กิโลเมตร

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้การคำนวณแบบ สายส่งระยะไกลเป็นหลัก เพื่อความแม่นยำ ดังนั้นจากทฤษฎีสายส่งระยะยาวจะได้ว่า

$$V_s = V_R \cosh \gamma l + I_R Z_c \sinh \gamma l \quad (2.58)$$

$$I_s = I_R \cosh \gamma l + \frac{V_R}{Z_c} \sinh \gamma l \quad (2.59)$$

จัดให้อยู่ในรูป general form เมื่อรู้  $V_R, I_R$  ได้ในรูป

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.60)$$

โดยที่ค่า generalized circuit constant สำหรับสายส่งระยะไกลเป็น

$$\begin{aligned} A &= \cosh \gamma l \\ B &= Z_c \sinh \gamma l \quad \Omega \\ C &= \frac{\sinh \gamma l}{Z_c} = Y_c \sinh \gamma l \quad S \\ D &= \cosh \gamma l = A \end{aligned} \quad (2.61)$$

และ  $AD - BC = 1$

ดังนั้นจะได้ general form ของการคำนวณสายส่งระยะไกลเป็น

$$\begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & Z_c \sinh \gamma l \\ \frac{\sinh \gamma l}{Z_c} & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} \quad (2.62)$$

และเมื่อรู้  $V_S, I_S$  ที่จุดส่งสามารถคำนวณหา  $V_R, I_R$  ที่จุดรับได้

$$\begin{bmatrix} V_R \\ I_R \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh \gamma l & -Z_c \sinh \gamma l \\ -\frac{\sinh \gamma l}{Z_c} & \cosh \gamma l \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_S \\ I_S \end{bmatrix} \quad (2.63)$$

นั่นคือ

$$V_R = V_S \cosh \gamma l - I_S Z_c \sinh \gamma l \quad (2.64)$$

$$I_R = I_S \cosh \gamma l - \frac{V_S}{Z_c} \sinh \gamma l \quad (2.65)$$

## 2.16 ประสิทธิภาพ (EFFICIENCY) <sup>[12]</sup>

ในการหาประสิทธิภาพของระบบ ซึ่งจะเป็นการเปรียบเทียบจากกำลังไฟฟ้าจริง (วัตต์) เท่านั้น ดังนั้นองค์ประกอบหลักของสายที่นำมาคิดจะเป็นส่วนของ ค่าความต้านทาน;  $R$  โดย

$$\eta = \frac{\text{output (watt)}}{\text{input (watt)}} \quad (2.66)$$

$$\eta = \frac{\sqrt{3} V_R I_R \cos \phi_R}{\sqrt{3} V_S I_S \cos \phi_S} = \frac{V_R \cos \phi_R}{V_S \cos \phi_S} \quad (2.67)$$

ในสมการที่ (2.67) จะเห็นได้ว่าใช้ได้ทั้งระบบหนึ่งเฟส และระบบสามเฟส นอกจากนี้ยังสามารถหาได้จาก

$$\eta = \frac{\text{output}}{\text{output} + \text{loss}} \quad (2.68)$$

$$\eta = \frac{\sqrt{3} V_R I \cos \phi_R}{\sqrt{3} V_R I \cos \phi_R + 3 I^2 R} \quad (2.69)$$

## 2.17 เปอร์เซ็นต์โวลต์เตจเรกิวเลชัน (PERCENT VOLTAGE REGULATION) <sup>[4,5,12]</sup>

การหาโวลต์เตจเรกิวเลชันนี้ จะเป็นตัวบอกให้ทราบถึงอัตราการเปลี่ยนแปลงของแรงดันไฟฟ้าที่โหลด เมื่อใช้งานเต็มพิกัด

$$\% V_{Reg} = \frac{|V_S| - |V_R|}{|V_R|} \times 100 \quad (2.70)$$

นั่นคือ เมื่อ  $V_S$  คงที่

$$\% V_{Reg} = \frac{|V_{R,NL}| - |V_{R,FL}|}{|V_{R,FL}|} \times 100 \quad (2.71)$$

เมื่อ

$|V_S|$  : ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่จุดส่งต่อเฟสขณะไม่มีโหลด

$|V_R|$  : ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่จุดรับต่อเฟสขณะโหลดเต็มพิกัด

$|V_{R,NL}|$  : ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่จุดรับต่อเฟสขณะไม่มีโหลด

$|V_{R,FL}|$  : ขนาดของแรงดันไฟฟ้าที่จุดรับต่อเฟสขณะโหลดเต็มพิกัด เมื่อให้  $|V_S|$  คงที่

## บทที่ 3

### ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม

#### 3.1 การคำนวณหาระดับแรงดันที่ใช้ส่ง <sup>[18]</sup>

การคำนวณหาระดับแรงดันที่ใช้ส่งนั้น จะเริ่มด้วยการคำนวณหา Economic Voltage ซึ่งจะต้องทราบข้อมูลดังนี้คือ

- ระยะทางในการส่ง
- Load ที่ปลายทางของสายส่ง
- Power factor ของระบบ

สมการที่จะใช้ในการคำนวณหา ระดับแรงดันที่เหมาะสมในการส่ง คือ

$$\text{Economic Voltage} = 5.5 \sqrt{\frac{L}{1.6} + \frac{P}{150}}$$

เมื่อ

Economic Voltage คือ ระดับแรงดันที่ประหยัดที่สุดในการส่ง (kV)

L คือ ระยะทางในการส่ง (km)

P คือ Load ที่ปลายทางของสายส่ง (kW)

ในการปฏิบัติจริงในประเทศไทย การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะใช้ระดับแรงดันมาตรฐานคือ 115, 230, 500 kV ดังนั้น จะต้องเลือกระดับแรงดันในการส่งเทียบกับมาตรฐานของการไฟฟ้า ซึ่งทำได้โดยการเลือกระดับแรงดันมาตรฐาน ที่ใกล้เคียงกับ Economic Voltage ที่สุด

#### 3.2 การเลือกขนาดสายที่เหมาะสม <sup>[18]</sup>

การเลือกขนาดสายที่เหมาะสมจะมีขั้นตอนดังนี้

- กำหนดกระแสไหลในตัวนำจากสมการ

$$I_{\max} = \frac{P}{\sqrt{3} \text{ kV} \cos \theta}$$

เมื่อ

$I_{\max}$  คือ กระแสสูงสุดในสายตัวนำ (A)

P คือ Load ที่ปลายทางของสายส่ง (kW)

kV คือ ระดับแรงดันที่ส่งจริง (kV)

$\cos \theta$  คือ Power factor ของระบบ

- กำหนด  $I_{\text{avg}}$  และ  $I_{\text{rms}}$  จาก

$$I_{\text{avg}} = 0.7 I_{\max}$$

$$I_{\text{rms}} = 1.08 I_{\text{avg}}$$

- กำหนดพื้นที่หน้าตัดของสายที่เหมาะสมจาก Kelvin's Law โดยใช้สมการ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

$$A = \sqrt{\frac{I_{rms}^2 \cdot R \cdot 8760 \cdot e}{C \cdot r \cdot 10}}$$

เมื่อ

A คือ พื้นที่หน้าตัดที่เหมาะสม ( ตารางนิ้ว )

R คือ ความต้านทานของสาย ( Ohm )

e คือ ราคาของพลังงาน

C คือ ราคาของสายส่งต่อพื้นที่หน้าตัด

r เป็น อัตราดอกเบี้ยและอัตราเสื่อมราคา

- คำนวณเส้นผ่านศูนย์กลางจาก

$$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}}$$

เมื่อ

D คือ เส้นผ่านศูนย์กลาง ( นิ้ว )

A คือ พื้นที่หน้าตัดที่เหมาะสม ( ตารางนิ้ว )

- เลือกสายที่ใช้จริงโดย

นำค่า D ไปเทียบกับสายส่ง ACSR ที่ใช้ในประเทศไทย ซึ่ง มีอยู่ 3 ชนิด คือ

ถ้า  $D \leq 0.84$  ใช้สายขนาด 477 MCM

$0.84 < D \leq 1.235$  ใช้สายขนาด 795 MCM

$D > 1.235$  ใช้สายขนาด 1272 MCM

### 3.8 การคำนวณค่า Capacitance, Inductance, $X_L, X_C$ <sup>[4,5]</sup>

เมื่อได้ขนาดสายแล้ว จะทราบข้อมูลต่างๆ จากตารางสาย ทำให้สามารถคำนวณหา parameter ต่างๆ ของระบบ ได้ดังนี้

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \quad C = \frac{2\pi \times 8.85 \times 10^{-12}}{\ln(D_{eq}/D_{SC})}$$

$$X_L = 2\pi f L \quad X_C = \frac{1}{2\pi f C}$$

- กรณี 115 kV <sup>[1]</sup>

วงจรเดี่ยว

$$D_{eq} = \sqrt[3]{5.6 \times 5.6 \times 3.4} = 4.742 \quad \text{เมตร}$$

$$D_s = \text{GMR ของสายตัวนำที่ใช้ เทียบจากตาราง} \quad \text{เมตร}$$

$$D_{SC} = \text{รัศมีของสายตัวนำที่ใช้ ( r ) เทียบจากตาราง} \quad \text{เมตร}$$

วงจรคู่

$$D_{eq} = \sqrt[3]{4.6816 \times 4.6851 \times 6.364} = 5.1874 \quad \text{เมตร}$$

$$D_s = \sqrt[3]{8.857 \times \text{GMR} \times \sqrt{5.55 \times \text{GMR} \times 8.857 \times \text{GMR}}} \quad \text{เมตร}$$

$$D_{SC} = \sqrt[3]{8.857 \times r \times \sqrt{5.55 \times r \times 8.857 \times r}} \quad \text{เมตร}$$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

- กรณี 230 kV<sup>[1]</sup> สายส่งจะเป็นแบบ 2 Bundle ที่มีระยะห่างระหว่างสายตัวนำใน Bundle = 45 ซม.

วงจรเดี่ยว

$$D_{eq} = \sqrt[3]{9 \times 9 \times 18} = 11.339 \quad \text{เมตร}$$

$$D_s = \sqrt{0.45 \times GMR} \quad \text{เมตร}$$

$$D_{sc} = \sqrt{0.45 \times r} \quad \text{เมตร}$$

วงจรถู

$$D_{eq} = \sqrt[3]{7.7921 \times 7.7981 \times 10.8205} = 8.6956 \quad \text{เมตร}$$

$$D_s = \sqrt[3]{\sqrt{14.93 \times \sqrt{0.45 \times GMR}} \times \sqrt{9.92 \times \sqrt{0.45 \times GMR}} \times \sqrt{14.93 \times \sqrt{0.45 \times GMR}}} \quad \text{เมตร}$$

$$D_{sc} = \sqrt[3]{\sqrt{14.93 \times \sqrt{0.45 \times r}} \times \sqrt{9.92 \times \sqrt{0.45 \times r}} \times \sqrt{14.93 \times \sqrt{0.45 \times r}}} \quad \text{เมตร}$$

- กรณี 500 kV<sup>[1]</sup> ในประเทศไทยใช้เฉพาะ วงจรเดี่ยว และ สายส่งจะเป็นแบบ 4 Bundle ที่มีระยะห่างระหว่างสายตัวนำใน Bundle = 45 ซม.

$$D_{eq} = \sqrt[3]{13 \times 13 \times 26} = 16.379 \quad \text{เมตร}$$

$$D_s = 1.09 \sqrt[4]{0.45^3 \times GMR} \quad \text{เมตร}$$

$$D_{sc} = 1.09 \sqrt[4]{0.45^3 \times r} \quad \text{เมตร}$$

### 3.4 การคำนวณโวลเตจเรกิวเลชัน<sup>[4,5]</sup>

การคำนวณ โวลเตจเรกิวเลชันสามารถคำนวณได้ดังนี้

- ที่ด้านรับ (Receiving End)

$$V_r = \frac{kV}{\sqrt{3}}$$

$$I_r = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot kV \cdot \cos\theta}$$

- ที่ด้านส่ง (Sending End)

$$V_s = V_r \cosh \gamma l + I_r Z_c \sinh \gamma l$$

$$I_s = \frac{V_r \sinh \gamma l}{Z_c} + I_r \cosh \gamma l$$

- โวลเตจเรกิวเลชัน

$$\%Reg = \frac{|V_{r, nl}| - |V_{r, fl}|}{|V_{r, fl}|} \cdot 100\%$$

### 3.5 การคำนวณระยะทางและความสูงจากแผนที่

การคำนวณระยะทางและความสูงจากแผนที่ สามารถทำได้โดยนำเอาแผนที่ที่ต้องการวางเสาไฟฟ้า ผ่าน มาเข้าเครื่อง Scanner แล้วเก็บไว้ในรูปของ Bitmap (BMP) ซึ่งความละเอียดในการคำนวณจะขึ้นอยู่กับเอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

กับ Scale ของแผนที่ และ ความละเอียดในการ Scan ( Dot Per Inch ) โดยทั่วไป แผนที่ที่ใช้ควรมี Scale ไม่หยาบกว่า 1 : 50,000 และ ความละเอียดในการ Scan ไม่ต่ำกว่า 100 Dot Per Inch ( DPI ) การคำนวณ Scale ของภาพสามารถคำนวณจากความสัมพันธ์ดังนี้

$$\text{ระยะจริง} = (\text{จำนวน Dot ในภาพ}) \times (\text{Scale ของแผนที่}) / (\text{ความละเอียดในการ Scan})$$

ในที่นี้ ใช้แผนที่ของกรมแผนที่ทหาร Scale 1 : 50,000 Scan โดยใช้ความละเอียด 100 DPI ดังนั้น

$$\text{ระยะจริง} = (\text{จำนวน Dot ในภาพ}) \times 50,000 / 100 \quad \text{นิ้ว}$$

หรือ

$$\text{ระยะจริง} = (\text{จำนวน Dot ในภาพ}) \times 50,000 \times 0.0254 / 100 \quad \text{เมตร}$$

ถ้าให้ จำนวน Dot = 1 จะได้ว่า

$$\begin{aligned} \text{ระยะจริง} &= 1 \times 50,000 \times 0.0254 / 100 \\ &= 12.7 \text{ เมตร} \end{aligned}$$

ดังนั้น 1 Dot ในภาพ จะเท่ากับ ระยะ 12.7 เมตร

นั่นคือ ความละเอียดของภาพ = 12.7 m/Dot

เมื่อต้องการวางเสาจากจุดหนึ่ง ไปยังจุดหนึ่งของแผนที่ จะสามารถทราบระยะทางได้จากการนำเอา จำนวน Dot คูณด้วย m/Dot ซึ่งค่านี้เอง เป็นตัวกำหนด Station ของภูมิประเทศ ส่วนข้อมูลชนิดและความสูงของภูมิประเทศ จะสามารถกำหนดได้โดยสีของภาพซึ่งแตกต่างกันสูงสุด 256 สี ซึ่งก่อนการวางเสาต้องมีการกำหนดสีให้ตรงกับภูมิประเทศและความสูงก่อน จึงจะได้ข้อมูลที่ถูกต้อง หลังจากการกำหนดจุดต้น และจุดปลายของแผนที่แล้ว โปรแกรมจะทำการแปลงข้อมูลดังกล่าวออกมาเป็น Station , Elevation และ ชนิดของภูมิประเทศ เพื่อทำการวางเสาต่อไป ซึ่ง วิธีการแปลงข้อมูลจะเป็นดังนี้

5.1 หาสมการเส้นตรงที่ลากผ่านจุดต้นทาง และ ปลายทาง ซึ่งมีความสัมพันธ์ในรูป  $x = f(y)$

ถ้าให้  $(x_1, y_1)$  เป็นจุด ต้นทาง และ  $(x_2, y_2)$  เป็นจุดปลายทาง จะได้ว่า

$$x = (y - y_1) \cdot \left( \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \right) + x_1$$

5.2 กำหนดให้ จุดต้นทาง  $(x_1, y_1)$  เป็น จุดอ้างอิง Station 0

5.3 อ่านข้อมูลของสีจาก File ที่ตำแหน่ง  $(x_1, y_1)$  แล้ว นำมาเทียบเป็นความสูง จะได้ Elevation

5.4 หาจุดถัดมาโดยการ เพิ่มค่า  $y$  ขึ้นทีละ 1 แล้วหาค่า  $x$  จาก  $f(y)$  จากนั้น จะสามารถคำนวณ Station ได้จาก

$$\text{Station} = \sqrt{dx^2 + dy^2} \times x \text{ (m/Dot)} \quad (\text{m})$$

$$= \sqrt{(x - x_1)^2 + (y - y_1)^2} \times x \text{ (m/Dot)} \quad (\text{m})$$

5.5 อ่านข้อมูลของสีจาก File ที่ตำแหน่ง  $(x, y)$  นั้น แล้ว นำมาเทียบเป็นความสูง

5.6 ดำเนินการตาม 5.4 และ 5.5 จนกระทั่ง  $(x, y)$  เป็นจุดปลายทาง

5.7 ในกรณีที่ให้มีหลายช่วง (Interval) ก็จะทำเนินการตั้งแต่ 5.1 ถึง 5.6 ซ้ำ จนครบตามจำนวนช่วง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

### 3.6 ขั้นตอนของการวางเสาไฟฟ้า<sup>[1]</sup>

หลังจากผ่านขั้นตอน การเลือกระดับแรงดันในการส่งแล้ว ชนิดของเสาไฟฟ้า , ลูกถ้วย และ ความสูงของเสา จะสามารถระบุได้จากมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตามแต่ละระดับแรงดันที่ใช้ส่งดังนี้

#### - ระดับแรงดัน 115 และ 230 kV

##### วงจรถัดยว

กรณี ทางตรงปกติ หรือ ทำมุมไม่เกิน 2 องศา	ใช้ เสาชนิด SA1
กรณี ทางตรงที่ต้องการ Span ยาวกว่าปกติที่ทำมุมไม่เกิน 2 องศา	ใช้ เสาชนิด LSA1
กรณี ทำมุมไม่เกิน 15 องศา	ใช้ เสาชนิด SB2
กรณี ทำมุมไม่เกิน 30 องศา	ใช้ เสาชนิด SC2
กรณี ทำมุมไม่เกิน 60 องศา	ใช้ เสาชนิด SD2
กรณี ที่เป็นเสาดันทางหรือปลายทาง	ใช้ เสาชนิด SDE

แต่ในทางปฏิบัติมักจะใช้เสาชนิดวงจรถัดยว เพื่อการเพิ่มเป็นวงจรถัดยวในอนาคต

##### วงจรถัดยว

กรณี ทางตรงปกติ หรือ ทำมุมไม่เกิน 2 องศา	ใช้ เสาชนิด DA1
กรณี ทางตรงที่ต้องการ Span ยาวกว่าปกติที่ทำมุมไม่เกิน 2 องศา	ใช้ เสาชนิด LDA1
กรณี ทำมุมไม่เกิน 15 องศา	ใช้ เสาชนิด DB2
กรณี ทำมุมไม่เกิน 30 องศา	ใช้ เสาชนิด DC2
กรณี ทำมุมไม่เกิน 60 องศา	ใช้ เสาชนิด DD2
กรณี ที่เป็นเสาดันทางหรือปลายทาง	ใช้ เสาชนิด DDE

#### - ระดับแรงดัน 500 kV ในประเทศไทย จะเป็นวงจรถัดยวทั้งหมด

กรณี ทางตรงปกติ หรือ ทำมุมไม่เกิน 3 องศา	ใช้ เสาชนิด SMV(3)
กรณี ทางตรงที่ต้องการ Span ยาวกว่าปกติที่ทำมุมไม่เกิน 2 องศา	ใช้ เสาชนิด SLV(3)
กรณี ทำมุมไม่เกิน 9 องศา	ใช้ เสาชนิด SMV(9)
กรณี ทำมุมไม่เกิน 20 องศา	ใช้ เสาชนิด DT 20
กรณี ทำมุมไม่เกิน 40 องศา	ใช้ เสาชนิด DT 40
กรณี ทำมุมไม่เกิน 60 องศา หรือ เป็นเสาดันทางหรือปลายทาง	ใช้ เสาชนิด DT 60

จากนั้นก็เริ่มต้น ขั้นตอนการวางเสาไฟฟ้าทีละต้นตามวิธีการดังนี้

3.6.1 กำหนดให้ตำแหน่งของเสาไฟฟ้าต้นแรก เป็น Station 0 ในกรณีที่เป็นช่วง Interval แรก จะกำหนดให้ใช้เสาชนิด Dead End แต่ถ้าไม่ใช่ ช่วง Interval แรก จะใช้เสาชนิด Angle ชนิดต่างๆ ตามขนาดมุมที่ทำความสูงของเสาไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐาน

3.6.2 วางเสาดันต่อมา ห่างจากเสาดันแรกโดยใช้ระยะ Span สูงสุด

3.6.3 ตรวจสอบว่าพื้นที่ตำแหน่งนั้นสามารถวางเสาได้หรือไม่ โดย ดูจากชนิดของอุปสรรคที่ตำแหน่งนั้น

3.6.4 ถ้าไม่สามารถวางได้ก็เลื่อนตำแหน่งเข้ามาใกล้เสาดันแรกทีละ 1 เมตร จนกระทั่งสามารถวางเสาได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

( แต่ถ้าเลื่อนเสาจนกระทั่ง Span ต่ำสุดแล้ว ยังไม่สามารถวางเสาได้ ให้ข้ามไปทำตามข้อ 6.8 )

3.6.5 ทำการวางสายระหว่างเสาทั้งสองโดยตรวจสอบ ระยะ Clearance ระหว่างระดับพื้นดิน หรืออุปสรรค กับ ระดับของสายตัวนำทุกตำแหน่ง ระหว่างเสาทั้งสอง จากซ้ายไปขวา ว่ามีระยะต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนดหรือไม่ โดยใช้สมการดังนี้

- ระดับของสายตัวนำที่ตำแหน่ง X ใดๆ <sup>[10]</sup>

$$Y_{\text{Conductor}} = \frac{WX^2}{2T_0}$$

เมื่อ

W คือ น้ำหนักสายต่อความยาว (kg/m)

T<sub>0</sub> คือ แรงดึงของสายในแนวระดับที่จุดต่ำสุดของสายตัวนำ (kg)

ซึ่งค่าทั้งสองได้จากตารางสายของสายตัวนำชนิดที่ใช้

- ระดับของพื้นที่ที่อยู่ระหว่าง Station X<sub>1</sub> ที่มีระดับ Elevation Y<sub>1</sub> กับ Station X<sub>2</sub>

ที่มี ระดับ Elevation Y<sub>2</sub>

$$Y_{\text{Profile}} = \left( \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \right) X - X_1 + Y_1$$

ระยะ Clearance = Y<sub>Conductor</sub> - Y<sub>Profile</sub>

3.6.6 ถ้าระยะ Clearance จุดใดจุดหนึ่ง ต่ำกว่า ระยะ Clearance มาตรฐาน ซึ่งกำหนดจาก ระดับแรงดัน และ ชนิดของอุปสรรคนั้น ก็ทำการเลื่อนเสาเข้ามาใกล้เสาดันแรกอีก 5 เมตร แล้วทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 6.5 จนกระทั่งสามารถวางเสาได้

3.6.7 ในกรณีที่สามารถวางเสาได้ จะทำการตรวจสอบแรงดึงในสายที่หัวเสาทั้งสอง <sup>[18]</sup> จากสมการ

$$T_1 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} - \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right]$$

$$T_2 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} + \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right]$$

ถ้าแรงดึง T<sub>1</sub> และ T<sub>2</sub> เกิน T<sub>max</sub> ซึ่งได้จากตารางสาย ก็ทำการเลื่อนเสาเข้ามาใกล้เสาดันแรกอีก 5 เมตร แล้ว ย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 6.5 อีกครั้ง

3.6.8 ถ้าทำตามข้อ 6.6 จนกระทั่ง Span ต่ำสุด แล้วยังไม่สามารถวางเสาได้ ให้เปลี่ยนชนิดเสา เป็นชนิดที่มีความสูงพิเศษ ทั้งต้นแรก และ ต้นที่สอง แล้วย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ Clearance ตามข้อ 6.5 อีกครั้ง

3.6.9 ถ้าไม่สามารถวางเสาได้ ( เนื่องจาก ภูมิประเทศที่เป็น แม่น้ำ หรืออื่นๆ ที่ไม่สามารถวางเสาได้ ) จะใช้ เสาที่มีระยะ Span ยาวเป็นพิเศษ แล้วย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 6.5 อีกครั้ง

3.6.10 ถ้ายังไม่สามารถวางเสาได้ โปรแกรมจะฟ้องเตือนออกมา แสดงว่าเส้นทางนี้ใช้ไม่ได้ จะต้องวางแนวสายใหม่โดยการเริ่มป้อนข้อมูลตำแหน่งเสาจากแผนที่ในตำแหน่งใหม่แล้วเริ่มต้นทำเช่นเดิมใหม่ตั้งแต่ ข้อ 6.1

- 3.6.11 ในกรณีที่สามารถวางเสาได้ ก็ทำการวางเสาดันต่อไปโดยย้อนกลับไปทำตามข้อ 6.2 ถึง 6.10 เช่นเดิม จนกระทั่งตำแหน่งเสา เกิน Station สุดท้าย จากนั้นจึงกำหนดตำแหน่งเสาดันสุดท้ายอยู่ที่ Station สุดท้าย ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกันกับ เสาต้นแรกของช่วง Interval ถัดไป
- 3.6.12 ย้อนกลับไปทำตามข้อ 6.1 ถึง 6.11 จนกระทั่งช่วง Interval สุดท้าย แล้วกำหนดเสาดันสุดท้ายเป็นชนิด Dead End

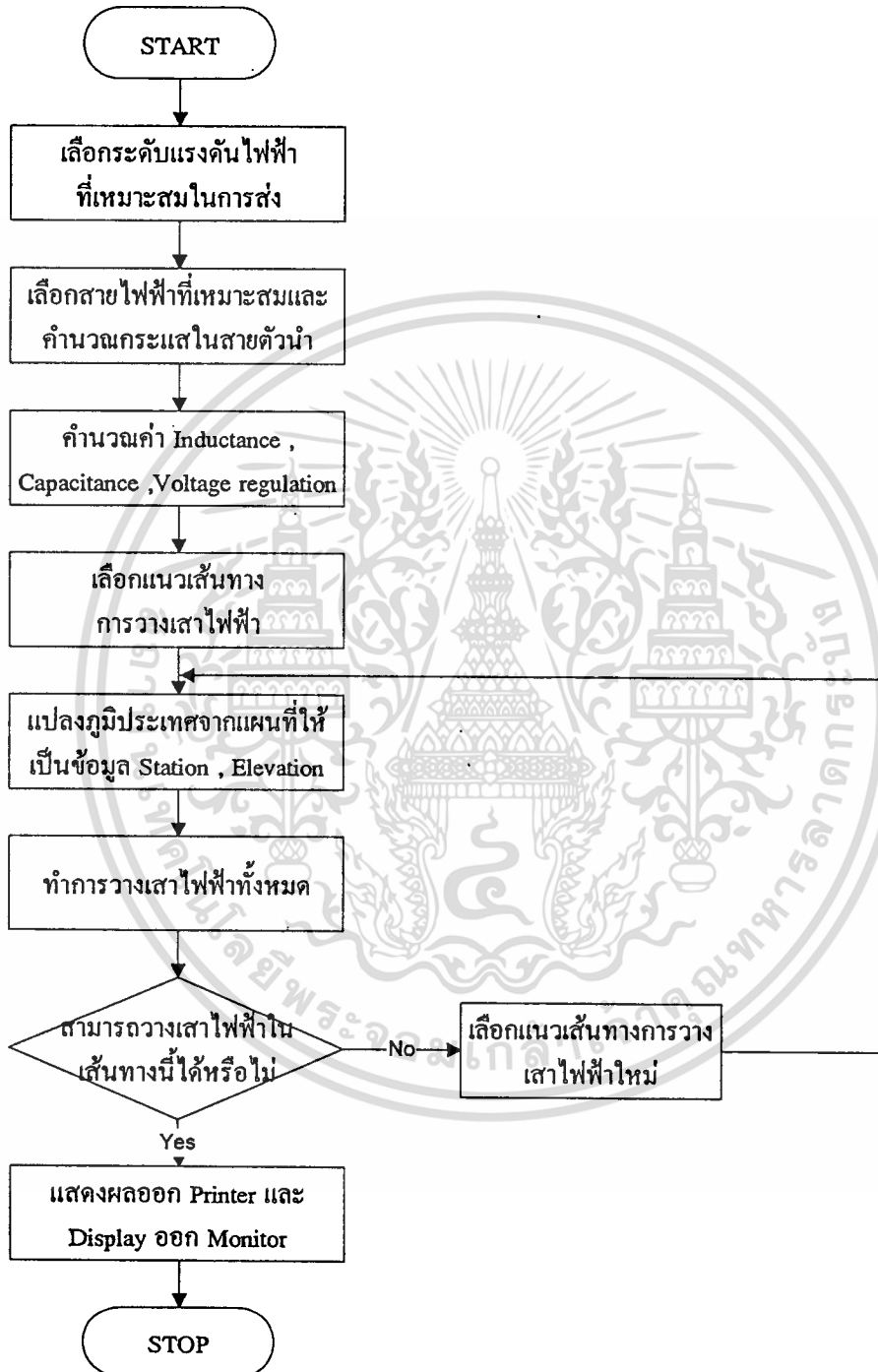
### 3.7 ขั้นตอนการแสดงผล

หลังจากวางตำแหน่งเสาเสร็จเรียบร้อยแล้ว โปรแกรมจะแบ่งเก็บข้อมูลเป็น 2 ส่วน คือ ลงใน File ชื่อ OUTPUT1.TXT ซึ่งเป็นส่วนของการคำนวณทางไฟฟ้า และ OUTPUT2.TXT ซึ่งเป็นส่วนของการคำนวณการวางเสา เพื่อเตรียมแสดงผลออก Printer ซึ่งเมื่อสั่งพิมพ์ โปรแกรมจะอ่าน File ทั้งสองนำมาพิมพ์ต่อกันได้ การแสดงผลอีกส่วนหนึ่งคือ การแสดงผลของการวางตำแหน่งเสา ซึ่งจะแสดงออกมาเหมือนแบบ Profile ที่การไฟฟ้าใช้อยู่ แสดงใน Graphics mode Super VGA 1024 x 768 pixel ซึ่งสามารถเลื่อนดูได้ตลอดแนวเส้นทางการวางเสาทั้งหมด



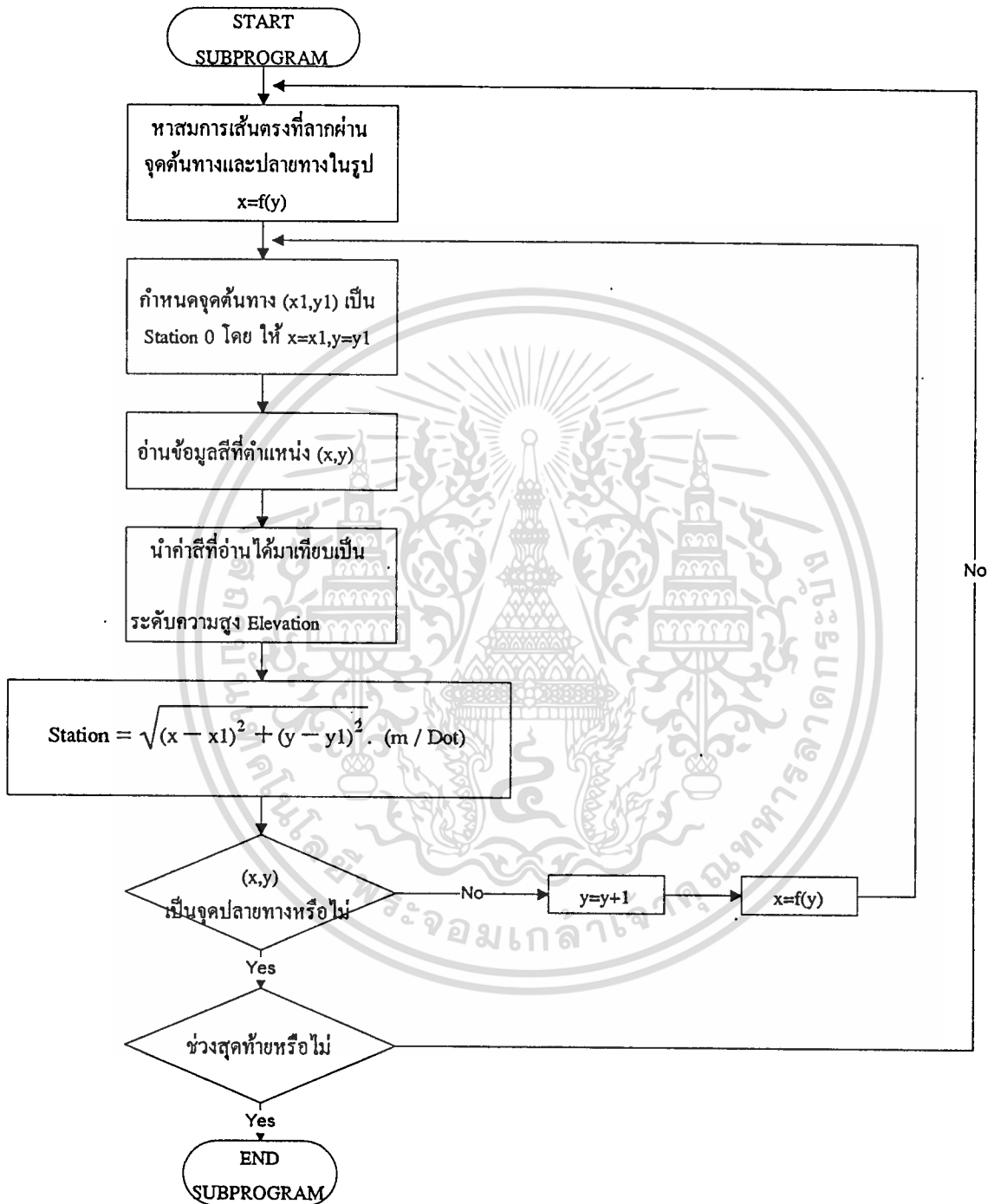
### 3.8 FLOW CHART ของโปรแกรม

#### FLOW CHART ของโปรแกรมหลัก

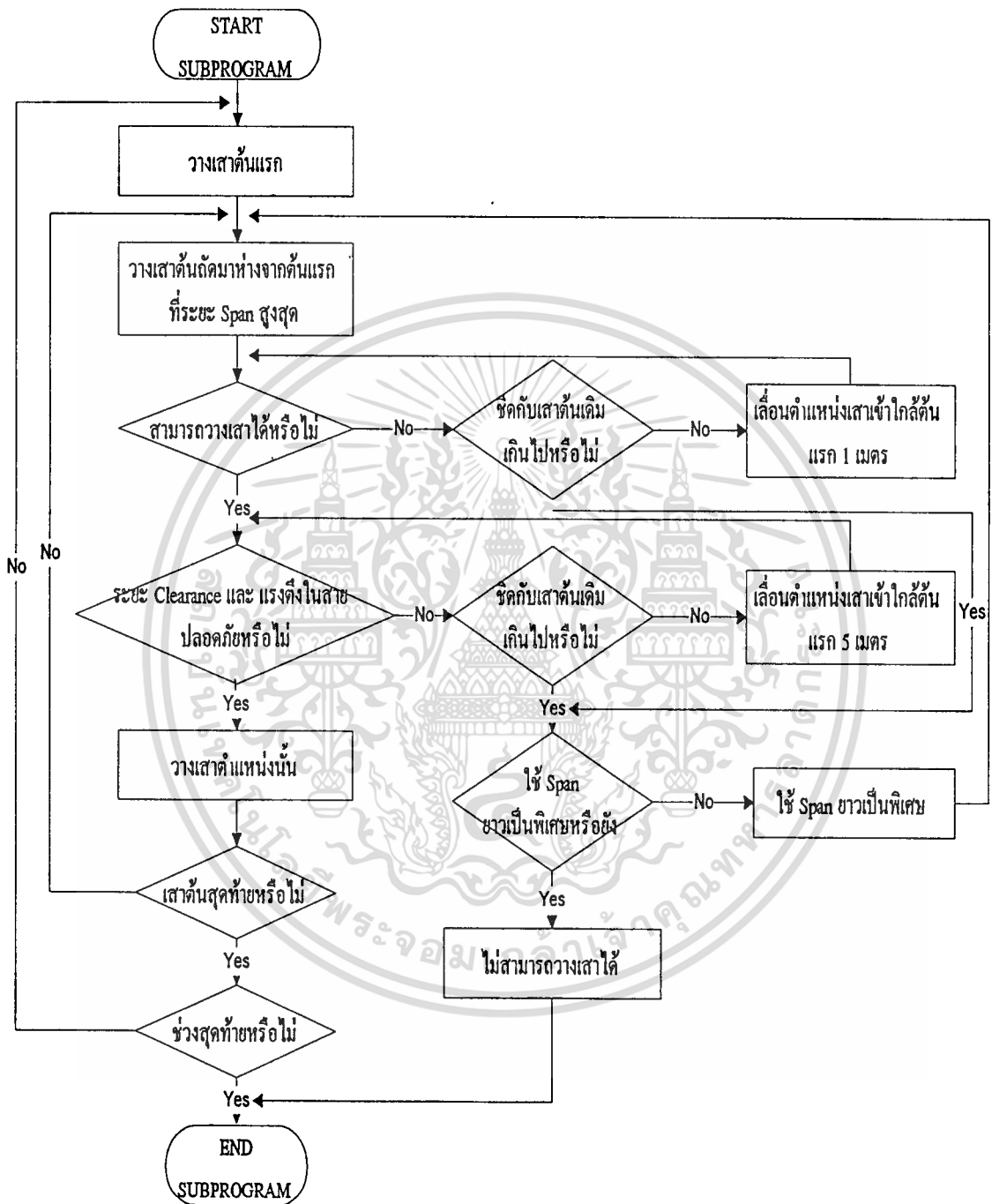


เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

FLOWCHART ของ SUBPROGRAM การแปลง STATION และ ELEVATION จากแผนที่



## FLOWCHART ของ SUBPROGRAM การวางเสาไฟฟ้า



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 4

### ผลการทดลอง

หลังจากการทดสอบโปรแกรมเทียบกับระบบจริง ซึ่งได้นำเอาแนวการวางเสาไฟฟ้าส่วนหนึ่ง จากแนวการวางเสาไฟฟ้าจาก อ.แม่เมาะ ถึง อ.ท่าตะโก ซึ่งมีระยะทางประมาณ 300 กิโลเมตร และจ่ายกำลังไฟฟ้าประมาณ 2000 MW

แนวการวางเสาไฟฟ้าจาก อ.แม่เมาะ ถึง อ.ท่าตะโก จะประกอบด้วย แนวการวางสายส่ง 500 kV แบบวงจรเดี่ยว 2 แนว คือ แนวด้านตะวันออก และ แนวด้านตะวันตก นั่นคือ สายส่งทั้งสองแนวจะจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ 1000 MW <sup>[2]</sup>

ผลการทดลองในส่วนของการวิเคราะห์ทางไฟฟ้าเป็นดังนี้

#### TRANSMISSION DESIGN AND ANALYSIS

##### SELECT VOLTAGE

THE DISTANCE OF TRANSMISSION LINE = 300.00 km  
LOAD OF TRANSMISSION LINE = 1000000.00 kW  
POWER FACTOR = 0.80  
THE COMFORTABLE VOLTAGE TO SEND = 555.13 kV  
SELECT VOLTAGE = 500.00 kV

##### SELECT CABLE

SINGLE CIRCUIT CONDUCTOR  
TWO-STRAND BUNDLE  
USES ACSR CONDUCTOR  
CURRENT IN CONDUCTOR  
I = 1443.38 A/Phase = 721.69 A/Conductor  
I<sub>av</sub> = 1010.36 A/Phase = 505.18 A/Conductor  
I<sub>rms</sub> = 1091.19 A/Phase = 545.60 A/Conductor  
CROSS-SECTION AREA = 5.7155 SQUARE INCHES  
DIAMETER = 2.6976 INCHES  
NORMINAL SIZE = 1272 MCM  
WEIGHT OF CONDUCTOR PER METER = 2.0400 kg

