

คุณลักษณะ และการออกแบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง เชื่อมโยงระหว่าง  
ภาคกลางและภาคใต้ ตามหลักเศรษฐกิจ

LINE-CHARACTERISTIC AND ECONOMIC TRANSMISSION LINE DESIGN FOR  
TIE LINE BETWEEN CENTRAL AND SOUTHERN REGION

ในการออกแบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเพื่อให้ถูกต้องตามหลักเศรษฐกิจ จำเป็นต้องศึกษาหาข้อมูล เกี่ยวกับความต้องการของพลังไฟฟ้าที่ถูกต้องโดยละเอียดก่อน เมื่อได้ข้อมูลดังกล่าวมาแล้วก็นำมาคำนวณหาอัตราการใช้ของความต้องการพลังไฟฟ้าของแต่ละปี เพื่อใช้เป็นหลักในการ พยายาม หาความต้องการในอนาคตที่จะเพิ่มขึ้นจากข้อมูลต่าง ๆ ที่ได้จากการ พยายาม นำมาพิจารณาหาแหล่งผลิตพลังไฟฟ้าเพิ่มเติม อาจจะได้อาจจากโรงจักรไอน้ำหรือ ถ่านหินแหล่งผลิตพลังไฟฟ้าพลังน้ำ ก็ส่งพลังไฟฟ้าจากแหล่งผลิตจากพลังน้ำซึ่งส่วนมากอยู่ห่างไกลจาก Load Center มาให้กับ Load Center ดังกล่าวโดยผ่านสายส่งไฟฟ้าหรือบางกรณีอาจจะเป็นการเชื่อมโยงระหว่างระบบ 2 ระบบก็ได้ เพื่อการถ่ายเทพลังไฟฟ้า ในแก่กัน เมื่อระบบใดระบบหนึ่งเกิดมีข้อขัดข้องในระบบ เช่น เกิดขัดข้องเกี่ยวกับแหล่งผลิต ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่มีอยู่ผลิตพลังไฟฟ้าไม่เพียงพอ ก็จะนำพลังไฟฟ้าจากอีกระบบหนึ่งมาช่วยจ่ายแทนได้ การออกแบบสายส่งไฟฟ้าดังกล่าวนี้จะต้องพิจารณาถึง Capacity ของแหล่งผลิตด้วย ถ้า Load มากกว่าแหล่งผลิต สายส่งที่ใช้ก็ต้องออกแบบให้มี Capacity เท่า ๆ กับแหล่งผลิต แต่ถ้า Load น้อยกว่าแหล่งผลิตก็จะพิจารณาจากข้อมูล พยายาม ให้นำมาออกแบบสายส่งเพื่อเตรียมรับ Load ที่จะเพิ่มขึ้นด้วย สายส่งที่ออกแบบจะต้องมี Loss น้อย และมีราคาต่ำที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายทั้งหมดคือปี ระหว่างสายส่งขนาดต่าง ๆ กัน สำหรับสายส่งไฟฟ้า เชื่อมโยงระหว่างภาคกลางและภาคใต้ของประเทศไทยก็คือการ เชื่อมโยงระหว่างระบบการจ่ายกำลังไฟฟ้า 2 ระบบ เข้าด้วยกันเพื่อจะส่งพลังไฟฟ้าถ่ายเทให้แก่กัน และกัน เมื่อระบบใดระบบหนึ่งมีความต้องการ และอีกระบบหนึ่งมีมากเกินพอ สำหรับ Single Line Diagram ของสายส่งไฟฟ้า เชื่อมโยงระหว่างภาคกลางและภาคใต้ดังกล่าวได้นำมาแสดงไว้แล้วใน FIG. 3.1

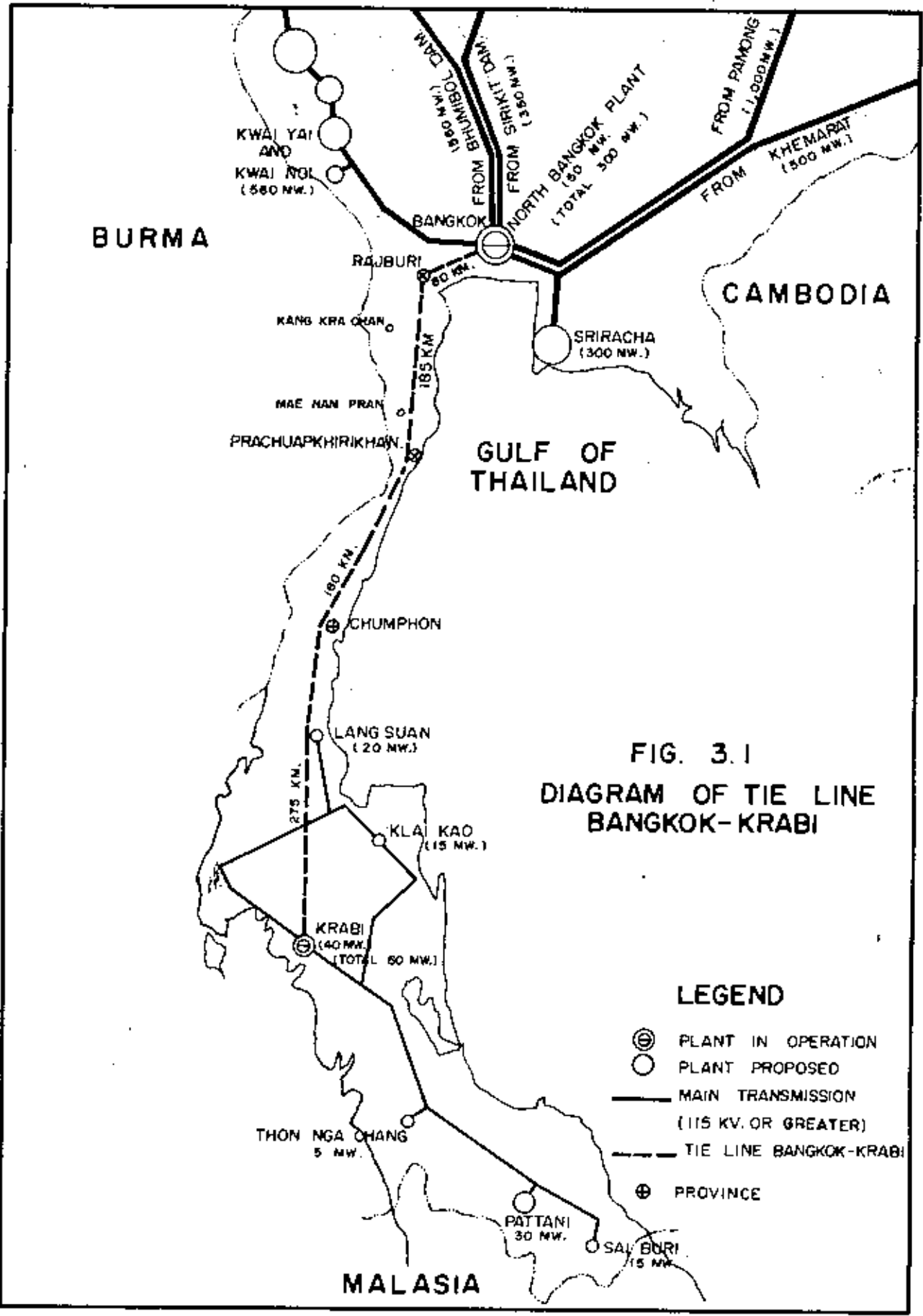


FIG. 3.1  
DIAGRAM OF TIE LINE  
BANGKOK-KRABI

LEGEND

- ⊙ PLANT IN OPERATION
- PLANT PROPOSED
- MAIN TRANSMISSION (115 KV. OR GREATER)
- - - TIE LINE BANGKOK-KRABI
- ⊕ PROVINCE

3.1 ความต้องการจำเพาะของสายไฟฟ้าที่จะเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางและ-  
ภาคใต้ (SPECIFIC REQUIREMENT FOR TIE LINE BETWEEN  
 CENTRAL AND SOUTHERN REGION)

3.1.1 การเลือกจุดที่จะเชื่อมโยง (CHOICE OF TWO CONNECTED STATIONS)  
 เนื่องจากการเชื่อมโยงเป็นการถ่ายเทพลังไฟฟ้าไปแกกัน ดังนั้นในการเชื่อมโยง  
 ระหว่าง ภาคกลางและภาคใต้ จุดที่จะทำการเชื่อมโยงได้ ก็คือจุดที่มี Power Plant  
 ใหญ่ ๆ ซึ่งทางภาคใต้ ก็ได้แก่ โรงจักรไอน้ำ กระบี่ ตั้งอยู่ที่จังหวัดกระบี่ มีกำลัง  
 ไฟฟ้าทั้งหมด 60 MW ส่วนทางภาคกลางก็ได้แก่โรงจักรหระบุตรเหนือ ซึ่งมีกำลังไฟฟ้า  
 ทั้งหมด 300 MW ตั้งอยู่ที่กรุงเทพฯ ดังนั้น จุดที่จะทำการเชื่อมโยงก็คือที่โรงจักร-  
 กระบี่ และกรุงเทพฯ

3.1.2 ระยะทางระหว่างจุดเชื่อมโยง (DISTANCE BETWEEN TWO  
 CONNECTED STATIONS)

เมื่อพิจารณาถึงจุดที่จะทำการเชื่อมโยงที่กรุงเทพฯ ซึ่งให้ไกลถึงทางที่จะไป  
 ภาคใต้มากที่สุดก็คือ SUBSTATION BANGKOK NOI ซึ่งตั้งอยู่ที่จังหวัดธนบุรี ดังนั้น  
 ในการเลือกจุดที่จะเชื่อมโยงก็คือจาก SUBSTATION BANGKOK NOI และ  
 SUBSTATION ที่โรงจักรกระบี่ ซึ่งมีระยะทางระหว่างจุดเชื่อมโยง 2 จุดนี้ ประมาณ  
 700 ก.ม. ทั้งนี้ในการคำนวณค่าต่าง ๆ เกี่ยวกับสายส่งแรงสูง ระหว่างจุดเชื่อมโยง  
 2 จุดนี้ ใช้ระยะทาง 700 ก.ม. เป็นพื้นฐาน

3.1.3 การเลือกภาระไฟฟ้าที่จะถ่ายเท (CHOICE OF LOAD TRANSFER)

ในการเลือก Capacity ของภาระไฟฟ้า (Load) ที่จะถ่ายเทระหว่าง  
 กรุงเทพฯ กับกระบี่ นี้ เนื่องจากระยะทางยาวมาก ประมาณ 700 ก.ม. เมื่อ พิจารณา  
 จาก Load ของภาคใตทั้งหมด ซึ่งอัตราการเพิ่มขึ้นแต่ละปีค่อนข้างต่ำ และพิจารณา  
 จากอายุของสายส่งประมาณ 40 ปี แหล่งผลิตของภาคกลาง เมื่อเปรียบเทียบกับภาค-  
 ใต้แล้ว ภาคกลางมีแหล่งผลิตใหญ่ ๆ ทั้งที่กล่าวถึงค่าเนิมีการจ่ายกระแสไฟฟ้าอยู่ และที่

กำลังจะทำการก่อสร้างในอนาคต มากกว่า ภาคใต้มากมาย ดังนั้นพลังไฟฟ้าที่จะถ่ายเท  
 ณาจะเป็นการถ่ายเทจากภาคกลางไปช่วยภาคใต้มากกว่า จากเหตุผลที่กล่าวมาแล้วจึง  
 เห็นสมควรเลือก Load ที่จะถ่ายเท อย่างน้อย 100 MVA และมี Power Factor  
 = 0.8 Lagging เป็นพื้นฐาน

### 3.1.4 การเลือกขนาดของแรงดันไฟฟ้า (CHOICE OF BASE VOLTAGE)

ในการเลือก Base Voltage จะขึ้นอยู่กับ Load ที่จะถ่ายเท ระหว่าง  
 ระหว่างจุดส่ง (Sending End) และจุดรับ (Receiving End) Load  
 ถ้า Load ที่จะถ่ายเทมาก แต่ระหว่างไกล Voltage ที่ใช้ก็จะต้องสูงนัก  
 แต่การระหว่างไกล Voltage จะต้องสูงมาก เนื่องจาก Loss และ Regulation  
 Regulation ซึ่งจะต้องให้ไปตามที่กำหนดไว้ ทั้งนี้สำหรับ สายเชื่อมโยงระหว่าง  
 ภาคกลางและภาคใต้ซึ่ง Load ไม่มากนัก แต่ระหว่างไกล เมื่อพิจารณาแล้วเห็นว่า  
 ควรจะใช้ 230 KV เป็น Base Voltage

### 3.1.5 การเลือกชนิดของสายไฟฟ้า (CHOICE OF TYPES AND SIZES OF CONDUCTOR)

ในการเลือกขนาดของสายไฟฟ้านั้นขึ้นอยู่กับ Load ที่จะถ่ายเท ระหว่าง  
 ระหว่างจุดส่งและจุดรับ และ Voltage ซึ่งในการออกแบบอาจจะออกแบบใช้สายขนาด  
 เล็กที่สุดที่จะรับ Load ได้ หรือใหญ่ที่สุดก็ได้ แต่การออกแบบที่ถูกต้องในถูกตามหลัก  
 เศรษฐกิจ การใช้สายไฟฟ้าขนาดเล็ก ๆ ซึ่งสามารถรับ Load ได้ และสิ้นเปลือง  
 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งน้อย แต่อาจจะ Loss มาก หรือใช้สายไฟฟ้าขนาดใหญ่ ๆ  
 สิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายในการติดตั้งมาก แต่ Loss อาจจะมีน้อย ทั้งนี้ในการคำนวณ  
 และออกแบบขนาดของสายส่งไฟฟ้าต้องออกแบบให้ขนาดของสายส่งไฟฟ้าหลาย ๆ ขนาด  
 แล้วจึงนำมาเขียนกราฟระหว่างขนาดของสายไฟฟ้าแต่ละขนาด กับค่าใช้จ่ายต่อปี เพื่อหา  
 ขนาดของสายไฟฟ้าที่มีค่าใช้จ่ายค่าน้อยที่สุด ซึ่งอาจจะเล็กและมี Loss มากกว่า  
 ขนาดอื่น ๆ ก็เป็นได้ ค่าใช้จ่ายค่านี้อาจรวมถึง ก่อเบื้อ, ค่าลิกทรอ ของต้นทุน และค่า  
 Loss ในการดำเนินงาน ซึ่งคิดเทียบกับอายุของสาย ประมาณ 40 ปี นอกจาก

นี้ยังขึ้นอยู่กับชนิดของสายไฟฟ้าที่จะใช้ด้วย เช่นอาจจะใช้ ALL ALUMINIUM หรือ ALUMINUM CABLE STEEL REINFORCED (ACSR) หรือ COPPER CONDUCTORS สำหรับ ALL ALUMINIUM ราคาถูกและเบา แต่ทนแรงดึงได้น้อยกว่า , COPPER CONDUCTORS นั้นหนักและมีราคาแพงสำหรับ ACSR อยู่ในระดับปานกลางทั้งแรงดึง น้ำหนักและราคาคงที่นั้นเมื่อพิจารณาถึงระยะทางระหว่างกรุงเพทฯและกระบี่ ประมาณ 700 ก.ม. ซึ่งไกลเกินกว่าควรจะใช้ ACSR เหมาะสมที่สุด ในการคำนวณและออกแบบสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงระหว่างภาคกลางและภาคใต้ เพื่อให้ถูกต้องตามหลักเศรษฐกิจใช้สายไฟฟ้า 7 ขนาดในการคำนวณดังกล่าว เพื่อนำมาเขียนกราฟ หาขนาดสายไฟฟ้าที่มีราคาถูกที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกับระหว่างค่าใช้จ่ายคอปี่

1.	ขนาด	636 MCM ACSR	Al/st	=	54/7 Strands
2.	"	795	"	=	54/7 "
3.	"	954	"	=	54/7 "
4.	"	1113	"	=	54/19 "
5.	"	1272	"	=	54/19 "
6.	"	1431	"	=	54/19 "
7.	"	1590	"	=	54/19 "

### 3.2 คุณสมบัติของสายไฟฟ้า (CHARACTERISTIC OF CONDUCTOR)

ตัวอย่าง การหา  $R_a$ ,  $X_a$ ,  $X'_a$  ของ CONDUCTORS

$R_a$  = Resistance in ohms per conductor per mile

$X_a$  = Inductive Reactance in ohms per conductor per mile at 1 ft. spacing

$X'_a$  = Shunt capacitive reactance in Megohms per conductor per mile at 1 ft. spacing

TABLE 3.1  
CHARACTERISTIC OF 7 CONDUCTOR SIZES

CONDUCTOR SIZE	Al/st	R	X	X'
ACSR in MCM	Strands	$\Omega$ /mile	$\Omega$ /mile	M $\Omega$ /mile
636	54/7	0.1678	0.6744	0.2300
795	54/7	0.1358	0.6634	0.2260
954	54/7	0.1118	0.6544	0.2228
1113	54/19	0.0957	0.6464	0.2200
1272	54/19	0.0840	0.6394	0.2176
1431	54/19	0.0749	0.6334	0.2156
1590	54/19	0.0675	0.6284	0.2137

Base KV = 230 KV

$\Delta$  eq. Spacing = 26 ft.

Frequency = 50 Cycle

Resistance R at 50°C

- $X_d$  = Inductive Reactance spacing factor in ohms per conductor per mile  
 $X'_d$  = Shunt Capacitive reactance spacing factor in megohms per conductor per mile  
 $X$  =  $X_a + X_d$  = Inductive reactance at  $\Delta$  eq. spacing in ohms per mile  
 $X'$  =  $X'_a + X'_d$  = Shunt capacitive reactance at  $\Delta$  eq. spacing in ohms per mile  
 $S$  = Length of line in hundreds of miles

For conductor 795 MCM ACSR Al/st. = 54/7 Strands

- Base KV = 230 KV.  $\Delta$  eq. spacing = 26 ft. 50 cycles  
 $R$  = 0.1358 ohms/mile at 50°C  
 $X$  =  $X_a + X_d$   
     = 0.334 + 0.3294  
     = 0.6634 ohms/mile  
 $X'$  =  $X'_a + X'_d$   
     = 0.1100 + 0.1160  
     = 0.2260 Mohms/mile

### 3.3 คุณสมบัติของสายส่งไฟฟ้า (TRANSMISSION LINE CHARACTERISTIC)

#### 3.3.1 ค่าคงที่ A B C D ของสายส่งไฟฟ้า (AUXILIARY CIRCUIT CONSTANTS OF TRANSMISSION LINE)

$$A = \left(1 - \frac{XS^2}{200X'}\right) + j \frac{RS^2}{200X'} \quad \text{in p.u.}$$

$$B = 100RS \left(1 - \frac{XS^2}{300X'}\right) + j100XS \left(1 - \frac{XS^2}{500X'} + \frac{R^2S^2}{600XX'}\right) \quad \text{in ohms}$$

$$C = \frac{jS}{X'} \left\{ \left( 1 - \frac{XS^2}{600X'} \right) + j \frac{RS^2}{600X'} \right\} 10^{-4} \quad \text{in mhos}$$

$$D = A \quad \text{in p.u.}$$

S = Length of line in hundreds of miles

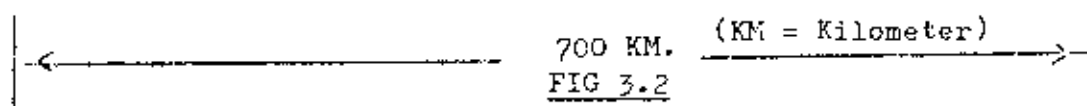
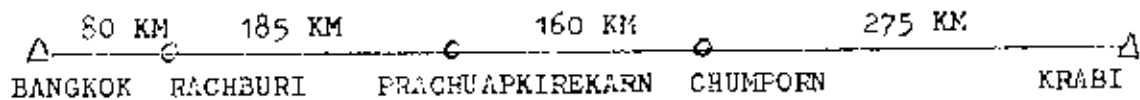
X and R are in ohms per mile

X' is in megohms per mile

Base KV = 230 KV ; Base MVA = 200 MVA

$$\text{Base } Z = \frac{BKV^2}{BMVA} = 264.5 \quad \text{ohms}$$

$$\text{Base Moh} = \frac{1}{\text{Base } Z} = 3781 \times 10^{-16} \quad \text{mhos}$$



DISTANCE DIAGRAM OF TIE LINE BANGKOK-KRABI

โดยใช้ IBM 1620 DIGITAL COMPUTER ทำการคำนวณค่า A B C D ออกมาได้ดังแสดงไว้ใน TABLE 3.2 สำหรับ ช่วง จากกรุงเทพฯถึงกระบี่ ซึ่งมีระยะทาง 700 กม. สำหรับค่า A B C D ของช่วงอื่น ๆ ได้นำมาแสดงไว้ในภาคผนวกและความสัมพันธ์ระหว่าง Real Part ของ A(AR), Imaginary Part ของ B(BI) ของสายไฟฟ้าทั้ง ๗ ขนาด กับความยาวของสายส่งไฟฟ้าได้นำมา Plot Graph ดังใน FIG 3.3

จาก FIG 3.3 จะเห็นได้ว่าการอง AR เมื่อความยาวของสายส่งไฟฟ้า = 0 จะมีค่า = 1 และเมื่อความยาวของสายส่งไฟฟ้ายาวมาก ๆ ค่าของ AR จะค่อย ๆ ต่ำลง ซึ่งแสดงว่าสายส่งไฟฟ้ายิ่งยาว Percent ของ Voltage Regulation ยิ่งสูง ส่วนสายส่งไฟฟ้าสั้น ๆ หรือระยะทางใกล้ ๆ Voltage Drop น้อยมาก Percent ของ Voltage Regulation ต่ำ สำหรับ Curve ของ BI เมื่อความยาวของสายส่งไฟฟ้าสั้นค่าของ BI ต่ำ และจะ = 0 เมื่อความยาว = 0 ค่าของ BI จะสูงขึ้นเมื่อความยาวของสายส่งไฟฟ้ามากขึ้นค่า BI นี้คือค่า Reactance ของสายส่งไฟฟ้านั้นเอง นั่นคือสายส่งไฟฟ้ายิ่งยาวค่า Reactance ยิ่งสูง ทำให้กำลังไฟฟ้าที่จะถ่ายเทยิ่งต่ำลง หรือจะพูดได้ว่า ค่า BI จะเป็นตัว Limit กำลังไฟฟ้าที่จะส่งผ่านสายส่งไฟฟ้านั้น



TABLE 3.2  
A B C D CONSTANTS FOR TRANSMISSION LINE

ACSR NOM	DISTANCE		A = D in p.u.	B in p.u.	C in p.u.
	KM	Mile			
636	700	435	0.72257970 + j0.06902598	0.22492694 + j0.01291150	-0.01150739 + j0.45398780
795	700	435	0.72227470 + j0.05685122	0.18198722 + j0.99426551	-0.00964632 + j0.46197306
954	700	435	0.72210770 + j0.04747611	0.14980407 + j0.97945183	-0.00817041 + j0.46857762
1113	700	435	0.72201130 + j0.04115643	0.12822109 + j0.96672884	-0.00717324 + j0.47452623
1272	700	435	0.72198890 + j0.03652320	0.11254310 + j0.95579822	-0.00643529 + j0.47975539
1431	700	435	0.72204290 + j0.03286862	0.10035536 + j0.94653145	-0.00584545 + j0.48421486
1590	700	435	0.72178530 + j0.02988462	0.09042134 + j0.93873776	-0.00536142 + j0.48847331