##### LINE PARAMETER OF 1272 MCM CONDUCTOR

R = 0.02100 Ohm/Phase/Mile  
L = 1.21600 mH/Phase/Mile  
C = 0.01702 uF/Phase/Mile  
XL = 0.38202 Ohm/Phase/Mile  
XC = 0.18697 MegaOhm/Phase/Mile

##### CALCULATE VOLTAGE REGULATION

###### AT RECEIVING END

V<sub>r</sub> = 500kV/(√3)  
= 288675.13 Volt to neutral  
I<sub>r</sub> = 1000000.00kW/(√3 x 500kV x Cosθ)  
= 1443.38 Amp

###### AT SENDING END

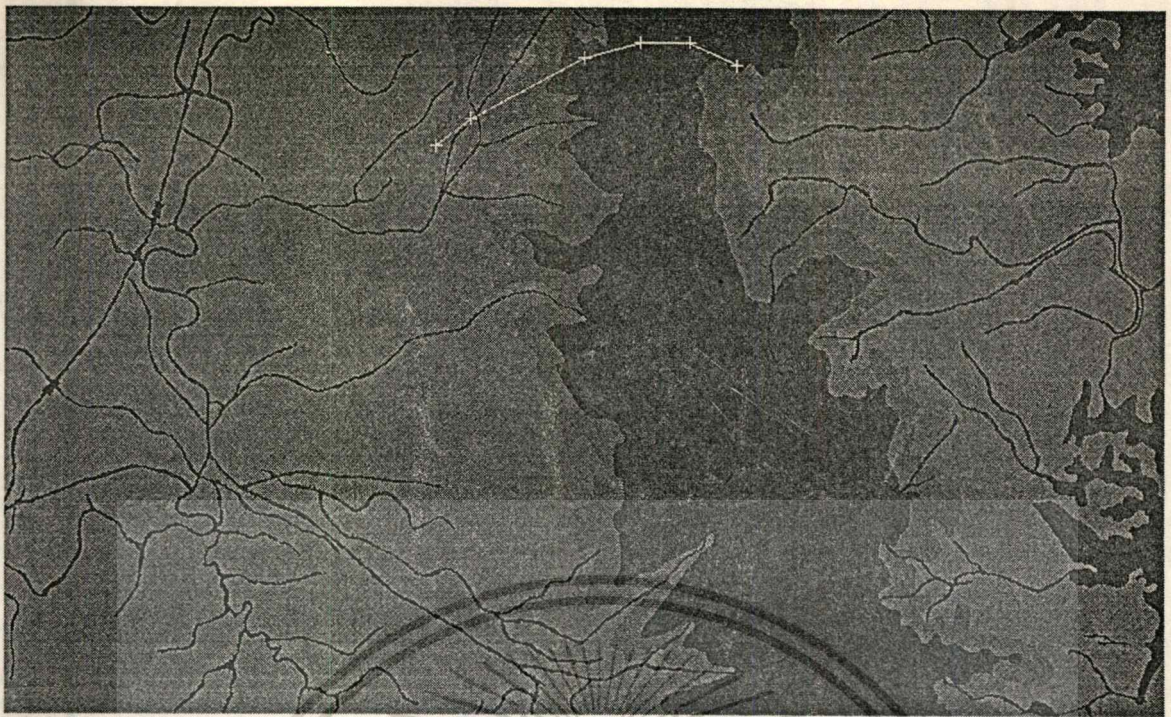
V<sub>s</sub> = V<sub>r</sub>.coshγl + I<sub>r</sub>z<sub>c</sub>.sinhγl  
= 301927.38 Volt to neutral  
I<sub>s</sub> = V<sub>r</sub>.sinhγl/Z<sub>c</sub> + I<sub>r</sub>.coshγl  
= 1420.55 Amp

###### VOLTAGE REGULATION

=  $\frac{|V_{r,nl}| - |V_{r,f1}|}{|V_{r,f1}|} \times 100$  %  
= 8.4629 %

จากนั้น ทำการวางเสาไฟฟ้าตามแนวการวางจริงเทียบจากแบบ Key Map <sup>[15]</sup> ตามรูป โดยในการทดลองนี้ เลือกอเสาไฟฟ้าต้นที่ 25 ถึง 33 เป็นตัวอย่างในการคำนวณเปรียบเทียบ

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-1 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งในการทดลอง เทียบจากแนวการวางจริงของกรไฟฟ้าในแนวเส้นทาง แม่เมาะ - ท่าตะโก แนวทิศตะวันตก

ผลของการแปลงข้อมูลระดับความสูงจากแผนที่มาเป็นข้อมูลตัวเลขเป็นดังนี้

NUMBER OF INTERVAL = 5

INTERVAL 1

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 0.534 km

STATION (m) ' ELEVATION (m) ' Type

0	400	Gr
534	400	Gr

INTERVAL 2

ANGLE = 14.6 Deg DISTANCE = 1.331 km

STATION (m) ' ELEVATION (m) ' Type

0	400	Gr
68	400	Gr
97	200	Ri
125	200	Ri
153	400	Gr
597	500	Gr
984	600	Gr
1331	600	Gr

INTERVAL 3

ANGLE = 2.9 Deg DISTANCE = 0.738 km

STATION (m) ' ELEVATION (m) ' Type

0	600	Gr
---	-----	----

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

511	600	Gr
540	200	Ri
540	200	Ri
568	700	Gr
738	700	Gr

-----  
 INTERVAL 4  
 -----  
 ANGLE = 20.6 Deg    DISTANCE = 0.613 km  
 -----  

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	700	Gr
128	600	Gr
613	600	Gr

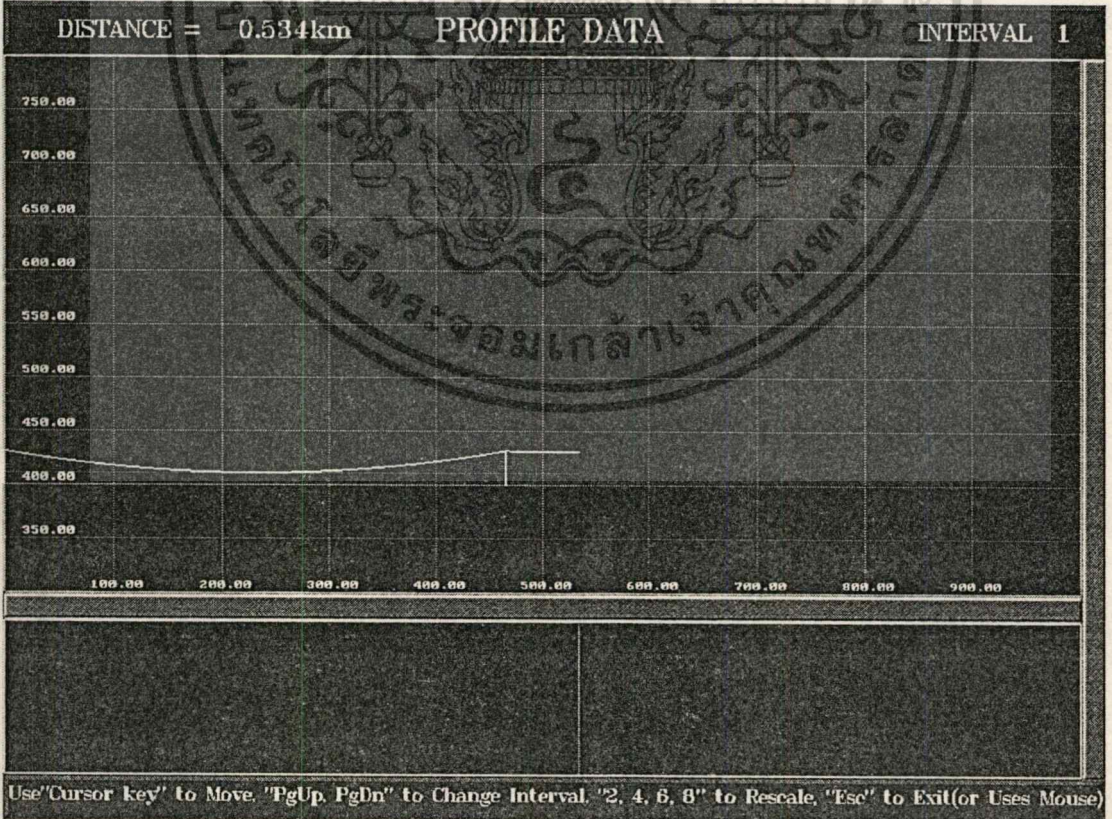
 -----

-----  
 INTERVAL 5  
 -----  
 ANGLE = 34.9 Deg    DISTANCE = 0.551 km  
 -----  

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	600	Gr
74	600	Gr
102	200	Ri
131	200	Ri
159	600	Gr
551	600	Gr

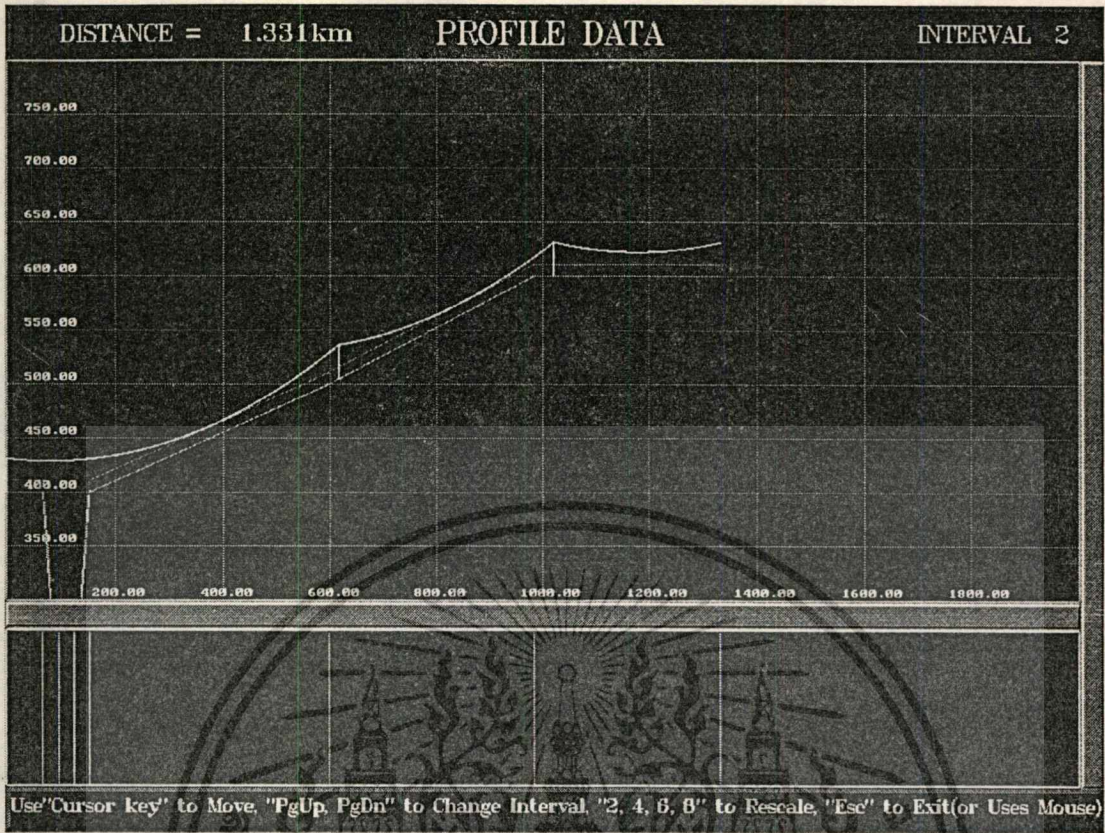
 -----

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้

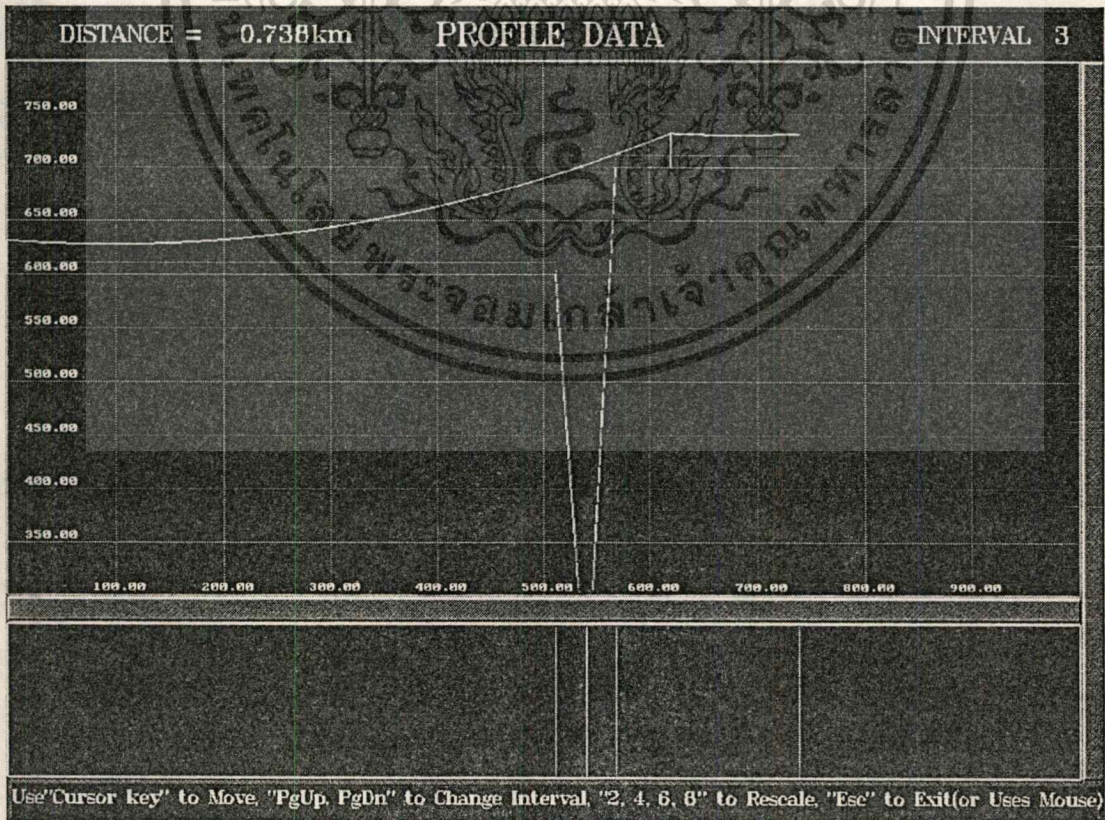


รูปที่ 4-2 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

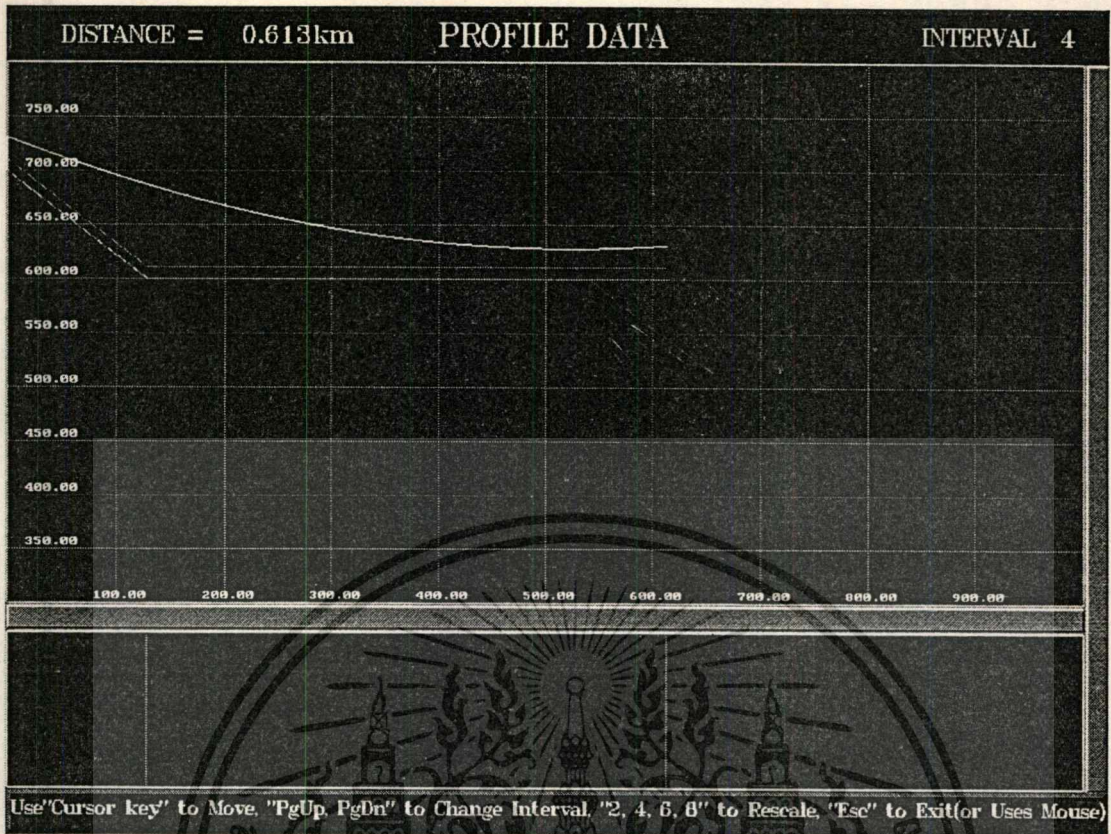


รูปที่ 4-3 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 2

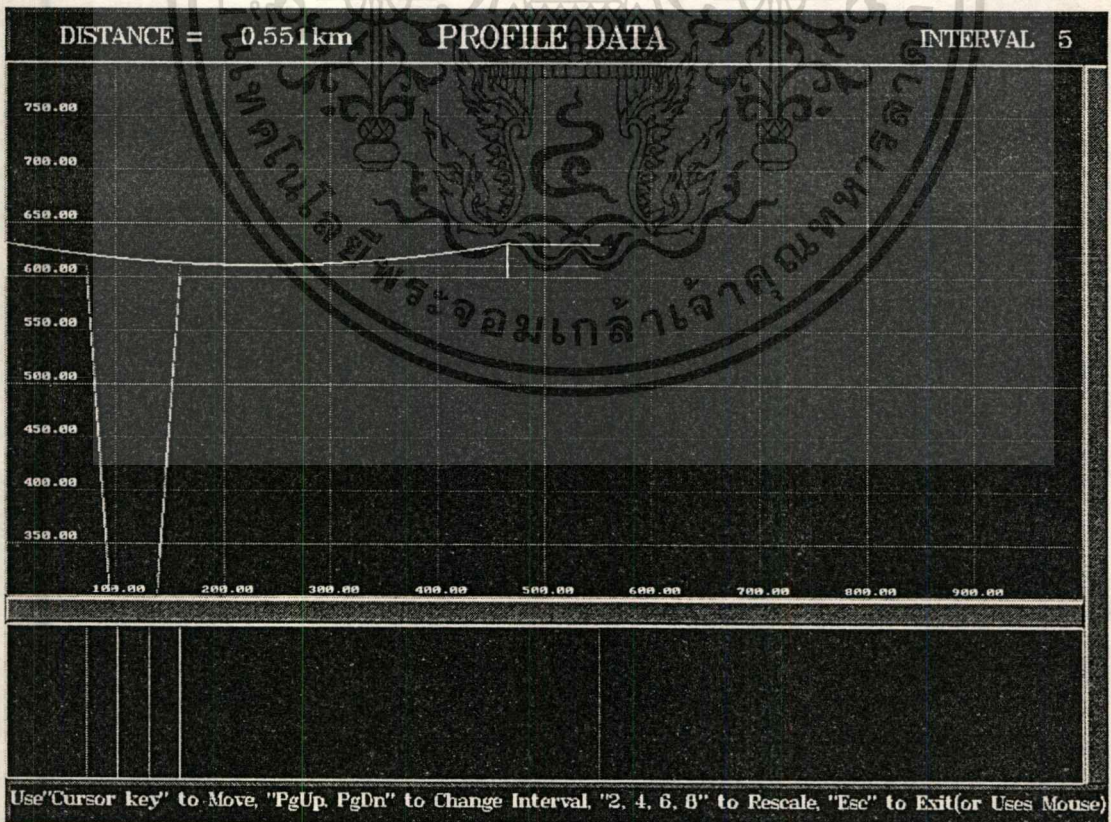


รูปที่ 4-4 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-5 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 4



รูปที่ 4-6 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 0.534 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2751.17 kg  
T2 = 2751.84 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 465.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 69.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2711.28 kg  
T2 = 2710.61 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 14.6 DISTANCE = 1.331 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 615.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 104.65 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2715.00 kg  
T2 = 2929.17 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 615.00 m  
TOWER ELEVATION = 504.65  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 405.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 95.35 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2719.33 kg  
T2 = 2913.84 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1020.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 311.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2728.90 kg  
T2 = 2728.23 kg

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 3 TOWER ANGLE = 2.9 DISTANCE = 0.738 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 620.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 100.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2716.93 kg  
T2 = 2921.61 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 620.00 m  
TOWER ELEVATION = 700.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 118.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2713.02 kg  
T2 = 2712.35 kg

INTERVAL 4 TOWER ANGLE = 20.6 DISTANCE = 0.613 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 700.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 613.00 m  
DIFFERENT LEVEL = -100.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2920.19 kg  
T2 = 2716.19 kg

INTERVAL 5 TOWER ANGLE = 34.9 DISTANCE = 0.551 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2751.17 kg  
T2 = 2751.84 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 465.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 86.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## TENSION IN CONDUCTOR :

T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2711.78 kg  
 T2 = 2711.10 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE DT 60

INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 551.00 m  
 TOWER ELEVATION = 600.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

ผลการทดลองต่อไปนี้เป็นผลการนำเอาผลการสำรวจจริงจากภูมิประเทศที่ทำการวางเสาคันที่ 25 ถึง คันที่ 33 ป้อนใส่โปรแกรมโดยตรงทุกๆ 5 เมตร

NUMBER OF INTERVAL = 5

INTERVAL 1

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 0.49611 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	485	Gr
5	486	Gr
10	487	Gr
15	487	Gr
20	485	Gr
25	483	Gr
30	480	Gr
35	478	Gr
40	473	Gr
45	469	Gr
50	467	Gr
55	466	Gr
60	466	Gr
65	468	Gr
70	470	Gr
75	473	Gr
80	474	Gr
85	475	Gr
90	476	Gr
95	477	Gr
100	478	Gr
105	479	Gr
110	480	Gr
115	479	Gr
120	478	Gr
125	477	Gr
130	475	Gr
135	473	Gr
140	470	Gr
145	469	Gr
150	466	Gr
155	465	Gr
160	463	Gr
165	460	Gr
170	458	Gr
175	454	Gr
180	452	Gr
185	449	Gr
190	446	Gr
195	444	Gr
200	440	Gr
205	439	Gr
210	436	Gr
215	434	Gr
220	432	Gr
225	430	Gr
230	429	Gr
235	427	Gr
240	426	Gr
245	425	Gr
250	424	Gr
255	423	Gr
260	422	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

265	421	Gr
270	421	Gr
275	420	Gr
280	420	Gr
285	419	Gr
290	418	Gr
295	418	Gr
300	418	Gr
305	418	Gr
310	419	Gr
315	419	Gr
320	420	Gr
325	421	Gr
330	423	Gr
335	425	Gr
340	427	Gr
345	428	Gr
350	429	Gr
355	431	Gr
360	433	Gr
365	436	Gr
370	438	Gr
375	440	Gr
380	442	Gr
385	445	Gr
390	447	Gr
395	449	Gr
400	452	Gr
405	454	Gr
410	457	Gr
415	459	Gr
420	462	Gr
425	465	Gr
430	468	Gr
435	471	Gr
440	474	Gr
445	477	Gr
450	479	Gr
455	481	Gr
460	482	Gr
465	482	Gr
470	483	Gr
475	483	Gr
480	484	Gr
485	484	Gr
490	484	Gr
495	484	Gr
496	484	Gr

-----  
 INTERVAL 2  
 -----

ANGLE = 10.0 Deg      DISTANCE = 1.47793 km  
 -----

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	484	Gr
5	485	Gr
10	485	Gr
15	486	Gr
20	485	Gr
25	483	Gr
30	480	Gr
35	477	Gr
40	473	Gr
45	471	Gr
50	469	Gr
55	467	Gr
60	465	Gr
65	463	Gr
70	460	Gr
75	457	Gr
80	456	Gr
85	454	Gr
90	452	Gr
95	450	Gr
100	448	Gr
105	445	Gr
110	444	Gr
115	442	Gr
120	440	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

125	439	Gr
130	438	Gr
135	436	Gr
140	434	Gr
145	432	Gr
150	430	Gr
155	428	Gr
160	427	Gr
165	425	Gr
170	424	Gr
175	423	Gr
225	200	Ri
250	100	Ri
275	100	Ri
300	200	Ri
355	460	Gr
360	462	Gr
365	465	Gr
370	467	Gr
375	468	Gr
380	470	Gr
385	471	Gr
390	470	Gr
395	468	Gr
400	465	Gr
405	465	Gr
410	467	Gr
415	470	Gr
420	475	Gr
425	474	Gr
430	475	Gr
435	476	Gr
440	477	Gr
445	477	Gr
450	477	Gr
455	476	Gr
460	475	Gr
465	475	Gr
470	476	Gr
475	479	Gr
480	482	Gr
485	485	Gr
490	490	Gr
495	492	Gr
500	493	Gr
505	493	Gr
510	494	Gr
515	495	Gr
520	496	Gr
525	497	Gr
530	497	Gr
535	496	Gr
540	495	Gr
545	495	Gr
550	495	Gr
555	495	Gr
560	495	Gr
565	496	Gr
570	498	Gr
575	500	Gr
580	502	Gr
585	503	Gr
590	504	Gr
595	505	Gr
600	505	Gr
605	506	Gr
610	507	Gr
615	508	Gr
620	509	Gr
625	510	Gr
630	510	Gr
635	511	Gr
640	512	Gr
645	512	Gr
650	513	Gr
655	513	Gr
660	514	Gr
665	514	Gr
670	516	Gr
675	517	Gr
680	519	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

685	522	Gr
690	524	Gr
695	526	Gr
700	528	Gr
705	530	Gr
710	532	Gr
715	534	Gr
720	536	Gr
725	537	Gr
730	539	Gr
735	541	Gr
740	542	Gr
745	543	Gr
750	545	Gr
755	546	Gr
760	547	Gr
765	549	Gr
770	549	Gr
775	550	Gr
780	551	Gr
785	552	Gr
790	552	Gr
795	553	Gr
800	554	Gr
805	555	Gr
810	556	Gr
815	556	Gr
820	557	Gr
825	558	Gr
830	558	Gr
835	559	Gr
840	560	Gr
845	561	Gr
850	561	Gr
855	563	Gr
860	564	Gr
865	565	Gr
870	565	Gr
875	566	Gr
880	568	Gr
885	569	Gr
890	571	Gr
895	573	Gr
900	576	Gr
905	579	Gr
910	581	Gr
915	583	Gr
920	584	Gr
925	584	Gr
930	584	Gr
935	584	Gr
940	584	Gr
945	583	Gr
950	583	Gr
955	584	Gr
960	586	Gr
965	588	Gr
970	590	Gr
975	593	Gr
980	595	Gr
985	597	Gr
990	599	Gr
995	601	Gr
1000	603	Gr
1005	605	Gr
1010	606	Gr
1015	607	Gr
1020	608	Gr
1025	609	Gr
1030	609	Gr
1035	609	Gr
1040	610	Gr
1045	610	Gr
1050	610	Gr
1055	611	Gr
1060	611	Gr
1065	612	Gr
1070	612	Gr
1075	613	Gr
1080	613	Gr
1085	614	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1090	614	Gr
1095	615	Gr
1100	615	Gr
1105	616	Gr
1110	616	Gr
1115	616	Gr
1120	615	Gr
1125	615	Gr
1130	614	Gr
1135	613	Gr
1140	612	Gr
1145	611	Gr
1150	610	Gr
1155	609	Gr
1160	608	Gr
1165	607	Gr
1170	606	Gr
1175	605	Gr
1200	605	Gr
1205	550	Ri
1225	400	Ri
1250	400	Ri
1275	550	Ri
1280	607	Gr
1285	610	Gr
1290	615	Gr
1295	619	Gr
1300	625	Gr
1305	628	Gr
1310	630	Gr
1315	634	Gr
1320	637	Gr
1325	640	Gr
1330	644	Gr
1335	647	Gr
1340	650	Gr
1345	654	Gr
1350	657	Gr
1355	660	Gr
1360	663	Gr
1365	667	Gr
1370	670	Gr
1375	673	Gr
1380	676	Gr
1385	678	Gr
1390	680	Gr
1395	683	Gr
1400	685	Gr
1405	687	Gr
1410	689	Gr
1415	690	Gr
1420	691	Gr
1425	692	Gr
1430	693	Gr
1435	694	Gr
1440	695	Gr
1445	696	Gr
1450	696	Gr
1455	697	Gr
1460	697	Gr
1465	697	Gr
1470	697	Gr
1475	697	Gr
1477	697	Gr

-----  
 INTERVAL 3  
 -----

ANGLE = 14.6 Deg      DISTANCE = 0.71525 km  
 -----

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	697	Gr
5	697	Gr
10	696	Gr
15	695	Gr
20	692	Gr
25	687	Gr
30	692	Gr
35	697	Gr
40	698	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

45	699	Gr
50	700	Gr
55	700	Gr
60	701	Gr
65	701	Gr
70	700	Gr
75	699	Gr
80	698	Gr
85	696	Gr
90	693	Gr
95	691	Gr
100	688	Gr
105	685	Gr
110	682	Gr
115	680	Gr
120	679	Gr
125	677	Gr
130	675	Gr
135	673	Gr
140	670	Gr
145	668	Gr
150	666	Gr
155	664	Gr
160	662	Gr
165	660	Gr
170	659	Gr
175	658	Gr
180	656	Gr
185	655	Gr
190	654	Gr
195	653	Gr
200	652	Gr
205	651	Gr
210	649	Gr
215	648	Gr
220	647	Gr
225	646	Gr
230	645	Gr
235	643	Gr
240	642	Gr
245	641	Gr
250	640	Gr
255	640	Gr
260	639	Gr
265	639	Gr
270	639	Gr
275	638	Gr
280	638	Gr
285	638	Gr
290	637	Gr
295	637	Gr
300	637	Gr
305	637	Gr
310	637	Gr
315	638	Gr
320	639	Gr
325	639	Gr
330	640	Gr
335	641	Gr
340	642	Gr
345	643	Gr
350	645	Gr
355	646	Gr
360	647	Gr
365	648	Gr
370	650	Gr
375	651	Gr
380	653	Gr
385	655	Gr
390	657	Gr
395	658	Gr
400	660	Gr
405	662	Gr
410	664	Gr
415	666	Gr
420	667	Gr
425	669	Gr
430	672	Gr
435	674	Gr
440	677	Gr
445	679	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

450	681	Gr
455	684	Gr
460	686	Gr
465	689	Gr
470	691	Gr
475	693	Gr
480	696	Gr
485	699	Gr
490	703	Gr
495	706	Gr
500	710	Gr
505	712	Gr
510	713	Gr
515	713	Gr
520	712	Gr
525	711	Gr
530	710	Gr
535	708	Ri
540	706	Ri
545	702	Ri
550	698	Ri
555	695	Ri
560	693	Ri
565	692	Ri
570	692	Ri
575	697	Ri
580	703	Ri
585	709	Ri
590	713	Gr
595	717	Gr
600	719	Gr
605	720	Gr
610	721	Gr
615	721	Gr
620	720	Gr
625	720	Gr
630	719	Gr
635	717	Gr
640	716	Gr
645	713	Ri
650	708	Ri
655	703	Ri
660	699	Ri
665	698	Ri
670	698	Ri
675	700	Ri
680	712	Ri
685	716	Gr
690	720	Gr
695	722	Gr
700	725	Gr
705	728	Gr
710	730	Gr
715	730	Gr

-----  
 INTERVAL 4  
 -----

ANGLE = 17.7 Deg      DISTANCE = 0.61227 km  
 -----

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	730	Gr
5	730	Gr
10	730	Gr
15	727	Gr
20	722	Gr
25	718	Gr
30	715	Gr
35	713	Gr
40	710	Gr
45	707	Gr
50	705	Gr
55	702	Gr
60	701	Gr
65	700	Gr
70	698	Gr
75	697	Gr
80	696	Gr
85	695	Gr
90	694	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

95	693	Gr
100	692	Gr
105	690	Gr
110	688	Gr
115	687	Gr
120	685	Gr
125	683	Gr
130	680	Gr
135	678	Gr
140	674	Gr
145	669	Gr
150	665	Ri
155	661	Ri
160	658	Ri
165	662	Ri
170	664	Gr
175	665	Gr
180	665	Gr
185	665	Gr
190	664	Ri
195	662	Ri
200	661	Ri
205	659	Ri
210	663	Ri
215	664	Gr
220	666	Gr
225	666	Gr
230	666	Gr
235	666	Gr
240	666	Gr
245	666	Gr
250	665	Gr
255	664	Gr
260	664	Gr
265	663	Gr
270	662	Gr
275	660	Gr
280	659	Gr
285	658	Gr
290	656	Gr
295	655	Gr
300	653	Gr
305	652	Gr
310	650	Gr
315	647	Gr
320	645	Gr
325	643	Gr
330	642	Gr
335	641	Gr
340	640	Gr
345	638	Gr
350	637	Gr
355	636	Gr
360	635	Gr
365	635	Gr
370	634	Gr
375	634	Gr
380	634	Gr
385	634	Gr
390	635	Gr
395	635	Gr
400	636	Gr
405	637	Gr
410	638	Gr
415	638	Gr
420	640	Gr
425	641	Gr
430	643	Gr
435	645	Gr
440	647	Gr
445	649	Gr
450	649	Gr
455	650	Gr
460	650	Gr
465	650	Gr
470	650	Gr
475	650	Gr
480	650	Gr
485	649	Gr
490	649	Gr
495	648	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

500	647	Gr
505	645	Gr
510	643	Gr
515	641	Gr
520	637	Gr
525	634	Gr
530	633	Gr
535	632	Gr
540	629	Gr
545	631	Gr
550	634	Gr
555	637	Gr
560	640	Gr
565	644	Gr
570	647	Gr
575	651	Gr
580	653	Gr
585	656	Gr
590	659	Gr
595	662	Gr
600	665	Gr
605	669	Gr
610	673	Gr
612	674	Gr

-----  
 INTERVAL 5  
 -----

ANGLE = 28.7 Deg DISTANCE = 0.50847 km

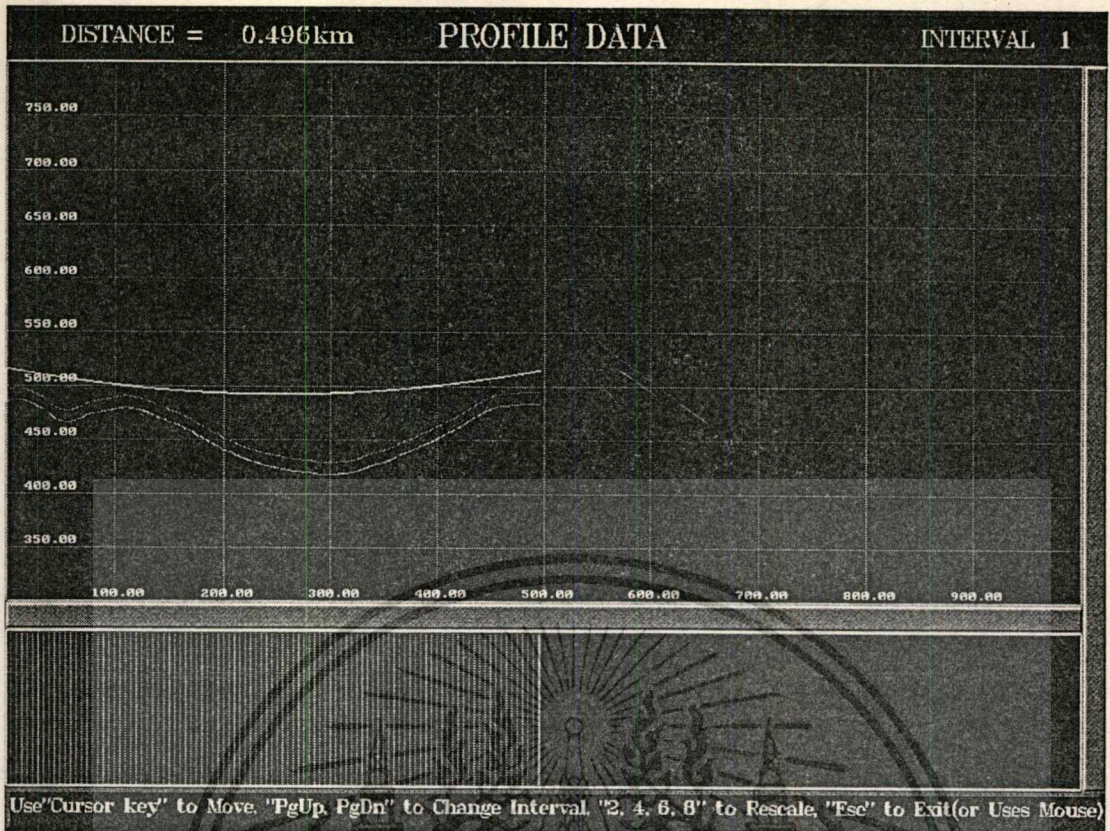
STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	674	Gr
5	675	Gr
10	674	Gr
15	673	Gr
20	670	Gr
25	667	Gr
30	664	Gr
35	660	Gr
40	655	Gr
45	653	Gr
50	649	Gr
55	646	Gr
60	643	Gr
65	641	Gr
70	639	Gr
75	635	Gr
80	631	Gr
85	627	Gr
90	623	Gr
95	620	Gr
100	618	Gr
105	615	Gr
110	612	Gr
115	609	Gr
120	607	Gr
125	606	Gr
130	604	Gr
135	602	Gr
140	601	Gr
145	601	Gr
150	600	Gr
155	600	Gr
160	600	Gr
165	600	Gr
170	600	Gr
175	600	Gr
180	601	Gr
185	602	Gr
190	603	Gr
195	605	Gr
200	606	Gr
205	608	Gr
210	610	Gr
215	612	Gr
220	614	Gr
225	616	Gr
230	619	Gr
235	621	Gr
240	623	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