A B C D CONSTANT Calculated by IBM 1620 DIGITAL COMPUTER

Base KV = 230 KV

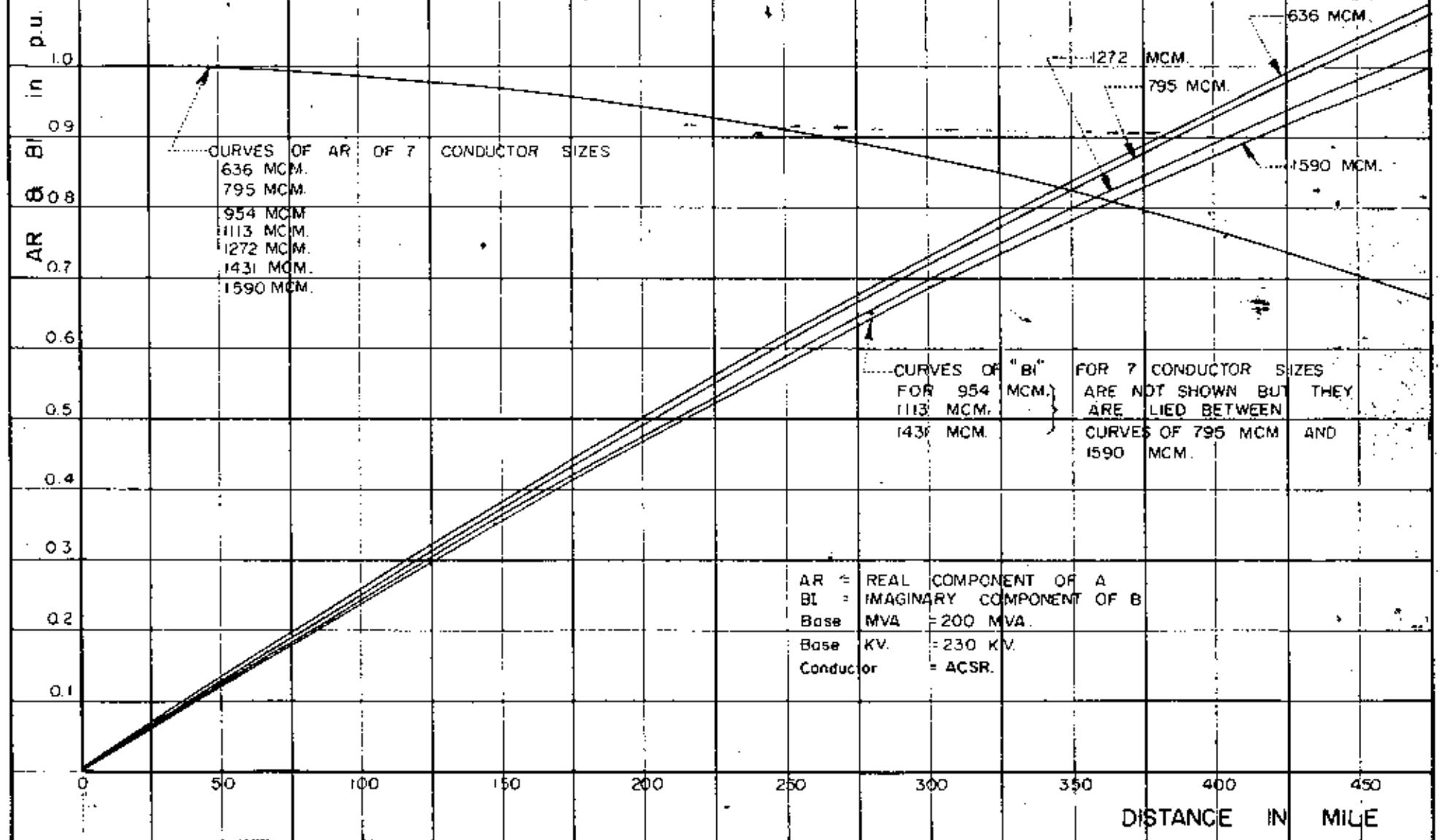
Base MVA = 200 MVA

Base Z = 264.5 ohms

FIG. 3.3

VARIATION OF AR AND BI OF 7 CONDUCTOR SIZES

$\Delta$  eq. SPACING = 26 ft.



3.4 ภาวะของกำลังไฟฟ้าและแรงดันของสายส่งไฟฟ้าระหว่าง กรุงเทพฯ และกระบี่  
(LOAD FLOW AND VOLTAGE CONDITION OF TIE LINE BANGKOK-KRABI)

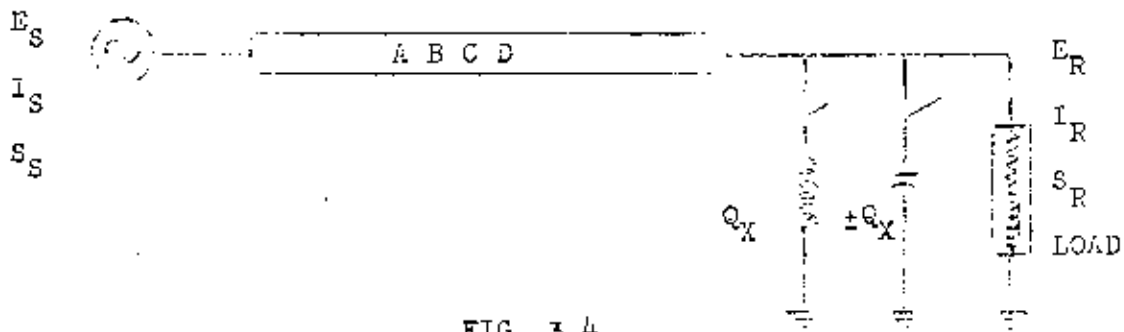


FIG. 3.4

EQUIVALENT CIRCUIT DIAGRAM OF  
TIE LINE BANGKOK - KRABI

$$S_S = P_S + jQ_S = \text{Sending End Power}$$

$$E_S = \text{Sending End Voltage}$$

$$I_S = \text{Sending End Current}$$

$$S_R = P_R + jQ_R = \text{Receiving End Power}$$

$$E_R = \text{Receiving End Voltage}$$

$$I_R = \text{Receiving End Current}$$

$$Q_X = \text{Reactive Power for Compensation at Receiving End}$$

ในการวิจัยสำหรับสายเชื่อมโยงระหว่าง กรุงเทพฯ กับกระบี่ ครั้งแรกจะทำการวิจัย เป็นวงเดียว จากกรุงเทพฯ ถึง กระบี่ ซึ่งมีความยาวประมาณ 700 ก.ม. โดยจะทำการวิจัยเป็น 2 กรณี

กรณีที่ 1 เฉพาะสายส่งไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

กรณีที่ 2 สายส่งไฟฟ้ากับ Shunt Reactor และ Synchronous Condenser ที่ Receiving End

ทั้ง 2 กรณี วิจัยที่ภาวะต่าง ๆ ทั้ง No Load และ Full Load

From Vector Equation. For Power

$$I_R^* = \frac{S_R}{E_R}$$

$$E_S = AE_R + BI_R$$

$$I_S = CE_R + DI_R$$

$$S_S = E_S I_S^*$$

$$\text{Loss} = P_S - P_R \quad \text{in KW}$$

$$\text{Regulation} = \left\{ \frac{E_S - E_R}{P_R} \right\} 100 \quad \%$$

Charging VAR = Reactive Power at Sending End for  
 $E_S = 1.0$  p.u. of Transmission Line  
 alone

$I^*$  = Conjugate of  $I$

### 3.4.1 การคำนวณไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (TRANSMISSION LINE OF

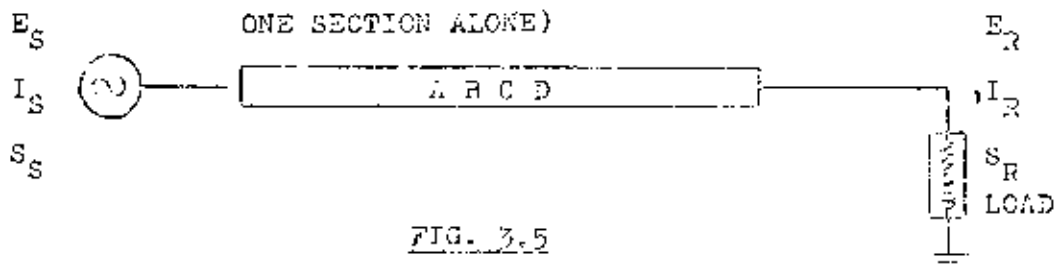


FIG. 3.5

#### EQUIVALENT CIRCUIT FOR TRANSMISSION LINE ALONE

No Load = 0 MVA

Full Load = 100 MVA 0.8 p.f. Lagging

Base KV = 230 KV

Base MVA = 200 MVA

Distance = 700 KM

โดยใช้ IBM 1620 DIGITAL COMPUTER ทำการคำนวณโดยการลง

Sending End Voltage พังกรณี Full Load และ No Load โดยคำนวณ

๗๗ Receiving End Voltage ๗๗ = 230 KV ๗๗ = 1 p.u. ของค่า

TABLE 3.3  
CORRELATION OF SENDING END  
RECEIVING END VOLTAGE AND REGULATION FOR  
ONE SECTION ALONG OF 7 CONDUCTOR SIZES

ACSR HCM	DISTANCE KM	RECEIVING END VOLTAGE	SENDING END VOLTAGE		REGULATION %	
			ES NO LOAD	KV FULL LOAD	NO LOAD	FULL LOAD
636	700	230	166.8	273.2	-27.5	18.8
795	700	230	166.5	267.7	-27.6	16.4
954	700	230	166.3	263.4	-27.7	14.5
1113	700	230	166.3	260.4	-27.7	13.2
1272	700	230	166.1	257.8	-27.8	12.1
1431	700	230	166.1	256.0	-27.8	11.3
1590	700	230	166.1	254.4	-27.8	10.6

RESULTS FROM IBM 1620 DIGITAL COMPUTER

NO LOAD = 0 MVA at Receiving End

FULL LOAD = 100 MVA 0.8 p.f. lagging at Receiving End

ไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ดังได้แสดงไว้ใน TABLE 3.3 ซึ่งจากค่าต่าง ๆ ของ Sending end voltage นำไปคำนวณหา percent of Regulation ปรากฏว่าเกิน Limit ที่กำหนดไว้คือ 10 % ดังนั้น ในการที่จะใช้ เพียงสายส่งไฟฟ้า แต่อย่างเดียวโดยไม่มี Shunt Reactor และ Synchronous Condenser ควบคุม จะใช้ไม่ได้

3.4.2 สายส่งไฟฟ้าที่มี SHUNT REACTOR และ SYNCHRONOUS CONDENSER ที่จุดปลายสาย (ONE SECTION WITH COMPENSATION OF SHUNT REACTOR AND SYNCHRONOUS CONDENSER AT RECEIVING END)

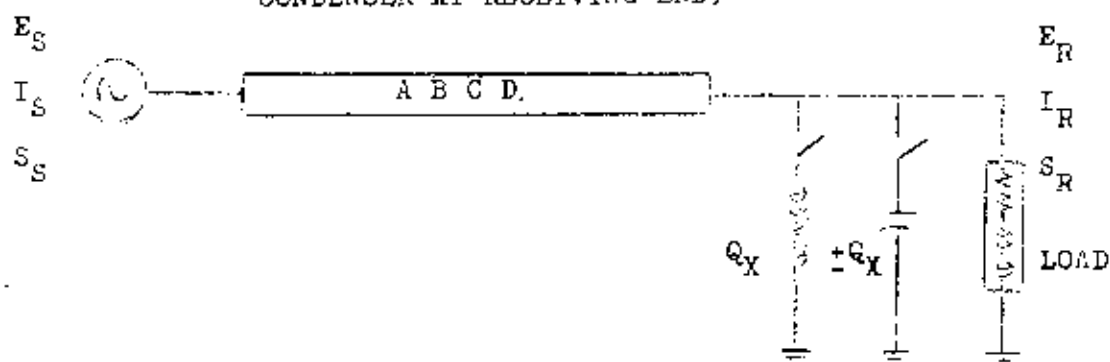


FIG. 3.6

EQUIVALENT CIRCUIT FOR TRANSMISSION LINE WITH COMPENSATION AT RECEIVING END

สำหรับภาวะต่าง ๆ ที่ต้องการคงเดิมทั้ง No Load และ Full Load โดยใช้ IBM 1620 DIGITAL COMPUTER ทำการคำนวณโศดต่าง ๆ ของ Sending End Voltage เมื่อคิดที่ Receiving End Voltage = 1 p.u. หรือ 230 KV ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาดดังได้แสดงไว้ใน TABLE 3.4 จากผลของการคำนวณแสดงให้เห็นว่า

1. ในกรณี No Load จะต้องใช้ Shunt Reactor ใ้ที่ Receiving End อย่างมากที่สุด 60 MVA จึงจะทำให้ percent Regulation อยู่ใน Limit ที่ต้องการ (ไม่ไล้รวม On Load Tap Changer Transformer ที่ Receiving End เข้าไปด้วย)

2. ในกรณี Full Load จะต้องใช้ Synchronous Condenser run ที่ Receiving End ประมาณ -40 MVAR จึงจะทำให้ % Regulation อยู่ใน Limit ที่ต้องการ

เมื่อค่า Receiving End Voltage เปลี่ยนจาก 0.9 ถึง 1.0 p.u. ความสัมพันธ์ระหว่าง  $E_S$  กับ  $E_R$  ทั้งในกรณี 3.4.1 และ 3.4.2 ให้นำมา Plot แสดงไว้อย่างละเอียดใน FIG. 3.7 ถึง 3.13 ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด จาก FIG. 3.7 ถึง 3.13 เมื่อพิจารณาถึงภาวะของ Full Load with Compensation -20 % at Receiving End ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด แล้วจะเห็นว่าในกรณีที่  $E_S$  เท่ากันและ % Compensation ที่ Receiving End เท่ากัน สายไฟฟ้า ขนาดใหญ่กว่าสามารถจะรับภาระใช้ไฟฟ้า (Load) ได้มากกว่า ส่วนในกรณี No-Load percent Regulation ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ต่างกันเพียงเล็กน้อย เท่านั้นโดย percent Regulation ของสายไฟฟ้าขนาดใหญ่กว่าสายไฟฟ้าขนาดเล็ก

สำหรับความสัมพันธ์ของ  $E_S$  &  $E_R$  ที่ No Load และ Full Load สายส่งไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว และสายส่งไฟฟ้ากับ Shunt Reactor ในกรณี No-Load กับ Synchronous Condenser ในกรณี Full Load เมื่อ  $E_R$  เปลี่ยนจาก 0.9 ถึง 1.0 p.u. ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาดใน FIG. 3.7 ถึง 3.13 จะเห็นว่า Graph ของ  $E_S$  มองดูคล้ายเส้นตรง และความจริงแล้ว Graph ของ  $E_S$  ไม่ใช่เป็นเส้นตรง แต่เป็นส่วนโค้งของวงกลมซึ่งมีรัศมียาวมากนั่นเอง

### 3.5 การสูญเสียของกำลังไฟฟ้าในสายส่งไฟฟ้า (LOSSES FOR TRANSMISSION LINE)

Loss คือการสูญเสียกำลังไฟฟ้าไปในสายส่งไฟฟ้าในขณะที่จ่ายกระแสไฟฟ้า ซึ่งหาได้จากความนำกำลังไฟฟ้าจาก Sending End และ Receiving End มาเปรียบเทียบกัน ในภาวะต่าง ๆ ตามที่ต้องการเช่นที่ No Load หรือที่ Full Load เมื่อ Voltage Regulation ได้ตามความต้องการนั้นคือไม่เกิน 10 % Loss ดังกล่าวสูญเสียเนื่องจากความต้านทานของสายไฟฟ้า สายไฟฟ้าที่มีความต้านทาน

TABLE 3.4  
CORRELATION OF SENDING END ,  
RECEIVING END VOLTAGE AND REGULATION FOR ONE SECTION  
WITH COMPENSATION AT RECEIVING END OF 7 CONDUCTOR SIZES

ACSR MCR	DISTANCE KM	RECEIVING END VOLTAGE KV	SENDING END VOLTAGE ES (KV)		REGULATION(%)	
			NO LOAD compens- ation +30% at Receiving End	FULL LOAD compen- sation -20% at Receiving End	NO LOAD	FULL LOAD
636	700	230	236.0	234.4	2.6	1.9
795	700	230	234.6	228.9	2.0	-0.5
954	700	230	233.5	224.5	1.5	-2.4
1113	700	230	232.8	221.5	1.2	-3.7
1272	700	230	231.8	219.4	0.8	-4.6
1431	700	230	231.4	217.6	0.6	-5.4
1590	700	230	230.7	216.0	0.3	-6.1

RESULTS FROM IBM 1620 DIGITAL COMPUTER

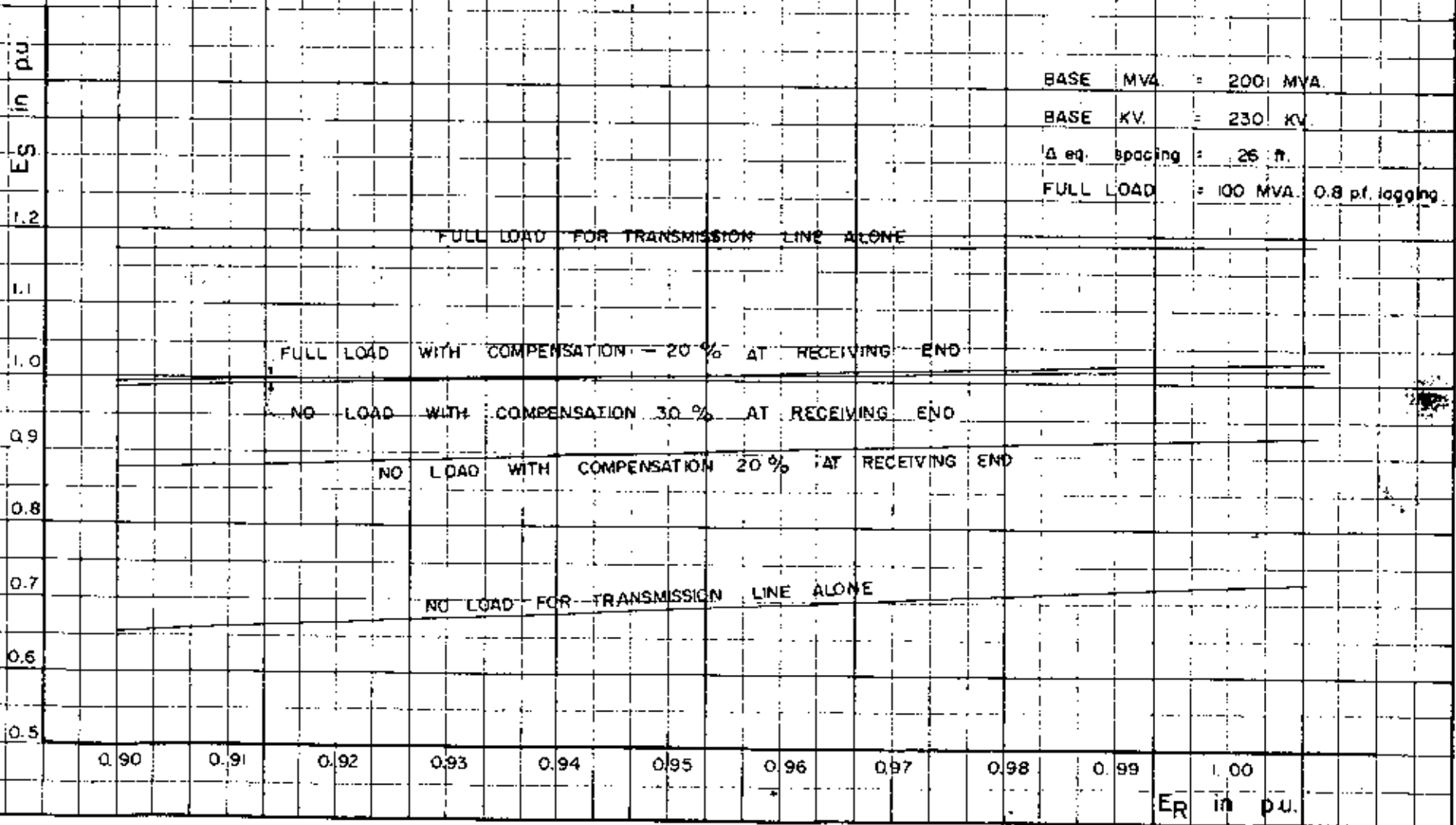
NO LOAD = 0 MVA at Receiving End

FULL LOAD = 100 MVA 0.8 p.f. lagging at Receiving End

Base MVA = 200 MVA



**FIG. 3.7**  
**VARIATION OF  $E_S$  AT NO LOAD AND FULL LOAD**  
**DISTANCE 700 KM. FOR  $E_R = 0.9 \rightarrow 1.0$  p.u.**  
**OF 636 MCM. A.C.S.R. CONDUCTOR**



**FIG. 3.8**  
**VARIATION OF  $E_s$  AT NO LOAD AND FULL LOAD**  
**DISTANCE 700KM FOR  $E_R = 0.9 \rightarrow 1.0$  P.U.**  
**OF 795 MCM ACSR CONDUCTOR**

$E_s$  IN P.U.

BASE MVA = 200 MVA  
 BASE KV = 230 KV  
 $\Delta_{eq}$  spacing = 25 FT.  
 FULL LOAD = 100 MVA 0.8 p.f lagging

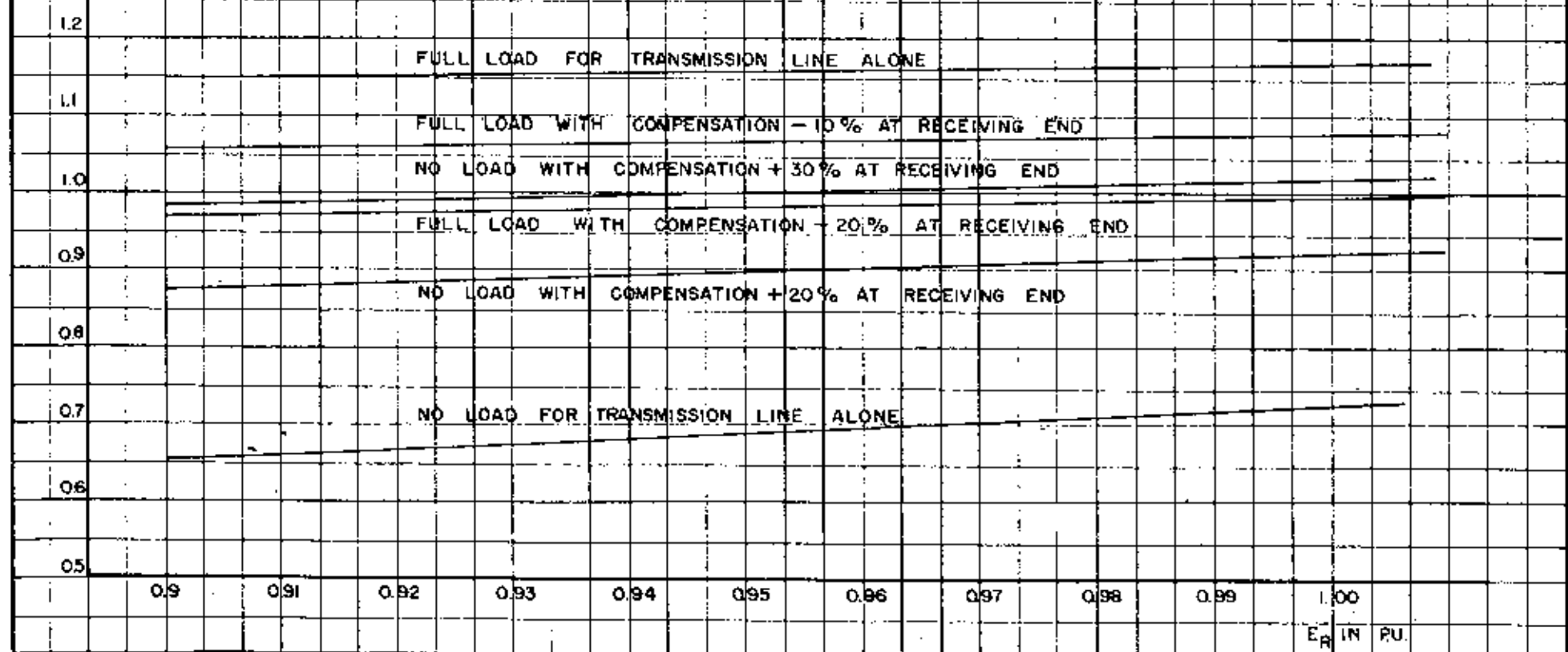


FIG. 3.9

VARIATION OF  $E_S$  AT NO LOAD AND FULL LOAD  
 DISTANCE 700 KM. FOR  $E_R = 0.9 - 1.0$  p.u.  
 OF 954 MCM. A.C.S.R. CONDUCTOR

BASE MVA = 200 MVA  
 BASE KV = 230 KV  
 Avg. Spacing = 26 ft  
 Full Load = 100 MVA 0.8 p.f. lagging

FULL LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

NO LOAD WITH COMPENSATION + 30% AT RECEIVING END

FULL LOAD WITH COMPENSATION - 20% AT RECEIVING END

NO LOAD WITH COMPENSATION + 20% AT RECEIVING END

NO LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

$E_S$  in p.u.

1.2

1.1

1.0

0.9

0.8

0.7

0.6

0.5

0.90

0.91

0.92

0.93

0.94

0.95

0.96

0.97

0.98

0.99

1.00

$E_R$  in p.u.