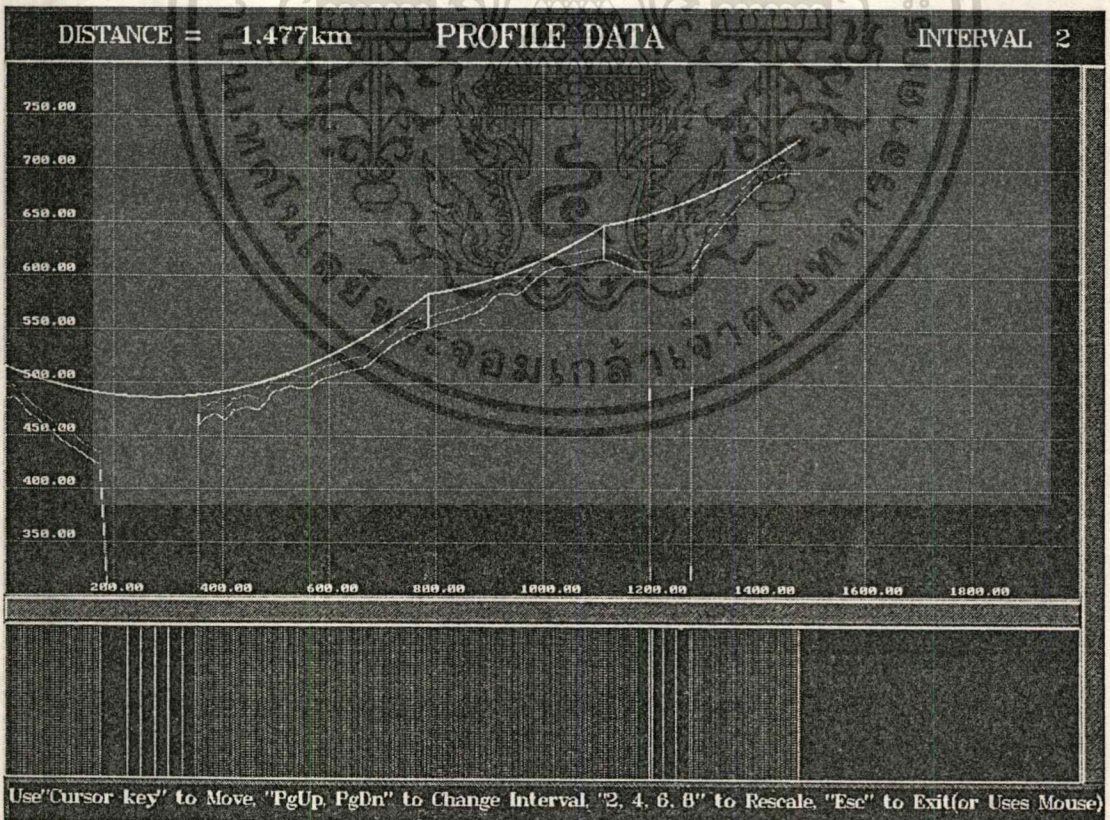
245	625	Gr
250	627	Gr
255	629	Gr
260	631	Gr
265	632	Gr
270	634	Gr
275	636	Gr
280	637	Gr
285	637	Gr
290	637	Gr
295	636	Gr
300	633	Gr
305	630	Gr
310	625	Gr
315	621	Gr
320	618	Gr
325	616	Gr
330	612	Gr
335	607	Gr
340	604	Gr
345	601	Gr
350	598	Gr
355	595	Gr
360	593	Gr
365	590	Gr
370	589	Gr
375	587	Gr
380	585	Gr
385	584	Gr
390	583	Gr
395	582	Gr
400	582	Gr
405	583	Gr
410	584	Gr
415	585	Gr
420	587	Gr
425	589	Gr
430	591	Gr
435	594	Gr
440	596	Gr
445	598	Gr
450	600	Gr
455	603	Gr
460	605	Gr
465	608	Gr
470	610	Gr
475	613	Gr
480	616	Gr
485	619	Gr
490	621	Gr
495	624	Gr
500	625	Gr
505	627	Gr
508	628	Gr

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

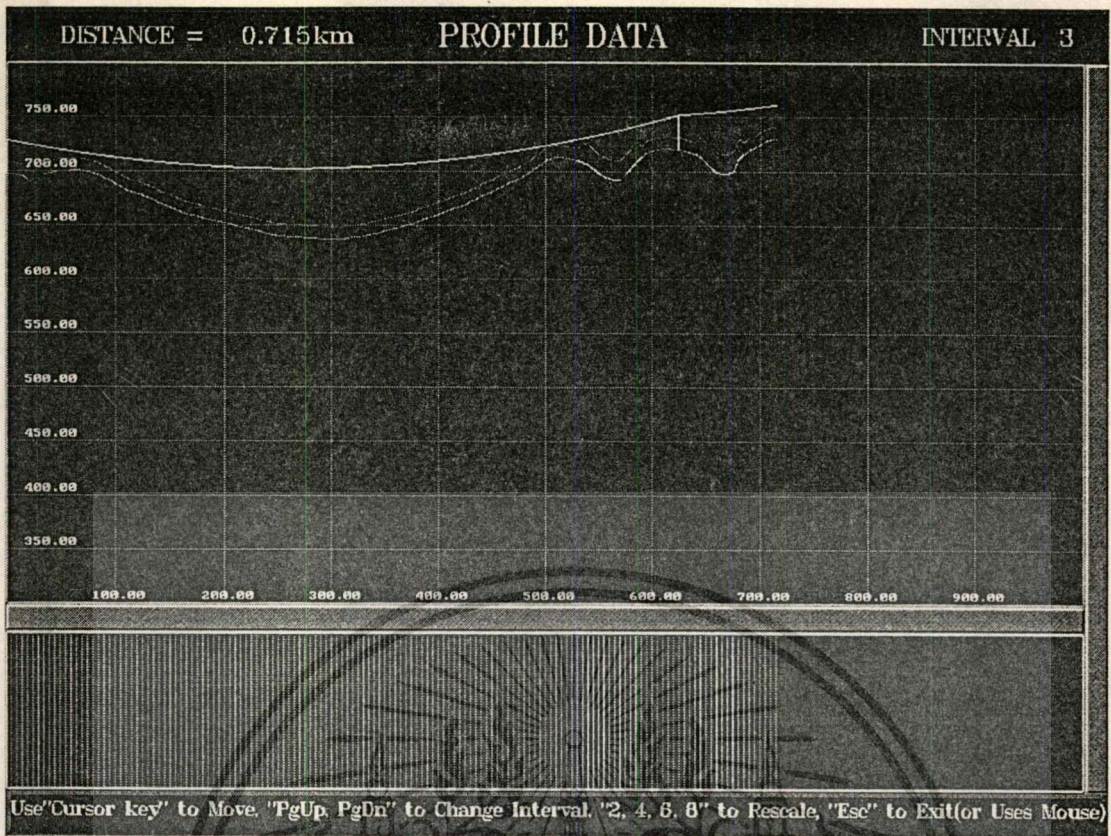


รูปที่ 4-7 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 1

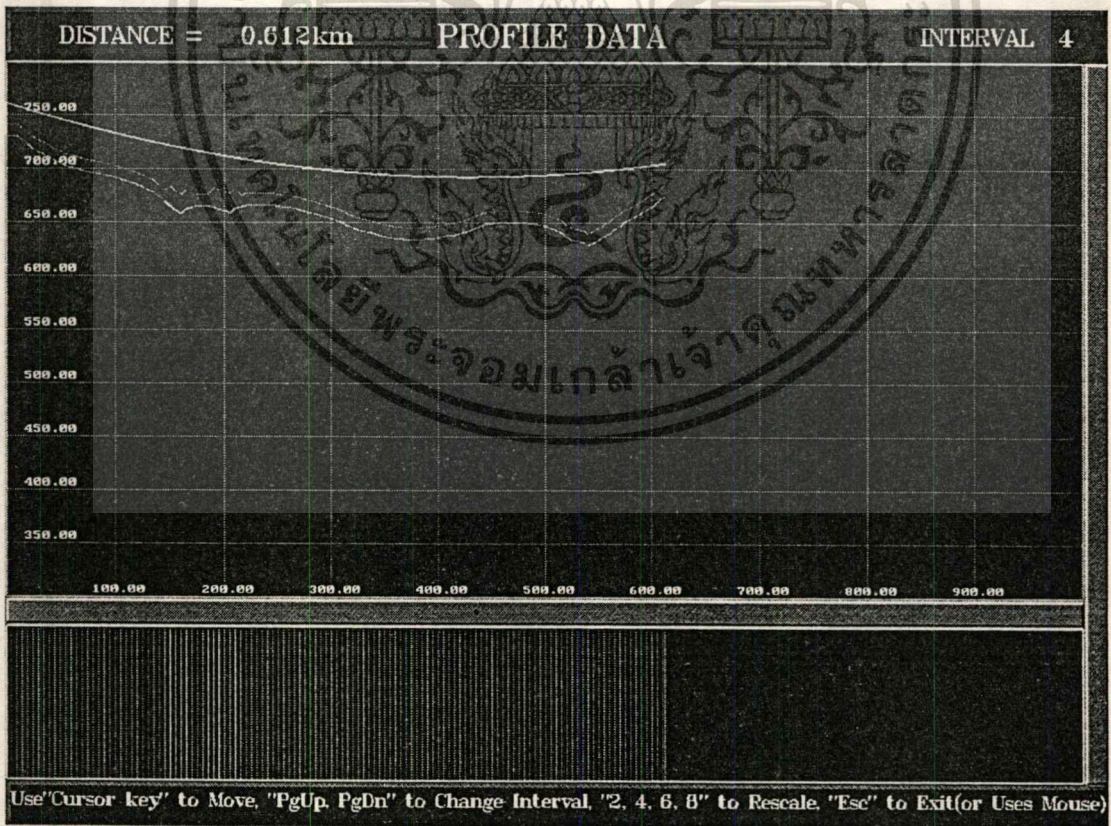


รูปที่ 4-8 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งยังมีให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-9 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 3



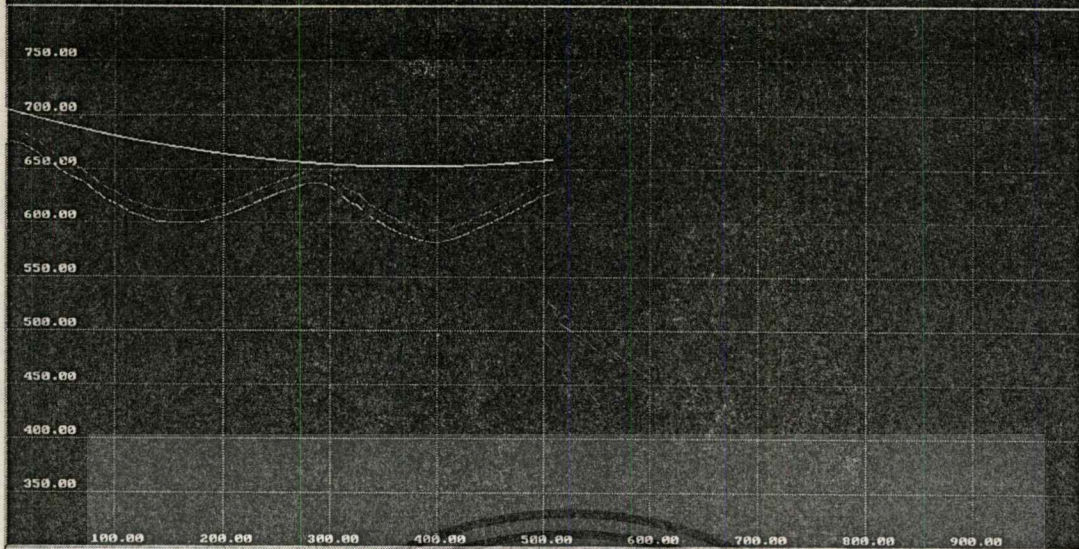
รูปที่ 4-10 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

DISTANCE = 0.508km

## PROFILE DATA

INTERVAL 5



Use 'Cursor key' to Move, 'PgUp, PgDn' to Change Interval '2, 4, 6, 8' to Rescale, 'Esc' to Exit (or Uses Mouse)

รูปที่ 4-11 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยการป้อนค่าที่ได้จากการสำรวจจริง ช่วงที่ 5

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 0.496 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 485.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 496.00 m  
DIFFERENT LEVEL = -1.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2758.25 kg  
T2 = 2756.21 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 10.0 DISTANCE = 1.477 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 484.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 785.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 68.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2768.86 kg  
T2 = 2908.25 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TOWER STATION = 785.00 m  
 TOWER ELEVATION = 552.00  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

-----  
 SPAN = 329.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 64.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2716.77 kg  
 T2 = 2847.33 kg

-----  
 TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

-----  
 TOWER STATION = 1114.00 m  
 TOWER ELEVATION = 616.00  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

-----  
 SPAN = 363.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 81.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2719.93 kg  
 T2 = 2884.50 kg

=====

INTERVAL 3	TOWER ANGLE = 14.6	DISTANCE = 0.715 km
------------	--------------------	---------------------

=====

-----  
 TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

-----  
 TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 697.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

-----  
 SPAN = 624.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 23.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2762.84 kg  
 T2 = 2810.43 kg

-----  
 TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

-----  
 TOWER STATION = 624.00 m  
 TOWER ELEVATION = 720.00  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

-----  
 SPAN = 91.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 10.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2717.03 kg  
 T2 = 2736.75 kg

=====

INTERVAL 4	TOWER ANGLE = 17.7	DISTANCE = 0.612 km
------------	--------------------	---------------------

=====

-----  
 TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

-----  
 TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 730.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

-----  
 SPAN = 612.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -56.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2850.36 kg  
 T2 = 2736.12 kg

=====

INTERVAL 5	TOWER ANGLE = 28.7	DISTANCE = 0.508 km
------------	--------------------	---------------------

=====

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TOWER NO. 1. TOWER TYPE DT 40  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 674.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 508.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2817.57 kg  
 T2 = 2723.73 kg

TOWER NÓ. 2 TOWER TYPE DT 60  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 508.00 m  
 TOWER ELEVATION = 628.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากการเทียบระดับพื้นดินที่ได้จากผลการทดลอง กับ ข้อมูลจริงจะเห็นได้ว่ามีความผิดพลาดเกิดขึ้น เนื่องจากแผนที่มีความละเอียดไม่เพียงพอ จึงต้องมีการปรับค่าให้ถูกต้องมากขึ้น โดยการหาสมการของความผิดพลาด

วิธีการหาสมการของความผิดพลาด ทำได้โดยนำค่า Elevation จากการอ่านแผนที่ของโปรแกรม มาลบกับ ค่า Elevation ที่ตำแหน่ง Station เดียวกันจากข้อมูลจากแบบ Profile ที่สำรวจจริง ในที่นี้ ทำการลบกันทุกๆ 25 เมตร แล้วให้ Station เป็นตัวแปร  $X$  และ Elevation เป็นตัวแปร  $Y$  จากนั้น หาสมการ  $p(x)$  แสดงความสัมพันธ์ของ  $X$  กับ  $Y$  โดยใช้ Linear Interpolation ซึ่งคือ สมการของความผิดพลาด

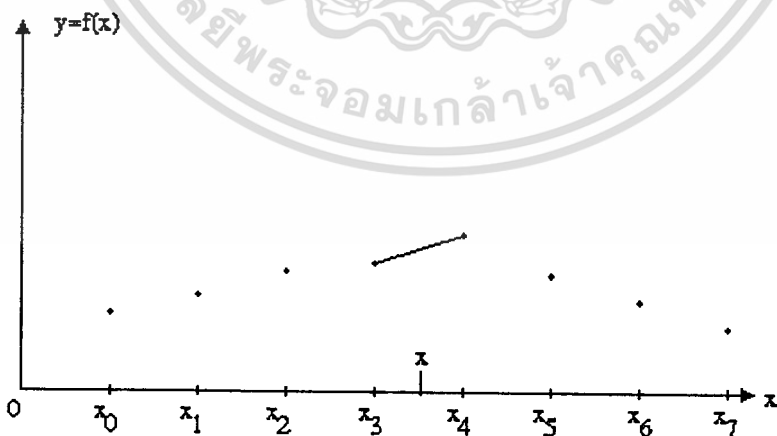
เมื่อต้องการให้ความผิดพลาดจากโปรแกรมเนื่องจากความหยาบของแผนที่น้อยลง ก็ทำได้โดยนำสมการของความผิดพลาด  $p(x)$  มาบวกรวมกับสมการหา Elevation เดิมจากโปรแกรมโดยตรงตามที่กล่าวมาแล้วในผลการทดลองแรก

ทฤษฎีของ Linear Interpolation เป็นดังนี้

สมมติกำหนดฟังก์ชันความสัมพันธ์ ของ  $x$  กับ  $f(x)$  ดังนี้

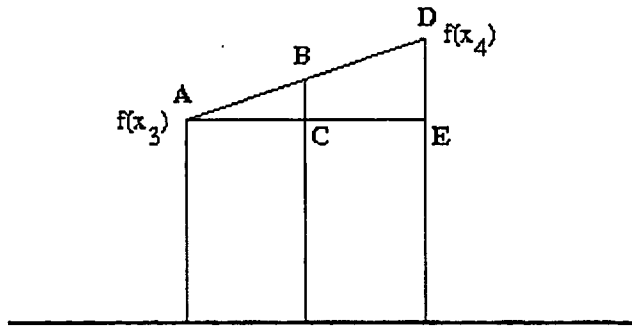
$x$	$f(x)$
$x_0$	$f(x_0)$
$x_1$	$f(x_1)$
$\vdots$	$\vdots$
$x_n$	$f(x_n)$

เมื่อ plot เป็นกราฟจะได้ดังนี้



สมมติต้องการหาค่า  $f(x)$  ณ ที่  $x$  จะสามารถหาได้โดยการลากเส้นตรงเชื่อมระหว่างจุด  $[x_3, f(x_3)]$  และ  $[x_4, f(x_4)]$

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



จากรูป จะได้ความสัมพันธ์

$$BC = \frac{AC}{AE} DE$$

$$= \frac{x - x_3}{x_4 - x_3} [f(x_4) - f(x_3)]$$

$$p(x) = f(x)_{int} = f(x_3) + \frac{x - x_3}{x_4 - x_3} [f(x_4) - f(x_3)]$$

เมื่อ  $p(x)$  เป็น Interpolating polynomial ของ  $f(x)$

สำหรับค่า  $x$  ที่อยู่ระหว่าง  $x_i < x < x_{i+1}$  สมการจะกลายเป็น

$$p(x) = f(x_i) + \frac{x - x_i}{x_{i+1} - x_i} [f(x_{i+1}) - f(x_i)]$$

หรือ

$$p(x) = a_0 + a_1x$$

ผลการทดลองต่อไปนี้ เป็นผลการนำสมการของความผิดพลาดเข้ามาช่วยแก้ความผิดพลาดโดยการนำเอา  $p(x)$  มาบวกรวมกับสมการหา Elevation เดิม

NUMBER OF INTERVAL = 5

-----  
INTERVAL 1  
-----

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 0.534 km  
-----

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	485	Gr
25	483	Gr
50	467	Gr
75	473	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

100	478	Gr
125	477	Gr
150	466	Gr
175	454	Gr
200	440	Gr
225	430	Gr
250	424	Gr
275	420	Gr
300	418	Gr
325	421	Gr
350	429	Gr
375	440	Gr
400	452	Gr
425	465	Gr
450	479	Gr
475	483	Gr
496	484	Gr

-----  
INTERVAL 2  
-----

ANGLE = 14.6 Deg      DISTANCE = 1.331 km  
-----

STATION (m)      '      ELEVATION (m)      '      Type  
-----

0	484	Gr
25	483	Gr
50	469	Gr
75	457	Gr
100	448	Gr
125	439	Gr
150	430	Gr
175	423	Gr
225	200	Ri
250	100	Ri
275	100	Ri
300	100	Ri
325	100	Ri
350	200	Ri
375	468	Gr
400	465	Gr
425	474	Gr
450	477	Gr
475	479	Gr
500	493	Gr
525	497	Gr
550	495	Gr
575	500	Gr
600	505	Gr
625	510	Gr
650	513	Gr
675	517	Gr
700	528	Gr
725	537	Gr
750	545	Gr
775	550	Gr
800	554	Gr
825	558	Gr
850	561	Gr
875	566	Gr
900	576	Gr
925	584	Gr
950	583	Gr
975	593	Gr
1000	603	Gr
1025	609	Gr
1050	610	Gr
1075	613	Gr
1100	615	Gr
1125	615	Gr
1150	610	Gr
1175	605	Gr
1275	400	Ri
1300	625	Gr
1325	640	Gr
1350	657	Gr
1375	673	Gr
1400	685	Gr
1425	692	Gr
1450	696	Gr
1475	697	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

1477

697

Gr

INTERVAL 3

ANGLE = 2.9 Deg DISTANCE = 0.738 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	697	Gr
25	687	Gr
50	700	Gr
75	699	Gr
100	688	Gr
125	677	Gr
150	666	Gr
175	658	Gr
200	652	Gr
225	646	Gr
250	640	Gr
275	638	Gr
300	637	Gr
325	639	Gr
350	645	Gr
375	651	Gr
400	660	Gr
425	669	Gr
450	681	Gr
475	693	Gr
500	710	Gr
525	711	Gr
550	698	Ri
575	697	Ri
600	719	Gr
625	720	Gr
650	708	Ri
675	700	Ri
700	725	Gr
715	730	Gr

INTERVAL 4

ANGLE = 20.6 Deg DISTANCE = 0.613 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	730	Gr
25	718	Gr
50	705	Gr
75	697	Gr
100	692	Gr
125	683	Gr
150	665	Ri
175	665	Gr
200	661	Ri
225	666	Gr
250	665	Gr
275	660	Gr
300	653	Gr
325	643	Gr
350	637	Gr
375	634	Gr
400	636	Gr
425	641	Gr
450	649	Gr
475	650	Gr
500	647	Gr
525	634	Gr
550	634	Gr
575	651	Gr
600	665	Gr
612	674	Gr

INTERVAL 5

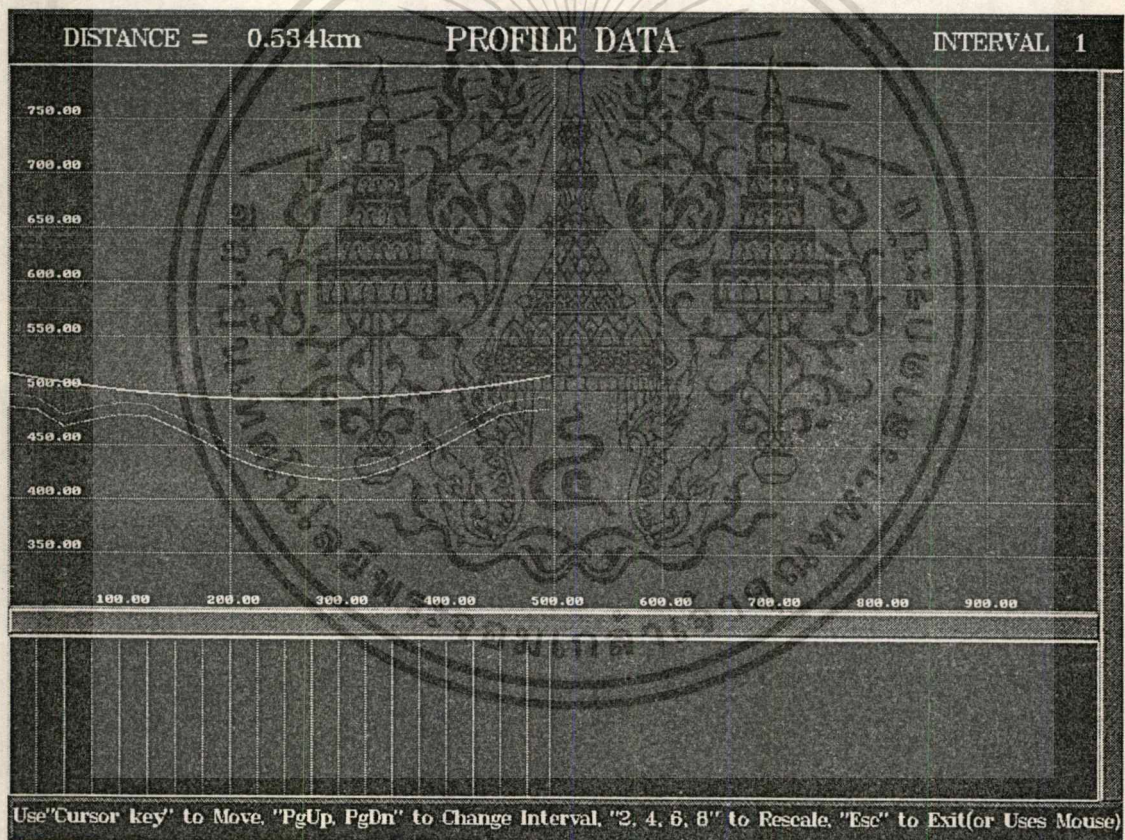
ANGLE = 34.9 Deg DISTANCE = 0.551 km

STATION (m) ELEVATION (m) Type

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

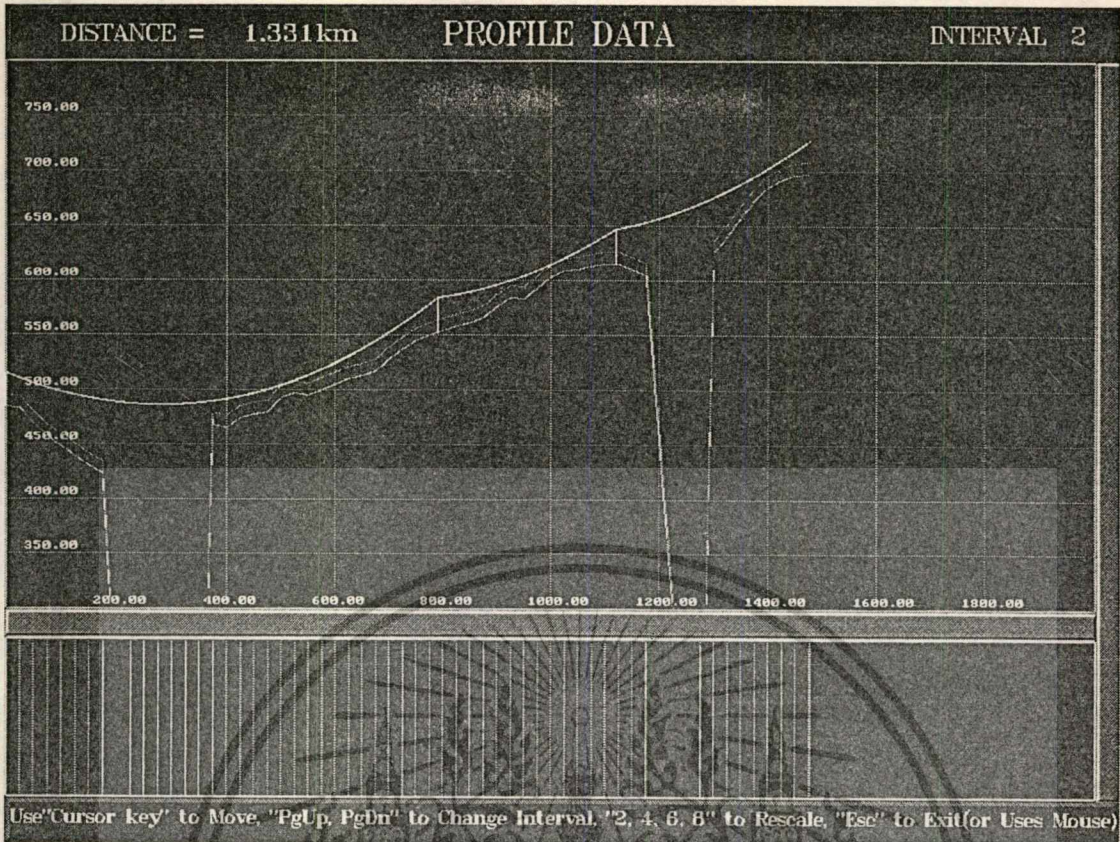
0	674	Gr
25	667	Gr
50	649	Gr
75	635	Gr
100	618	Gr
125	606	Gr
150	600	Gr
175	600	Gr
200	606	Gr
225	616	Gr
250	627	Gr
275	636	Gr
300	633	Gr
325	616	Gr
350	598	Gr
375	587	Gr
400	582	Gr
425	589	Gr
450	600	Gr
475	613	Gr
500	625	Gr
508	628	Gr

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาไฟฟ้าเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้

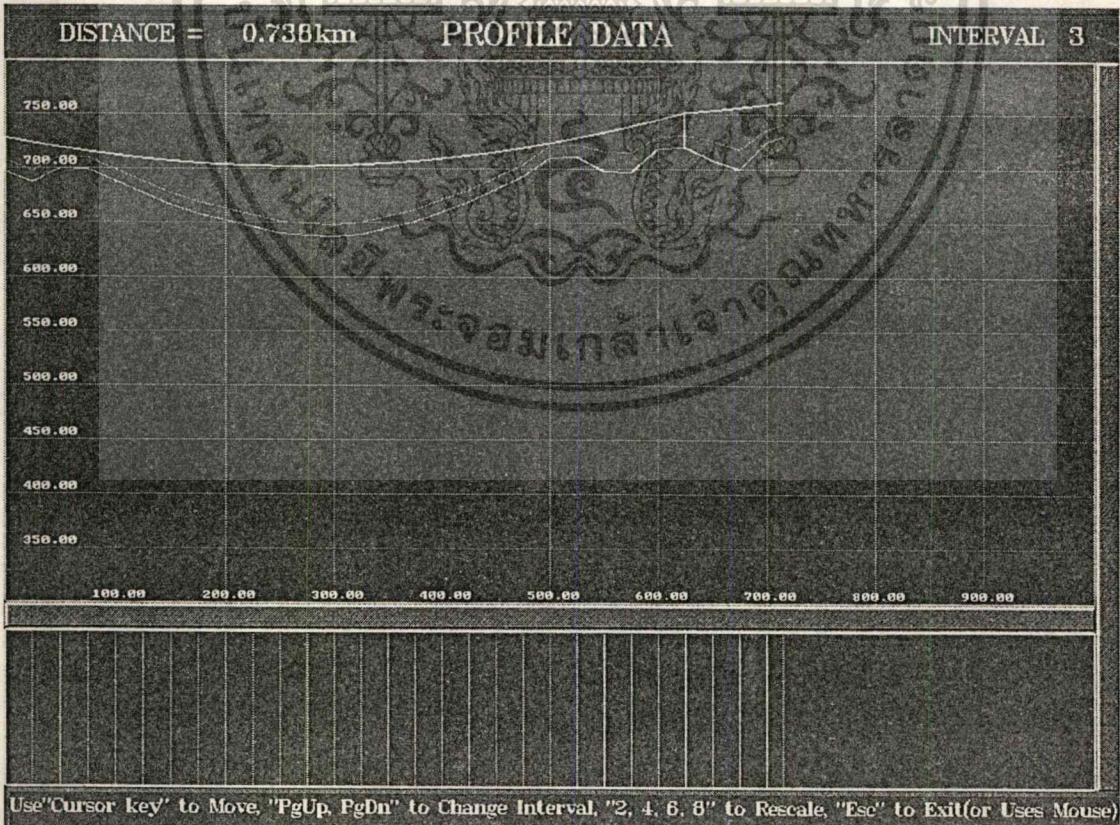


รูปที่ 4-12 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

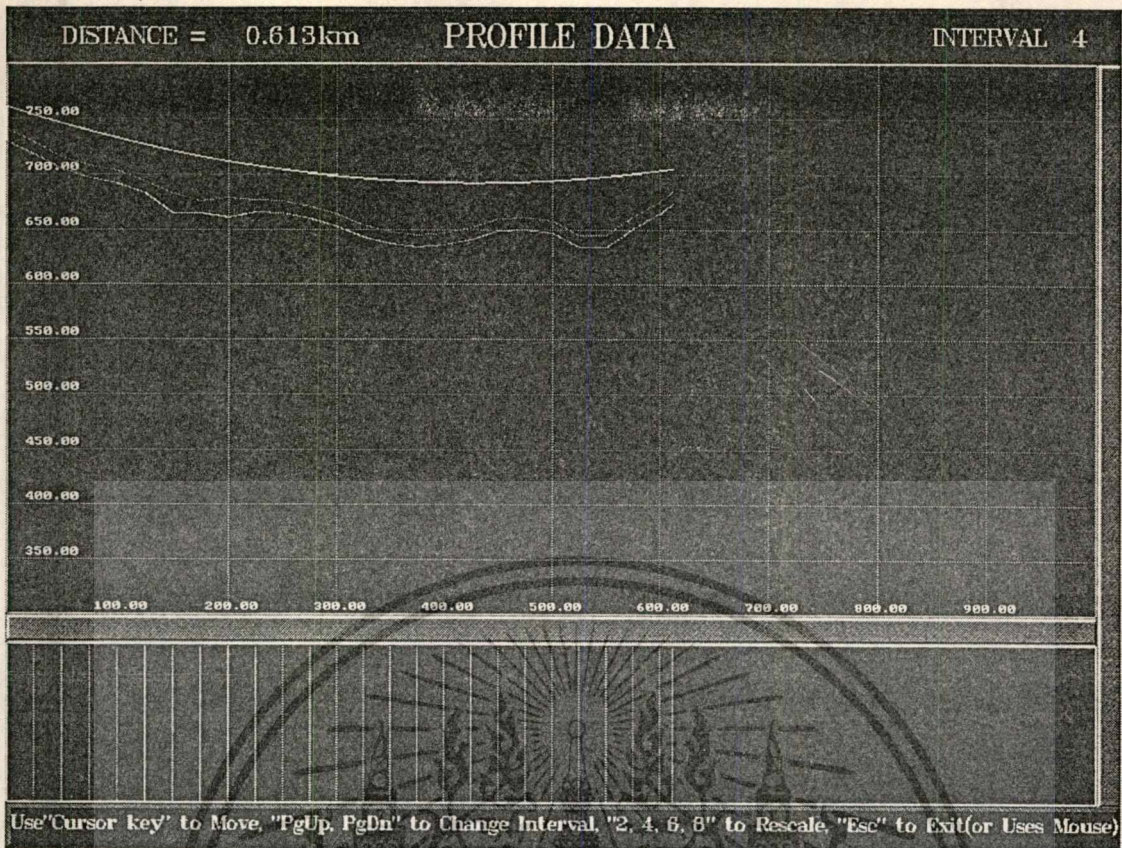


รูปที่ 4-13 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 2

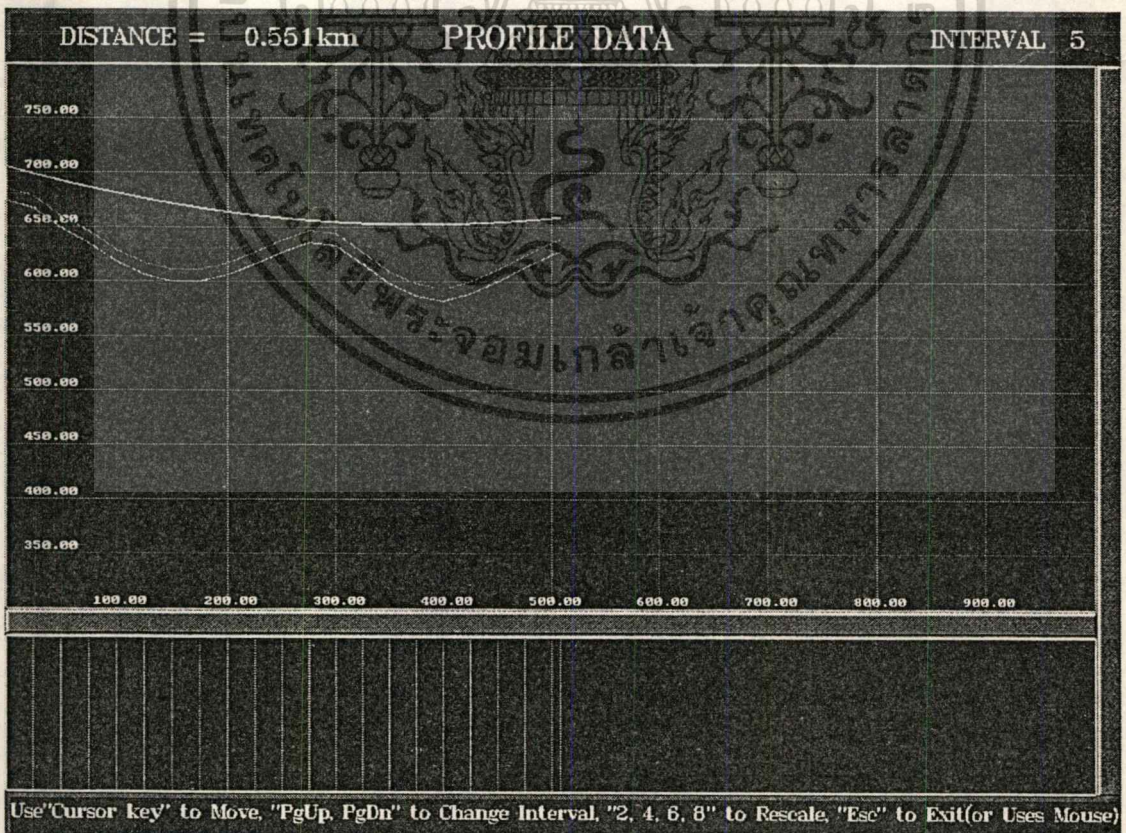


รูปที่ 4-14 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-15 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 4



รูปที่ 4-16 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมโดยวิธี Linear Interpolation ช่วงที่ 5

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 0.534 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 485.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 496.00 m  
DIFFERENT LEVEL = -1.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2758.25 kg  
T2 = 2756.21 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 14.6 DISTANCE = 1.331 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 484.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 790.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 68.40 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2769.95 kg  
T2 = 2910.16 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 790.00 m  
TOWER ELEVATION = 552.40  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 329.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 62.60 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2715.98 kg  
T2 = 2843.69 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1119.00 m  
TOWER ELEVATION = 615.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 358.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 82.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2721.82 kg  
T2 = 2888.42 kg

INTERVAL 3 TOWER ANGLE = 2.9 DISTANCE = 0.738 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 697.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 624.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 22.96 m  
TENSION IN CONDUCTOR :

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2762.87 kg  
 T2 = 2810.39 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 624.00 m  
 TOWER ELEVATION = 719.96  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 91.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 10.04 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2717.11 kg  
 T2 = 2736.92 kg

INTERVAL 4 TOWER ANGLE = 20.6 DISTANCE = 0.613 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 730.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 612.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -56.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2850.36 kg  
 T2 = 2736.12 kg

INTERVAL 5 TOWER ANGLE = 34.9 DISTANCE = 0.551 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 674.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

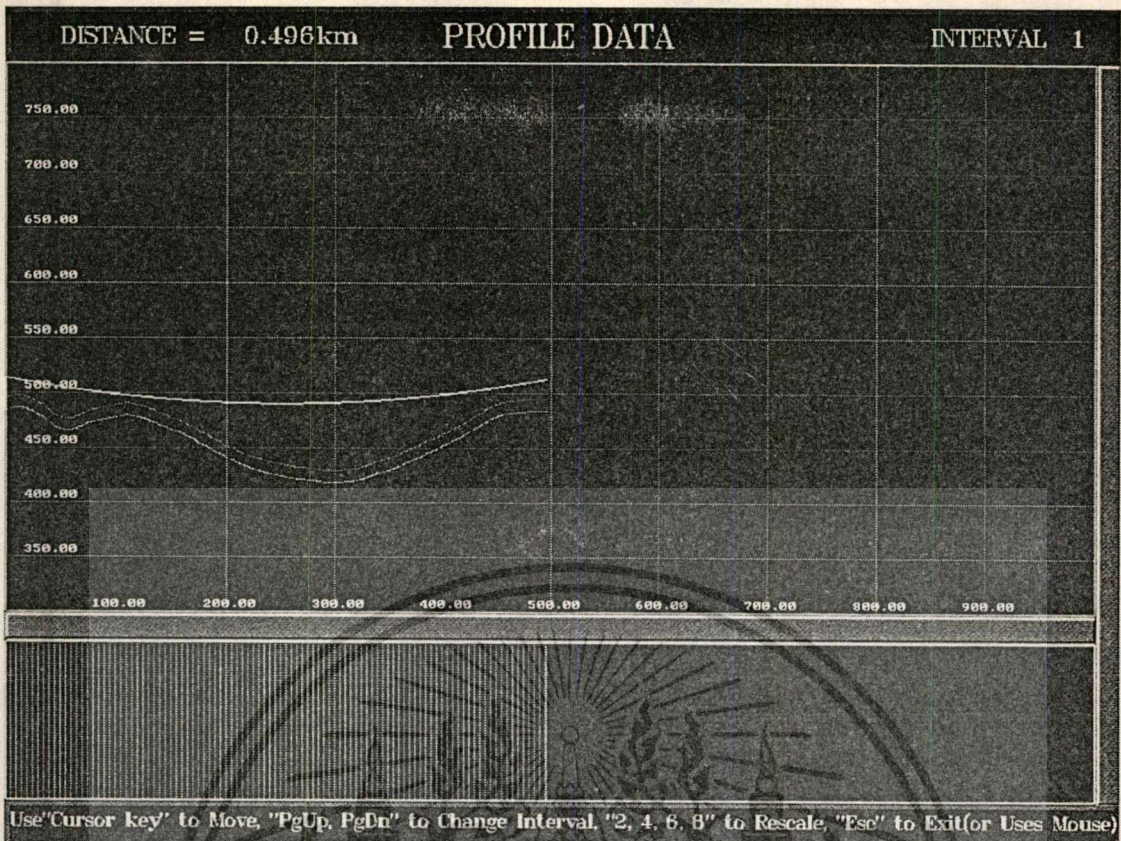
SPAN = 508.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2817.57 kg  
 T2 = 2723.73 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE DT 60  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