FIG. 3.10

VARIATION OF  $E_s$  AT NO LOAD AND FULL LOAD  
 DISTANCE 700 KM. FOR  $E_R = 0.9 - 1.0$  p.u.  
 OF 1113 MCM. A.C.S.R CONDUCTOR

BASE MVA = 200 MVA.  
 BASE KV. = 230 KV.  
 $\Delta$  eq. spacing = 25 ft.  
 FULL LOAD = 100 MVA, 0.8 p.f. lagging.

FULL LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

NO LOAD WITH COMPENSATION + 30% AT RECEIVING END

FULL LOAD WITH COMPENSATION - 20% AT RECEIVING END

NO LOAD WITH COMPENSATION + 20% AT RECEIVING END

NO LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

$E_s$  in p.u.

0.90 0.91 0.92 0.93 0.94 0.95 0.96 0.97 0.98 0.99 1.00

$E_R$  in p.u.

FIG 3.11  
 VARIATION OF  $E_S$  AT NO LOAD AND FULL LOAD  
 DISTANCE 700KM FOR  $E_R=0.9 - 1.0$  P.U.  
 OF 1272 MCM ACSR CONDUCTOR

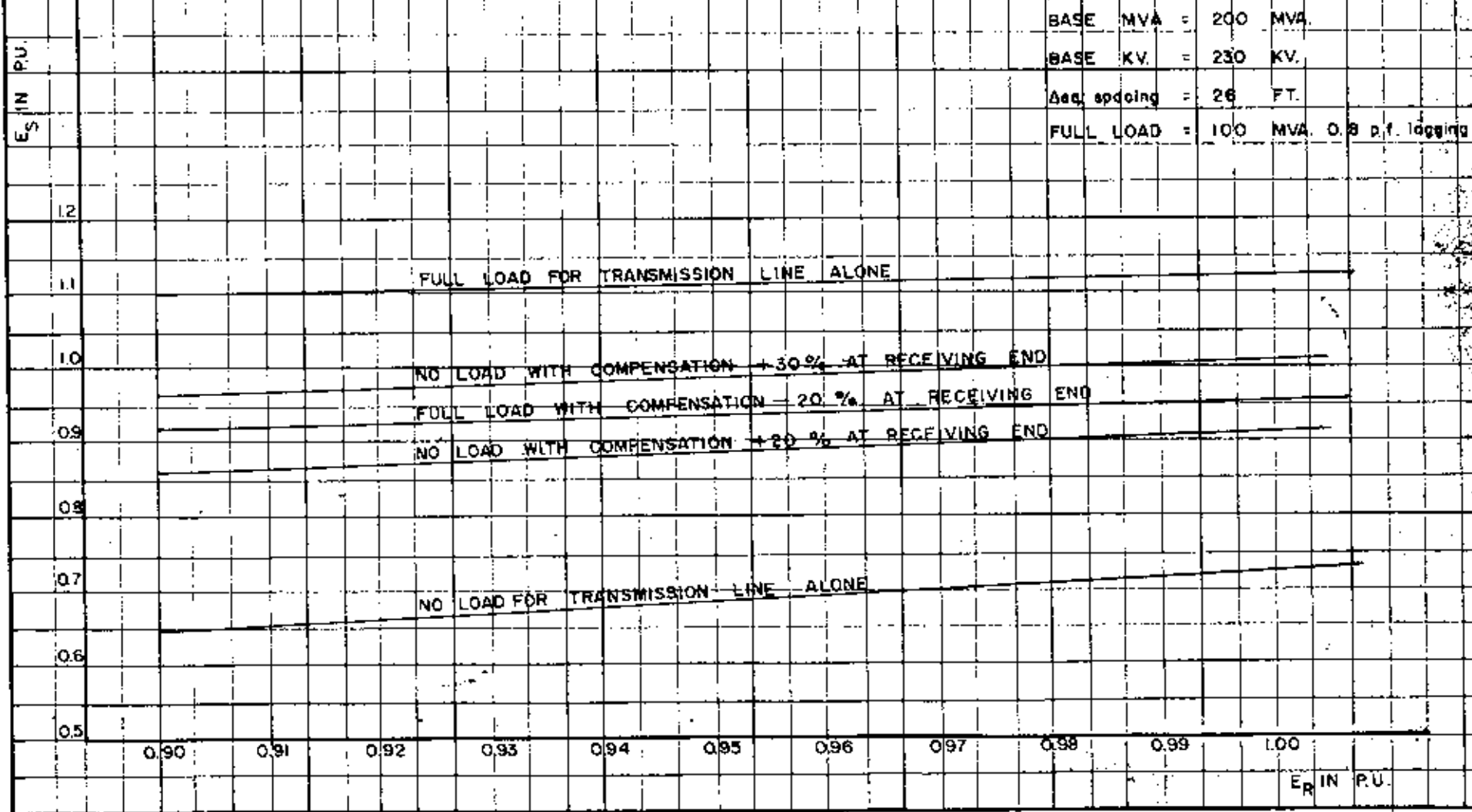


FIG. 3.12

VARIATION OF  $E_S$  AT NO LOAD AND FULL LOAD  
 DISTANCE 700 KM. FOR  $E_R = 0.9 - 1.0$  p.u.  
 OF 1431 MCM. A.C.S.R. CONDUCTOR

BASE MVA = 200 MVA  
 BASE KV = 230 KV.  
 Δ eq. Spacing = 26 ft.  
 FULL LOAD = 100 MVA 0.8 pf lagging.

$E_S$  in p.u.

1.2

1.1

1.0

0.9

0.8

0.7

0.6

0.5

FULL LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

NO LOAD WITH COMPENSATION +30% AT RECEIVING END

FULL LOAD WITH COMPENSATION -20% AT RECEIVING END

NO LOAD WITH COMPENSATION +20% AT RECEIVING END

NO LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

0.90

0.91

0.92

0.93

0.94

0.95

0.96

0.97

0.98

0.99

1.00

$E_R$  in p.u.

FIG. 3.13

VARIATION OF  $E_s$  AT NO LOAD AND FULL LOAD  
 DISTANCE 700 KM. FOR  $E_R = 0.9 \rightarrow 1.0$  p.u.  
 OF 1590 MCM. A.C.S.R. CONDUCTOR

$E_s$  in p.u.

BASE MVA = 200 MVA  
 BASE KV. = 230 KV.  
 $\Delta$  eq. spacing = 25 ft.  
 FULL LOAD = 100 MVA 0.8 p.f. lagging

1.2

1.1

FULL LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

1.0

NO LOAD WITH COMPENSATION + 30% AT RECEIVING END

0.9

FULL LOAD WITH COMPENSATION - 20% AT RECEIVING END

NO LOAD WITH COMPENSATION + 20% AT RECEIVING END

0.8

0.7

NO LOAD FOR TRANSMISSION LINE ALONE

0.6

0.5

0.90 0.91 0.92 0.93 0.94 0.95 0.96 0.97 0.98 0.99 1.00

$E_R$  in p.u.

มาก Loss ก็จะสูง ก็จะทำให้เห็นได้จาก TABLE 3.5 ซึ่งแสดงถึง Loss ในสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ที่ No Load และที่ Full Load

จาก TABLE 3.5 แสดงให้เห็นว่า สายไฟฟ้าที่มีขนาดเล็กซึ่งมีความต้านทานสูงกว่าสายไฟฟ้าที่มีขนาดใหญ่ เมื่อเปรียบเทียบที่ภาวะเดียวกัน Loss จะมากกว่าสายไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งจะต่างกันมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับขนาดที่แตกต่างกันของสายไฟฟ้า ในที่นี้ แสดงให้เห็นว่าสายไฟฟ้านขนาด 636 MCM ACSR และ 1590 MCM ACSR จะมี Loss ต่างกันประมาณ 2.3 เท่า ที่ No Load และ 3.3 เท่า ที่ Full Load ค่าของ Loss นี้สามารถจะนำไปคิดเป็นจำนวนเงินทั้งหมดที่ต้องเสียไปโดยที่ไม่ได้อะไรตอบแทนเลย คอปปีหรือคอลลอกอายุของสายส่งไฟฟ้าได้ จากเงินที่สูญเสียไปดังกล่าว เมื่อนำไปรวมกับค่าใช้จ่ายอื่น ๆ คอปปีของสายไฟฟ้าขนาดต่าง ๆ ก็จะทำให้ทราบถึงขนาดของสายไฟฟ้าที่จะนำมาใช้ได้ถูกต้องตามลักษณะภูมิอากาศที่สุด

เมื่อค่าของ  $E_R$  เปลี่ยนจาก 0.9 ถึง 1.0 P.U. Plot ค่าของ Losses ทั้ง No Load With 20 % & 30 % Compensation at Receiving End และ Full Load With -20 % Compensation at Receiving End ทั้งแสดงใน FIG. 3.14 ถึง 3.16 ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด จะเห็นได้ว่าในกรณี No Load เมื่อ  $E_R$  สูงขึ้น ทำให้ Loss สูงขึ้นด้วย และในกรณี Full Load เมื่อ  $E_R$  สูงขึ้น Loss จะน้อยลง นอกจากนี้ยังแสดงให้เห็นว่าทั้งกรณี No Load และ Full Load สายไฟฟ้าขนาดเล็กมี Loss มากกว่าสายไฟฟ้าขนาดใหญ่ สำหรับ Load Flow Diagram ทั้งกรณี No Load และ Full Load ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ได้นำมาแสดงไว้แล้วใน FIG. 3.17

### 3.6 CHARGING CAPACITY ของสายส่งไฟฟ้า (LINE CHARGING CAPACITY)

CHARGING CAPACITY ของสายส่งไฟฟ้า ก็คือ Reactive Power ที่จะต้องจ่ายจาก เครื่องกำเนิดไฟฟ้าทางด้าน Sending End ในการ Energize สายส่งไฟฟ้า เนื่องจาก Capacitive Reactance ระหว่างสายส่งไฟฟ้ากับ Ground



TABLE 3.5

LOSSES OF 7 CONDUCTOR SIZES AT NO LOAD AND FULL LOAD CONDITIONS

ACSR MCM	DISTAN- CE KM	LOSS AT NO LOAD with +30% com- pensation at Re- ceiving End MW	LOSS AT FULL LOAD with -20% compensation at Receiving End			
			$P_R$ MW	$P_S$ MW	Loss <sub>MW</sub>	$\frac{P_S - P_R}{P_R} \%$ Loss Base on $P_R$
636	700	1.96	80	88.96	8.96	11.20
795	700	1.62	80	86.96	6.96	8.70
954	700	1.36	80	85.46	5.46	6.82
1113	700	1.18	80	84.46	4.46	5.58
1272	700	1.04	80	83.74	3.74	4.68
1431	700	0.94	80	83.18	3.18	3.98
1590	700	0.86	80	82.72	2.72	3.40

Base on  $E_R$  = 1 p.u.

Base KV = 230 KV

Base MVA = 200 MVA

Loss =  $P_S - P_R$

FULL LOAD = 100 MVA 0.8 p.f. lagging at Receiving  
End

RESULTS FROM IBM 1620 DIGITAL COMPUTER

FIG. 3.14

VARIATION OF LOSSES OF 7 CONDUCTOR SIZES  
 AT NO LOAD WITH + 20% COMPENSATION AT  
 RECEIVING END FOR  $E_R = 0.9 \rightarrow 1.0$  p.u.

BASE KV. = 230 KV.  
 BASE MVA = 200 MVA  
 FULL LOAD = 100 MVA C.B pf lagging  
 DISTANCE = 700 KM.

LOSS in p.u.

0.009  
 0.008  
 0.007  
 0.006  
 0.005  
 0.004  
 0.003

0.90 0.91 0.92 0.93 0.94 0.95 0.96 0.97 0.98 0.99 1.00

$E_R$  in p.u.

636 MCM. A.C.S.R.  
 795 MCM. A.C.S.R.  
 954 MCM. A.C.S.R.  
 1113 MCM. A.C.S.R.  
 1272 MCM. A.C.S.R.  
 1431 MCM. A.C.S.R.  
 1590 MCM. A.C.S.R.

FIG. 3.15  
 VARIATION OF LOSSES OF 7 CONDUCTOR SIZES  
 AT NO LOAD WITH +30% COMPENSATION AT  
 RECEIVING END FOR  $E_R = 0.9 - 1.0$  p.u.

LOSS in p.u.

BASE KV. = 230 KV  
 BASE MVA. = 200 MVA.  
 FULL LOAD = 100 MVA, 0.8 p.f. lagging  
 DISTANCE = 700 KM.

0.011  
 0.010  
 0.009  
 0.008  
 0.007  
 0.006  
 0.005  
 0.004  
 0.003  
 0.002

638 MCM. A.C.S.R.

795 MCM. A.C.S.R.

954 MCM. A.C.S.R.

1113 MCM. A.C.S.R.

1272 MCM. A.C.S.R.

1431 MCM. A.C.S.R.

1590 MCM. A.C.S.R.

0.90 0.91 0.92 0.93 0.94 0.95 0.96 0.97 0.98 0.99 1.00

$E_R$  in p.u.

FIG. 3.16

VARIATION OF LOSSES OF 7 CONDUCTOR SIZES  
 AT FULL LOAD WITH -20% COMPENSATION AT  
 RECEIVING END FOR  $E_R = 0.9 \rightarrow 1.0$  p.u.

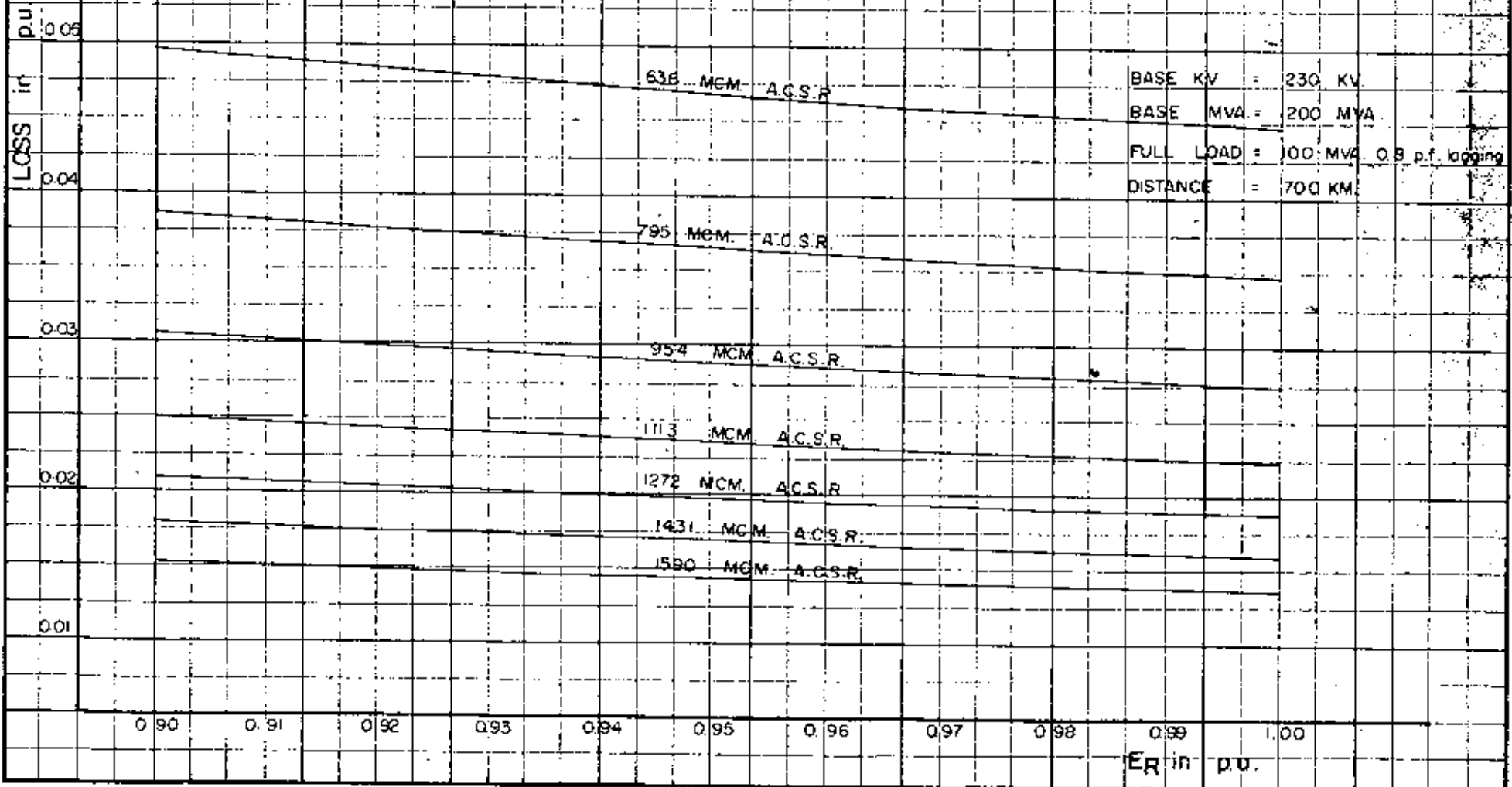
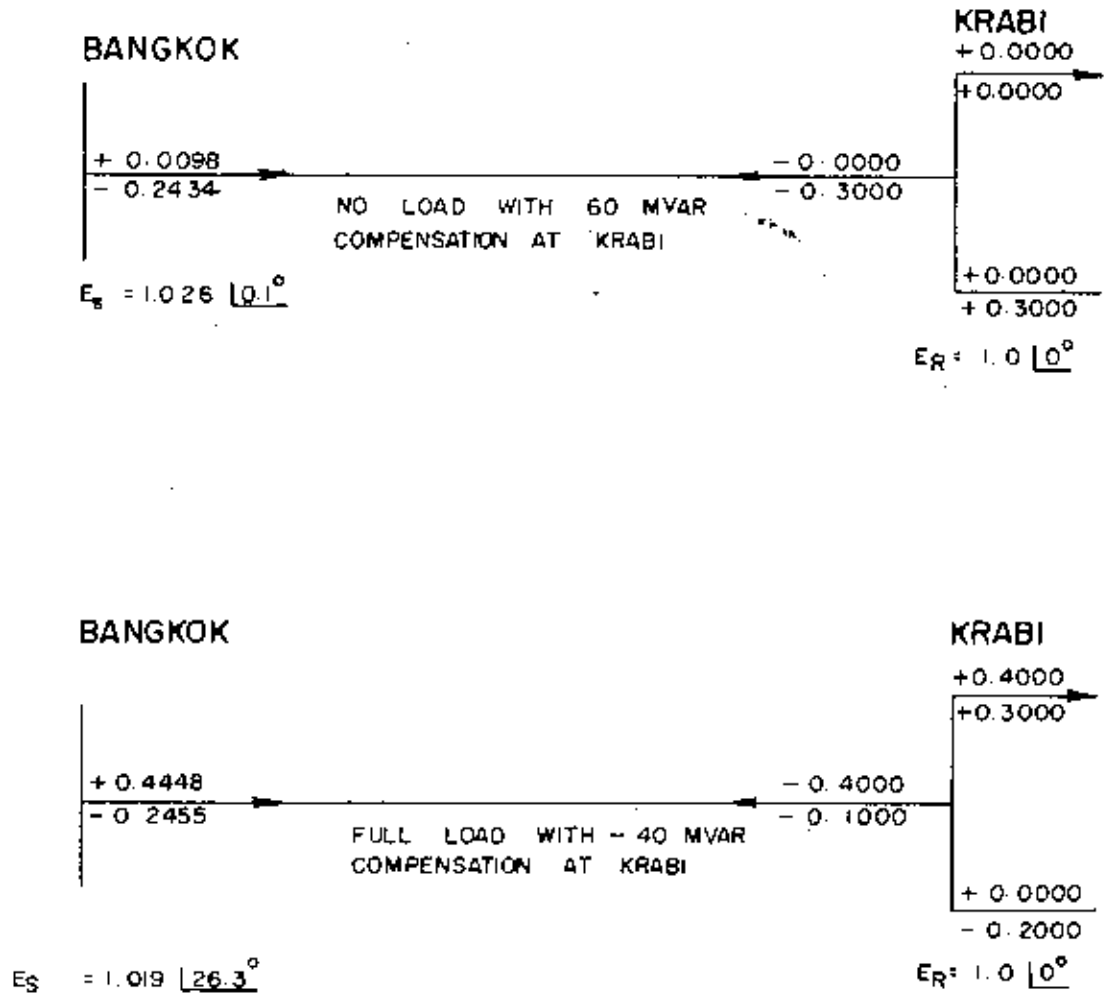


FIG. 3.17

LOAD FLOW DIAGRAM OF 7 CONDUCTOR SIZES  
AT NO LOAD AND FULL LOAD CONDITIONS  
( Base KV. = 230 KV. Base MVA = 200 MVA, )

1. 636 MCM. A.C.S.R.



## 2. 795 MCM. A.C.S.R.

BANGKOK

 $+0.0081$   
 $-0.2503$ 
 $E = 1.020 \angle 0.1^\circ$ 
NO. LOAD WITH 60 MVAR  
COMPENSATION AT KRABI
 $-0.0000$   
 $-0.3000$ 

KRABI

 $+0.0000$   
 $+0.0000$   
 $+0.0000$   
 $+0.3000$ 
 $E = 1.0 \angle 0^\circ$ 

BANGKOK

 $+0.4348$   
 $-0.2446$ 
 $E = 0.995 \angle 26.0^\circ$ 
FULL LOAD WITH - 40 MVAR  
COMPENSATION AT KRABI
 $-0.4000$   
 $-0.1000$ 

KRABI

 $+0.4000$   
 $+0.3000$   
 $+0.0000$   
 $-0.2000$ 
 $E = 1.0 \angle 0^\circ$ 

## 3. 954 MCM. A.C.S.R.

BANGKOK

 $+0.0068$   
 $-0.2559$ 
 $E = 1.015 \angle 0.1^\circ$ 
NO. LOAD WITH 60 MVAR  
COMPENSATION AT KRABI
 $-0.0000$   
 $-0.3000$ 

KRABI

 $+0.0000$   
 $+0.0000$   
 $+0.0000$   
 $+0.3000$ 
 $E = 1.0 \angle 0^\circ$ 

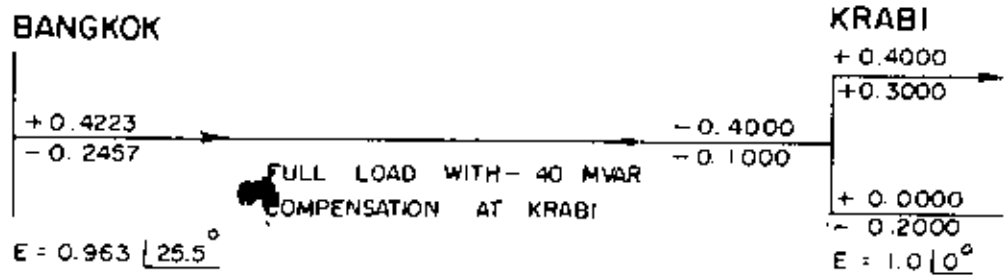
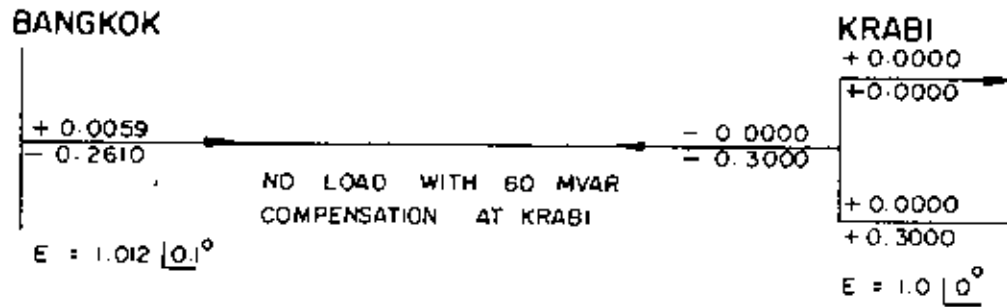
BANGKOK

 $+0.4273$   
 $-0.2444$ 
 $E = 0.976 \angle 25.7^\circ$ 
FULL LOAD WITH - 40 MVAR  
COMPENSATION AT KRABI
 $-0.4000$   
 $-0.1000$ 