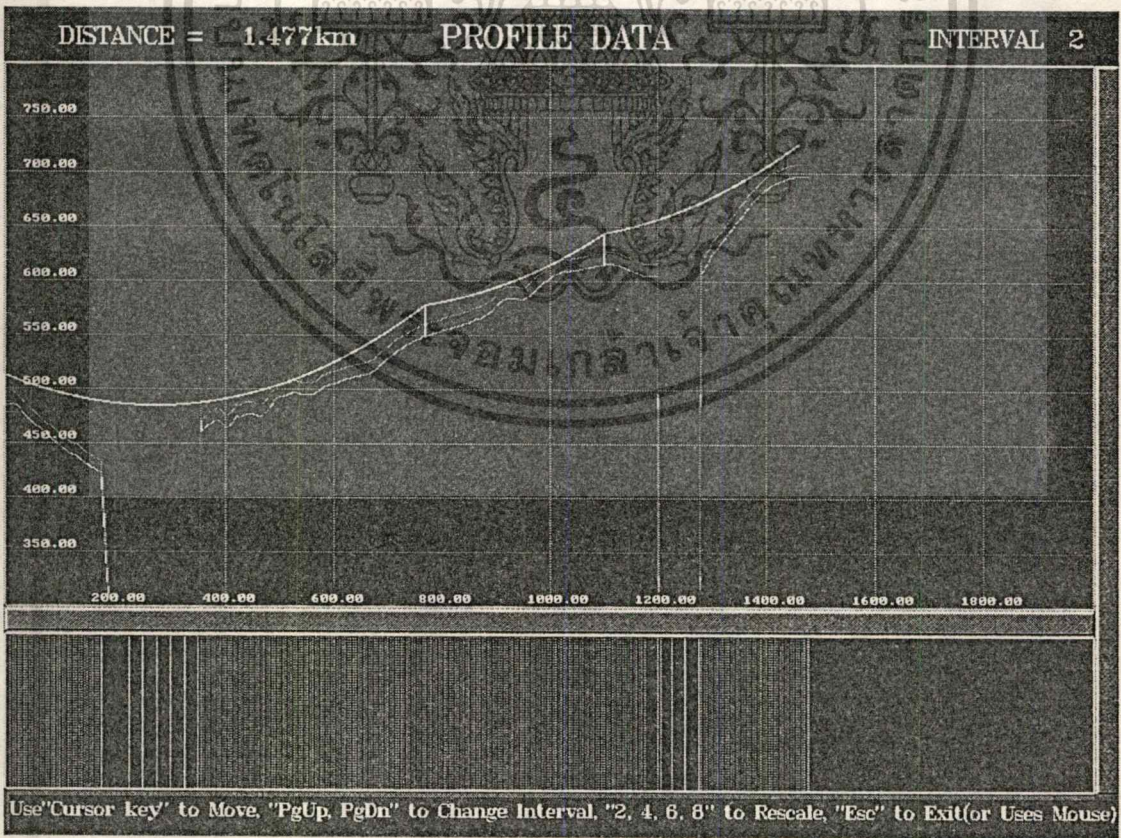
TOWER STATION = 508.00 m  
 TOWER ELEVATION = 628.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

เมื่อนำเอาการวางเสาจริงมาแสดงผล ในลักษณะเดียวกันกับ ผลการทดลองที่ได้จากโปรแกรม เพื่อทำการ  
 เปรียบเทียบ จะได้ผลดังนี้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

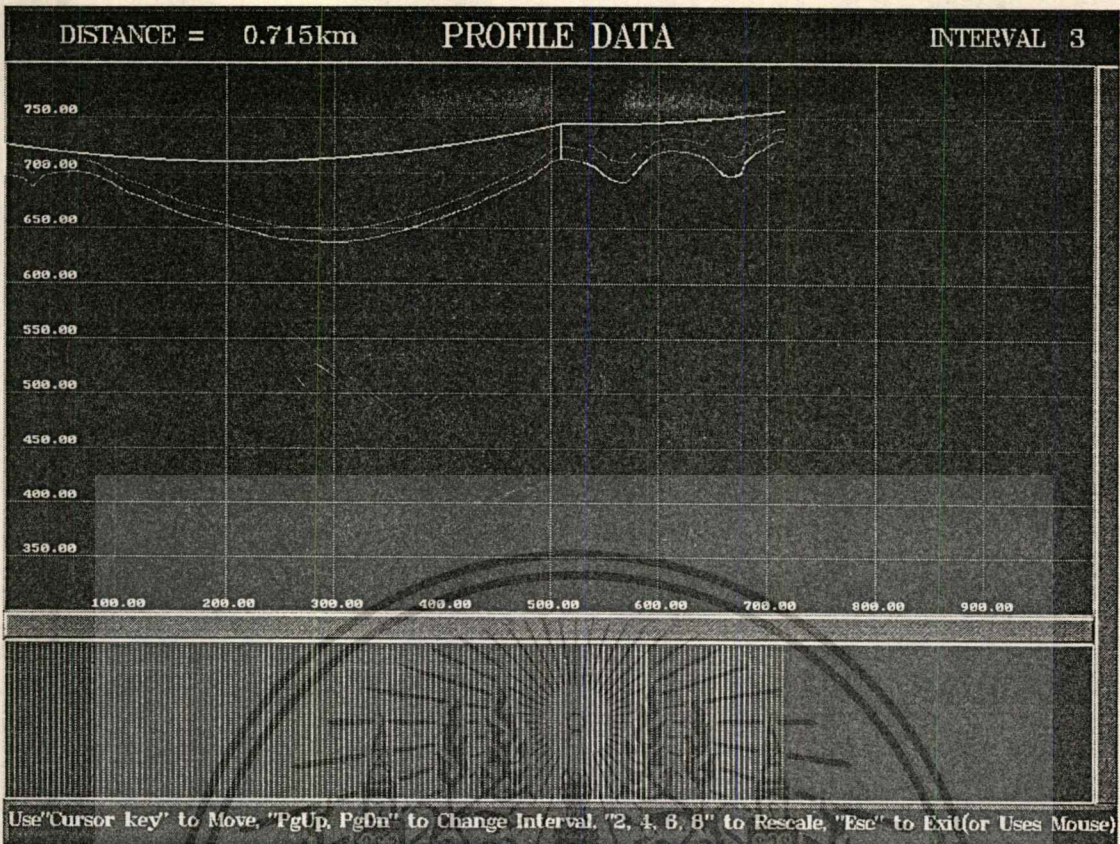


รูปที่ 4-17 แสดงภาพ Profile จริง ที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 1

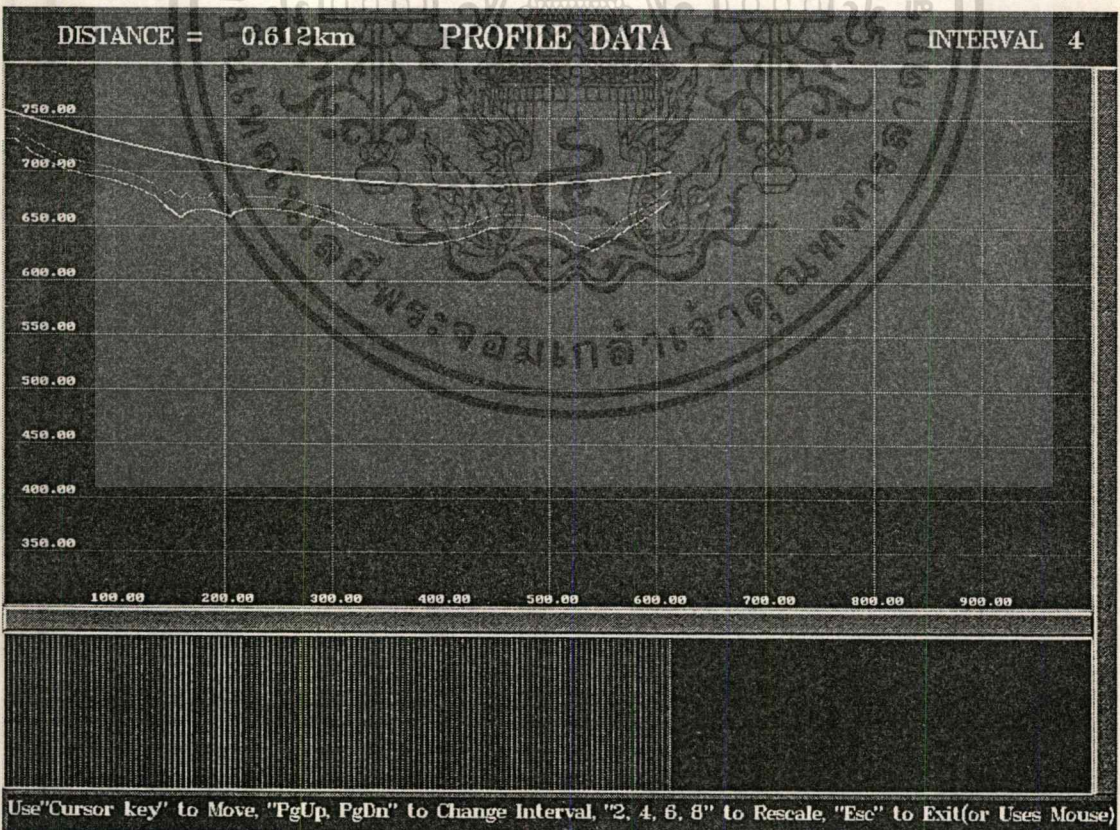


รูปที่ 4-18 แสดงภาพ Profile จริง ที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

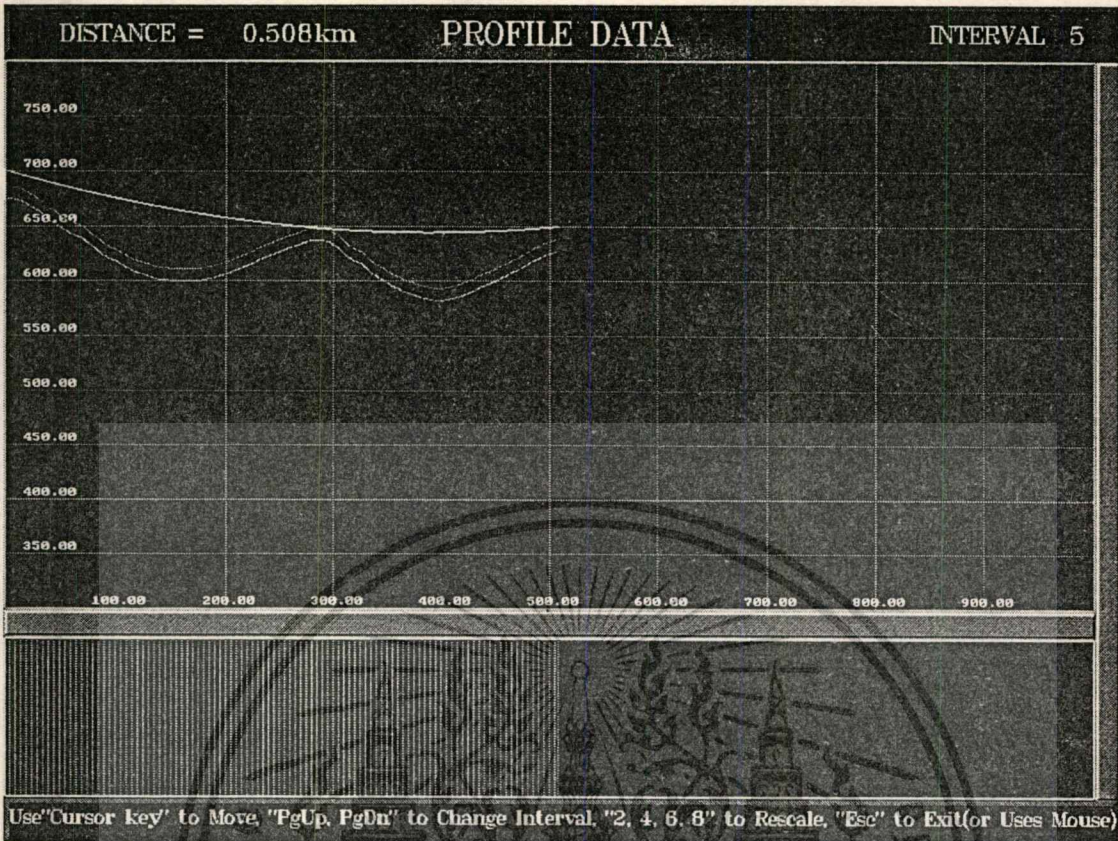


รูปที่ 4-19 แสดงภาพ Profile จริง ที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 3



รูปที่ 4-20 แสดงภาพ Profile จริง ที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 4

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-21 แสดงภาพ Profile จริง ที่แสดงผลในลักษณะเดียวกันกับผลการทดลอง ช่วงที่ 5

=====

INTERVAL 1      TOWER ANGLE = 0.0      DISTANCE = 0.496 km

=====

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SH(15)  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 674.00  
TOWER HIEGHT = 29.00 m

SPAN = 496.00 m  
DIFFERENT LEVEL = -49.80 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2821.68 kg  
T2 = 2720.09 kg

=====

INTERVAL 2      TOWER ANGLE = 10.0      DISTANCE = 1.477 km

=====

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SH(15)  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 674.00  
TOWER HIEGHT = 29.00 m

SPAN = 770.14 m  
DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2875.61 kg  
T2 = 2781.77 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SMV(3)  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 770.14 m  
TOWER ELEVATION = 628.00  
TOWER HIEGHT = 29.00 m

SPAN = 330.53 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2730.97 kg  
T2 = 2730.97 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1100.67 m  
TOWER ELEVATION = 628.00  
TOWER HIEGHT = 29.00 m

SPAN = 358.29 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2734.64 kg  
T2 = 2734.64 kg

INTERVAL 3 TOWER ANGLE = 14.6 DISTANCE = 0.715 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SH(15)  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 674.00  
TOWER HIEGHT = 29.00 m

SPAN = 508.74 m  
DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2813.22 kg  
T2 = 2725.50 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 508.74 m  
TOWER ELEVATION = 628.00  
TOWER HIEGHT = 32.00 m

SPAN = 206.51 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2724.08 kg  
T2 = 2713.88 kg

INTERVAL 4 TOWER ANGLE = 17.7 DISTANCE = 0.612 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 674.00  
TOWER HIEGHT = 27.00 m

SPAN = 612.27 m  
DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2836.53 kg  
T2 = 2742.69 kg

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 5      TOWER ANGLE = 28.7      DISTANCE = 0.508 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 674.00  
TOWER HIEGHT = 27.00 m

SPAN = 508.47 m  
DIFFERENT LEVEL = -46.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2825.28 kg  
T2 = 2721.24 kg

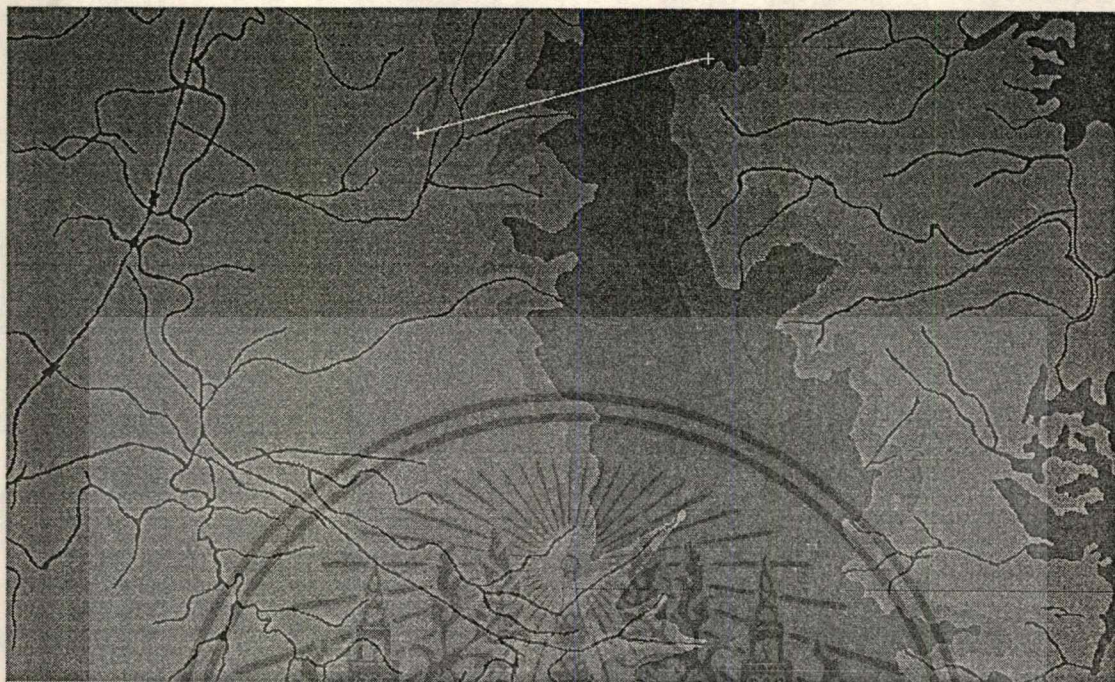
TOWER NO. 2 TOWER TYPE SH(15)  
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 508.47 m  
TOWER ELEVATION = 628.00  
TOWER HIEGHT = 22.00 m



เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การทดลองต่อไปนี้เป็นกรทดลองเลือกเส้นทางวางเสาในแนวอื่นที่เป็นไปได้ ในตำแหน่งใกล้เคียงกันกับ  
แนวจริง แนวที่ 1 ซึ่งวางตามรูป



รูปที่ 4-22 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 1

ผลการแปลงข้อมูลระดับความสูงจากแผนที่มาเป็นข้อมูลตัวเลขเป็นดังนี้

NUMBER OF INTERVAL = 1

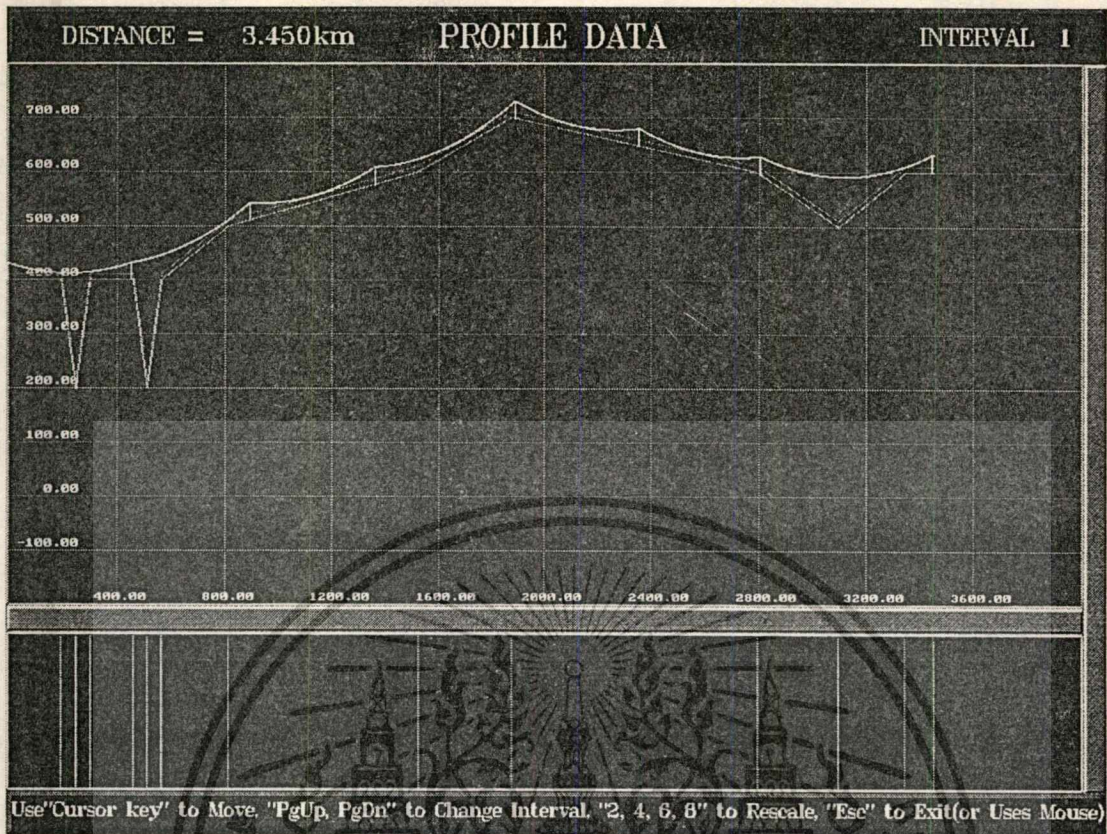
-----  
INTERVAL 1  
-----

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 3.450 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	400	Gr
197	400	Gr
250	200	Ri
302	400	Gr
459	400	Gr
511	200	Ri
564	400	Gr
813	500	Gr
1522	600	Gr
1876	700	Gr
2794	600	Gr
3096	500	Gr
3345	600	Gr
3450	600	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้



รูปที่ 4-23 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 1

INTERVAL 1	TOWER ANGLE =	0.0	DISTANCE =	3.450 km
-----				
TOWER NO. 1	TOWER TYPE	DT 60		
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line				
-----				
TOWER STATION	=	0.00 m		
TOWER ELEVATION	=	400.00		
TOWER HIEGHT	=	31.27 m		
-----				
	SPAN =	453.00 m		
	DIFFERENT LEVEL =	0.00 m		
TENSION IN CONDUCTOR :				
	T0 =	2710.00 kg		
	T1 =	2749.06 kg		
	T2 =	2749.73 kg		
-----				
TOWER NO. 2	TOWER TYPE	SLV(3)		
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line				
-----				
TOWER STATION	=	453.00 m		
TOWER ELEVATION	=	400.00		
TOWER HIEGHT	=	31.60 m		
-----				
	SPAN =	440.00 m		
	DIFFERENT LEVEL =	111.28 m		
TENSION IN CONDUCTOR :				
	T0 =	2710.00 kg		
	T1 =	2720.33 kg		
	T2 =	2947.35 kg		
-----				
TOWER NO. 3	TOWER TYPE	SLV(3)		
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line				
-----				
TOWER STATION	=	893.00 m		
TOWER ELEVATION	=	511.28		
TOWER HIEGHT	=	31.60 m		

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า

ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

SPAN = 465.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 65.59 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2711.56 kg  
 T2 = 2845.36 kg

TOWER NO. 4 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1358.00 m  
 TOWER ELEVATION = 576.87  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 530.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 121.82 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2711.25 kg  
 T2 = 2959.77 kg

TOWER NO. 5 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1888.00 m  
 TOWER ELEVATION = 698.69  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 465.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -50.65 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2819.25 kg  
 T2 = 2715.92 kg

TOWER NO. 6 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 2353.00 m  
 TOWER ELEVATION = 648.04  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 450.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -51.02 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2818.33 kg  
 T2 = 2714.25 kg

TOWER NO. 7 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 2803.00 m  
 TOWER ELEVATION = 597.02  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 640.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 2.98 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2785.61 kg  
 T2 = 2791.69 kg

TOWER NO. 8 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 3443.00 m  
 TOWER ELEVATION = 600.00  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

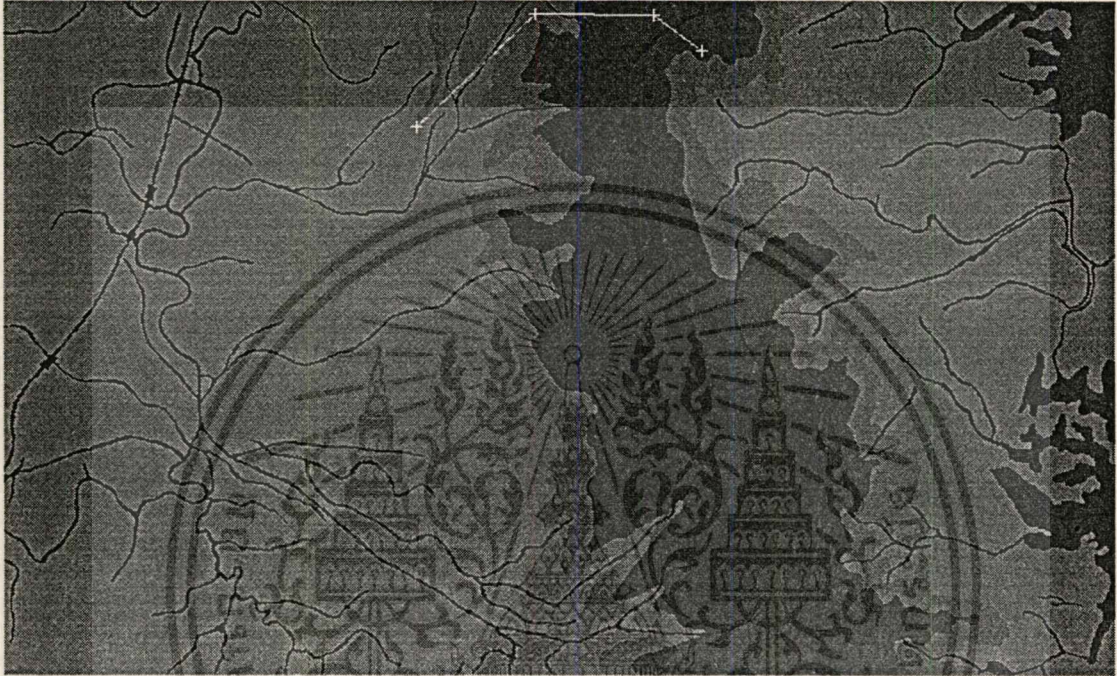
SPAN = 7.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2713.36 kg  
 T2 = 2712.68 kg

TOWER NO. 9 TOWER TYPE DT 60  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TOWER STATION = 3450.00 m  
 TOWER ELEVATION = 600.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

การทดลองต่อไปนี้เป็นทดลองเลือกเส้นทางการวางเสาในแนวอื่นที่เป็นไปได้ ในตำแหน่งใกล้เคียงกันกับ  
 แนวจริง แนวที่ 2 ซึ่งวางตามรูป



รูปที่ 4-24 แสดงแผนที่แนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 2

ผลการแปลงข้อมูลระดับความสูงจากแผนที่มาเป็นข้อมูลตัวเลขเป็นดังนี้

NUMBER OF INTERVAL = 3

INTERVAL 1

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 1.923 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	400	Gr
557	400	Gr
575	200	Ri
593	400	Gr
1015	400	Gr
1033	200	Ri
1051	200	Ri
1069	400	Gr
1132	400	Gr
1150	200	Ri
1168	200	Ri
1186	400	Gr
1204	200	Ri
1222	400	Gr
1240	200	Ri
1258	400	Gr
1500	500	Gr
1923	500	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## INTERVAL 2

ANGLE = 43.9 Deg DISTANCE = 1.321 km

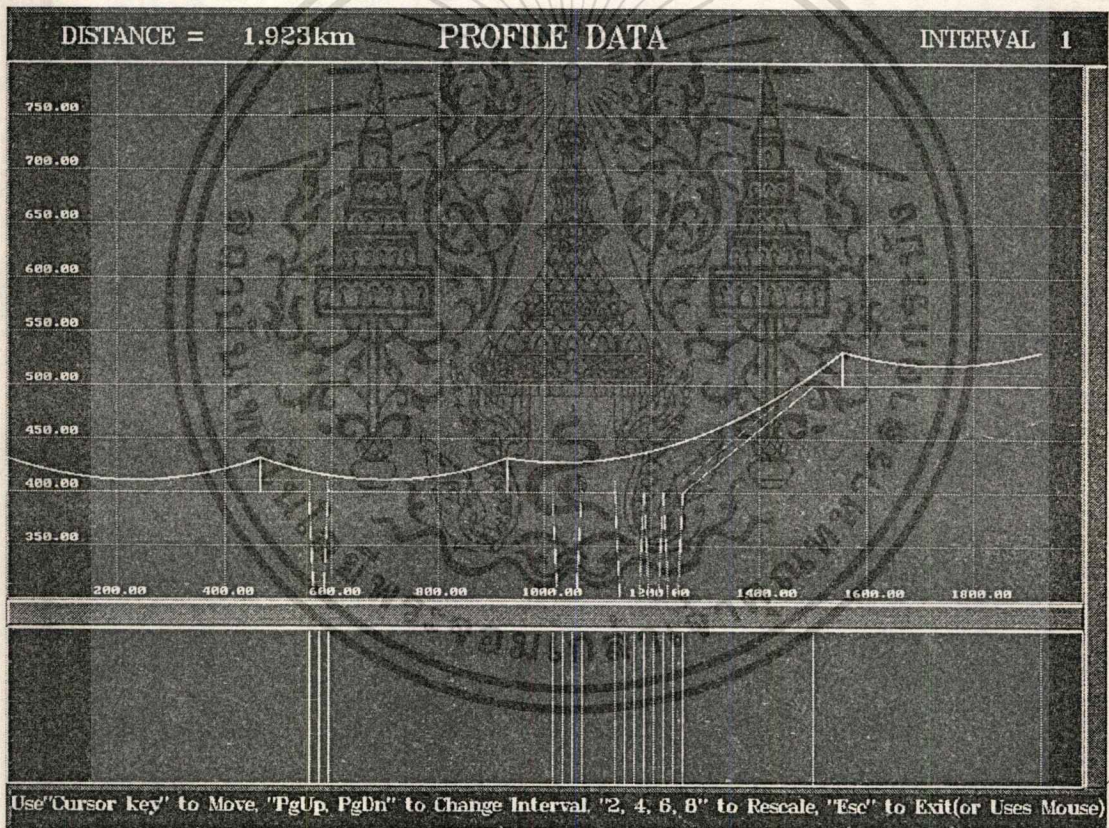
STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	500	Gr
1321	600	Gr

## INTERVAL 3

ANGLE = 34.9 Deg DISTANCE = 0.701 km

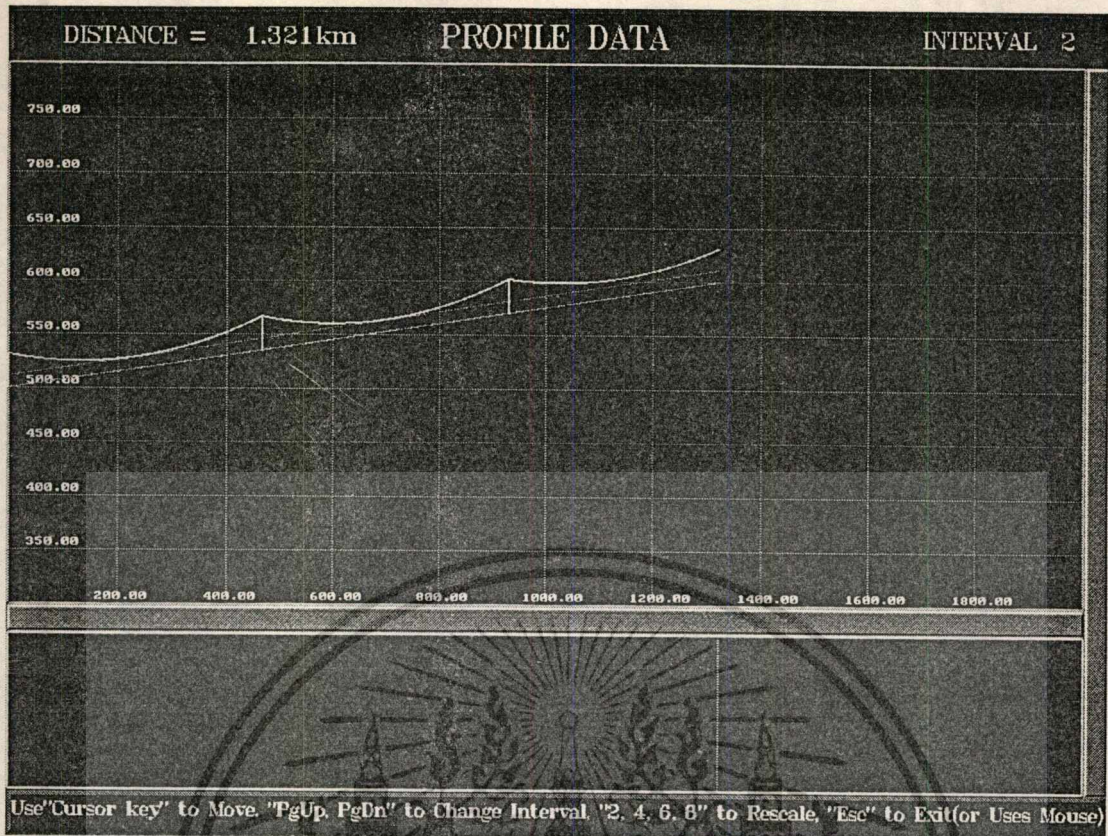
STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	600	Gr
264	600	Gr
282	200	Ri
310	200	Ri
328	600	Gr
701	600	Gr

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้

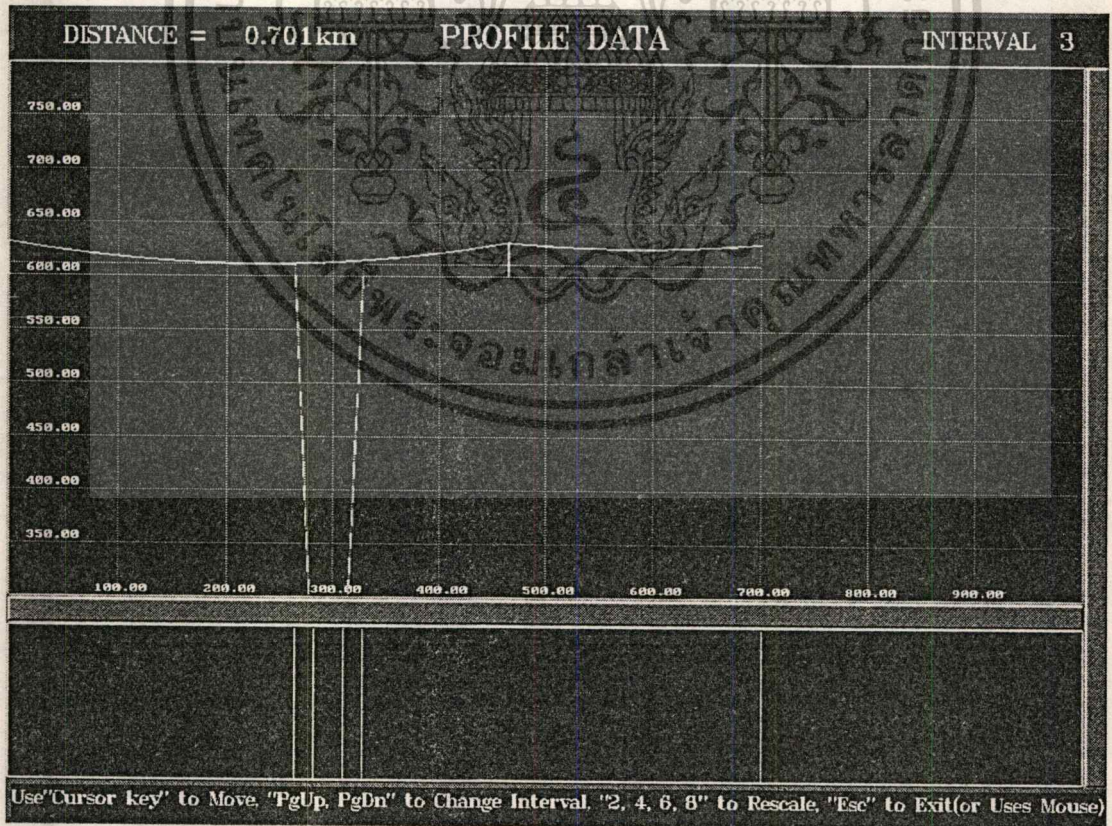


รูปที่ 4-25 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 2 ช่วงที่ 1

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



รูปที่ 4-26 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 2 ช่วงที่ 2



รูปที่ 4-27 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 2 ช่วงที่ 3

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้คัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 1.923 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 466.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2751.35 kg  
T2 = 2752.02 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 466.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 463.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2751.15 kg  
T2 = 2751.15 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 929.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 625.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 100.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2717.67 kg  
T2 = 2921.67 kg

TOWER NO. 4 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1554.00 m  
TOWER ELEVATION = 500.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 369.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2736.47 kg  
T2 = 2735.80 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 43.9 DISTANCE = 1.321 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 500.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 35.20 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2723.18 kg  
T2 = 2795.66 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 465.00 m  
TOWER ELEVATION = 535.20  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 35.20 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2723.37 kg  
T2 = 2795.18 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 930.00 m  
TOWER ELEVATION = 570.40  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 391.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 29.60 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2717.08 kg  
T2 = 2776.79 kg

INTERVAL 3 TOWER ANGLE = 34.9 DISTANCE = 0.701 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2751.17 kg  
T2 = 2751.84 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 465.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

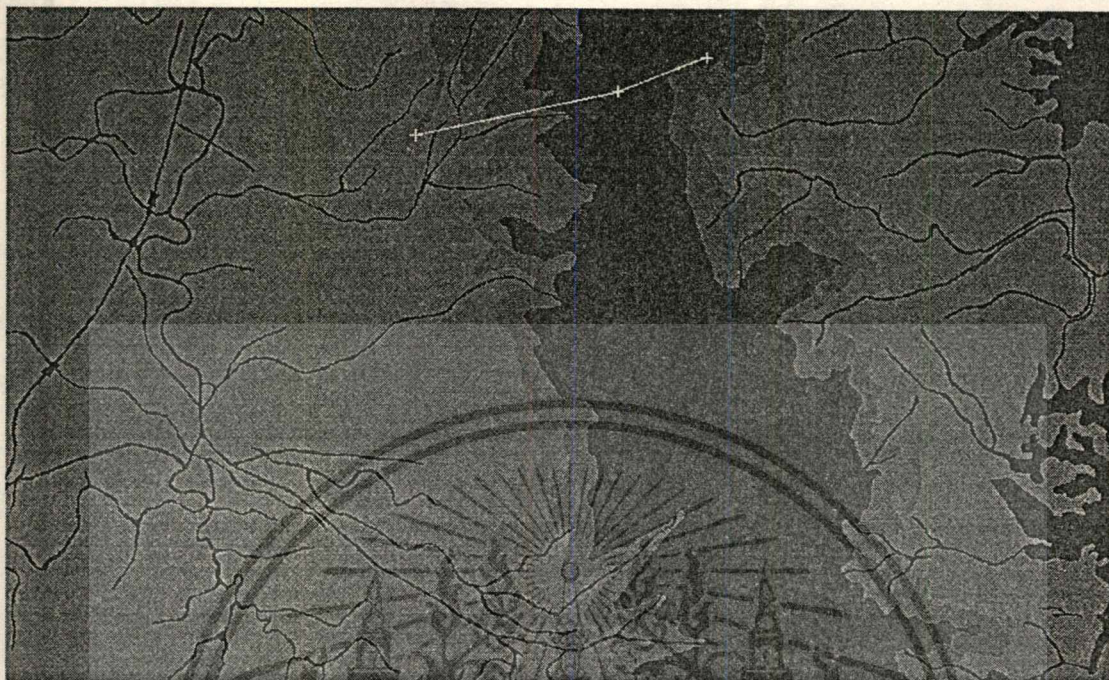
SPAN = 236.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2721.03 kg  
T2 = 2720.36 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 701.00 m  
TOWER ELEVATION = 600.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

การทดลองต่อไปนี้เป็นกรทดลองเลือกเส้นทางกรวางเสาในแนวอื่นที่เป็นไปได้ ในตำแหน่งใกล้เคียงกับแนวจริง แนวที่ 3 ซึ่งวางตามรูป



รูปที่ 4-28 แสดงแผนที่แนวกรวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 3

ผลการแปลงข้อมูลระดับความสูงจากแผนที่มาเป็นข้อมูลตัวเลขเป็นดังนี้

NUMBER OF INTERVAL = 2

-----  
INTERVAL 1  
-----

ANGLE = 0.0 Deg DISTANCE = 2.301 km

STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	400	Gr
157	400	Gr
209	200	Ri
262	400	Gr
1281	500	Gr
1503	600	Gr
1922	700	Gr
2301	700	Gr