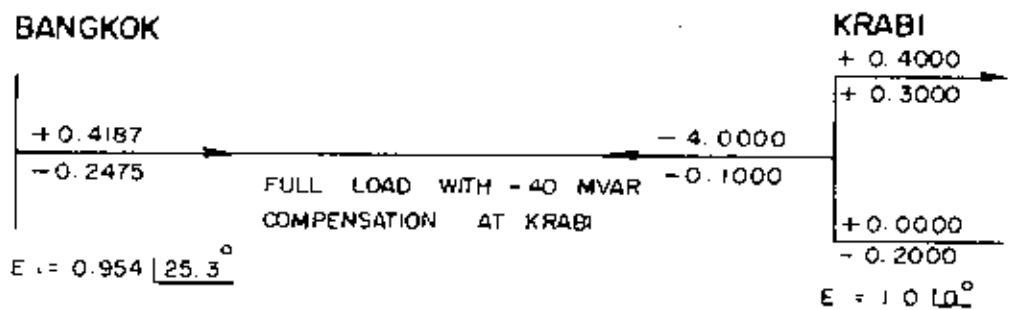
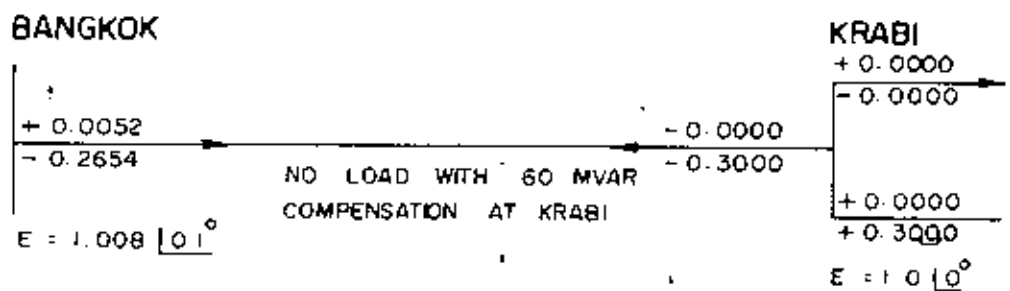
KRABI

 $+0.4000$   
 $+0.3000$   
 $+0.0000$   
 $-0.2000$ 
 $E = 1.0 \angle 0^\circ$

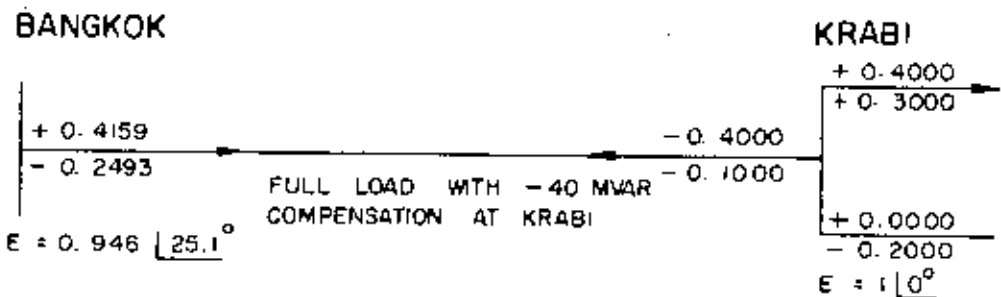
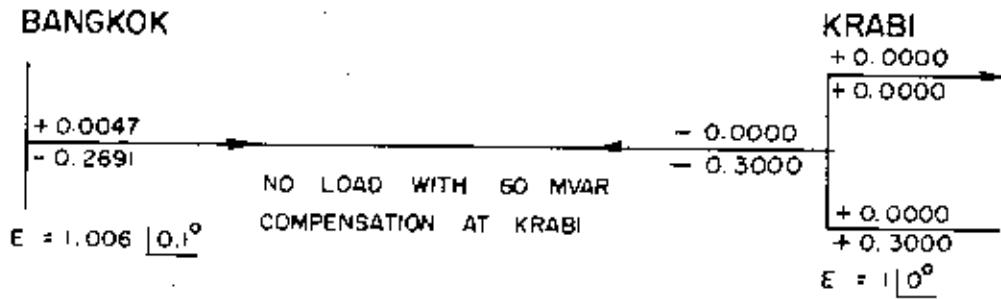
## 4. 1113 MCM. A.C.S.R.



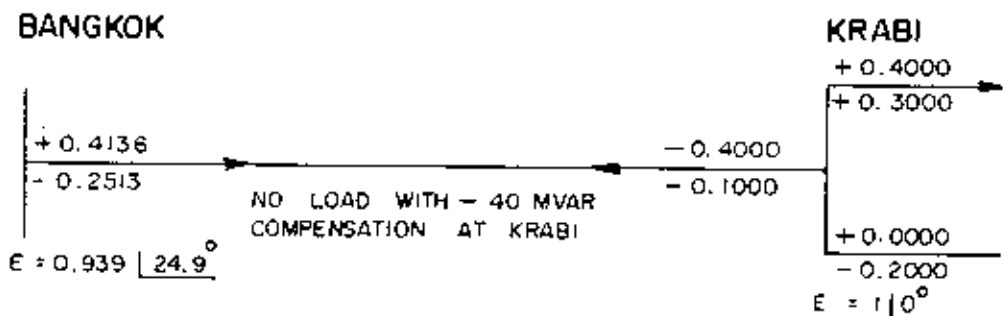
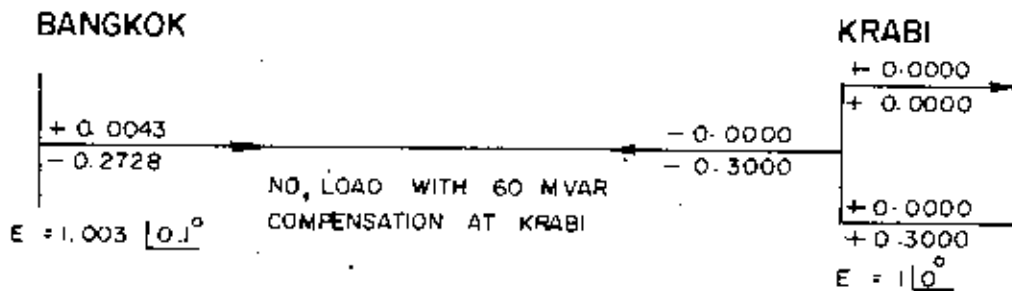
## 5. 1272 MCM. A.C.S.R.



## 6. 1431 MCM. A.C.S.R.



## 7. 1590 MCM. A.C.S.R.





ตลอดแนวตามความยาวของสายส่งไฟฟ้า Reactive Power จะเป็นปฏิภาคโดยตรงกับความยาวของสายส่งไฟฟ้าและ Voltage ที่สายส่งไฟฟ้ายิ่งยาวและ Voltage ยิ่งสูง Charging Reactive Power ก็ยิ่งมากขึ้น ซึ่งค่าของ Charging Reactive Power ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาดที่ Sending End Voltage เท่ากับ 1.0 p.u. ให้นำมาแสดงไว้มากใน TABLE 3.6

จากการนำเอาค่าของ Charging Reactive Power ของสายส่งไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวและสายส่งไฟฟ้ากับ Shunt Reactor 60 MVAR ที่ Receiving End มา Plot กับค่าของ Sending End Voltage ดังได้แสดงไว้ใน FIG.- 3.18 และ 3.19 จะเห็นได้ว่าทั้ง 2 กราฟ ที่จุด Sending End Voltage เท่ากัน สายไฟฟ้าขนาดใหญ่กว่าจะมี Charging Reactive Power สูงกว่าสายไฟฟ้าขนาดเล็ก และเมื่อ Sending End Voltage สูงขึ้นของสายไฟฟ้าแต่ละขนาดทำให้ Charging Reactive Power สูงขึ้นด้วย

### 3.7 สรุปผลการออกแบบสายส่งไฟฟ้าระหว่างกรุงเทพมหานคร-กระบี่ (CONCLUSION FOR TRANSMISSION LINE DESIGN OF TIE LINE BETWEEN BANGKOK - KRABI)

#### 3.7.1 สายไฟฟ้า (CONDUCTOR SIZES)

จากผลการคำนวณ เพื่อจะถ่ายเทกำลังไฟฟ้าสูงสุด 100 MVA Conductor ทั้ง 7 ขนาด สามารถที่จะรับ Load ได้

#### 3.7.2 แรงดันไฟฟ้า (VOLTAGE)

แรงดันไฟฟ้าใช้ 230 KV ในกรณีที่ No Load จำเป็นจะต้องใช้ Shunt Reactor ใส่ที่ Receiving End อย่างมากที่สุด 60 MVAR และในกรณี Full Load 100 MVA 0.8 p.f. Lagging จำเป็นจะต้อง run Synchronous Condenser อย่างมากที่สุด -40 MVAR ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด. (ไม่ไห้รวมโรงไฟฟ้ากระบี่เขาไปด้วย)

TABLE 3.6

LINE CHARGING CAPACITY OF 7 CONDUCTOR SIZES FOR TRANSMISSIONLINE ALONE AND NO LOAD WITH 30 % COMPENSATION AT RECEIVING END

ACSR NOM	DIST- ANCE AM	SENDING END VOLT- AGE ES	LINE CHARGING REACTIVE POWER AT SENDING END			
			TRANSMISSION LINE ALONE		NO LOAD with 30% compen- sation at Receiving End	
		KV	MVAR	ER in KV	MVAR	ER in KV
636	700	230	125.2	317.4	39.3	216.2
795	700	230	127.8	318.1	42.2	218.5
954	700	230	129.6	318.1	44.8	220.8
1113	700	230	131.2	318.1	47.4	223.1
1272	700	230	132.6	318.1	49.8	225.4
1431	700	230	133.8	318.1	52.2	227.7
1590	700	230	134.9	318.1	54.5	230.0

RESULTS FROM IBM 1620 DIGITAL COMPUTER

Base KV = 230 KV

Base MVA = 200 MVA

FIG. 3.18  
 LINE CHARGING MVAR OF 7 CONDUCTOR SIZES  
 OF TRANSMISSION LINE ALONE  
 FOR  $E_s = 0.98 - 1.02$  p.u.