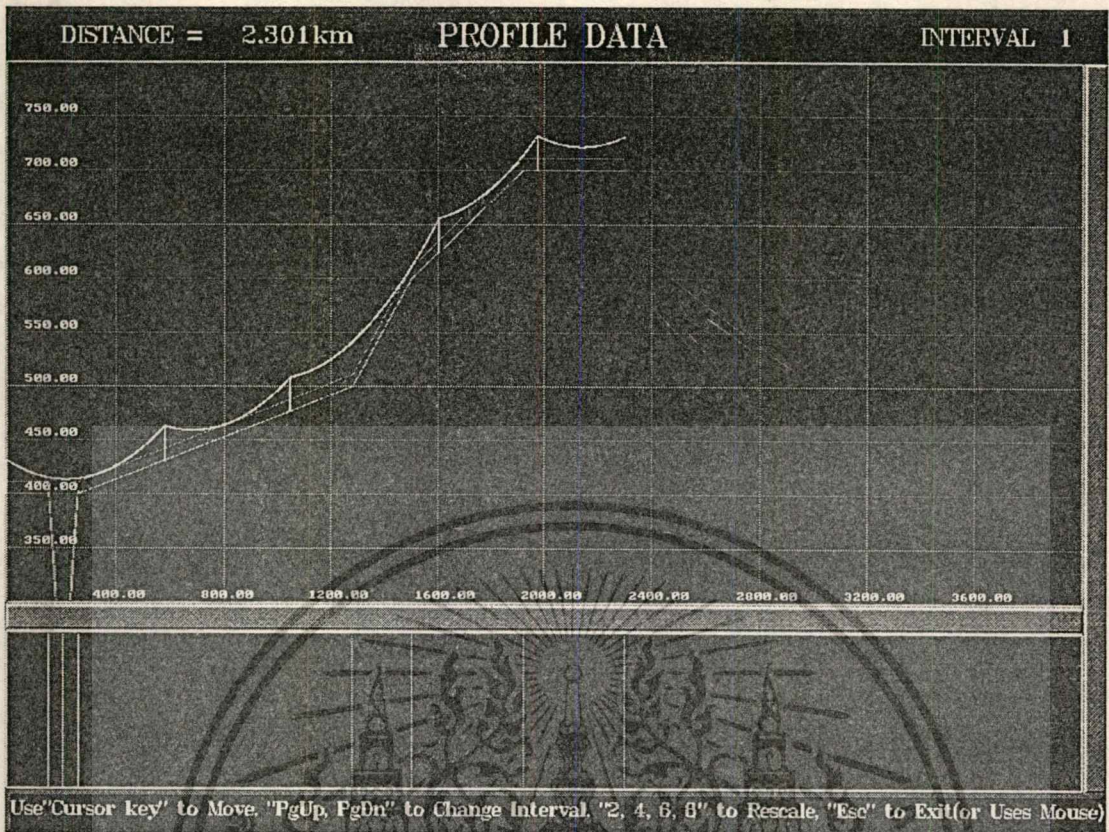
-----  
INTERVAL 2  
-----

ANGLE = 6.5 Deg DISTANCE = 1.177 km

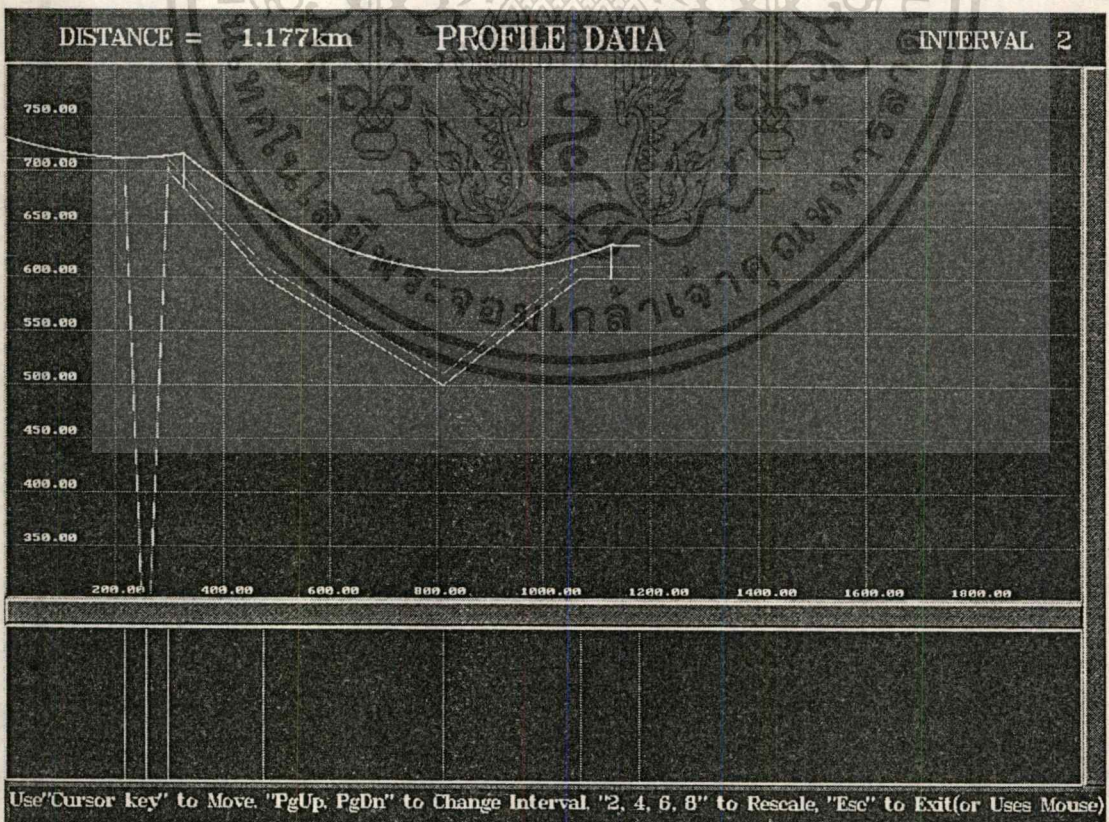
STATION (m)	ELEVATION (m)	Type
0	700	Gr
217	700	Gr
257	200	Ri
297	700	Gr
474	600	Gr
812	500	Gr
1069	600	Gr
1177	600	Gr

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อใช้โปรแกรมทำการวางเสาเรียบร้อยแล้วจะได้ผลดังนี้



รูปที่ 4-29 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 3 ช่วงที่ 1



รูปที่ 4-30 แสดงภาพ Profile ของแนวการวางสายส่งที่เป็นไปได้ แนวที่ 3 ช่วงที่ 2

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 2.301 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
TOWER ELEVATION = 400.00  
TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 580.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 31.21 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2746.41 kg  
T2 = 2810.75 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line

TOWER STATION = 580.00 m  
TOWER ELEVATION = 431.21  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 465.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 45.63 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2718.01 kg  
T2 = 2811.10 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line

TOWER STATION = 1045.00 m  
TOWER ELEVATION = 476.84  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 560.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 147.50 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2713.75 kg  
T2 = 3014.66 kg

TOWER NO. 4 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line

TOWER STATION = 1605.00 m  
TOWER ELEVATION = 624.34  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 370.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 75.66 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2715.76 kg  
T2 = 2870.10 kg

TOWER NO. 5 TOWER TYPE SLV(3)  
INSULATOR : Suspension Type, 23 Insulators/line

TOWER STATION = 1975.00 m  
TOWER ELEVATION = 700.00  
TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 326.00 m  
DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
TENSION IN CONDUCTOR :  
T0 = 2710.00 kg  
T1 = 2730.74 kg  
T2 = 2730.07 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 6.5 DISTANCE = 1.177 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SMV(9)

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 700.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

SPAN = 325.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -15.82 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2749.15 kg  
 T2 = 2717.55 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 325.00 m  
 TOWER ELEVATION = 684.18  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 800.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -84.18 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2933.72 kg  
 T2 = 2761.99 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1125.00 m  
 TOWER ELEVATION = 600.00  
 TOWER HIEGHT = 31.60 m

SPAN = 52.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 0.00 m  
 TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2710.91 kg  
 T2 = 2710.24 kg

TOWER NO. 4 TOWER TYPE DT 60  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

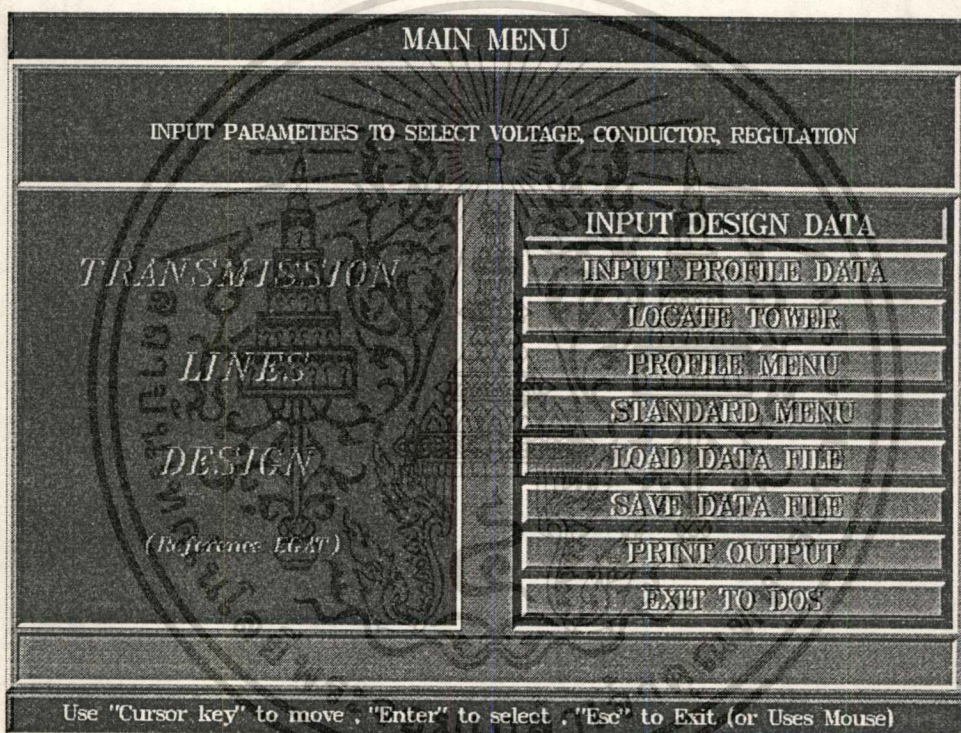
TOWER STATION = 1177.00 m  
 TOWER ELEVATION = 600.00  
 TOWER HIEGHT = 31.27 m

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## บทที่ 5

### วิธีการใช้โปรแกรม

- 5.1 ใส่แผ่น Disk ลงใน Drive B แล้ว เรียก File ชื่อ INSTALL.BAT แล้วกด ENTER โปรแกรมจะทำการสร้าง Directory ชื่อ Transs แล้ว สร้าง File ที่ต้องใช้ทั้งหมด อยู่ใน Directory นั้นโดยอัตโนมัติ
- 5.2 หลังจากนั้น เรียกโปรแกรม ชื่อ TRANSS.EXE
- 5.3 เมื่อเรียกโปรแกรมขึ้นมาแล้ว หน้าจอจะแสดงถึงชื่อโปรแกรม ชื่อผู้เขียน จากนั้นกด Enter เพื่อให้ทำงานต่อไป
- 5.4 หน้าจอจะแสดงถึงเมนูหลัก (Main menu) ดังรูป



รูปที่ 5-1 แสดงเมนูหลัก

#### 5.5 หน้าจอของ Manu หลักจะประกอบด้วย

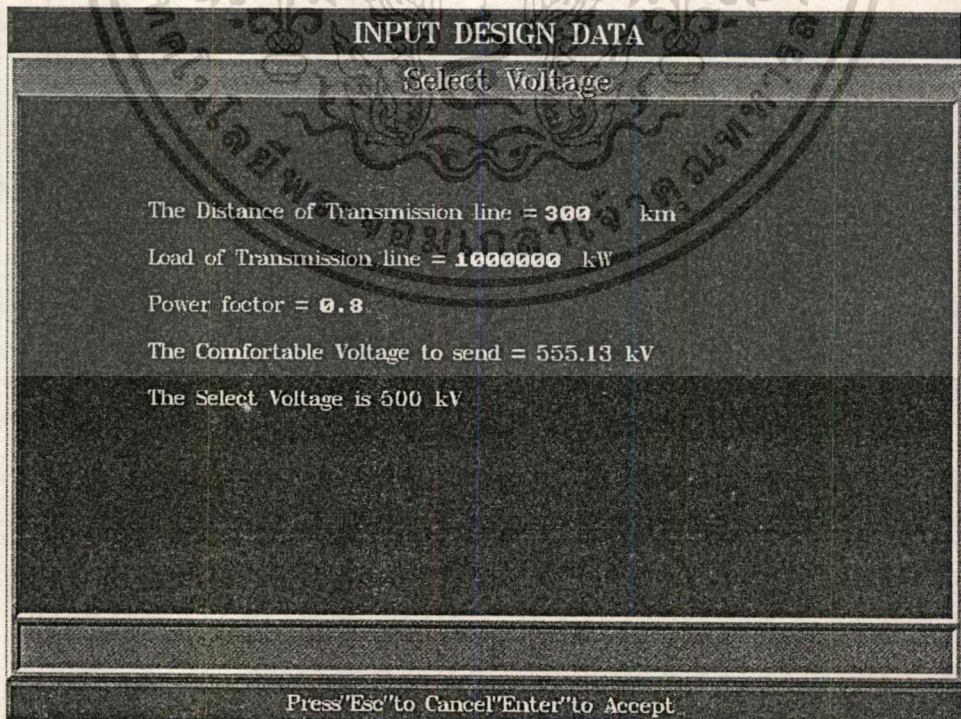
- **Input Design Data** เป็นส่วนของการคำนวณค่า parameter ต่างๆ ได้แก่ ระดับแรงดันที่ใช้ส่ง ขนาดสาย , ค่า Inductance และ Capacitance ของสาย , ค่า  $X_L$  ,  $X_C$  ตลอดจน Voltage regulation  $V_s$  ,  $I_s$  ,  $V_r$  ,  $I_r$
- **Input Design Data** เป็นส่วนของการรับข้อมูล ภูมิประเทศ ซึ่งสามารถรับข้อมูลได้จาก File ของ รูปภาพที่อยู่ในรูปแบบ Bitmap (BMP) ที่ได้จากการใช้เครื่อง Scanner เป็นเครื่อง Scan แผนที่ หรือ จากการ LOAD PROFILE ของเดิมที่ได้บันทึกไว้ได้
- **Locate Tower** เป็นส่วนของการคำนวณการวางเสาไฟฟ้า ลงในภูมิประเทศ จาก Input Design

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## Data และ Input Profile Data

- **Profile Menu** เป็นส่วนแสดงผลการคำนวณการวางเสาไฟฟ้า หลังจากผ่านขั้นตอน Locate tower เสร็จเรียบร้อยแล้ว หรือ จาก FILE ข้อมูลเดิมที่ได้คำนวณ และ บันทึกไว้แล้วออกมาในแสดง รูป Graphics Mode
- **Standard Menu** เป็นส่วนแสดงข้อมูลมาตรฐานต่างๆ ที่ใช้ในประเทศไทย ได้แก่ สายไฟฟ้าชนิด ACSR , เสาไฟฟ้าชนิดต่างๆ , ลูกถ้วย , ระยะ Clearance ตลอดจน รูปของเสาไฟฟ้า ซึ่งอ้างอิงจาก มาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
- **Load Data File** เป็นส่วนการนำเอาข้อมูลเสาที่คำนวณไว้แล้วเดิมกลับมาแสดงผลอีกครั้ง
- **Save Data File** เป็นส่วนการบันทึกข้อมูลที่ได้จากการคำนวณวางเสาในส่วนของ Locate Tower เรียบร้อยแล้ว
- **Prints out** เป็นส่วนแสดงผลการคำนวณออก Printer
- **Exit to Dos** สำหรับออกจากโปรแกรม

5.6 ลำดับขั้นตอนในการใช้งานควรจะเริ่มจาก Input Design Data โดยการเลื่อน Bar menu โดยใช้ปุ่มลูกศร ไปอยู่ที่ Input Design Data แล้วกด Enter จากนั้นก็ทำการกรอกข้อมูลต่างๆลงไปเริ่มจาก ระยะทางของ transmission line ในหน่วย km , load ของ transmission line ในหน่วย = kW , power factor ของระบบ เมื่อกรอกข้อมูลเรียบร้อยแล้วกด Enter หน้าจอจะแสดงระดับแรงดันที่เหมาะสมในการส่ง จากนั้นก็ทำการเลือกระบบส่งว่าจะเป็นแบบ Single circuit หรือ Double circuit (ยกเว้น 500kV จะส่งแบบ Single circuit) จะเห็นหน้าจอดังรูป



รูปที่ 5-2 แสดงการเลือกระดับแรงดันไฟฟ้า

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จากนั้น Enter หน้าจอจะแสดงข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับสายไฟฟ้า ได้แก่ กระแสที่ไหล , ขนาดสาย , แรงดึงสาย , น้ำหนักสายต่อความยาว

**INPUT DESIGN DATA**

**Select Cable**

Single Circuit Conductor  
Two-Strand Bundle  
Current In Conductor

$I = 1413.38$  A/Phase =  $721.69$  A/Conductor  
 $I_{av} = 1010.36$  A/Phase =  $505.18$  A/Conductor  
 $I_{rms} = 1091.19$  A/Phase =  $545.60$  A/Conductor

Cross-section area =  $5.7155$  Square Inches  
Diameter =  $2.6976$  Inches  
The Nominal Size =  $1272$  MCM  
Weight of Conductor per Meter =  $2.0400$  kg

Press 'Esc' to Cancel 'Enter' to Accept

รูปที่ 5-3 แสดงค่ากระแสในสาย และ ขนาดสายที่ใช้

เมื่อกด Enter อีกจะแสดงผลเกี่ยวกับ Parameter ต่างๆ ของระบบ ได้แก่ ค่า  $R$  ,  $X_L$  ,  $X_C$  ในสาย ซึ่งคำนวณได้จากระยะห่างของการวางสายในแต่ละเฟสตามมาตรฐานในแต่ละระดับแรงดันที่ได้ระบุไว้ตามมาตรฐานของการไฟฟ้า

**INPUT DESIGN DATA**

**Line Parameter**

LINE PARAMETER OF 1272 MCM CONDUCTOR

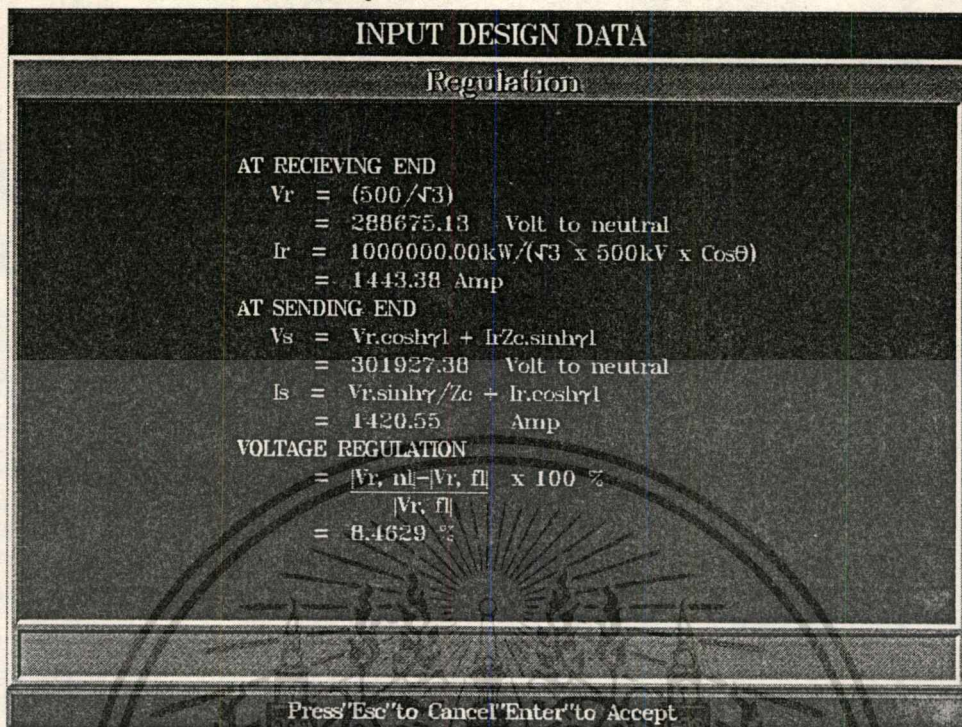
$R = 0.0210$  Ohm/Phase/Mile At 50 C  
 $L = 1.2160$  mH/Phase/Mile  
 $C = 0.0170$   $\mu$ F/Phase/Mile  
 $X_L = 0.3820$  Ohm/Phase/Mile  
 $X_C = 0.1870$  MegaOhm/Phase/Mile

Press 'Esc' to Cancel 'Enter' to Accept

รูปที่ 5-4 แสดงค่าพารามิเตอร์ในสายส่งกำลังไฟฟ้า

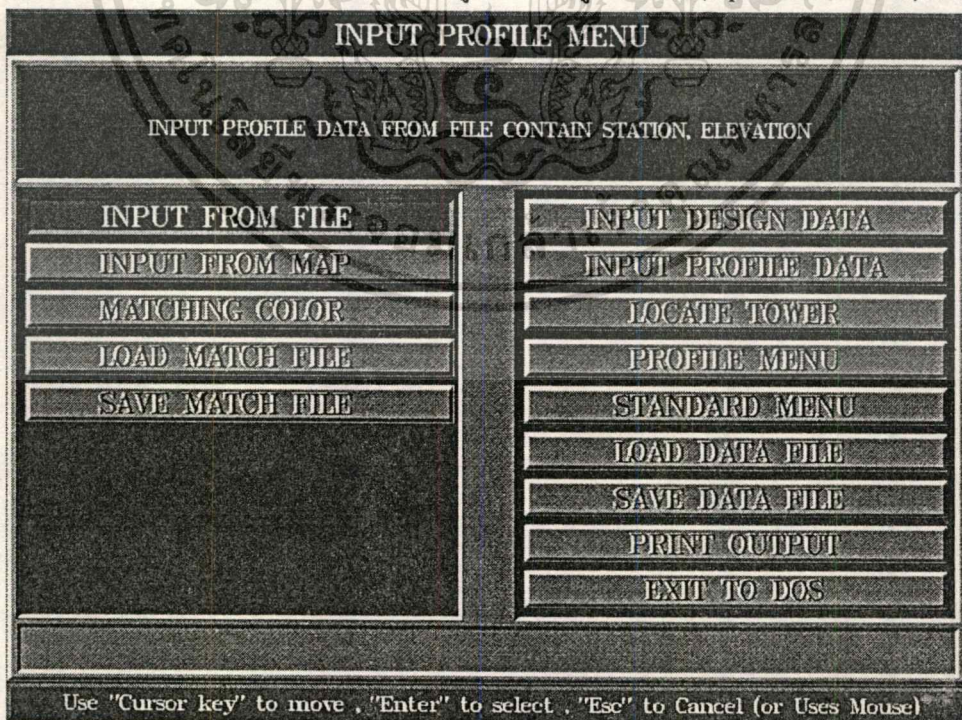
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

เมื่อกด Enter ต่อไปจะแสดงผลการคำนวณ Sending และ Receiving Voltage และ Current และ % Regulation เมื่อกด Enter ต่อไปจะกลับสู่ Main Menu



รูปที่ 5-5 แสดง Voltage Regulation

5.7 หลังจากขั้นตอน Input Design Data แล้วจะต้องป้อนข้อมูลภูมิประเทศโดยเลื่อน Bar Menu ไปอยู่ที่ Input Profile Data แล้วกด Enter หน้าจอจะแสดงถึงเมนูการใส่ข้อมูล Profile (Input Profile Menu) ดังรูป

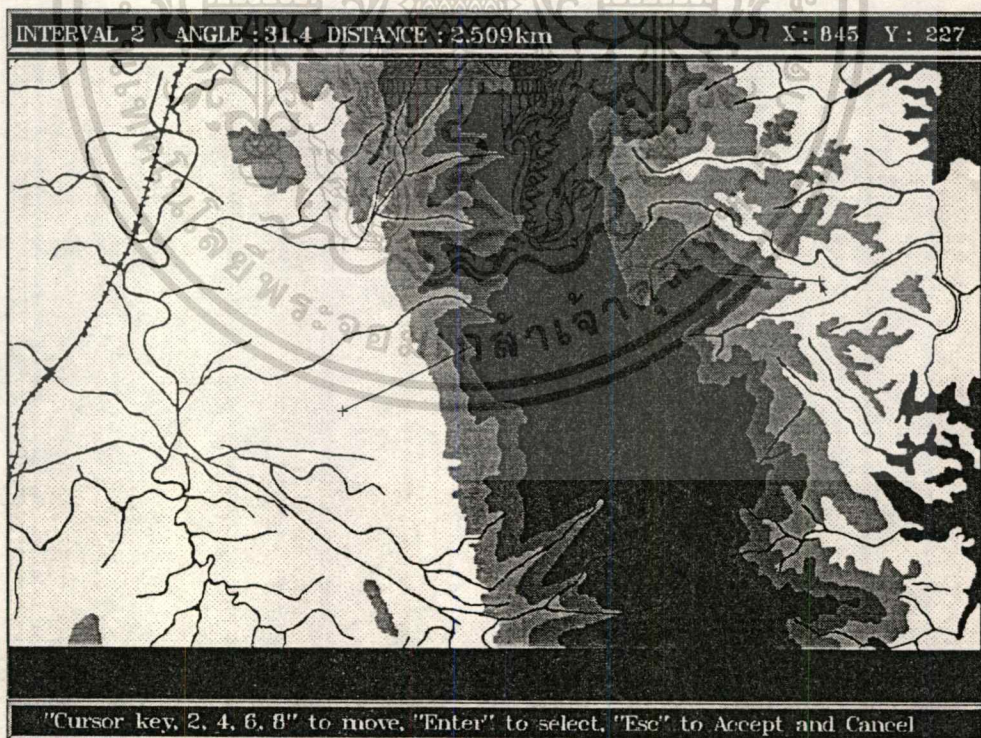


รูปที่ 5-6 แสดงเมนูการใส่ข้อมูล Profile

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆ ทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Menu ทางซ้ายจะแสดงตัวเลือกต่างๆ ได้แก่

- **Input From File** เป็นการ Input ข้อมูลจาก File เดิมที่มีอยู่แล้ว ถ้าเลือก Menu นี้ หน้าจอจะแสดง ซึ่ง File ที่มีอยู่ (\*.PRF) ถ้าต้องการ Load file ใดก็เลื่อน Bar ไปอยู่ที่ File นั้นแล้วกด Enter
- **Input From Map** เป็นการ Input ข้อมูลจากแผนที่ที่เก็บไว้ในรูป Bitmap (BMP) ถ้าเลือก Menu นี้ หน้าจอจะแสดงถึง File รูปภาพที่มีอยู่ (\*.BMP) ถ้าต้องการ Input ข้อมูลจาก File ใดก็ให้เลื่อน Bar ไปอยู่ที่ File นั้นแล้วกด Enter ( ก่อนผ่าน Menu นี้จะต้องผ่าน Map Color Menu หรือ Load Map File ก่อนทุกครั้งซึ่งจะกล่าวต่อไป ) หน้าจอจะแสดงแผนที่ที่จะทำการวางเสาออกมาใน Super VGA Mode 1024 x 768 256 สี ซึ่งผู้ใช้ต้องการวางเสาที่ใดก็ให้ใช้ Mouse หรือใช้ลูกศรเลื่อน icon ไปอยู่ตำแหน่งนั้นแล้วกด Enter หรือกด Mouse ด้านซ้าย จากนั้นก็กำหนดจุดปลายทางโดยการทำ เช่นเดิม บนหน้าจอจะแสดงเส้นทางที่จะทำการวางเสาไฟฟ้า โดยการลากเส้นตรงเชื่อมระหว่าง จุด ต้นทางกับจุดปลายทาง หรือ ถ้าต้องการวางเสาเป็นเส้นทางโค้งก็ทำได้โดยกำหนดจุดต่อไปเรื่อยๆ โดยการแบ่งช่วงเส้นตรงเป็นช่วงสั้นๆ และ ก่อๆ ทำมุมเอียงเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนเป็นแนวโค้งตาม ต้องการ (จำนวนช่วงต้องไม่เกิน 50 ช่วง) เมื่อเสร็จแล้วกด Esc หน้าจอ จะบังคับให้ Save ข้อมูล เส้นทางที่ป้อนเข้าไปลงเป็น Text File (\*.PRF) เพื่อนำไปคำนวณต่อ ให้กรอกชื่อ File ที่จะ Save (ควรมีนามสกุล PRF) แล้วกด Enter หรือสามารถ Save ทับ File เดิมได้โดยการเลื่อน Bar menu ไปที่ File ที่ต้องการนั้นแล้วกด Enter



รูปที่ 5-7 แสดงการ Input Profile จากแผนที่

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

ในกรณีที่ต้องการ Bitmap File ของที่อื่นๆ สามารถทำได้โดยการนำแผนที่บริเวณนั้นมา เข้าเครื่อง Scan โดยใช้โปรแกรม Photo Styler Scan แบบ 100 DPI จากนั้นทำการจัดเก็บ File ในรูป Bitmap (BMP) โดยเก็บข้อมูลแบบ 8 บิต

ในกรณีที่ใช้แผนที่ที่มีแค่เส้น Contour line ล้วนๆ ก็สามารถใช้ได้โดย Scan ตามวิธีเดิม แต่จะต้องทำการระบายสีโดยใช้เครื่องมือการระบายสีที่อยู่ในโปรแกรม Photo Styler ระบายสีระหว่างเส้น Contour line ส่วนบนเส้น Contour line ให้ระบายสีสีใดสีหนึ่งที่อยู่ติดกับเส้น Contour line นั้นหรือระบายทั้งสองสีอย่างละครึ่งเส้น แล้วจึงทำการจัดเก็บ File ในรูป Bitmap (BMP) โดยเก็บข้อมูลแบบ 8 บิต เช่นเดิม

- **Map Color** เป็นการระบายสีที่เห็นในรูปภาพ Bitmap ที่ต้องการใช้ เพื่ออ้างอิง ชนิดของภูมิประเทศ และความสูง เมื่อเลือก Menu นี้หน้าจอจะแสดงสีที่มีในแผนที่ทั้งหมด 256 สี จากนั้นก็ทำการกรอกข้อมูลระดับความสูงเทียบจากระดับน้ำทะเลปานกลางในหน่วยเมตร และ ชนิดของภูมิประเทศที่ละสี ( Gr = พื้นดิน , Ri = แม่น้ำ , El = Electric Line , Ra = ทางรถไฟ )
- **Load Color Map** สำหรับการนำเอาข้อมูลสีเดิมที่ได้ทำการ Map Color แล้วบันทึกเก็บไว้แล้ว นำมาอ้างอิง ชนิดภูมิประเทศ และระดับความสูง
- **Save Color Map** สำหรับการบันทึกข้อมูลสีที่ได้จากการ Map Color เรียบร้อยแล้ว
- เมื่อต้องการออกจาก Input Profile Menu กด Esc

5.8 หลังจากผ่าน Input Design Data และ Input Profile Menu แล้วจึงเข้าสู่ Menu Locate Tower โปรแกรม จะเริ่มทำการคำนวณวางเสา จากจุดต้นทาง จนถึงปลายทาง ที่ละต้นจนหมดเส้นทางของแต่ละช่วง และทำเช่นนี้จนกระทั่งครบทุกช่วง ซึ่งช่วงนี้อาจใช้เวลานานหลายนาทีขึ้นอยู่กับ ระยะทาง , จำนวนช่วง , สภาพภูมิประเทศ รวมถึง ความเร็วของ CPU ด้วย ถ้าต้องการยกเลิก กด Esc

5.9 หลังจาก Locate Tower ถ้าสามารถใช้วางเสาในภูมิประเทศที่กำหนดได้ ก็จะสามารถดูผลการคำนวณ การวางเสาได้โดยเลื่อน Bar Menu ไปอยู่ที่ Profile Menu แล้ว กด Enter หน้าจอจะแสดงรูป Profile ของการวางเสาใน Graphics Mode (ดังที่แสดงในผลการทดลอง) ถ้าต้องการเลื่อนหน้าจอก็ทำได้โดยกด ลูกศรไปตามทิศทางที่ต้องการ ถ้าต้องการเปลี่ยน Scale ทางด้านแกน X ก็ทำได้โดยการกด 4,6 ถ้า ต้องการเปลี่ยน Scale ทางด้านแกน Y ก็ทำได้โดยการกด 2,8 ถ้าต้องการเปลี่ยนช่วง (ในกรณีข้อมูลมีหลายช่วง) ก็ใช้ PgUp,PgDn เมื่อต้องการออกจาก Profile Menu ก็กด Esc

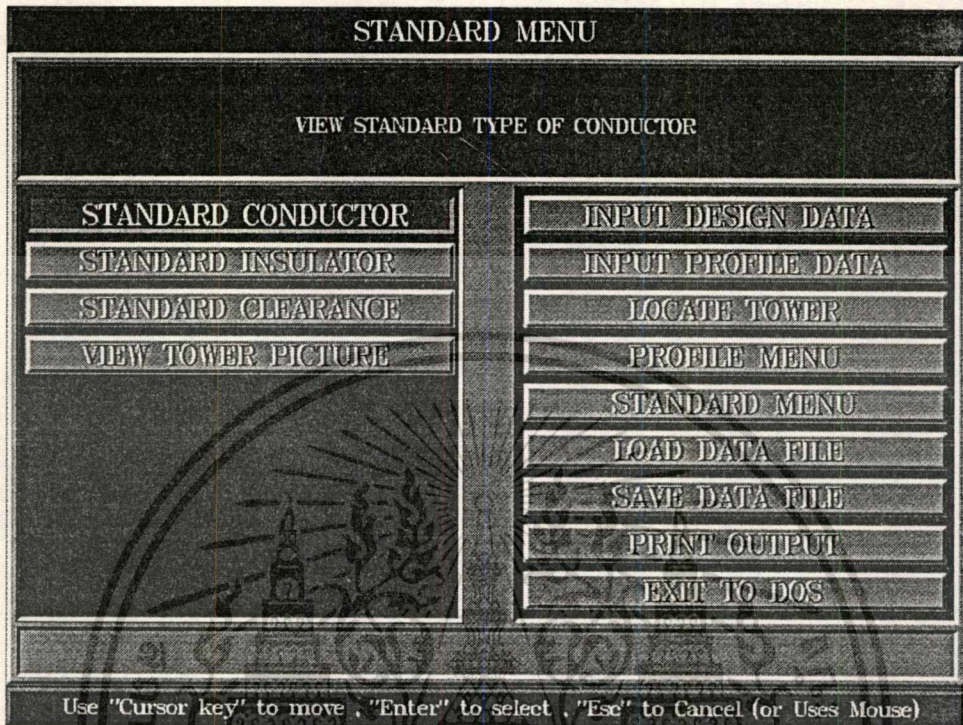
5.10 ถ้าต้องการบันทึกข้อมูลการคำนวณการวางเสาที่คำนวณไว้แล้ว ก็เลื่อน Bar Menu ไปที่ Save Data แล้ว กด Enter จากนั้นก็กรอกชื่อ File ที่ต้องการบันทึกหรือถ้าต้องการบันทึกทับก็ใช้ลูกศรเลือก File นั้น

5.11 ถ้าต้องการนำเอาข้อมูลเดิมที่ได้บันทึกไว้ออกมาดู ให้เลื่อน Bar Menu ไปที่ Load Data แล้วกด Enter หลังจากนั้นเลือก File ที่ต้องการโดยการกรอกชื่อ File ลงไป หรือ โดยการเลื่อนลูกศรก็ได้

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

5.12 ถ้าต้องการแสดงข้อมูลออก Printer ก็เลื่อน Bar Menu ไปที่ Print out Menu แล้ว กด Enter

5.13 ถ้าต้องการดูค่ามาตรฐานต่างๆ หรือ รูปภาพแบบเสาไฟฟ้า ให้เลื่อน Bar Menu ไปที่ Standard Menu แล้ว กด Enter หน้าจอจะแสดงถึงเมนูมาตรฐาน (Standard Menu) ดังรูป



รูปที่ 5-8 แสดงเมนูมาตรฐาน

5.14 ถ้าต้องการออกจาก Program ไปที่ DOS ให้เลื่อน Bar Menu ไปที่ Exit to Dos แล้ว กด Enter ( หรือ กด Esc ) แล้วกด Y

## บทที่ 6

### สรุปและวิจารณ์

จากผลการทดลองสามารถสรุปจำนวนและชนิดของเสาไฟฟ้าที่ใช้ได้ดังนี้

- ผลการทดลองที่ได้จากโปรแกรมในแนวเส้นทางการวางเสาจริงของการไฟฟ้า

SLV(3)	6	ต้น
DT 20	1	ต้น
DT 40	2	ต้น
DT 60	2	ต้น

- ผลการทดลองที่ได้จากโปรแกรมในแนวเส้นทางที่เป็นไปได้เส้นทางที่ 1

SLV(3)	7	ต้น
DT 60	2	ต้น

- ผลการทดลองที่ได้จากโปรแกรมในแนวเส้นทางที่เป็นไปได้เส้นทางที่ 2

SLV(3)	6	ต้น
DT 40	1	ต้น
DT 60	3	ต้น

- ผลการทดลองที่ได้จากโปรแกรมในแนวเส้นทางที่เป็นไปได้เส้นทางที่ 3

SLV(3)	6	ต้น
SMV(9)	1	ต้น
DT 60	2	ต้น

จากผลการทดลองทั้ง 3 แนวเส้นทางที่เป็นไปได้ แนวที่ 1 จะเป็นเส้นทางตัดตรงที่ใกล้ที่สุดแต่เป็นเส้นทางที่ชันที่สุด ส่วนแนวที่ 2 จะเป็นเส้นทางที่ไกลและอ้อมไปในแนวทิศเหนือ แต่มีความชันน้อยที่สุด ส่วนแนวที่ 3 จะเป็นเส้นทางที่ใกล้เคียงกับแนวที่ 1 แต่อ้อมไปในแนวทิศใต้

เมื่อเทียบราคาเฉพาะค่าอุปกรณ์ที่ใช้ แนวที่ 1 จะเป็นแนวที่ประหยัดที่สุดเพราะใช้เสาไฟฟ้าชนิดที่เป็น เสาหักมุมน้อยที่สุด

เมื่อเทียบความง่ายในการก่อสร้าง แนวที่ 2 จะสามารถวางเสาไฟฟ้าได้ง่ายที่สุดเพราะเป็นพื้นที่ที่มีความชันน้อยที่สุดทำให้ประหยัดค่าแรง

ดังนั้นแนวเส้นทางจริงเป็นเส้นทางที่อยู่ระหว่าง แนวที่ 1 และ แนวที่ 2 อาจจะเป็นแนวที่เมื่อประเมินราคาค่าก่อสร้างรวมทั้งค่าอุปกรณ์และค่าแรงแล้ว มีราคาต่ำที่สุด

จากผลลัพท์ที่ได้จากโปรแกรมโดยตรงอาจมีข้อผิดพลาดในส่วนของ การแปลงสภาพภูมิประเทศจากแผนที่มาเป็นตำแหน่ง และความสูง สาเหตุจากความไม่ละเอียดของแผนที่ กล่าวคือในแผนที่จะแสดงความสูงโดยใช้เส้น Contour line ซึ่งส่วนใหญ่จะแสดงไว้ทุกๆ ความสูง 100 เมตร ในการคำนวณหาระดับความสูงของตำแหน่งที่อยู่ระหว่างเส้น Contour line จึงใช้การประมาณโดยสมการเส้นตรงที่ลากจากระดับความสูงของเส้น Contour line ทั้งสอง ซึ่งจะมีความชันเท่ากับความแตกต่างของระดับความสูงหารด้วยระยะระหว่างเส้น Contour line ดังนั้นถ้าต้องการ

ความถูกต้องมากขึ้นก็ควรใช้แผนที่ที่มี Scale ละเอียดขึ้นไปอีก เช่น Scale 1 : 5000 หรือ 1 : 1000 ซึ่งสามารถขอได้จาก กรมแผนที่ทหาร จะทำให้การแปลงสภาพภูมิประเทศจากแผนที่มาเป็นตำแหน่งและความสูงถูกต้องยิ่งขึ้น

ในการวางสายส่งจริงๆ นั้นสามารถใช้ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมเป็นแนวทางได้ แต่ถ้าการวางเสาไม่เหมาะสม ผู้ออกแบบก็สามารถที่จะเปลี่ยนตำแหน่งการวางเสาในภูมิประเทศจริง ให้เหมาะสมได้

โปรแกรมที่ได้ทำขึ้นนี้ ยังมีได้คำนึงถึงผลของแรงกระทำเนื่องจากแรงลม และ หิมะ เนื่องจากลักษณะ ภูมิอากาศของประเทศไทยอยู่ในเขตร้อน และ อยู่ในเขตที่ลมไม่แรงมากนัก ดังนั้น โปรแกรมนี้จึงเหมาะสมที่จะใช้งานในประเทศไทยเท่านั้น

แนวทางในการพัฒนาโปรแกรมขั้นต่อไปมีอยู่หลายแนวทางดังนี้

- หลักการออกแบบการวางเสาไฟฟ้าที่ทำขึ้นนี้เป็นการออกแบบโดยยึดหลักของ ความปลอดภัย และ ความประหยัด ดังนั้น จึงควรมีการออกแบบโดยยึดหลักอื่นๆ เช่น ประสิทธิภาพสูงสุด การก่อสร้างง่ายที่สุด เป็นต้น

- พัฒนาโปรแกรมให้ใช้ได้ทั่วไปในทุกๆ ประเทศ ซึ่งจะต้องคำนึงถึงผลกระทบอื่นๆ เช่น สภาพภูมิประเทศ และ ภูมิอากาศของประเทศนั้นๆ ทำให้มาตรฐานของการออกแบบสูงขึ้น

- เพิ่มส่วนของการประเมินราคาก่อสร้างทั้งหมด ซึ่งจะต้องเพิ่มฐานข้อมูลในส่วนของ ราคาของวัสดุ อุปกรณ์ แต่ละชนิดที่ใช้ก่อสร้างโดยละเอียด โดยจะต้องขอข้อมูลจากบริษัทต่างๆ ที่ผลิตหรือขายวัสดุอุปกรณ์นั้นๆ ส่วนราคาของค่าแรง จะต้องขอข้อมูลเพิ่มเติมจากฝ่ายก่อสร้าง แล้วจึงนำราคาทั้งสองมารวมกันเป็นราคารวม

- อาจพัฒนาไปถึงการใช้แผนที่ภาพถ่ายดาวเทียมแทนได้ แต่วิธีการในการแปลงสภาพภูมิประเทศจากแผนที่ภาพถ่ายดาวเทียมมาเป็นตำแหน่ง และความสูง จะยุ่งยากมากขึ้นเพราะต้องใช้ภาพถ่ายที่ถ่ายพื้นที่บริเวณเดียวกันแต่ถ่ายจากมุมต่างกัน 2 รูป มาวิเคราะห์พร้อมกัน และ ค่าใช้จ่ายในการถ่ายภาพก็สูงด้วยเช่นกัน แต่ภาพถ่ายดาวเทียมจะมีความแม่นยำมากกว่าการใช้แผนที่ทหาร เพราะ ภาพถ่ายดาวเทียมจะมีการถ่ายภาพใหม่อยู่เสมอๆ ทำให้ไม่ล้าสมัย แต่แผนที่ทหารจะทำการสำรวจขึ้นใหม่ปีละครั้งเท่านั้น

## เอกสารอ้างอิง

1. Electricity Generating Authority of Thailand "Construction of Transmission Line"  
Transmission Line Engineering Division Transmission System Engineering Department
2. Electricity Generating Authority of Thailand "CONTRACT DOCUMENT VOLUME III OF III  
DRAWING for Construction of 500 kV Transmission Line MAE MOH - THA TA TAKO LINE  
NO.2 500 kV Transmission System Protect "
3. ANTONY J. PASINI "Electrical Distribution Engineering " Waco,Tescas : MCGRAW - HILL BOOK  
COMPANY,1986
4. WILLIAM D. STEVENSON, JR " Element of Power System Analysis " 4<sup>th</sup> . North Carolina :  
MCGRAW - HILL BOOK COMPANY,1982
5. JOHN J. GRAINGER , WILLIAM D. STEVENSON, JR " Power System Analysis " North Carolina  
MCGRAW - HILL BOOK COMPANY,1994
6. TURAN GONEN " Electrical Power Transmission System Engineering" Sacramanto, California :  
JOHN WILEY & SONS , Inc. , 1988
7. M.L.SONI , P.V.GUPTA , U.S.BHATNAGAR " A COURSE IN ELECTRICAL POWER " "  
Dhanpat Rai & Sons
8. สมเกียรติ โพลีประการ "วิศวกรรมการส่งและจ่ายไฟฟ้า" พิมพ์ครั้งที่ 4 พ.ศ. 2522 บริษัท ไทยวัฒนาพานิช จำกัด
9. สมเกียรติ โพลีประการ "วิศวกรรมการส่งและจ่ายไฟฟ้า" โรงพิมพ์คุรุสภาลาดพร้าว , 2515
10. ขวลิต ดำรงรัตน์ "การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า" บริษัท.ซีเอ็ดยุคเคชั่น จำกัด.
11. ศิริวัฒน์ โพรเวชกุล "ระบบไฟฟ้ากำลัง เล่ม 1 : ความรู้พื้นฐาน"  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง พิมพ์ครั้งที่ 2 พ.ศ. 2537
12. ศิริวัฒน์ โพรเวชกุล "ระบบไฟฟ้ากำลัง เล่ม 2 : ระบบส่งจ่ายกำลังไฟฟ้าแรงสูง"  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง พิมพ์ครั้งที่ 2 พ.ศ. 2537
13. ภาคภูมิ รัตนพันธ์ , ภูวดล ทร์พ็ยอลงกรณ์ , รักษาติ พรโรโณภาส "การออกแบบระบบสายส่งกำลัง  
ไฟฟ้าโดยใช้คอมพิวเตอร์ " ปรินูญานิพนธ์สำหรับปรินูญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรม  
ไฟฟ้า สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง , 2534
14. จักรวูช เดชวิเศษ , จักรรัตน์ อนิวรรณ , กฤษณ์ เจริญกุล "การออกแบบระบบส่งจำหน่ายด้วย  
ไมโครคอมพิวเตอร์ 2 " ปรินูญานิพนธ์สำหรับปรินูญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า  
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหาร ลาดกระบัง , 2534
15. กรมแผนที่ทหาร , " แม่เมาะ " ระวัง 4945 I - IV พิมพ์ครั้งที่ 1-RTSD. แผนที่ประเทศไทย  
ลำดับชุด L 7017 , 2527. มาตรฐาน 1 : 50,000.

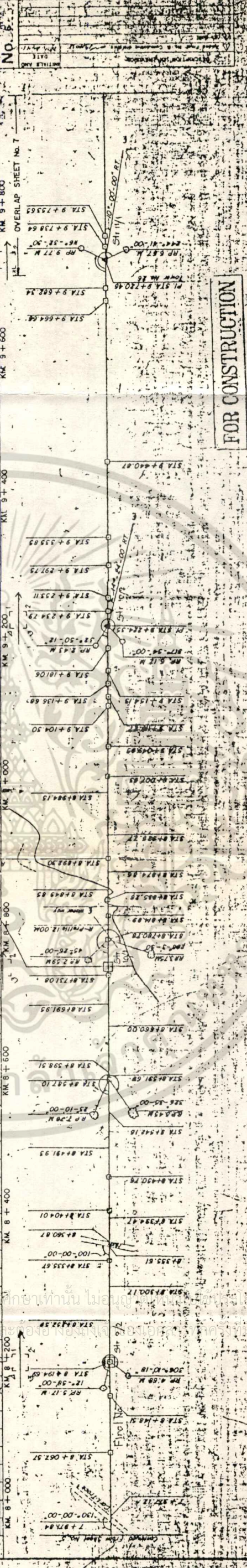
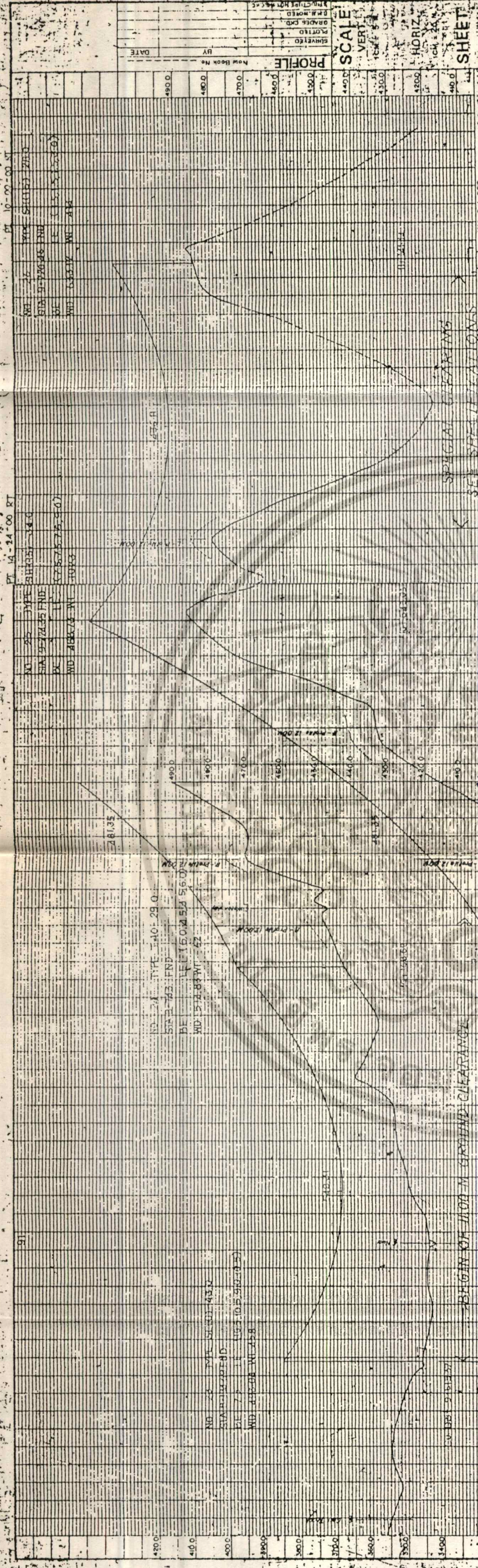
เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



## ภาคผนวก

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้





**FOR CONSTRUCTION**

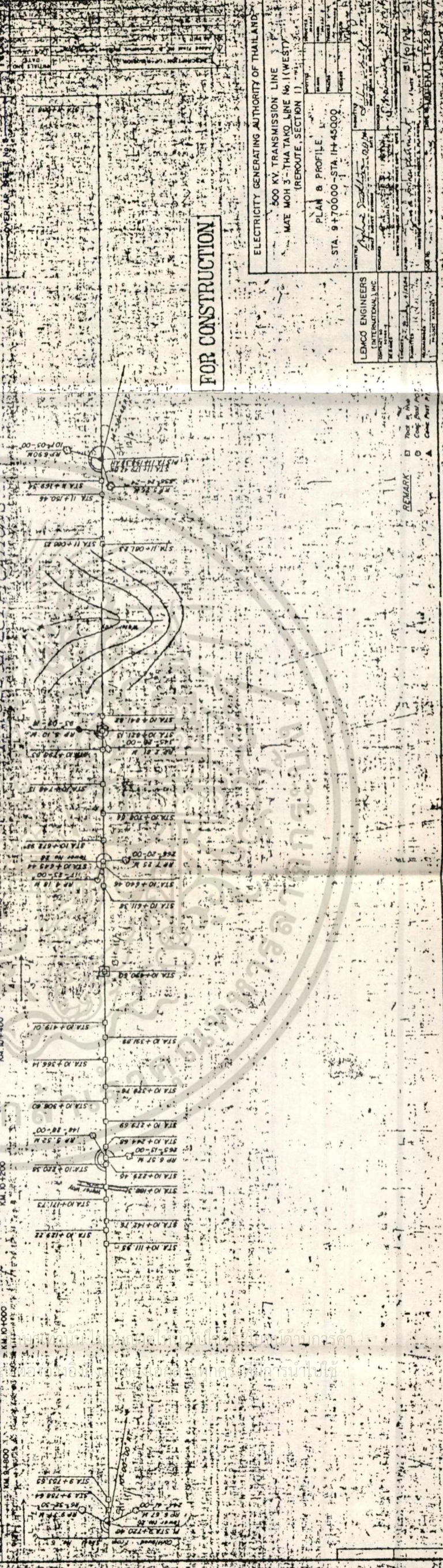
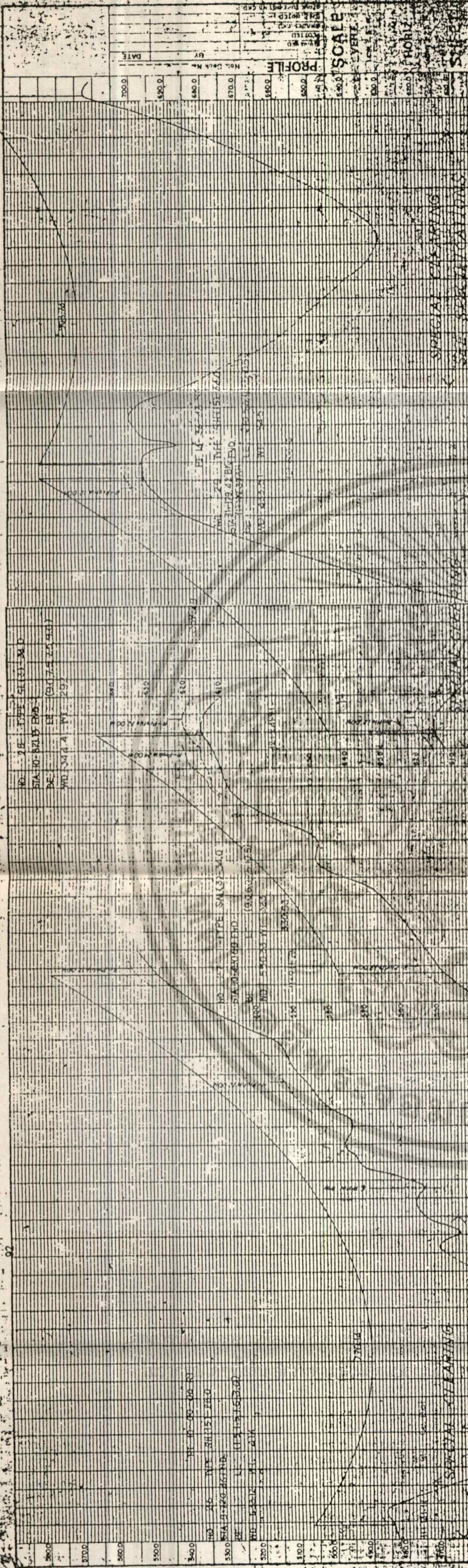
ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND  
 500 KV. TRANSMISSION LINE  
 MAE MOH 3 - THA TAO LINE NO. 1 (WEST)  
 (REROUTE SECTION)

PLAN & PROFILE  
 STA. 7+850.00 - STA. 9+700.00

LEMO ENGINEERS  
 (INTERNATIONAL) INC.  
 1111 11th Avenue, Suite 1100  
 San Francisco, CA 94103  
 TEL: (415) 774-1111  
 FAX: (415) 774-1111

REMARKS:  
 □ Tower # No.  
 ○ Tower # No. (in plan)  
 △ Tower # No. (in profile)

DATE: \_\_\_\_\_ BY: \_\_\_\_\_  
 CHECKED: \_\_\_\_\_  
 APPROVED: \_\_\_\_\_



NO. 2 BE TYPE 51131-34 D  
 STA 10+521.5 ENDS  
 DE. 11 (00.74.7.5.43)  
 WT. 29

NO. 27 TYPE 51131-34 D  
 STA 10+270.0 ENDS  
 DE. 11 (00.74.7.5.43)  
 WT. 29

SPECIAL CLEARING  
 SPECIAL CALCULATIONS

FOR CONSTRUCTION

ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND  
 500 KV TRANSMISSION LINE  
 MAE MOH 3 - THA TAKO LINE No. 1 (WEST)  
 (ROUTE SECTION 1)  
 PLAN & PROFILE  
 STA. 9+70000 - STA. 14+45000

LEMO ENGINEERS INTERNATIONAL INC.  
 PROJECT NO. 11/11/11  
 DATE: 11/11/11

REMARK  
 B Road in this  
 Comp. Part No  
 A Comp. Part No



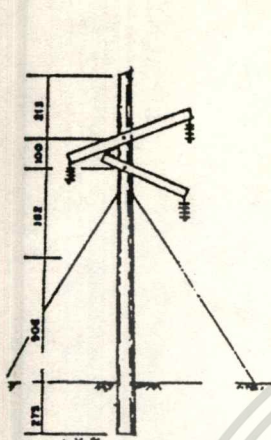
Size of Conductor (MCM and AWG)	Aluminium Per Steel	Outside Diameter (Inches)	Tmax (lb)	Weight per Mile (lb)	GMR (ft)	Resistance at 50 C (Ohm/Mile/Conductor)	Inductive Reactance at 1 ft (Ohm/Mile/Conductor)	Capacitive Reactance at 1 ft (Megohm/Conductor/Mile)
1590	54/19	1.545	56,000	10,777	0.0520	0.0675	0.2992	0.0977
** 1272	54/19	1.382	44,800	8,621	0.0465	0.0840	0.3100	0.1016
954	54/7	1.196	34,200	6,479	0.0403	0.1118	0.3250	0.1068
795	54/7	1.093	28,500	5,399	0.0368	0.1358	0.3342	0.1100
** 795	42/7	1.055	21,050	4,518	0.0347	0.1339	0.4078	0.0930
636	54/7	0.977	23,600	4,319	0.0329	0.1678	0.3450	0.1140
636	26/7	0.990	25,000	4,616	0.0335	0.1618	0.3433	0.1135
477	30/7	0.883	23,300	3,933	0.0304	0.1960	0.3533	0.1176
** 477	26/7	0.858	19,430	3,462	0.0290	0.1960	0.3583	0.1186
336.4	30/7	0.741	17,040	2,774	0.0255	0.2780	0.3708	0.1238
* 336.4	26/7	0.721	14,050	2,442	0.0244	0.2780	0.3758	0.1248
266.8	26/7	0.642	11,250	1,936	0.0217	0.3850	0.3875	0.1289
* 266.8	6/1	0.633	9,645	1,802	0.00684	0.5100	0.5042	0.1294
* 4/0	6/1	0.563	8,420	1,542	0.00814	0.5670	0.4842	0.1336
2/0	6/1	0.447	5,345	970	0.00510	0.8660	0.5342	0.1418
* 1/0	6/1	0.398	4,280	769	0.00446	1.0800	0.5466	0.1460

\*\* Type of Conductor for 115,230,500 kV Transmission uses in Thailand

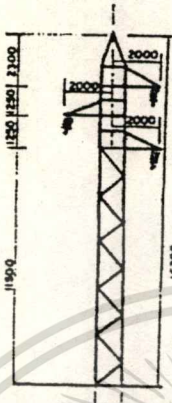
\* Type of Conductor for lower than 115 kV Transmission used in Thailand



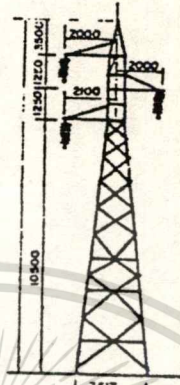




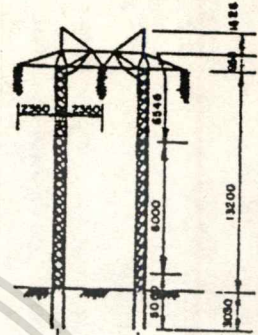
เสาไม้ 69 KV TYPE A  
วงจรเดียว



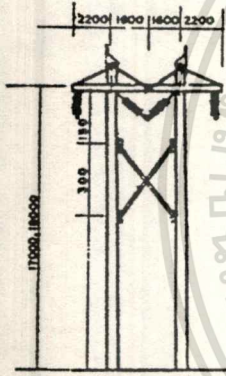
เสาโครงเหล็ก 69 KV TYPE SP  
วงจรเดียว



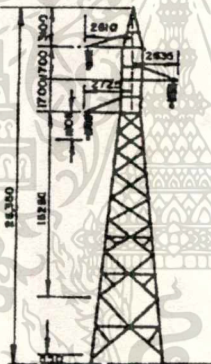
เสาโครงเหล็ก 69 KV  
TYPE A วงจรเดียว



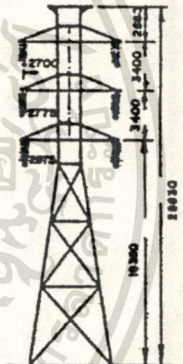
เสาโครงเหล็ก 69 KV  
TYPE SSP วงจรเดียว



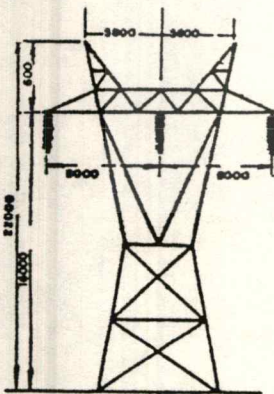
เสาโครงเหล็ก 115 KV  
TYPE A วงจรเดียว



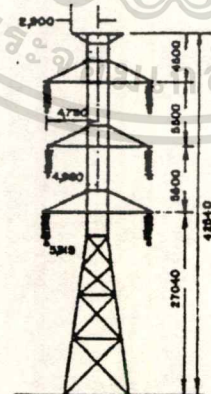
เสาโครงเหล็ก 115 KV  
TYPE SA1 วงจรเดียว



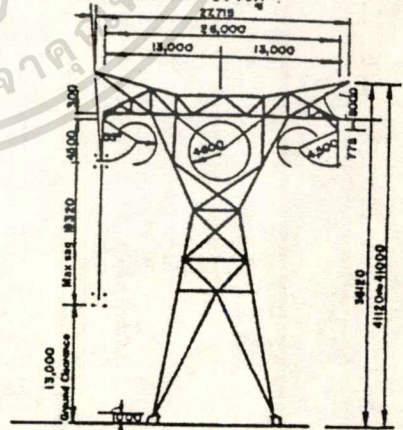
เสาโครงเหล็ก 115 KV  
TYPE DA1 วงจรเดียว



เสาโครงเหล็ก 230 KV TYPE SA1  
วงจรเดียว



เสาโครงเหล็ก 230 KV TYPE DA1  
วงจรคู่



เสาโครงเหล็ก 500 KV  
วงจรเดียว

หมายเหตุ หน่วยเป็นมิลลิเมตร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

115kV

Insulation	Suspension Type		Tension Type	
	Single Circuit	Double Circuit	Single Circuit	Double Circuit
Number of Disc in String Length (mm)	8 1400	2x8 1700	11 2300	2x11 2650


Insulation	Suspension Type		Tension Type	
	Single Circuit	Double Circuit	Single Circuit	Double Circuit
Number of Disc in String Length (mm)	14 2550	2x14 2800	15 3300	2x15 3900

Insulation	Suspension Type		Tension Type	
	Single Circuit	Double Circuit	Single Circuit	Double Circuit
Number of Disc in String Length (mm)	23 4520	2x23 4800	25 4850	2x25 5200

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

Nature of Clearance	Minimum Vertical Clearance		
	115 kV	230 kV	500 kV
Ground	7.0	8.4	11.0
River	10.5	11.5	18.0
Highway	9.0	10.0	14.5
Railway	10.5	11.5	16.0
Electric Line	14.0	15.0	33.0

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้



**บทความที่ได้ลงตีพิมพ์ใน**  
**การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า**

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

101

# การออกแบบสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์ TRANSMISSION LINE DESIGNING USING MICRO-COMPUTER

มณฑล มีลาจินนาไกรฤกษ์ \*  
จักรวาล เพ็ญวิเศษ \*\*

**บทคัดย่อ**

โครงการนี้เป็นการศึกษาออกแบบสายส่งกำลังไฟฟ้าเบื้องต้นโดยการใช้คอมพิวเตอร์ในการเก็บข้อมูล และประมวลผลของระบบกำลังไฟฟ้าในแรงดันต่างๆ ความระับแรงดันของการไฟฟ้าภาคผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คือ 115, 230 และ 500 กิโลโวลต์ โดยการศึกษาจะเริ่มจาก กำหนดกำลังไฟฟ้าที่ต้องการส่ง และระยะทางที่ต้องการส่งจากสถานีส่งถึงสถานีรับ นำมาพิจารณาหาแรงดันและขนาดของสายที่เหมาะสมที่สุดในการส่ง จากนั้นจึงนำมาพิจารณาลักษณะของเสาที่ใช้ โดยหาออกแบบจะคำนึงถึงความปลอดภัยทางไฟฟ้าเป็นหลัก คือจะต้องสามารถป้องกันการเกิดเบรคควานลงดิน การเบรคควานระหว่างสาย การเกิดฟ้าผ่าบนสายส่งได้ โดยพิจารณาจากระยะห่างของสาย แรงลม และปัจจัยอื่นๆ นำมาหาความสูงของเสา ระยะห่างระหว่างแขนของเสา การติดตั้งสายดิน การเลือกจำนวนลูกถ้วยดี และวิธีการนำข้อมูลทั้งหมดออกมาแสดงผล รวมทั้งมีการแสดงผลของเสาและระยะต่างๆ เช่น เสา และจำนวนลูกถ้วยปรากฏขึ้นมาแสดงผลด้วย และมีส่วนของการคำนวณหาค่าแรงดัน และกระแสที่ปลิวสาย เพื่อหาค่าแรงดันของระบบส่งนี้ได้ด้วย

**Abstract**

This research demonstrates Preliminary Transmission Line Designing that accommodate computer to assemble and process data. It is applied to use various transmission line voltage of EGAT such as 115, 230, 500 kV. The designing commence by defining transmission power and distance from beginning to end. Consequently, that data can be calculate to search for most suitable transmitted voltage and size of physical transmission line.

Then this designing consider about lower configuration regarding for electrical safety. That configuration must could protect breakdown-to-ground, breakdown-between-line and lightning. consideration about sag, wind pressure and other factor that result tower altitude, space between crossarms of towers, overhead ground wire and insulator selection. The program can show the result of calculation such as sag, tower height, number of tower and tower patterns. Furthermore, there is "Receiving End Voltage and Current" calculation part for finding system configuration.

**บทนำ**

ในการออกแบบระบบส่งกำลังไฟฟ้าระบบไฟฟ้าหนึ่งจะต้องมีการออกแบบ และวิเคราะห์ในด้านต่างๆ ได้แก่

**-Tower Analysis and Design**

- \* อาจารย์คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
  - \*\* อาจารย์คณะวิศวกรรมศาสตร์ วิทยาลัยมหานคร
- นักศึกษาริพิตวิทยา คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

**\*-Wire Loads**

- H-Frame Design, Analysis and Reliability
- Pole Design, Analysis and Reliability
- Moment Fundation Analysis and Design
- Transmission Line Optimization
- Sag-Tention Analysis
- Lightning Flashovers of Transmission Lines
- Right-of-Way Sharing With Rail Road and Pipelines
- Dynamic Ampacity
- Grounding Analysis of Transmission Lines
- Radio Noise
- Corona Effect and Electric Field Profiles
- Environmental Impacts of AC and DC lines
- 3-D Magnetic Field Computations

ซึ่งในบทความนี้ จะกล่าวถึงเฉพาะการออกแบบในส่วนที่เกี่ยวข้องกับ Tower Design, Moment Fundation Analysis, Sag-Tention Analysis ซึ่งการนำเอาไมโครคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณและออกแบบจะทำได้ประหยัดเวลา แรงงานและค่าใช้จ่ายได้มาก

**หลักการออกแบบและหลักการ**

ในขั้นต้นแรก จะทำการคำนวณระดับแรงดันที่เหมาะสมในการส่ง โดยใช้ข้อมูลที่กำหนดให้มา คือ กำลังที่ต้องการส่ง และระยะทางในการส่งพิจารณาจากสูตร

$$\text{Economic voltage} = 5.5 \sqrt{\frac{l}{1.5} \frac{P}{150}} \dots \text{kV}$$

เมื่อ l : ระยะทางในการส่ง (km)

P : กำลังที่ต้องการส่ง (kVA)

เมื่อได้ระดับแรงดันที่เหมาะสม จะนำพิจารณาถึงส่วนประกอบของระบบส่งกำลังต่อไปนี้ คือ

ลูกถ้วย (Insulators) จะใช้ลูกถ้วยแบบแขวนเพราะสามารถใช้งานในระบไฟฟ้าที่มีแรงดันหลายขนาดได้ โดยภาวคเหมาะหรือจะใช้งานให้เหมาะสมกับแรงดัน และสามารถติดตั้งได้ทั้งในแนวตั้ง เพื่อรับแรงดึงของสายในแนวตั้ง และติดตั้งในแนวนอนเพื่อรับแรงดึงของสายในแนวนอนก็ได้ ระดับแรงดัน 115 kV

INSULATION	SUSPENSION TYPE		TENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE	SINGLE	DOUBLE
NUMBER OF DISC IN STRING	8	2*8	11	2*11
LENGTH (mm)	1400	1700	2300	2650

ระดับแรงดัน 230 kV

INSULATION	SUSPENSION TYPE		TENSION TYPE	
	SINGLE	DOUBLE	SINGLE	DOUBLE
NUMBER OF DISC IN STRING	14	2*14	15	2*15
LENGTH (มม)	2550	2800	3300	3900

ระดับแรงดัน 500 kV

INSULATION	SUSPENSION TYPE		TENSION TYPE	
	SINGLE	V-STRING	SINGLE	V-STRING
NUMBER OF DISC IN STRING	23	2*23	25	2*25
LENGTH (มม)	4520	4800	4850	5200

สายไฟฟ้า (Conductors) จะใช้สายเปลือยแบบ ACSR เพราะสามารถรับแรงดึงได้สูง โดยเราสามารถหากระแสในสายส่งได้ดังนี้ จากสูตรคำนวณ Kelvin's Law

เริ่มจากการหาค่า  $I_{min}$  จาก  $I_{min} = \frac{P}{\sqrt{5} * EconV * cos\phi}$

เมื่อ Econv : Economic voltage

cosφ : power factor ของระบบ

จากความสัมพันธ์ของกระแส  $I_{min}$  กับ  $I_{max}$  ที่มีคือ Load Factor (LF.) จะได้ว่า  $LF = I_{min} / I_{max}$

จากข้อมูลค่าให้ทราบว่า มีจํานวน Load Factor มีค่าเท่ากับ 0.7

จะได้ว่า  $I_{min} = 0.7 * I_{max}$

และความสัมพันธ์ระหว่าง  $I_{min}$  กับ  $I_{max}$  ที่ Load Factor ต่างๆ เป็นดังนี้

$\frac{I_{min}}{I_{max}} = k$

และค่า k มีค่าดังตารางต่อไปนี้

LF.	10	20	30	40	50	70	100
k	2.2	1.7	1.45	1.3	1.2	1.08	1.00

จะได้  $I_{min} = 1.08 * I_{max}$

หลักการของวิธีเขียนแบบ Kelvin's Law คือ

การคิดว่าค่าความสูญเสียจากสายส่งประจำปี = จำนวนหลักเบสและค่าเสื่อมราคาในปีนั้น

จะได้ว่า  $\frac{CAR}{100} = \frac{(I_{max}^2) R + 8760 * e}{1000 * A}$

เมื่อ C : ราคาของสายส่งต่อหนึ่งหน้าตัด

A : พื้นที่หน้าตัดที่เหมาะสม

r : อัตราดอกเบี้ย และ อัตราการเสื่อมราคา

$I_{max}$  : กระแส rms

R : ความต้านทานของสาย

e : ราคาของพลังงาน

จะได้ว่าพื้นที่หน้าตัดที่เหมาะสม คือ

$A = \sqrt{\frac{I_{max}^2 * R + 8760 * e}{C * r * 10}}$  ตารางหน้า

และเส้นนำศูนย์กลาง เท่ากับ

$D = \sqrt{\frac{4A}{\pi}}$  นิ้ว

ถ้า  $D < 0.84$  ใช้สายขนาด 477 MCM

ถ้า  $0.84 < D < 1.235$  ใช้สายขนาด 795 MCM

ถ้า  $D > 1.235$  ใช้สายขนาด 1272 MCM

จากข้อมูลจาก กพท.จะพบว่าจะใช้สายตัวนำในการส่งกำลังอยู่ 3 ขนาด และใช้สายดินเหนือศีรษะ ( Overhead Ground Wire ) ขนาด 3/8 นิ้ว จึงกำหนดค่าต่างๆจาก voltage และ size ของ conductor ที่คำนวณออกมาได้

โดย แรงดัน 115 kV ใช้สาย 477, 795 MCM

แรงดัน 230 kV ใช้สาย 795, 1272 MCM

แรงดัน 500 kV ใช้สาย 795, 1272 MCM

ในการเลือกสายไฟฟ้า นอกจากจะพิจารณาจาก ความสามารถในการรับกระแสแล้ว ยังต้องพิจารณาถึงแรงดึงของสายในสภาวะต่างๆด้วย เพราะทางปฏิบัติมักที่กระทำสาย ซึ่งเกิดจากน้ำหนักของสายและแรงลม และผลของอุณหภูมิเมื่อติดตั้งแล้ว อาจจะไม่แตกต่างจากขณะติดตั้ง จึงจะต้องคำนวณค่าแรงดึงและระยะหย่อน ในทุกสภาวะที่เป็นไปได้ เพื่อให้แน่ใจว่าแรงดึงจะไม่เกินค่าที่รองรับให้มีได้ และความหย่อนจะไม่เกินระยะค่าที่ปลอดภัย ( Clearance ) ไปได้ จากข้อกำหนดของ กพท.กำหนดไว้ดังนี้

สภาวะ	แรงดึง
1.แรงดึงขณะดึงสายก่อนหย่อนที่สุดเมื่อมีลม ( Initial tension at minimum temperature with wind ) ไม่นานกว่า	50.0
2.แรงดึงขณะดึงสายก่อนหย่อนเมื่อไม่มีลม ( Initial tension at every-day temperature no wind ) ไม่นานกว่า	33.33
3.แรงดึงหลังดึงสาย 10 ปีที่อุณหภูมิสูงสุดเมื่อมีลม ( Final tension at minimum temperature with no wind ) ไม่นานกว่า	40.0
4.แรงดึงหลังดึงสาย 10 ปีที่อุณหภูมิเฉลี่ยไม่มีลม ( Final tension at every-day temperature no wind ) ไม่นานกว่า	20.0

\* ค่าที่ระบุเป็น % ของแรงดึงประตึง

การคำนวณหาแรงดึงที่ภาวะวิกฤติ

จากข้อกำหนดดังกล่าว ใช้สภาวะที่ 1 เปลี่ยนค่าแรงดึงที่ภาวะต่างๆ ให้มาเป็นแรงดึงที่อุณหภูมิเฉลี่ย และไม่มีลมและนำค่าที่น้อยที่สุดมาคำนวณหาแรงดึงที่ภาวะวิกฤติ ( Worst case )

$$T_1^2 + [(C_1 W_0 l / T_0)^2 - T_0 + C_2 + (t_1 - t_0 - C/100\alpha) T_1^2 - (C_1 W_1 l)^2 = 0$$

- เมื่อ
- $T_0$  = แรงดึงที่ภาวะที่หนึ่ง, กิโลกรัม
  - $t_0$  = อุณหภูมิที่ภาวะที่หนึ่ง, องศาเซลเซียส
  - $W_0$  = น้ำหนักของสายที่ภาวะที่หนึ่ง, กิโลกรัม/เมตร
  - $T_1$  = แรงดึงที่ภาวะที่สอง, กิโลกรัม
  - $t_1$  = อุณหภูมิที่ภาวะที่สอง, องศาเซลเซียส
  - $W_1$  = น้ำหนักของสายที่ภาวะที่สอง, กิโลกรัม/เมตร
  - $l$  = ruling span, เมตร
  - $C$  = ความฉีก (creep) ของสาย, เปอร์เซ็นต์
  - $C_1 = \sqrt{EA/24}$
  - $C_2 = \alpha EA$
  - $E$  = โมดูลัสยืดหยุ่นของสาย, กก./ตร.มม.
  - $A$  = พื้นที่หน้าตัดของสาย, ตร.มม.
  - $\alpha$  = สัมประสิทธิ์การขยายตัวตามเส้นของสาย / องศาเซลเซียส หากสภาวะหนึ่งสภาวะใดมีลม ให้คิดน้ำหนักของสาย ( $W_0, W_1$ ) ดังนี้
- $$W_u = \sqrt{W_0^2 + W_1^2} + \text{constant}$$
- เมื่อ  $W_u$  = น้ำหนักของสายขณะมีลม, กิโลกรัม/เมตร
- $W_0$  = น้ำหนักจริงของสาย, กิโลกรัม/เมตร
  - constant = 0.0747 กิโลกรัม/เมตร
  - $W_0 = p \cdot D \cdot \text{Adf}$
  - $P$  = แรงลม, กิโลกรัม/เมตร
  - $D$  = เส้นผ่าศูนย์กลางของสาย, มม.
  - $\text{Adf}$  = aerodynamic factor

เสาน้ำ (Poles)  
 เสาน้ำที่ใช้ในระบบส่งกำลัง จะเป็นเสาน้ำแบบโครงเหล็ก (Steel tower) ซึ่งมีขนาดต่างๆตามลักษณะที่ใช้งานดังต่อไปนี้

Tower	Particulars	Insulator assemblies type	Deviation angle (Degree)
DA1	Suspension	Suspension	0 - 2
LDA1	Long span Suspension	Suspension	0 - 2
DB2(2)	Angle	Tension	0 - 2
DB2	Angle	Tension	0 - 15
DC2	Angle	Tension	0 - 30
DD2	Angle	Tension	0 - 60
DT2	Transposition	Suspension & Tension	0 - 2
DD2	Deadend	Tension	0 - x slack span

การกำหนด Ruling span ของเสาน้ำ  
 การกำหนดระยะห่างของการตั้งเสาน้ำ (span) จะพิจารณาจากระดับแรงดันที่ใช้ส่ง รวมทั้งคำนึงถึง ลักษณะภูมิประเทศกับแนวเสาน้ำนั้น จะกำหนดขึ้นเป็นค่าโดยเฉลี่ย (Ruling span) และนำค่านี้ไปใช้ในการคำนวณค่าระยะ

ห้อยและ แรงดึงที่ภาวะการต่างๆ สำหรับในการปฏิบัติงานจริงระหว่างระหว่างเสาน้ำ อาจจะมีค่ามากกว่าหรือน้อยกว่า Ruling span นี้เพราะความมีการหักเหของสิ่งกีดขวางที่เป็นอุปสรรคต่อการตั้งเสาน้ำออกไป สำหรับโครงการนั้นจะกำหนดระยะ Ruling span ตามระดับแรงดันที่ใช้คือ

- แรงดัน 115 กิโลโวลต์ กำหนดให้ ruling span เป็น 330 เมตร
- แรงดัน 230 กิโลโวลต์ กำหนดให้ ruling span เป็น 430 เมตร
- แรงดัน 500 กิโลโวลต์ กำหนดให้ ruling span เป็น 490 เมตร

การกำหนดระยะ Clearance ของสาย  
 ระยะ Clearance ของสายส่งในแนวดิ่ง กำหนดให้ห่างจากด้านล่างนี้ Recommended Minimum Vertical Clearance of Conductor

Case no.	Nature of Clearance	Minimum Vertical Clearance		
		115kV	230kV	500kV
1	Ground	7	8.4	11
2	River	10.5	11.5	18
3	Highway	9	10	14.5
4	Railway	10.5	11.5	16
5	Electric line	14	15.5	33

ระยะ Clearance คือ ระยะห่างที่น้อยที่สุดระหว่างสายส่งกับสิ่งต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อสายส่ง เพื่อป้องกันอันตรายที่จะเกิดขึ้นเมื่อเกิดความผิดปกติขึ้นกับสายส่ง

การคำนวณความสูงของเสาน้ำ

ความสูงของเสาน้ำ เราสามารถหาได้จากค่าความห้อยของสาย ซึ่งจะคิดในกรณีที่น้ำหนักสุด คือสายจะมีความห้อยลงมากที่สุดนั่นเอง เมื่ออุณหภูมิมีค่าเพิ่มขึ้น จากการเก็บข้อมูลสภาพอากาศจะได้ว่า การห้อยของสายจะลดลง จะทำให้อุณหภูมิเป็น 75 องศาเซลเซียส เมื่อได้ระยะห้อยแล้วจะได้ค่าความสูงช่วงต่างๆของเสาน้ำดังนี้

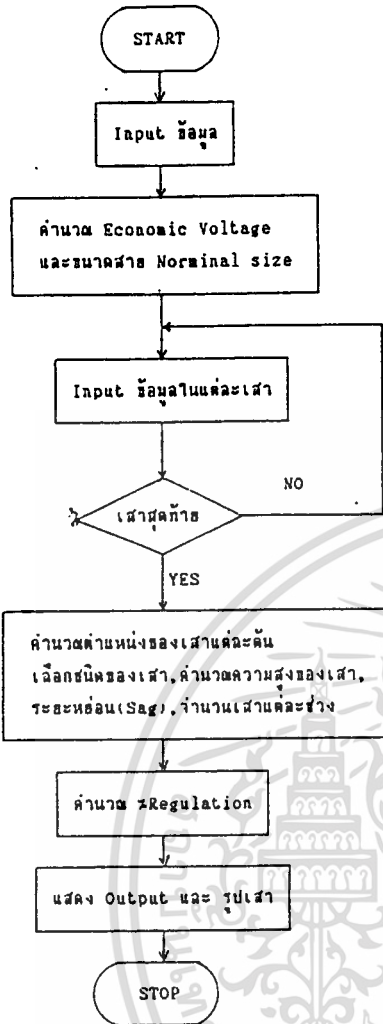
- ระยะความยาวของ Cross Arm (Lc)
- $Lc = \text{ความยาวของลูกถ้วย} \cdot \sin\theta + E \cdot \cos V/k' + 0.5$
- เมื่อ  $\theta$  = มุมกว้างของลูกถ้วยเชื่อมมุม
- $k' = 150, 125, 100$  ที่แรงดัน 115, 230 และ 500 kV พหุนามัน
- ระยะจากขนานกลางสายส่งถึงระดับพื้นดิน (Hag)
- $Hag = \text{sag ที่ } 75^\circ C + \text{ความยาวของชุดลูกถ้วย (กรณีที่เป็นแบบขนาน)} + \text{Clearance}$
- ระยะห่างระหว่างขนานของเสาน้ำ (Haa)
- $Haa = k \cdot \sqrt{(\text{sag ที่ } 75^\circ C + \text{ความยาวของลูกถ้วย} + E \cdot \cos V/k'}$
- เมื่อ  $k = 0.75$
- ระยะห่างระหว่างสายดิน Overhead ground wire ถึงขนานบนสุดของเสาน้ำ (Hoa)
- $Hoa = \text{sag OHG ที่ } 27^\circ C - \text{sag ที่ } 27^\circ C + 10$

จะได้ว่าความสูงของเสาน้ำจะเท่ากับ

$$H = Hag + (2 \cdot Haa) + Hoa$$

ซึ่งค่าความสูงที่ได้นี้ เป็นค่าความสูงของเสาน้ำอย่างต่ำที่สุด ซึ่งมีความปลอดภัยทางไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งในการปฏิบัติงานจริง จะนำเอาค่าร้อยละเหล่านี้ไปใช้ในการออกแบบด้านโยธา เพื่อให้เสาน้ำมีความแข็งแรง คงทนต่อการใช้งานต่อไป

**FLOWCHART ของโปรแกรม**



TYPE	TOWER HEIGHT(s)	SAG(s)	NUMBER OF TOWER
AT INTERVAL #1			
SUBINTERVAL #1			
Suspension	42.82	9.61	2
Suspension	43.15	12.39	21
Tension/Deadend	43.45	12.19	1
Suspension	41.32	3.61	2
Suspension	44.27	11.96	21
Suspension	45.65	12.39	22
SUBINTERVAL #2			
Suspension	43.25	18.39	48
SUBINTERVAL #3			
Suspension	43.13	10.97	2
Suspension	42.49	13.04	16
Suspension	42.49	13.04	15
Tension/Deadend	42.49	13.04	1
AT INTERVAL #2			
SUBINTERVAL #1			
Suspension	42.54	11.86	70
SUBINTERVAL #2			
Suspension	42.46	13.02	1
Tension/Deadend	42.46	13.02	1
Suspension	42.46	13.02	33
AT INTERVAL #3			
SUBINTERVAL #1			
Suspension	42.54	11.86	70
SUBINTERVAL #2			
Suspension	40.13	15.57	2
Suspension	44.17	19.30	21
Suspension	40.13	15.57	2
Suspension	43.29	18.52	21
Suspension	44.17	19.30	21
SUBINTERVAL #3			
Suspension	43.13	10.97	2
Suspension	42.49	13.04	16
Suspension	42.49	13.04	15
Tension/Deadend	42.49	13.04	1
TOTAL NUMBER OF TOWER			
			694

**VOLTAGE REGULATION**

LINE PARAMETER OF 795 MCM CONDUCTOR

R = 0.1339  
 IL = 0.73991  
 Ic = 0.20993

AT SENDING END

Vs = 1.05 x (230/√3)  
 Va = 139430.09 Volt to neutral  
 Ia = 231.02 Amp

AT RECEIVING END

Vr = Vv.cosθrl - Isc.cisθrl  
 Vr = 137329.23 Volt to neutral  
 Ir = -Vv.sinθrl/Ic + Isc.cisθrl  
 Ir = 238.49 Amp

VOLTAGE REGULATION

=  $\frac{|Vr_{nl}| - |Vs_{nl}|}{|Vs_{nl}|} \times 100$  %  
 = 8.1543

press any key to return to main menu

**ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม**

TRANSMISSION LINE DESIGNER

DISTANCE (km) = 100.00  
 POWER (MVA) = 100.00  
 POWER FACTOR = 0.80  
 ECONOMIC VOLTAGE (kV) = 230  
 NOMINAL SIZE (MCM) = 795

press any key to return to main menu

TRANSMISSION LINE DESIGNER

**230 KV TOWER**

SINGLE CKT.

Haw = 3.146(S), 3.346(T)  
 Hsg = sag75c [+2.80(S)]  
 + clearance

press (ESC) to return to main menu

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

230 KV Single Circuit

INSULATOR	TUT/TENSION	
	SINGLE	CELLS
NUMBER OF INT.	14	1x14
LENGTH OF INT.	2.33	2.30

Enter

230 KV Double Circuit Suspension type

INSULATOR	TUT/TENSION	
	SINGLE	CELLS
NUMBER OF INT.	14	1x14
LENGTH OF INT.	2.33	2.30

Enter

TRANSMISSION LINE DESIGNER

230 KV TOWER

DOUBLE CIRC. TENSION

Max = 3.246  
Min = 3.239  
Mag = sag75a  
\* clearance

press (ESC) to return to main menu

115 KV Single Circuit

INSULATOR	TUT/TENSION	
	SINGLE	CELLS
NUMBER OF INT.	8	1x8
LENGTH OF INT.	1.40	1.70

Enter

รูปที่ 1 แสดง Output ของโปรแกรม

บทสรุป

จากการทดสอบโปรแกรม โดยการกำหนดตัวอย่างของข้อมูล เพื่อให้โปรแกรมทำการออกแบบสายส่งตามข้อมูลที่ป้อนเข้าไป และจากการทำงานของโปรแกรม สรุปได้ว่า

- ในการป้อนข้อมูล ไม่สามารถที่จะป้อนข้อมูลแนวทางเดินของสายของโปรแกรมให้ละเอียดเหมือนกับการในสภาพจริงได้ เนื่องจากในสภาพภูมิประเทศจริงๆ สภาพของพื้นที่นั้นอาจมีลักษณะขรุขระไม่ราบเรียบ ซึ่งค่าเผื่อมีเป็นสูงๆ ต่ำๆ ในการออกแบบการวิ่งสายจริงนั้น จะใช้วิธีนำ Sag-curve มาวัดเส้น ซึ่งจะทำได้จากการวิ่งสาย โดยให้มีระยะปลอดภัย (Clearance) ได้ทุกๆบริเวณและทุกๆภูมิประเทศได้

แต่สำหรับโปรแกรมนี้ ข้อมูลของสภาพภูมิประเทศจะสมมติให้พื้นดินมีความราบเรียบตลอด จะมีอุปสรรคในการสร้าง เป็นอุปสรรคใหญ่ เช่น ภูเขา, ลำคลอง, ทางรถไฟ, ถนน, สายไฟฟ้า, สายโทรศัพท์ เท่านั้นจึงอาจทำให้มีบางจุด ( ในสภาพพื้นที่จริง ) ที่มีพื้นที่ สูงๆ ต่ำๆ ได้ระยะ Clearance ไม่เพียงพอก็เป็นได้

- ในการสร้างเสาไฟฟ้าผ่านอุปสรรคต่างๆ ดังที่กล่าวมาข้างต้นคือ ภูเขา, ทางรถไฟ, ถนน, สายโทรศัพท์นั้นในโปรแกรมจะกำหนดให้สร้างเสาไฟฟ้าคร่อมอุปสรรคแบบสมมาตร (อยู่ตรงกลางพอดี) เพื่อความปลอดภัย แต่จริงๆ แล้วในทางปฏิบัตินั้นไม่จำเป็นต้องคร่อมอุปสรรคตรงกลางพอดีก็ได้ ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมเฉพาะในการกำหนดจุดตั้งเสาไฟฟ้า โปรแกรมจะสมมติให้พื้นดินมีความเรียบตรงต่อการตั้งเสาไฟฟ้าในทุกๆจุด ดังนั้นจำนวนเสาที่โปรแกรมคำนวณออกมาได้ จึงอาจวางระยะทางในขั้วนั้นๆ ทหารด้วยระยะ span ของแต่ละช่วง เพราะในการปฏิบัติจริง การคำนวณหาจุดตั้งเสานั้น

230 KV Double Circuit Tension type

INSULATOR	TENSION	
	SINGLE	CELLS
NUMBER OF INT.	13	1x13
LENGTH OF INT.	2.30	2.30

Enter

TRANSMISSION LINE DESIGNER

230 KV TOWER

DOUBLE CIRC. SUSPENSION

Max = 3.146  
Min = 3.239  
Mag = sag75a +2.50  
\* clearance

press (ESC) to return to main menu

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

จะทำงานลักษณะหาค่าจุด ๆ ไป โดยมีกาหนด ruling span เอาไว้ก่อน แล้วกาหนดจุดตั้งเสาไฟฟ้าจะขึ้นอยู่กับสภาพของพื้นดินในบริเวณนั้น ถ้าหากจุดที่ตั้งการตั้งเสามีสภาพดินอ่อนเกินไป ก็จะมีการเลื่อนเสาหรือเลื่อนลวดออกไปได้ ซึ่งลวดทำให้จำนวนเสามีค่าลดลงเคลื่อนไปจากโปรแกรมหาค่ามาได้

#### กิจกรรมประเภท

ในทำนองนี้ คณะผู้จัดทำ ขอกราบขอบพระคุณ เป็นอย่างสูง แก่ อาจารย์ นพพล วิลาจินดาภรตฤกษ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงการของผู้จัดทำที่ให้ความรู้ และคำปรึกษาต่างๆ แก่คณะผู้จัดทำเป็นอย่างดี เจ้าหน้าที่และพนักงาน กองวิศวกรรมสายส่ง กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทุกท่านที่ได้เสียสละเวลาในการให้คำปรึกษา และให้ความอนุเคราะห์ข้อมูล ในการออกแบบโครงการนี้ท่านอาจารย์ทุกท่านและบุคลากรของคณะผู้จัดทำที่ได้อบรมสั่งสอนทุกสิ่งทุกอย่างจนกระทั่งมีวันนี้ได้ รวมทั้งเพื่อน ๆ และพี่น้องทุกคน ที่ได้ช่วยในการแลกเปลี่ยนความคิดเห็นและเป็นกำลังใจตลอดมา

#### เอกสารอ้างอิง

1. สมเกียรติ นโธประการ "วิศวกรรมการส่งและจ่ายไฟฟ้า" โรงพิมพ์คุรุสภาลาดพร้าว, 2515
2. ชาลิต คำทรงรัตน์ "การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า" น.ซีเอ็ดดูเคชั่น จก.
3. Electricity Generating Authority of Thailand "Construction of Transmission Line" Transmission Line Engineering Division Transmission System Engineering Department
4. M.L.SONI , P.V.GUPTA, U.S.BHATNAGAR " A COURSE IN ELECTRICAL POWER " Dhanpat Rai & Sons
5. Electricity Generating Authority of Thailand "CONTRACT DOCUMENT VOLUME III OF III DRAWING for Construction of 500 kV Transmission Line MAE MOH - THA TA TAKO LINE NO.2 500 kV Transmission System Protect "

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ตัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

# การออกแบบระบบส่งจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์ DISTRIBUTION LINE DESIGNING USING MICRO-COMPUTER

มณฑล ฉลาดินหาไตรฤกษ์ \*  
จักราช ตรีเศษ \*\*

**บทคัดย่อ**

ในบทความฉบับนี้ได้นำเอาไมโครคอมพิวเตอร์มาประยุกต์ในการออกแบบระบบส่งจำหน่ายกำลังไฟฟ้า ซึ่งในขั้นตอนของการออกแบบนั้นจะต้องคำนวณแรงดันไฟฟ้าที่เหมาะสมที่จะใช้ส่ง จากนั้นก็จะสามารถกำหนดขนาดของสายลวดนำโดยพิจารณาจากแรงดันและค่ากระแส และเลือกความสูงของเสาที่เหมาะสมต่อลวดระยะ SPAN และ ระยะ SAG ของสายลวดนำ นอกจากนี้ยังตั้งพิจารณาเลือกแบบ และ จำนวนลวดกั้นโดยพิจารณาจากแรงดันและลักษณะการติดตั้ง ตลอดจน ค่าแรงดันโมเมนต์ที่กระทำบนเสา และ CROSS-ARM ซึ่งถ้าเป็นเสาที่ค้ำค้ำบน DEAD END POLE หรือเสาหักมุมจำเป็นต้องมี GUY WIRE มาช่วยยึดเสาเพื่อความปลอดภัย ซึ่งขั้นตอนต่างๆ ในการออกแบบระบบส่งจำหน่ายกำลังไฟฟ้าซึ่งได้นำเอาไมโครคอมพิวเตอร์มาประยุกต์ใช้ในการคำนวณ และ เลือกแบบที่เหมาะสมทั้งหมด โดยใช้มาตรฐานของการไฟฟ้าส่วนกลาง, การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคอ้างอิง โดยขนาดแรงดันที่ใช้ในระบบส่งจำหน่าย ต้องมีค่าไม่เกิน 69 กิโลโวลต์

**Abstract**

In designing distribution power system we have to calculate appropriate voltage. After that we have to determine the size of conductor based on voltage and amount of current, and then we have to appropriate the height of poles, span and sag of conductors. In addition, we have to appropriate type and amount of insulator based on voltage and pattern of insulation. Also, we have to calculate momentum forces occurring at the poles and cross arms. If the pole happen to be of the dead end type or the corner poles we need to have guy wires to help attach and lock the poles for safety factor of poles and conductor tension.

In every step of designing the distribution power system as present in dissertation, a micro computer use to calculate and determine appropriate types of materials and installation pattern based on standard specification of MEA and PEA. The maximum voltage determined as not exceeding 69 kilovolt.

**บทนำ**

ในการออกแบบระบบส่งจำหน่ายระบบไฟฟ้านั้นจะต้องมีการออกแบบ และ วิเคราะห์ในด้านต่างๆ ได้แก่

- Tower Analysis and Design
- Wire Loads
- H-Frame Design, Analysis and Reliability
- Pole Design, Analysis and Reliability
- Moment Fundation Analysis and Design

- Transmission Line Optimization
- Sag-Tention Analysis
- Lightning Flashovers of Transmission Lines
- Right-of-Way Sharing With Rail Road and Pipelines
- Dynamic Ampacity
- Grounding Analysis of Transmission Lines
- Radio Noise
- Corona Effect and Electric Field Profiles
- Environmental Impacts of AC and DC lines
- 3-D Magnetic Field Computations

ซึ่งในบทความนี้ จะกล่าวถึงเฉพาะ การออกแบบในส่วนที่เกี่ยวกับ Pole Design, Moment Fundation Analysis, Sag-Tension Analysis ซึ่งการนำเอาไมโครคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณและออกแบบจะทำให้ประหยัดเวลา แรงงานและค่าใช้จ่ายได้มาก

**ทฤษฎีและการทำงานของ Program**

1. การคำนวณแรงดันจากสูตร  $V = 5.5 \sqrt{\frac{L}{1.9} + \frac{P}{100}}$  ให้แรงดันออกมา

ในหน่วย kV จากนั้นก็เลือกระดับแรงดันที่จะส่งจึงได้แก่ 11, 12, 22, 24, 33, 69 kV โดยเทียบเคียงกับโวลต์แรงที่หาขนาดได้มากที่สุด

2. การเลือกความสูงของเสาจากแรงดันที่ส่ง และจำนวนแรงที่จะส่งดังนี้
- |                       |                |         |
|-----------------------|----------------|---------|
| 11, 12, 22, 24, 33 kV | 1 แรงใช้เสาสูง | 12 เมตร |
|                       | 2 แรงใช้เสาสูง | 14 เมตร |
| 69 kV                 | 1 แรงใช้เสาสูง | 20 เมตร |

3. การเลือกสายลวดจากสภานทางไฟฟ้าและทางกล  
ทางไฟฟ้า

หากกระแส ในจำนวนได้จาก  $I = \frac{KVA}{\sqrt{3} KV}$

จากนั้นนำกระแสที่ได้ไปเปรียบเทียบกับตารางสาย AAC หรือ ACSR ตามที่เลือก โดยเลือกขนาดสายที่กระแสให้มากกว่า I ที่คำนวณได้จึงในตารางนั้นหาค่าสัมประสิทธิ์ของเสาที่หาค่าได้แก่ เส้นผ่าศูนย์กลาง, โท่น/กิโลเมตร, น้ำหนักสาย กิโลกรัม/กิโลเมตร, แรงดึงในสายที่ทนได้เป็น กิโลกรัม หรือนิวตัน จากนั้นคำนวณหาค่าต่างๆได้แก่

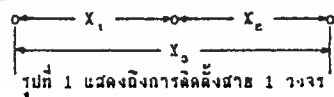
$X_L = 2 \pi f \times 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_m}{r} \times 0.7253$  (สำหรับ 1 แรง)

เมื่อ f คือ ความถี่ที่ใช้ส่ง 50 Hz

r คือ รัศมีของสายที่ได้จากตาราง

D<sub>m</sub> คือ ค่าเฉลี่ยของเรขาคณิตของระยะห่างระหว่างสายมีค่า

ดังนี้



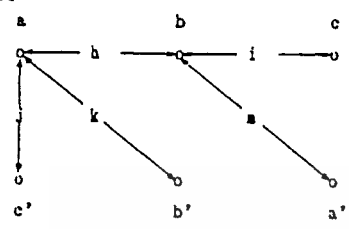
- \* อาจารย์คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- \* อาจารย์คณะวิศวกรรมศาสตร์ วิทยาลัยมหานคร
- นักศึกษาวชิรวิทย์ คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

$$D_m = \sqrt[3]{X_1 X_2 X_3} \quad (\text{m})$$

- ตอบ 11 kV :  $X_1 = 0.4, X_2 = 0.9, X_3 = 1.3$   
 22 kV :  $X_1 = 0.75, X_2 = 1.55, X_3 = 2.3$   
 33 kV :  $X_1 = 0.95, X_2 = 1.85, X_3 = 2.8$   
 69 kV :  $X_1 = 1.83, X_2 = 1.83, X_3 = 3.66$

หาค่า  $X_L$  สำหรับ 2 วงจร  
 $X_L = 2 \pi f \times 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{eq}}{D_s}$

คำนวณ  $D_{eq}$



รูปที่ 2 แสดงถึงการติดตั้งสาย 2 วงจร

$$D_{ab} = \text{mutual GMD ระหว่างเฟส a ใดกับ b ใด}$$

$$= \sqrt[4]{(ab.ab')(a'b.a'b')}$$

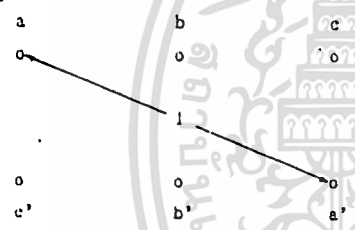
$$= \sqrt[4]{k h i m}$$

$$D_{bc} = \sqrt[4]{k h i m}$$

$$D_{ca} = \sqrt[4]{j n}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}} = \sqrt[3]{(hijkmn)^{1/2}}$$

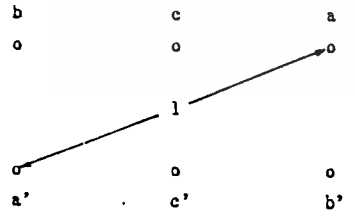
คำนวณ  $D_{eq}$



คำนวณหนึ่งของสาย a ออกนอกสมมติ  $D_{ab}$



คำนวณหนึ่งของเฟสคู่ตรงกลางได้  $D_{bc}$



คำนวณหนึ่งของเฟสคู่ตรงกลางได้  $D_{ca}$   
 รูปที่ 3 แสดงการคำนวณหาค่า  $D_{eq}$

ที่  $r' = \text{GMR}$

$$D_{a1} = \sqrt[4]{r' l r' l} = \sqrt[4]{r'^2 l^2}$$

$$D_{a2} = \sqrt[4]{r' j r' j} = \sqrt[4]{r'^2 j^2}$$

$$D_{a3} = \sqrt[4]{r' l r' l} = \sqrt[4]{r'^2 l^2}$$

$$D_{eq} = \sqrt[3]{D_{a1} D_{a2} D_{a3}} = \sqrt[3]{r'^2 (r' j)^{1/2}}$$

Tab

kV	b	i	j	k	m	n	l
11	0.4	0.9	2	2.04	2.19	1.3	2.39
22	0.75	1.55	2	2.14	2.53	2.3	3.05
33	0.95	1.85	2	2.22	2.72	2.8	3.34

หาค่า Impedance ในสายส่งต่อหนึ่งเฟส คือ

$$Z = \sqrt{R_e^2 + X_L^2} \quad \text{โอม / เมตร}$$

จะได้

$$\text{LOSS} = I^2 Z \quad \text{Watt}$$

เมื่อ Loss คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย (watt)

$$\% \text{Reg} = \frac{\text{Loss}}{\text{VA}} \times 100$$

เมื่อ %Reg คือ Percentage of Regulation

VA คือ กำลังกึ่ง (VA)

Loss คือ กำลังไฟฟ้าสูญเสียในสาย (W)

ผ่านทางกล

จากหาทางคุณสมบัติของสาย สายที่เลือกไว้จาก คุณสมบัติทางไฟฟ้าที่ได้ จะได้น้ำหนักของสายต่อเมตร และ แรงดึงสูงสุดที่ทนได้ โดยจะสามารถหาแรงดึงสูงสุดได้จากสูตร

$$T = \frac{vL^2}{8d}$$

เมื่อ T คือ แรงดึงในสาย (kg)

v คือ น้ำหนักของสาย ต่อเมตร (kg/m)

L คือ Span ซึ่งกำหนดตามมาตรฐานการไฟฟ้า (m)

d คือ Sag ซึ่งกำหนดตามมาตรฐานการไฟฟ้า (m)

แล้วจึงนำค่าแรงดึงสูงสุดจากตารางมาเปรียบเทียบกับค่าที่คำนวณได้ ถ้าค่าที่คำนวณได้มีค่ามากกว่าในตารางแสดงว่าสายไม่สามารถรับแรงดึงได้จึงต้องคำนวณสายใหม่ (สายเสริมโรเล็ก) โดยคำนวณใหม่ตั้งแต่อาจสอบคุณสมบัติทางด้านไฟฟ้าอีกครั้ง

4. การประมาณจำนวนเสาที่ใช้

$$\text{จำนวนเสาที่ใช้จะมีค่าอย่างต่ำที่สุด} = \frac{\text{Distance}}{\text{Max Sag}}$$

ซึ่งจำนวนเสาที่ใช้จึงอาจเปลี่ยนแปลงตามความเหมาะสมได้

5. การคำนวณแรงดึงในแต่ละเสา

ซึ่งสามารถคำนวณเป็นเสาหรือเป็นชุดได้ ( ในกรณีเสาชนิดเพียวกันทั้งชุด ) โดยการกรอกร้อยเลขของเสาของเสาที่เริ่มถึงเสาสุดท้ายในชุดนั้น และการกรอกร้อยเลข Span, Sag ในแต่ละเสา จะสามารถคำนวณแรงดึงได้จากสูตร  $T = \frac{vL^2}{8d}$  เช่นเดิมเมื่อ v คือน้ำหนักของสาย

ต่อเมตรของสายที่ใช้

6. การเลือกลูกถ้วย โพล์ที่ใช้ไปบนทาวเวอร์จะระบุชนิดของเสาว่าเป็นชนิดใด

1. Straight Way Pole
2. Angle Pole ( ถ้าเป็นชนิดนี้จะระบุชนิดด้วย )
3. Dead end Pole

-ถ้าเป็นชนิด Straight Way Pole หรือ Angle Pole น้อยกว่า 5 อังศ

- 11,12 kV ใช้ลูกถ้วยชนิด Pin Type 2 ชั้น 1 ลูกต่อเฟส
- 22,24,33 kV ใช้ลูกถ้วยชนิด Suspension Type 3 ชั้น 1 ลูกต่อเฟส
- 69 kV ใช้ลูกถ้วยชนิด Suspension Type 7 ลูกต่อเฟส

-ถ้าเป็นชนิด Angle Pole มากกว่า 5 อังศ หรือ Dead end

- 11,12,22,24,33 kV ใช้ลูกถ้วยชนิด Suspension Type
- รับแรงดึงในแนวนอนด้านละ 3 ลูก รวมเป็น 6 ลูกต่อเฟส รวมกับ Pin Type เพิ่มอีก 1 ลูก

- 69 kV ใช้ลูกถ้วยชนิด Suspension Type ดึงรับแรงในแนวนอนด้านละ 9 ลูก รวมเป็น 18 ลูกต่อเฟส รวมกับ Suspension ในแนวดิ่งของเฟส 7 ลูก เป็น 25 ลูก

7. เลือก Cross-Arm และคำนวณ Bending Moment บน Cross-Arm

โดยดูจาก รูป

-ถ้าเป็น Straight Way Pole จะใช้ Wood Cross-Arm

- 11,12 kV ใช้ขนาด 100 \* 100 \* 1500 มม.
- 22,24 kV ใช้ขนาด 100 \* 100 \* 2000 มม.
- 33 kV ใช้ขนาด 100 \* 100 \* 3000 มม.
- 69 kV ใช้ขนาด 127 \* 127 \* 3000 มม. 3 อัน

( อันละเฟส )

-ถ้าเป็น Angle Pole น้อยกว่า 5 อังศ

จะใช้เหมือน Straight Way Pole แต่เพิ่มเป็น 2 อัน ( Double Cross-Arm )

-ถ้าเป็น Angle Pole 5 - 30 อังศ ใช้ Spun Prestressed Concrete Cross-Arm

- 11,12,22,24 kV ใช้ขนาด 100 \* 100 \* 2500 มม. 2 อัน
- 33 kV ใช้ขนาด 120 \* 120 \* 3000 มม. 2 อัน
- 69 kV ใช้ขนาด 127 \* 127 \* 3000 มม. 2 อัน

คัลเฟส รวมเป็น 6 อัน

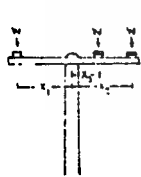
-ถ้าเป็น Angle Pole มากกว่า 30 อังศ หรือ Dead end ใช้เหมือนกันเป็น 5 - 30 อังศ

- 11,12,22,24 kV ใช้ขนาด 100 \* 100 \* 2000 มม. 2 อัน
- 33 kV ใช้ขนาด 120 \* 120 \* 2500 มม. 2 อัน
- 69 kV ใช้ขนาด 127 \* 127 \* 3000 มม. 2 อัน

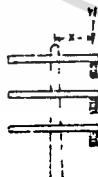
คัลเฟส รวมเป็น 6 อัน

การคำนวณ Bending Moment ของ Cross-Arm

-ถ้าเป็น Straight Way Pole



11,12,22,24,33 kV



69 kV

รูปที่ 4 แสดงการหา Bending Moment ของ Cross-Arm

11,22,33 kV Cross-Arm Bending Moment (CBM)

$$CBM = wx_1 + wx_2 + wx_3$$

เมื่อ  $w = w_1 + w_2$  ;

$w_1$  = น้ำหนักลูกถ้วย Pin type (kg)

$w_2$  = น้ำหนักสายต่อช่วง Span (kg)

$x_1, x_2, x_3$  = ระยะจากจุดกึ่งกลางเสาดึงจตุรบันน้ำหนัก

69 kV Cross-Arm Bending Moment (CBM)

$$CBM = wx$$

$w_1$  = น้ำหนักลูกถ้วย Pin Type (kg)

$w_2$  = น้ำหนักสายต่อช่วง Span (kg)

$X$  = ระยะจากจุดกึ่งกลางเสาดึงจตุรบันน้ำหนัก = 1.5 ม

-ถ้าเป็น Angle Pole ค่ากว่า 5 อังศ จะใช้ Double Cross-Arm จะคิดเหมือนกับ Straight Way Pole แต่น้ำหนักของลูกถ้วยจะต้องถูกเพิ่มเข้าไปเมื่อมีการใช้ลูกถ้วยเพิ่ม (ซึ่งได้ระบุในขั้นตอนการเลือกลูกถ้วย) และ น้ำหนักสาย หลังจากหาสองพหุ Cross-Arm แล้วก็นำมาแบ่ง

8. การคำนวณ Bending Moment ของเสา

$$\text{คำนวณจากสูตร } BM = 6 T \sin \left[ \frac{\alpha}{2} \right] + [ \text{จำนวนสายหนึ่ง * แรงลม} + \text{เส้นผ่าศูนย์กลางของสาย * ความสูงของเสา} ]$$

เมื่อ  $T$  คือ แรงดึงในสาย (kg)

$\alpha$  คือมุมของเสาในกรณี Angle Pole ( ถ้าเป็น Straight Way Pole  $\alpha = 0$  )

$$\text{ความยาวของสาย} = \frac{\text{Span} + \frac{w^2 L^2}{8T^2}}$$

เมื่อ  $w$  คือ น้ำหนักสายต่อ km (kg/km)

$L$  คือ Span (ม.)

$$\frac{2}{2}$$

$T$  คือ แรงดึงในสาย (kg)

9. เลือก Guy

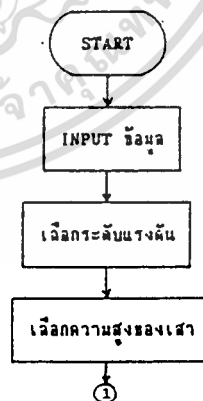
การใช้ Guy จะใช้กรณี Angle Pole 5 อังศ ขึ้นไป และ กรณี Dead end Pole โดยจะเลือกจาก Mono graphic Diagram

10. แสดงรูปแผนและรูป Span ,Sag

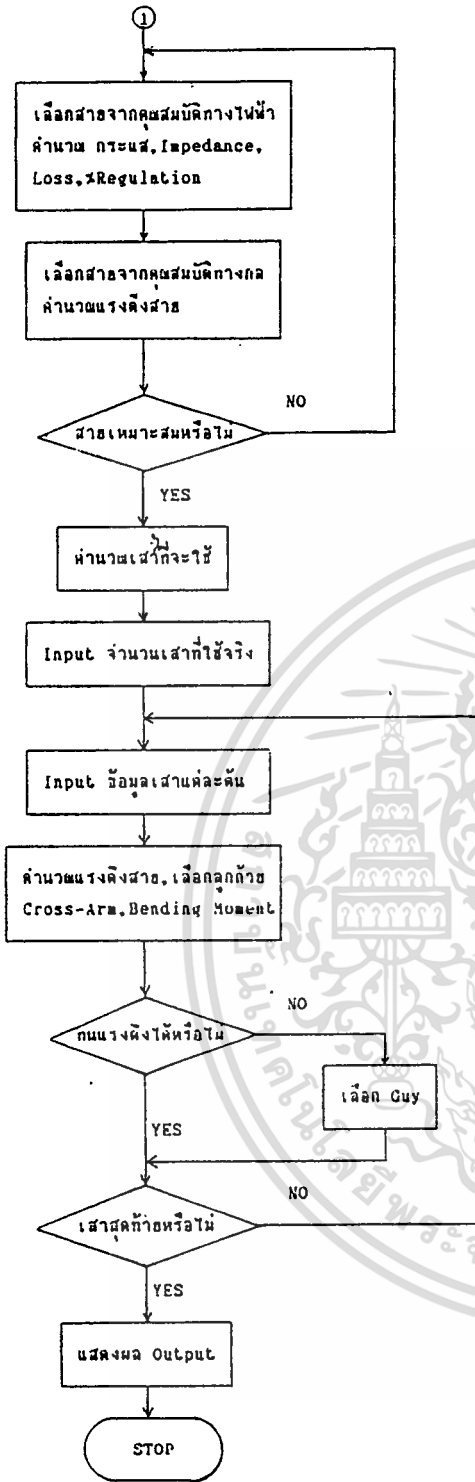
11. จากนั้นเริ่มทำคั้งชนิดอื่น 5 ถึงข้อ 10 จนถึงเลขที่ของเสาที่ระบุไว้

12. เมื่อครบขั้นตอนแล้วไปบนทาวเวอร์จะแสดง Output ออกมา

FLOWCHART ของโปรแกรม



ผลิตภัณฑ์ไฟฟ้าจากโปรแกรม

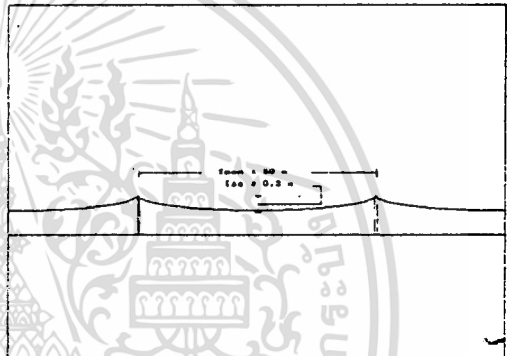


DISTRIBUTION DESIGN AND ANALYSIS

SELECT VOLTAGE  
 THE DISTANCE OF TRANSMISSION LINE = 30.00 km  
 LOAD OF TRANSMISSION LINE = 1000.00 kW  
 THE COMFORTABLE VOLTAGE TO SEND = 29.49 kV  
 SELECT VOLTAGE = 33.00 kV

SELECT POLE  
 THE NO. OF CIRCUIT = 1 CIRCUIT  
 USES CONCRETE POLE  
 THE HEIGHT OF POLE = 12 m

SELECT CABLE  
 MAXIMUM SPAN = 40.00 m  
 MINIMUM SAG = 0.50 m  
 USES CONDUCTOR AAC 16 mm<sup>2</sup>  
 CURRENT IN CONDUCTOR = 17.50 A  
 IMPEDANCE = 59.57 Ohm  
 LOSS IN CONDUCTOR = 17009.25 W  
 PERCENTAGE OF REGULATION = 1.70 %  
 TENSION IN CONDUCTOR = 70.40 kg



POLE NO. 1 TO POLE NO. 2  
 TYPE OF POLE = DEAD END POLE

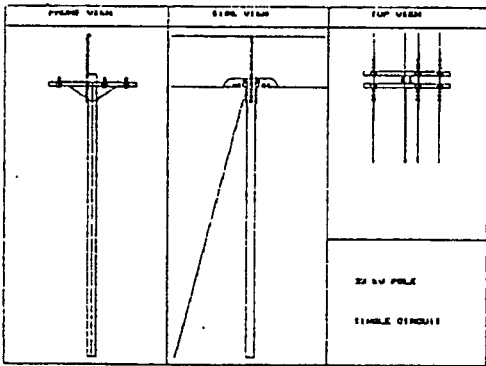
CALCULATE SENDING MOMENT  
 THE LENGTH OF CONDUCTOR USE IN THIS SPAN = 40.001042 m  
 BENDING MOMENT = 322.41 kg-m

CALCULATE TENSION  
 SPAN = 40.00 m  
 SAG = 0.50 m  
 THE TENSION IN CONDUCTOR = 17.60 kg

SELECT INSULATOR  
 FOR EACH CONDUCTOR  
 USES INSULATOR PIN TYPE 3 Layer  
 SUSPENSION TYPE X 3 FOR EACH SIDE

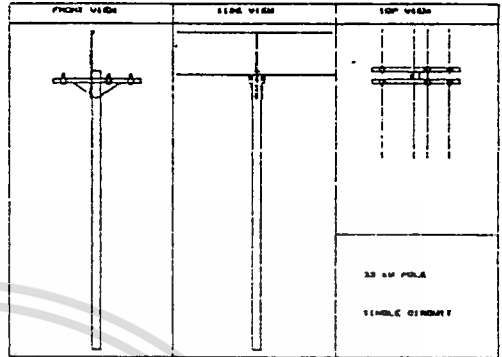
SELECT CROSS-ARM  
 USES 2 x SPUM PRESTRESSED CONCRETE CROSS-ARM  
 SIZE 120 X 120 X 2,500 mm  
 BENDING MOMENT OF EACH CROSS-ARM = 163.14 kg-m

SELECT GUY WIRE  
 USE STEEL STAND GUY WIRE 35mm<sup>2</sup>  
 GUY ANCHOR FROM POLE = 5 m



SELECT INSULATOR  
FOR EACH CONDUCTOR  
USES INSULATOR PIN TYPE 3 Layer X 2

SELECT CROSS-ARM  
USES 2 X WOOD CROSS-ARM  
SIZE 100 X 100 X 3,000 mm  
BENDING MOMENT OF EACH CROSS-ARM = 40.24 kg-m



POLE NO. 2 TO POLE NO. 290  
TYPE OF POLE = STRAIGHT WAY POLE

CALCULATE BENDING MOMENT  
THE LENGTH OF CONDUCTOR USE IN THIS SPAN = 80.008333 m  
BENDING MOMENT = 644.37 kg-m

CALCULATE TENSION  
SPAN = 80.00 m  
SAG = 0.50 m  
THE TENSION IN CONDUCTOR = 70.40 kg

SELECT INSULATOR  
FOR EACH CONDUCTOR  
USES INSULATOR PIN TYPE 3 Layer

SELECT CROSS-ARM  
USES WOOD CROSS-ARM  
SIZE 100 X 100 X 3,000 mm  
BENDING MOMENT OF EACH CROSS-ARM = 48.32 kg-m

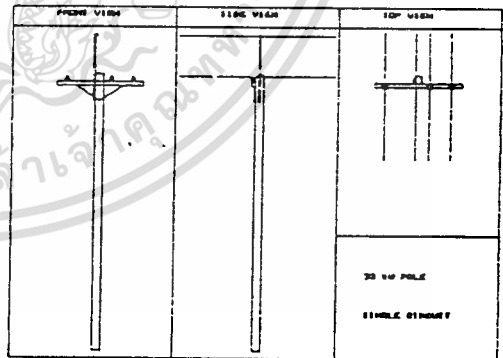
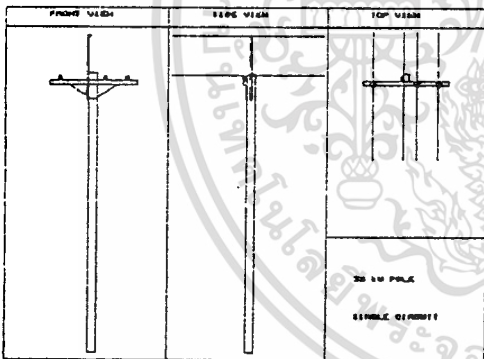
POLE NO. 305 TO POLE NO. 499  
TYPE OF POLE = STRAIGHT WAY POLE

CALCULATE BENDING MOMENT  
THE LENGTH OF CONDUCTOR USE IN THIS SPAN = 40.001042 m  
BENDING MOMENT = 322.41 kg-m

CALCULATE TENSION  
SPAN = 40.00 m  
SAG = 0.50 m  
THE TENSION IN CONDUCTOR = 17.50 kg

SELECT INSULATOR  
FOR EACH CONDUCTOR  
USES INSULATOR PIN TYPE 3 Layer

SELECT CROSS-ARM  
USES WOOD CROSS-ARM  
SIZE 100 X 100 X 3,000 mm  
BENDING MOMENT OF EACH CROSS-ARM = 41.09 kg-m



POLE NO. 290 TO POLE NO. 305  
TYPE OF POLE = ANGLE POLE 3 DEG

CALCULATE BENDING MOMENT  
THE LENGTH OF CONDUCTOR USE IN THIS SPAN = 40.001042 m  
BENDING MOMENT = 455.10 kg-m

CALCULATE TENSION  
SPAN = 40.00 m  
SAG = 1.00 m  
THE TENSION IN CONDUCTOR = 8.80 kg

=====

POLE NO. 439 TO POLE NO. 500  
 TYPE OF POLE = DEAD END POLE

=====

CALCULATE BENDING MOMENT  
 THE LENGTH OF CONDUCTOR USE IN THIS SPAN = 40.001042 m  
 BENDING MOMENT = 322.41 kg-m

=====

CALCULATE TENSION  
 SPAN = 40.00 m  
 SAG = 1.00 m  
 THE TENSION IN CONDUCTOR = 9.80 kg

=====

SELECT INSULATOR  
 FOR EACH CONDUCTOR  
 USES INSULATOR PIM TYPE 3 Layer  
 SUSPENSION TYPE X 3 FOR EACH SIDE

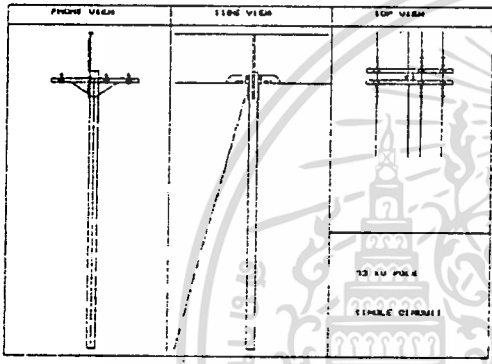
=====

SELECT CROSS-ARM  
 USES 2 X SPUN PRESTRESSED CONCRETE CROSS-ARM  
 SIZE 120 X 120 X 2,500 mm  
 BENDING MOMENT OF EACH CROSS-ARM = 163.14 kg-m

=====

SELECT GUY WIRE  
 USE STEEL STAND GUY WIRE 95mm2  
 GUY ANGLE FROM POLE = 5 m

=====



=====

THE LENGTH OF CONDUCTOR PERPHASE IN THIS ROOT = 11.4826197920 km

=====

รูปที่ 5 แสดงภาพ Output ของโปรแกรม

บทสรุป

เนื่องจากระบบ Electrical Distribution มีเนื้อหาที่กว้างและมีรายละเอียดมากหากต้องการเก็บรวบรวมข้อมูลให้ครบทั้งหมด ในเวลาจำกัด ฉะนั้นบทความจึงทำการออกแบบได้เฉพาะส่วนที่เป็นอุปกรณ์หลัก เช่น สาย คาน้ำ เสาส่ง Cross-Arm ลูกถ้วย สาย Guy ข้อมูลอุปกรณ์เหล่านี้ส่วนใหญ่นำมาจาก การไปหน้าภูมิภาค การไปหน้านครหลวง และจากบริษัทต่างๆ ส่วนในกาวิเคราะห์ จะเป็นการวิเคราะห์โครงข่ายทางกล โดยจะคำนวณแรง และ โมเมนต์ที่เกิดขึ้นในอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งในการวิเคราะห์ ไม่ได้คำนึงถึงสภาพแวดล้อมภายนอกที่อาจเปลี่ยนแปลงได้

การแสดงผลของโปรแกรม มีการแสดงผลเป็นตาราง และเป็นรูปภาพใน ส่วนการแสดงผลเป็นรูปภาพ เนื่องจากใช้โปรแกรมภาษาปาสคาล ซึ่งมี ความยาวค่ามากในการวาดภาพ ภาพที่ได้อาจจะไม่สวยงามนัก

โปรแกรมการออกแบบและวิเคราะห์ระบบจำหน่าย Electrical Distribution ที่จัดทำขึ้นเป็นเพียงการออกแบบและวิเคราะห์ขั้นพื้นฐาน ตามรูปแบบการติดตั้งเสาค้ำที่เห็นทั่วไปจึงไม่สามารถวิเคราะห์ในกรณีเฉพาะเจาะจงลงไปได้ ซึ่งหากได้รับการปรับปรุง โดยเพิ่มเติมส่วนกรณีพิเศษจาก ผู้มีประสบการณ์ทางด้านระบบจำหน่าย Electrical Distribution จะทำให้โปรแกรมมีความสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

Reference

1. ANTONY J. PASINI "Electrical Distribution Engineering" Waco, Tescas : MCGRAW - HILL BOOK COMPANY, 1986
2. WILLIAM D-STEVENSON, Jr "Element of Power System Analysis." North Carolina : MCGRAW - HILL BOOK COMPANY, 1982
3. TURAN GONEN "Electrical Power Transmission System Engineering" Sacramento, California : JOHN WILEY & SONS, [No.], 1988
4. สมเกียรติ นโธประการ "วิศวกรรมการส่งและจ่ายไฟฟ้า" พิมพ์ครั้งที่ 4 พ.ศ. 2522 บริษัท ไทโรวิศวกรรม จำกัด

กิจกรรมประกาศ

คณะผู้จัดทำขอขอบคุณ แม่นกนาคารฐาน การไปหน้านครหลวง สำนักงานเขตคลองเตย กักรเขาให้คำปรึกษา และ ให้ข้อมูลมาคารฐานของการไปหน้าขอขอบคุณ ผมนราทาล โกกนุก วิศวกรโครงสร้าง ห้างหุ้นส่วนจำกัดลุด้าอุตสาหกรรมทให้ข้อมูล แบบของลูกถ้วย และ บทความฉบับนี้จะสำเร็จไม่ได้หากขาด อาจารย์ธ มีลาจินดาโกทรฤกษ์ ผู้คอยให้คำปรึกษาและแนะนำคณะผู้จัดทำขอขอบคุณ อาจารย์ธเป็นออย่างสูง

# การวางสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้คอมพิวเตอร์กราฟิกส์

## Transmission Line Laying Using Computer Graphics

จักรวาล เดชวิเศษ \*

มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ \*\*

บทคัดย่อ บทความนี้ เป็นการนำเอาไมโครคอมพิวเตอร์ มาช่วยวิเคราะห์ และ ออกแบบ ในส่วน ของ ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า โดยอ้างอิงกับการใช้งานจริงของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่ใช้อยู่ในปัจจุบันในประเทศไทย ที่ระดับแรงดัน 115 , 230 และ 500 กิโลโวลต์ ขั้นตอน การ วิเคราะห์ และ ออกแบบทั้งหมดจะประกอบด้วย การออกแบบการวางเสาไฟฟ้าแรงสูงลงบน ภูมิประเทศ ซึ่งอาศัยเทคนิคของคอมพิวเตอร์กราฟิกส์ ในการแปลงสภาพของภูมิประเทศจากแผนที่ แจกแจงระดับความสูงของภูมิประเทศมาเป็นข้อมูลทางตัวเลข เพื่อใช้ในการคำนวณตำแหน่งที่ เหมาะสมในการวางเสาไฟฟ้า โดยการวิเคราะห์ จะรวมถึง การคำนวณระยะห่างของเสาแต่ละต้น ระยะหย่อน แรงตึงในสาย โดยคำนึงถึง ความปลอดภัย ความประหยัด เป็นหลักเกณฑ์สำคัญ โดย ผลลัพธ์ที่ได้จะแสดงออกมาเป็นภาพกราฟิกส์ของแนวการวางเสา และ รายละเอียดข้อมูลการ คำนวณ และ การวิเคราะห์ ที่เป็นตัวเลข

**ABSTRACT** This paper demonstrate the use of microcomputer to analyse and design transmission system reference to real situation used by Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). At present , the standard voltage use in Thailand is 115 , 230 , 500 kV. The procedure to analyse and design consists of the design of laying transmission line depending on type of geography or terrain by using computer graphics technique to transform geographical mapping to station and elevation data , calculate appropriate position for tower placement. The calculation will include span distance , sag and tension in transmission line considering safty and economic as the most important factor. The output will be demonstrated as tower route graphics profile , detailed calculation and mathematical analysis.

### บทนำ

ในปัจจุบันเทคโนโลยีทางไฟฟ้ากำลังเจริญรุดหน้า ไปอย่างรวดเร็ว ทำให้มีความต้องการที่จะใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น จึงต้องมีการผลิตพลังงานไฟฟ้าใหม่ๆเพื่อตอบสนอง ความต้องการกำลังไฟฟ้าของประเทศที่เพิ่มขึ้น จึงต้องมีการ วางระบบสายส่งกำลัง ไฟฟ้าเพื่อนำพลังงาน ไฟฟ้าจากแหล่ง ผลิตมาจ่ายให้กับผู้ใช้ ซึ่งจะต้องมีการออกแบบและวิเคราะห์ ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าในหลายๆด้าน เพื่อให้ได้การวางที่มี ความเหมาะสมในการส่งกำลังไฟฟ้าจึงมีการพัฒนาโปรแกรม คอมพิวเตอร์ขึ้น เพื่อช่วยออกแบบ และ วิเคราะห์การวาง ระบบสายส่งกำลังไฟฟ้าได้สะดวกและรวดเร็วยิ่งขึ้น

ในบทความนี้จะเป็นการสร้างโปรแกรม คอมพิวเตอร์ช่วยออกแบบ และ วิเคราะห์ระบบสายส่งกำลัง ไฟฟ้าในส่วนของกรวิเคราะห์ทางกล โดยจะเริ่มตั้งแต่ การ ทหาระดับความสูง และ ชนิดของอุปสรรค ตามแนวที่ต้องการ วางสายส่งกำลังไฟฟ้าจากแผนที่ เพื่อนำมาทำการวางสายส่ง กำลังไฟฟ้าให้ได้ระยะห่าง และ แรงตึงในสายที่เหมาะสม ตลอดจนระยะจากพื้นดินถึงสายตัวนำที่ปลอดภัย ซึ่งการ วิเคราะห์ออกแบบทั้งหมดนั้น จะอ้างอิงกับ มาตรฐานจริง ของการ ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเป็นหลัก เพื่อให้ เหมาะสมกับการใช้งานภายในประเทศไทย

- \* อาจารย์ ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร นักศึกษาระดับปริญญาโท ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง
- \*\* อาจารย์ ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหารลาดกระบัง

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ขั้นตอนการทำงานของโปรแกรม

### 1. การคำนวณระยะทางและความสูงจากแผนที่

การคำนวณระยะทางและความสูงจากแผนที่สามารถทำได้โดยการนำเอาแผนที่ที่ต้องการวางเสาไฟฟ้าผ่าน มาเข้าเครื่อง Scanner แล้วเก็บไว้ในรูปของ Bitmap (BMP) ซึ่งความละเอียดในการคำนวณจะขึ้นอยู่กับ Scale ของแผนที่ และ ความละเอียดในการ Scan ( Dot Per Inch ) โดยทั่วไป แผนที่ที่ใช้ควรมี Scale ไม่หยากกว่า 1 : 50,000 และ ความละเอียดในการ Scan ไม่ต่ำกว่า 100 Dot Per Inch (DPI) การคำนวณ Scale ของภาพสามารถคำนวณจากความสัมพันธ์ดังนี้

$$\text{ระยะจริง} = (\text{จำนวน Dot ในภาพ}) \times (\text{Scale ของแผนที่}) / (\text{ความละเอียดในการ Scan})$$

ในที่นี้ ใช้แผนที่ของกรมแผนที่ทหาร Scale 1 : 50,000 Scan โดยใช้ความละเอียด 100 DPI ดังนั้น

$$\text{ระยะจริง} = (\text{จำนวน Dot ในภาพ}) \times 50,000 \times 0.0254 / 100 \text{ เมตร}$$

ถ้าให้ จำนวน Dot = 1 จะได้ว่า

$$\text{ระยะจริง} = 1 \times 50,000 \times 0.0254 / 100 = 12.7 \text{ เมตร}$$

ดังนั้น 1 Dot ในภาพ จะเท่ากับ ระยะ 12.7 เมตร นั่นคือ ความละเอียดของภาพ = 12.7 m/Dot

เมื่อต้องการวางเสาจากจุดหนึ่ง ไปยังจุดหนึ่งของแผนที่ จะสามารถทราบระยะทางได้จากการนำเอาจำนวน Dot คูณด้วย m/Dot ซึ่งค่านี้เอง เป็นตัวกำหนด Station ของภูมิประเทศ ส่วนข้อมูลชนิดและความสูงของภูมิประเทศ จะสามารถกำหนดได้โดยสีของภาพซึ่งแตกต่างกันสูงสุด 256 สี ซึ่งก่อนการวางเสาต้องมีการกำหนดสีให้ตรงกับภูมิประเทศและความสูงก่อน จึงจะได้ข้อมูลที่ถูกต้อง หลังจากการกำหนดจุดต้นและจุดปลายของแผนที่แล้ว โปรแกรมจะทำการแปลงข้อมูลดังกล่าวออกมาเป็น Station , Elevation และ ชนิดของภูมิประเทศ เพื่อทำการวางเสาต่อไป ซึ่ง วิธีการแปลงข้อมูลจะเป็นดังนี้

1.1 หาสมการเส้นตรงที่ลากผ่านจุดต้นทาง และ ปลายทาง ซึ่งมีความสัมพันธ์ในรูป  $x = f(y)$

1.2 กำหนดให้ จุดต้นทาง  $(x_1, y_1)$  เป็น จุดอ้างอิง Station 0

1.3 อ่านข้อมูลของสีจาก File ที่ตำแหน่ง  $(x_1, y_1)$  แล้ว นำมาเทียบเป็นความสูง จะได้ Elevation

1.4 หากจุดถัดมาโดยการ เพิ่มค่า  $y$  ขึ้นทีละ 1 แล้ว หาค่า  $x$  จาก  $f(y)$  จากนั้น จะสามารถคำนวณ Station ได้จาก

$$\begin{aligned} \text{Station} &= \sqrt{dx^2 + dy^2} \times (\text{m/Dot}) \text{ (m)} \\ &= \sqrt{(x-x_1)^2 + (y-y_1)^2} \times (\text{m/Dot}) \text{ (m)} \end{aligned}$$

1.5 อ่านข้อมูลของสีจาก File ที่ตำแหน่ง  $(x, y)$  นั้น แล้ว นำมาเทียบเป็นความสูง

1.6 ดำเนินการตาม 1.4 และ 1.5 จนกระทั่ง  $(x, y)$  เป็นจุดปลายทาง

1.7 ในกรณีที่มีหลายช่วง (Interval) ก็จะดำเนินการตั้งแต่ 1.1 ถึง 1.6 ซ้ำ จนครบตามจำนวนช่วง

### 2. ขั้นตอนของการวางเสาไฟฟ้า

ชนิดของเสาไฟฟ้า จะสามารถระบุได้จากมาตรฐานของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยตามแต่ละระดับแรงดันที่ใช้ส่งดังนี้

115, 230 kV			
Tower Type	Particulars	Insulator assemblies Type	Deviation angle
DM1	Suspension	Suspension	0-2
LDM1	Long Span Suspension	Suspension	0-2
DB2(2)	Angle	Tension	0-2
DB2	Angle	Tension	0-15
DC2	Angle	Tension	0-30
DD2	Angle	Tension	0-60
DT2	Transposition	Suspension & Tension	0-1
DDK	Deadend	Tension	0-45 slack span 0 Complete deadend 0-75 slack span 0 Complete deadend
DDK30	Deadend	Tension	

500 kV			
Tower Type	Particulars	Insulator assemblies Type	Deviation angle
DL(3)	Suspension	Suspension	0-3
DM(3)	Suspension	Suspension	0-3
DM(9)	Suspension	Suspension	3-9
DM(3)	Suspension	Suspension	0-3
DM(15)	Suspension	Suspension	3-15
DTX	Suspension	Suspension	0
DT 20	Tension	Tension	0-20
DT 40	Tension	Tension	0-40
DT 60	Tension	Tension	0-60, 0-45 Terminal
SLW(3)	Suspension	Suspension	0-3
SMW(3)	Suspension	Suspension	0-3
SMW(9)	Suspension	Suspension	3-9

จากนั้นก็เริ่มต้น ขั้นตอนการวางเสาไฟฟ้าทีละต้นตามวิธีการดังนี้

2.1 กำหนดให้ตำแหน่งของเสาไฟฟ้าต้นแรก เป็น Station 0 ในกรณีที่เป็นช่วง Interval แรก จะกำหนดให้ใช้เสาชนิด Dead End แต่ถ้าไม่ใช่ ช่วง Interval แรก จะใช้เสาชนิด Angle ชนิดต่างๆ ตามขนาดมุมที่ทำความสูงของเสาไฟฟ้าเป็นไปตามมาตรฐาน

2.2 วางเสาต้นต่อมา ห่างจากเสาต้นแรกโดยใช้ระยะ Span สูงสุด

2.3 ตรวจสอบว่าพื้นที่ตำแหน่งนั้นสามารถวางเสาได้หรือไม่ โดย ดูจากชนิดของอุปกรณ์ที่ตำแหน่งนั้น

2.4 ถ้าไม่สามารถวางได้ก็เลื่อนตำแหน่งเข้ามาใกล้เสาต้นแรกทีละ 1 เมตร จนกระทั่งสามารถวางเสาได้ ( แต่ถ้าเลื่อนเสาจนกระทั่ง Span ต่ำสุดแล้ว ยังไม่สามารถวางเสาได้ ให้ข้ามไปทำตามข้อ 2.8 )

2.5 ทำการวางสายระหว่างเสาทั้งสอง โดยตรวจสอบ ระยะ Clearance ระหว่างระดับพื้นดิน หรือ อุปกรณ์กับ ระดับของสายตัวนำทุกตำแหน่ง ระหว่างเสาทั้งสอง จากซ้ายไปขวา ว่ามีระยะต่ำกว่ามาตรฐานที่กำหนดหรือไม่ โดยเทียบจากตาราง

Nature of Clearance	Minimum Vertical Clearance		
	115 kV	238 kV	500 kV
Ground	7.0	8.4	11.0
River	10.5	11.5	18.0
Highway	9.0	10.0	14.5
Railway	10.5	11.5	16.0
Electric Line	14.0	15.0	33.0

- ระดับของสายตัวนำที่ตำแหน่ง X ใดๆ

$$Y_{Conductor} = \frac{WX^2}{2T_0}$$

เมื่อ

W คือ น้ำหนักสายต่อความยาว (kg/m)

T<sub>0</sub> คือ แรงตึงของสายในแนวระดับที่จุดต่ำสุดของสายตัวนำ (kg)

ซึ่งค่าทั้งสองได้จากตารางสายของสายตัวนำชนิดที่ใช้

- ระดับของพื้นที่ที่อยู่ระหว่าง Station X<sub>1</sub> ที่มี

ระดับ Elevation Y<sub>1</sub> กับ Station X<sub>2</sub> ที่มีระดับ Elevation Y<sub>2</sub>

$$Y_{Profile} = \left( \frac{Y_2 - Y_1}{X_2 - X_1} \right) X - X_1 + Y_1$$

ระยะ Clearance = Y<sub>Conductor</sub> - Y<sub>Profile</sub>

2.6 ถ้าระยะ Clearance จุดใดจุดหนึ่งต่ำกว่าระยะ Clearance มาตรฐาน ซึ่งกำหนดจาก ระดับแรงดัน และ ชนิดของอุปกรณ์นั้น ก็ทำการเลื่อนเสาเข้ามาใกล้เสาต้นแรกอีก 5 เมตร แล้วทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 2.5 จนกระทั่งสามารถวางเสาได้

2.7 ในกรณีที่สามารถวางเสาได้ จะทำการตรวจสอบแรงตึงในสายที่หัวเสาทั้งสอง จากสมการ

$$T_1 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} - \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right]$$

$$T_2 = T_0 \left[ 1 + \frac{1}{2} \left( \frac{W}{T_0} \right)^2 \left( \frac{L}{2} + \frac{T_0 h}{WL} \right)^2 \right]$$

เมื่อ T<sub>1</sub> และ T<sub>2</sub> คือ แรงตึงที่ปลายสายทั้งสองด้าน

ถ้าแรงตึง T<sub>1</sub> และ T<sub>2</sub> เกิน T<sub>max</sub> ซึ่งได้จากตารางสาย ก็ทำการเลื่อนเสาเข้ามาใกล้เสาต้นแรกอีก 5 เมตร แล้ว ย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 2.5 อีกครั้ง

2.8 ถ้าทำตามข้อ 2.6 จนกระทั่ง Span ต่ำสุดแล้ว ยังไม่สามารถวางเสาได้ ให้เปลี่ยนชนิดเสา เป็นชนิดที่มีความสูงพิเศษ ทั้งต้นแรก และ ต้นที่สอง แล้วย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ Clearance ตามข้อ 2.5 อีกครั้ง

2.9 ถ้าไม่สามารถวางเสาได้ ( เนื่องจาก ภูมิประเทศที่เป็น แม่น้ำ หรือ อื่นๆ ที่ไม่สามารถวางเสาได้ ) จะใช้ เสาที่มีระยะ Span ยาวเป็นพิเศษ แล้วย้อนกลับไปทำการตรวจสอบ ระยะ Clearance ตามข้อ 2.5 อีกครั้ง

2.10 ถ้ายังไม่สามารถวางเสาได้ โปรแกรมจะฟ้องเตือนออกมา แสดงว่าเส้นทางนี้ใช้ไม่ได้ จะต้องวางแนวสายใหม่โดยการเริ่มป้อนข้อมูลตำแหน่งเสาจากแผนที่ในตำแหน่งใหม่แล้วเริ่มต้นทำเช่นเดิมใหม่ตั้งแต่ ข้อ 2.1

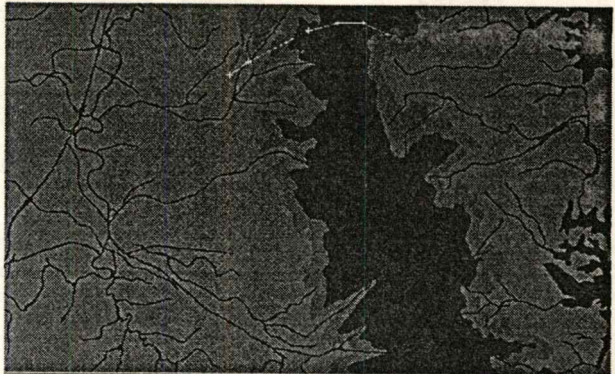
2.11 ในกรณีที่สามารถวางเสาได้ ก็ขั้นตอนต่อไปโดยย้อนกลับไปทำตามข้อ 2.2 ถึง 2.10 เช่นเดิม จนกระทั่งตำแหน่งเสา เกิน Station สุดท้าย จากนั้นจึงกำหนดตำแหน่งเสาต้นสุดท้ายอยู่ที่ Station สุดท้าย ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกันกับ เสาต้นแรกของช่วง Interval ถัดไป

2.12 ย้อนกลับไปทำตามข้อ 2.1 ถึง 2.11 จนกระทั่งช่วง Interval สุกท้าย แล้วกำหนดเสาต้นสุดท้ายเป็นชนิด Dead End

### 3. ขั้นตอนการแสดงผล

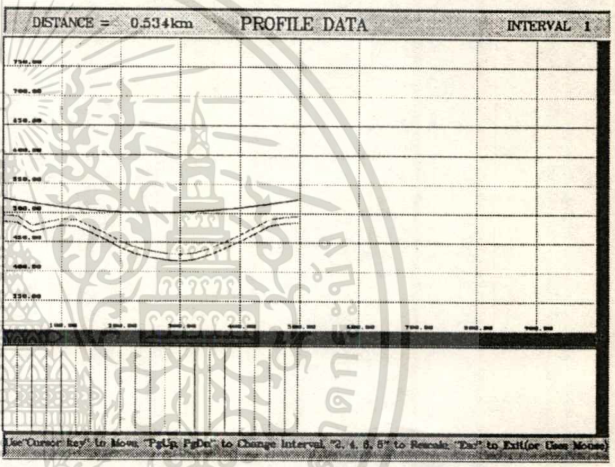
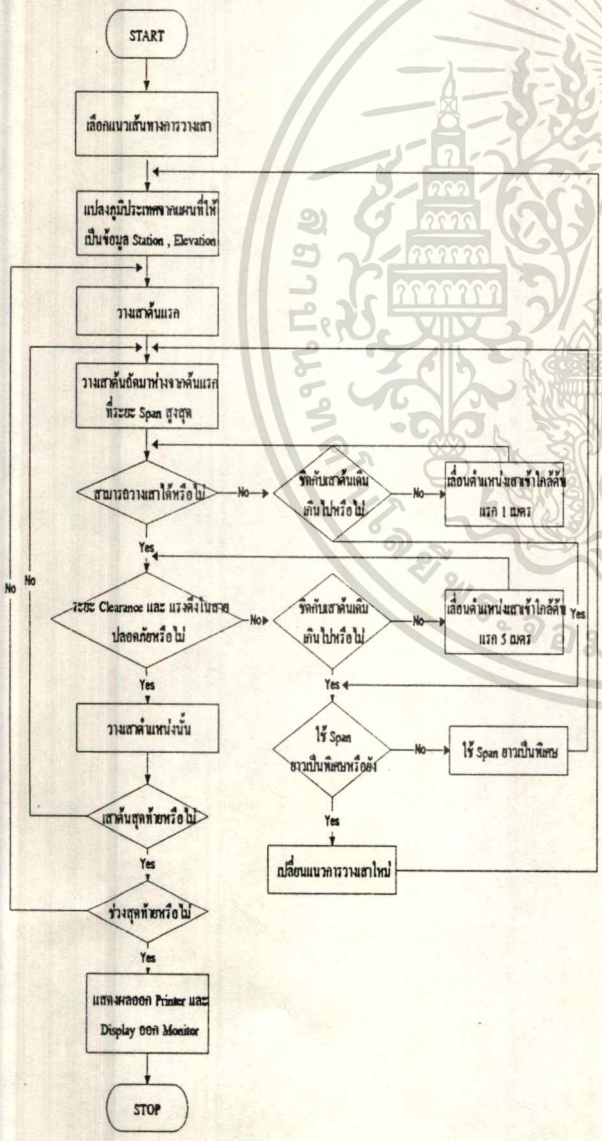
หลังจากวางตำแหน่งเสาเสร็จเรียบร้อยแล้ว โปรแกรมจะแบ่งเก็บข้อมูลเป็น 2 ส่วน คือส่วนของการคำนวณการวางเสาจะแสดงผลออก Printer และส่วนของการวางตำแหน่งเสา ซึ่งจะแสดงออกมาเหมือนแบบ Profile ที่การไฟฟ้าใซ้อยู่ ได้ตลอดแนวเส้นทางการวางเสาทั้งหมด แสดงใน Graphics mode Super VGA 1024 x 768 pixel

### ผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม

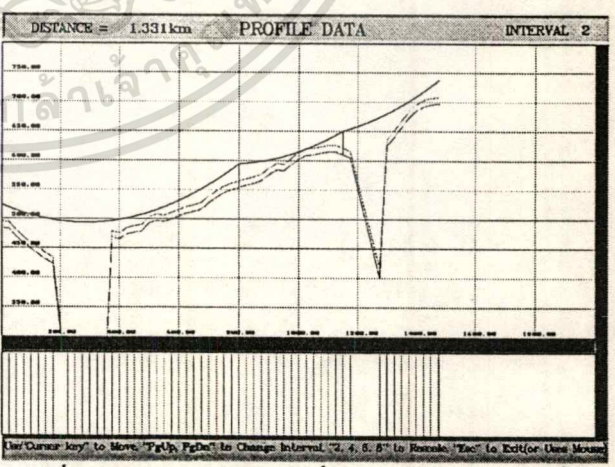


รูปที่ 1 แสดงภาพแผนที่บริเวณแม่เมาะที่ใช้เป็น input ของโปรแกรม

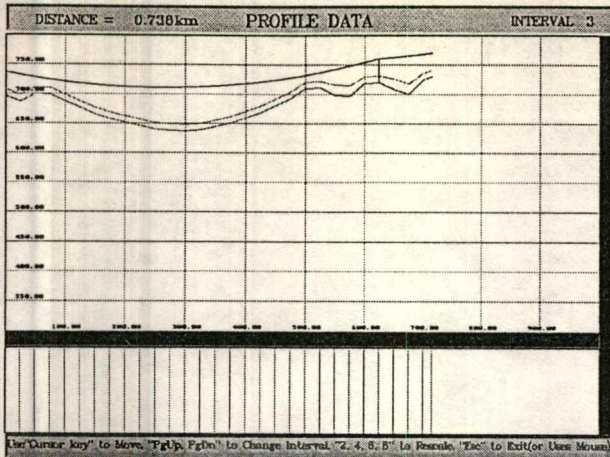
### FLOWCHART ของโปรแกรม



รูปที่ 2 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 1



รูปที่ 3 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 2



รูปที่ 4 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 3

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 485.00  
 TOWER HIEGHT = 40.05 m

SPAN = 496.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -1.00 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2758.25 kg  
 T2 = 2756.21 kg

INTERVAL 2 TOWER ANGLE = 14.6 DISTANCE = 1.331 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 20  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 484.00  
 TOWER HIEGHT = 40.05 m

SPAN = 800.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 70.00 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2771.59 kg  
 T2 = 2915.06 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 800.00 m  
 TOWER ELEVATION = 554.00  
 TOWER HIEGHT = 40.38 m

SPAN = 349.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 56.20 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2711.19 kg  
 T2 = 2825.84 kg

TOWER NO. 3 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 1149.00 m  
 TOWER ELEVATION = 610.20  
 TOWER HIEGHT = 40.38 m

SPAN = 328.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 86.80 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2736.62 kg  
 T2 = 2913.02 kg

INTERVAL 3 TOWER ANGLE = 2.9 DISTANCE = 0.738 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 697.00  
 TOWER HIEGHT = 40.05 m

SPAN = 624.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 22.96 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2762.87 kg  
 T2 = 2810.39 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE SLV(3)  
 INSULATOR : Suspension Type,23 Insulators/line

TOWER STATION = 624.00 m  
 TOWER ELEVATION = 719.96  
 TOWER HIEGHT = 40.38 m

SPAN = 91.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = 10.04 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2717.11 kg  
 T2 = 2736.92 kg

INTERVAL 4 TOWER ANGLE = 20.6 DISTANCE = 0.613 km

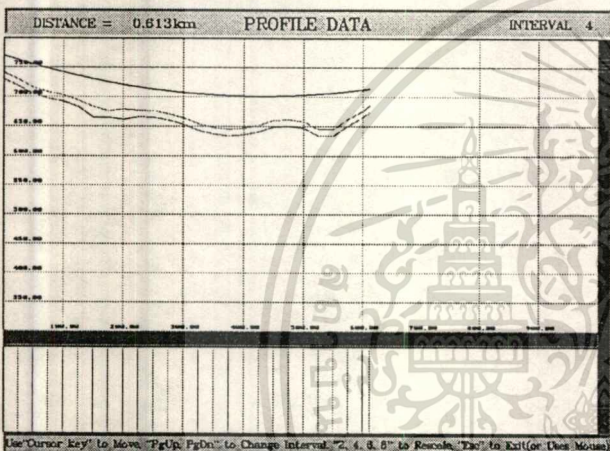
TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

TOWER STATION = 0.00 m  
 TOWER ELEVATION = 730.00  
 TOWER HIEGHT = 40.05 m

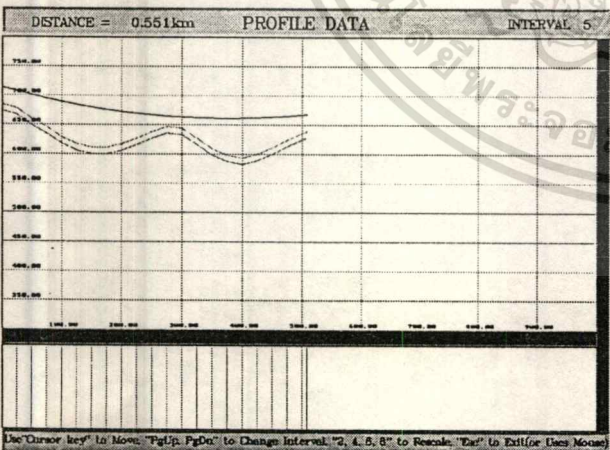
SPAN = 612.00 m  
 DIFFERENT LEVEL = -56.00 m

TENSION IN CONDUCTOR :  
 T0 = 2710.00 kg  
 T1 = 2850.36 kg  
 T2 = 2736.12 kg

INTERVAL 5 TOWER ANGLE = 34.9 DISTANCE = 0.551 km



รูปที่ 5 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 4



รูปที่ 6 แสดงภาพ Profile ที่ได้จากโปรแกรมช่วงที่ 5

INTERVAL 1 TOWER ANGLE = 0.0 DISTANCE = 0.534 km

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 60  
 INSULATOR : Tension Type,25 Insulators/line

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
 ไม่ว่าจะกรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

TOWER NO. 1 TOWER TYPE DT 40

INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION - 0.00 m

TOWER ELEVATION - 674.00 m

TOWER HIEGHT - 40.05 m

SPAN - 508.00 m

DIFFERENT LEVEL - -46.00 m

TENSION IN CONDUCTOR :

T0 - 2710.00 kg

T1 - 2817.57 kg

T2 - 2723.73 kg

TOWER NO. 2 TOWER TYPE DT 60

INSULATOR : Tension Type, 25 Insulators/line

TOWER STATION - 508.00 m

TOWER ELEVATION - 628.00 m

TOWER HIEGHT - 40.05 m

## บทสรุป

จากผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรมอาจมีข้อผิดพลาดใน ส่วนของการแปลงสภาพภูมิประเทศจากแผนที่มาเป็น ตำแหน่งและความสูงสาเหตุจากความไม่ละเอียดของแผนที่ กล่าวคือในแผนที่จะแสดงความสูงโดยใช้เส้น Contour line ซึ่งส่วนใหญ่จะแสดงไว้ทุกๆ ความสูง 100 เมตร ในการ คำนวณหาระดับความสูงของตำแหน่งที่อยู่ระหว่างเส้น Contour line จึงใช้การประมาณโดยสมการเส้นตรงที่ลากจาก ระดับความสูงของเส้น Contour line ทั้งสอง ซึ่งจะมีความ ชันเท่ากับความแตกต่างของระดับความสูงหารด้วยระยะ ระหว่างเส้น Contour line ดังนั้นถ้าต้องการความถูกต้องมาก ขึ้นก็ควรใช้แผนที่ที่มี Scale ละเอียดขึ้นไปอีก เช่น Scale 1 : 5000 หรือ 1 : 1000 ซึ่งสามารถขอได้จาก กรมแผนที่ ทหาร จะทำให้การแปลงสภาพภูมิประเทศจากแผนที่มาเป็น ตำแหน่งและความสูงถูกต้องยิ่งขึ้น

ในการวางสายส่งจริงๆ นั้นสามารถใช้ผลลัพธ์ที่ได้ จากโปรแกรมเป็นแนวทางได้ แต่ถ้าการวางเสาไม่เหมาะสม ผู้ออกแบบก็สามารถที่จะเปลี่ยนตำแหน่งการวางเสาในภูมิ ประเทศจริง ให้เหมาะสมได้

## กิตติกรรมประกาศ

ผู้จัดทำขอกราบขอบพระคุณเป็นอย่างสูงแก่ อาจารย์ สุดี บรรจงจิตร , อาจารย์ มณฑล ลีลาจินดาไกรฤกษ์ , อาจารย์ ศิริวัฒน์ โพธิเวชกุล ซึ่งได้ให้ความรู้ และคำปรึกษา ต่างๆ แก่ผู้จัดทำเป็นอย่างดี เจ้าหน้าที่และพนักงาน กอง วิศวกรรมสายส่ง กองวิเคราะห์ระบบไฟฟ้า และ ฝ่ายวางแผน ระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยทุกท่าน ที่

ได้เสียสละเวลาในการให้คำปรึกษา และ ให้ความอนุเคราะห์ ข้อมูล ในการทำโครงการนี้ ตลอดจนท่านอาจารย์ทุกๆ ท่าน และ บุคลากรของผู้จัดทำ ที่ได้อบรมสั่งสอนทุกสิ่งทุกอย่างจน กระทั่งมีวันนี้ได้ รวมทั้งเพื่อนๆ และ พี่น้องทุกคน ที่ได้ช่วย เหลือ แลกเปลี่ยนความคิดเห็น และ เป็นกำลังใจตลอดมา

## เอกสารอ้างอิง

- Electricity Generating Authority of Thailand  
"Construction of Transmission Line"  
Transmission Line Engineering Devison  
Transmission System Engineering Department
- Electricity Generating Authority of Thailand  
"CONTRACT DOCUMENT VOLUME III OF III  
DRAWING for Construction of 500 kV  
Transmission Line MAE MOH-THA TA TAKO LINE  
NO.1 500 kV Transmission System Protect "
- ANTONY J. PASINT"Electrical Distribution Engineering  
" Waco, Tescas : MCGRAW - HILL BOOK  
COMPANY, 1986
- WILLIAM D STEVENSON, Jr " Element of Power  
System Analysis." 4<sup>th</sup> .North Carolina :  
MCGRAW - HILL BOOK COMPANY, 1982
- TURAN GONEN " Electrical Power Transmission  
System Engineering" Sacramanto, California :  
JOHN WILEY & SONS , Inc. , 1988
- M.L.SONI , P.V.GUPTA, U.S.BHATNAGAR  
" A COURSE IN ELECTRICAL POWER "  
Dhanpat Rai & Sons
- สมเกียรติ ศโกลประการ "วิศวกรรมการส่งและจ่ายไฟฟ้า"  
พิมพ์ครั้งที่ 4 พ.ศ.2522 บริษัท ไทยวัฒนาพานิช จำกัด
- ชวลิต คำรงค์น "การส่งจ่ายกำลังไฟฟ้า" บ.ซีเอ็ดยูเคชั่น  
จำกัด.

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้

## ประวัติผู้เขียน

ชื่อผู้เขียน	นาย จักรวาท เดชวิเศษ
วันเดือนปีเกิด	วันที่ 31 สิงหาคม พ.ศ. 2513
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษาระดับปริญญาตรี	วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้า
สถานที่สำเร็จการศึกษา	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง
ปีที่สำเร็จการศึกษา	ปีการศึกษา 2534
ผลงานทางวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์	การออกแบบสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์ การออกแบบระบบส่งจำหน่ายไฟฟ้าโดยใช้ไมโครคอมพิวเตอร์ การวางสายส่งกำลังไฟฟ้าโดยใช้คอมพิวเตอร์กราฟิกส์
อาชีพปัจจุบัน	อาจารย์ประจำภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีมหานคร

เอกสารนี้เป็นเอกสารที่สงวนไว้สำหรับการใช้งานเพื่อการศึกษาเท่านั้น ไม่อนุญาตให้นำไปใช้ประโยชน์ด้านการค้า  
ไม่ว่ากรณีใดๆทั้งสิ้น อีกทั้งห้ามมิให้ดัดแปลงเนื้อหา และต้องอ้างอิงถึงเจ้าของเอกสารทุกครั้งที่มีการนำไปใช้