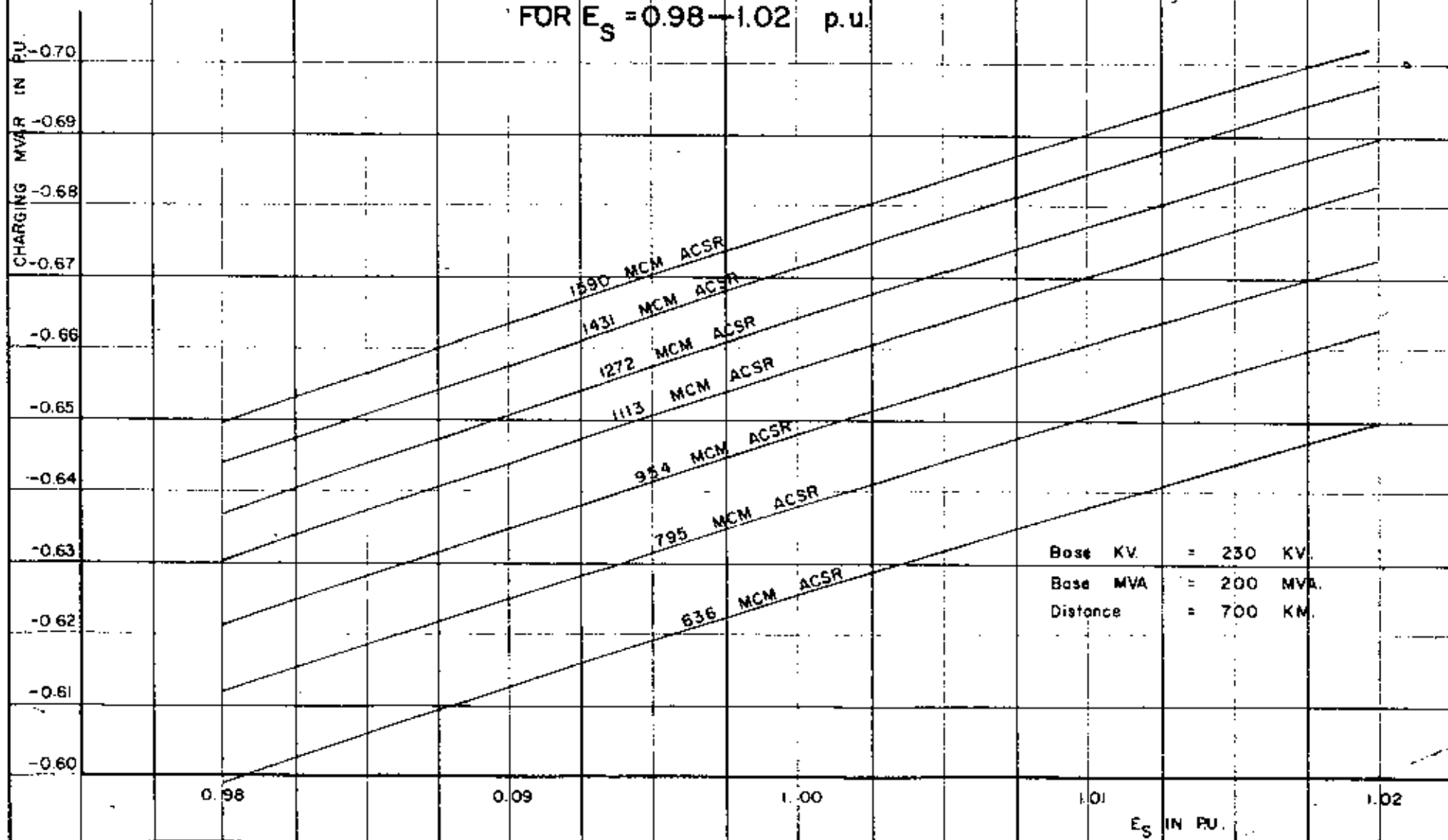
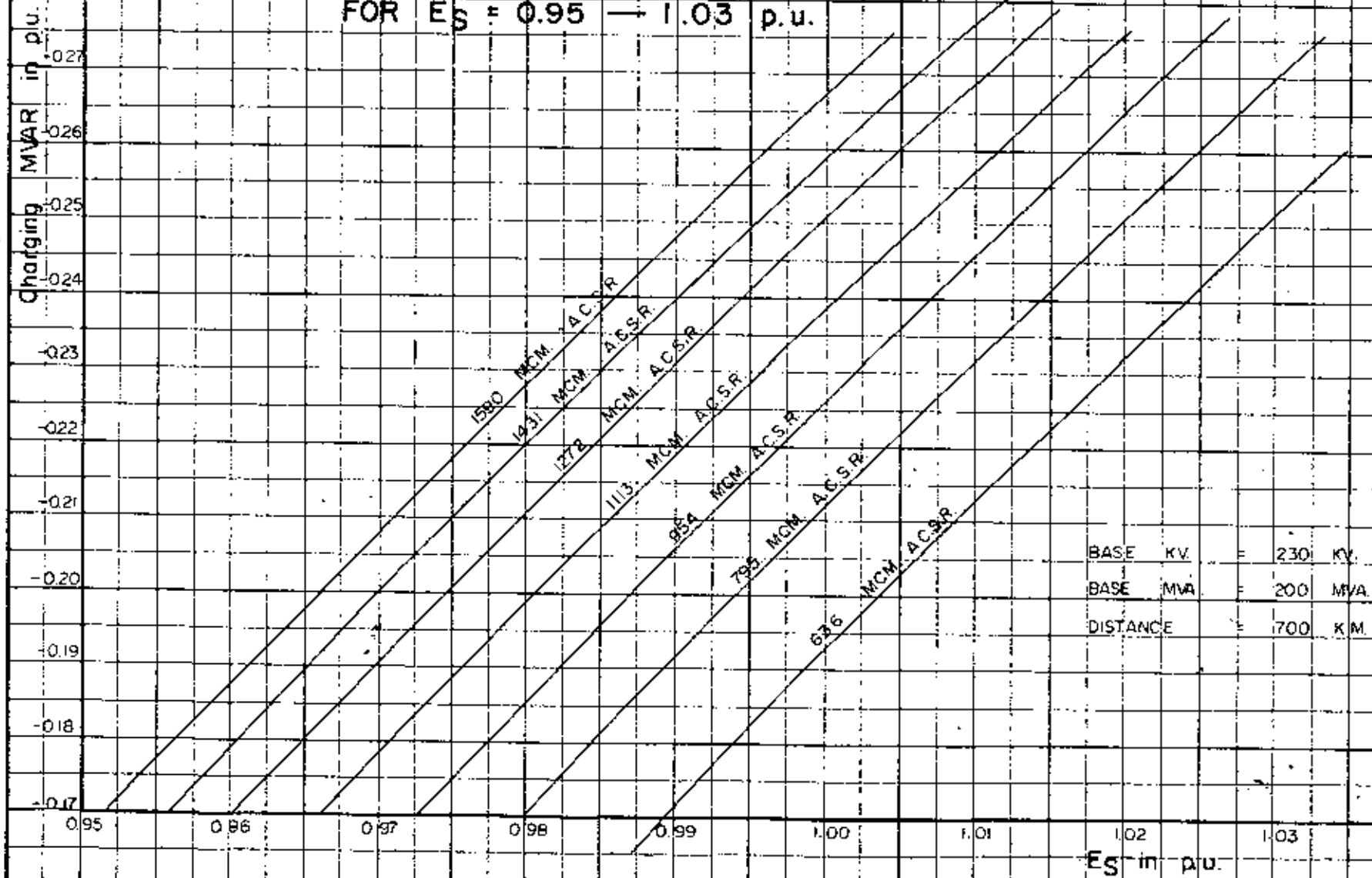


FIG. 3.19

CHARGING MVAR OF 7 CONDUCTOR SIZES AT SENDING END  
OF TRANSMISSION LINE WITH 30% COMPENSATION AT RECEIVING END

FOR  $E_S = 0.95 - 1.03$  p.u.



### 3.8 ภาวะของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ในขณะรับภาระไฟฟ้าตั้งแต่ 0-150 MVA

(LOADING CONDITIONS OF 7 CONDUCTOR SIZES FOR LOAD VARY FROM 0 - 150 MVA)

ภาวะของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ในขณะรับภาระไฟฟ้า (Load) ตั้งแต่ 0 ถึง 150 MVA ให้นำมา Plot Graph แสดงไว้ใน FIG. 3.20 — 3.26 สำหรับ Full Load ที่ 100 MVA และ run Synchronous Condenser ที่ Receiving End อย่างมากที่สุด - 40 MVAR จะเห็นว่า สายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาดสามารถที่จะรับ Load ได้เกินกว่า Full Load ไปอีก โดยที่ Voltage Regulation ไม่เกิน 10% สำหรับ สายไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่สุดคือ 636 MCM สามารถจะรับ Load ได้สูงที่สุดถึง 116 MVA และสายขนาดใหญ่ที่สุด คือ 1590 MCM สามารถจะรับ Load ได้สูงที่สุดถึง 137 MVA นอกจากนี้ จาก FIG. 3.20 — 3.26 สามารถที่จะหาภาวะต่าง ๆ เช่น

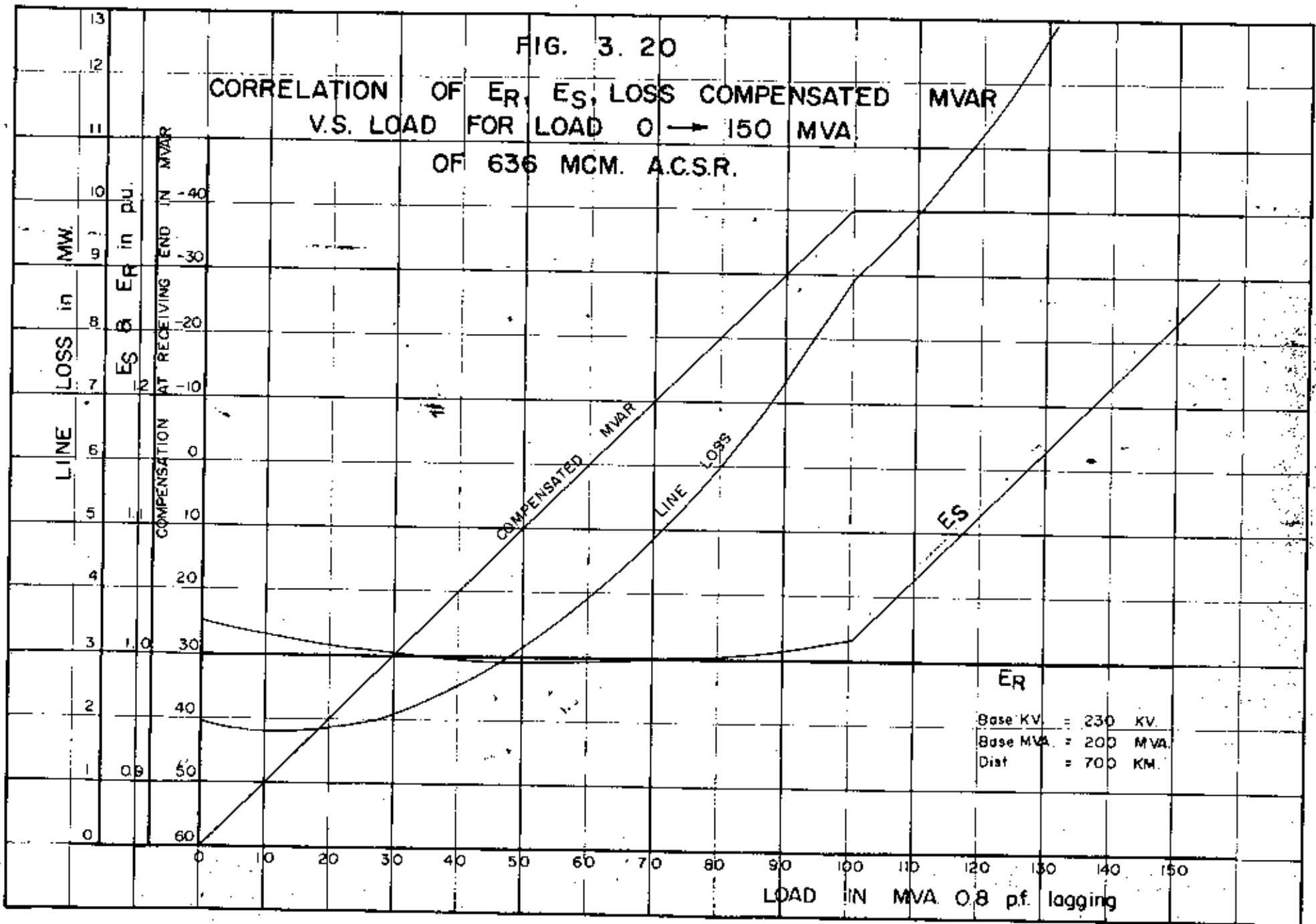
Sending End Voltage , Receiving End Voltage , Compensated MVAR. , ที่ Receiving End , Line Losses ในขณะรับ Load ตั้งแต่ 0 — 150 MVA ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ได้ทันที เมื่อเปรียบเทียบ Line Loss ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาดจะเห็นว่า สายไฟฟ้าขนาดเล็กที่สุด Line Loss สูงที่สุด สายไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่สุด Line Loss น้อยที่สุด และ Line Loss จะสูงขึ้นเมื่อ Load สูงขึ้น นอกจากนี้จะเห็นได้ว่า เมื่อ Load สูงขึ้นจาก 100 MVA

(Synchronous Condenser ที่ Receiving End จ่ายคงที่ ที่ - 40 MVAR) Sending End Voltage จะสูงขึ้นอย่างมากทันทีซึ่งสามารถรักษาระดับ Receiving End Voltage ไว้ให้อยู่ในระดับเดิมได้ เนื่องจากไม่มี Synchronous Condenser ที่ Receiving End คอยรับ Lagging MVAR ที่เพิ่มขึ้นทำให้ Voltage Drop, มาก Sending End Voltage จึงสูงขึ้นอย่างมากเพื่อจะรักษาระดับของ Receiving End Voltage ให้คงเดิมดังกล่าว

หมายเหตุ สำหรับค่า CORONA LOSS ของสายไฟฟ้าทั้ง 7 ขนาด ได้ทำการศึกษา และคำนวณดูแล้วปรากฏว่าน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับ  $I^2R$  LOSS สามารถตัดทิ้งได้ จึงไม่ได้นำมาคิด ณ ที่นี้

FIG. 3. 20

CORRELATION OF  $E_R$ ,  $E_S$ , LOSS COMPENSATED MVAR  
 V.S. LOAD FOR LOAD 0 → 150 MVA  
 OF 636 MCM. A.C.S.R.



$E_R$   
 Base KV. = 230 KV.  
 Base MVA. = 200 MVA.  
 Dist = 700 KM.

FIG 3.21

CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS, COMPENSATED MVAR V.S. LOAD  
 FOR LOAD 0 → 150 MVA OF 795 MCM ACSR

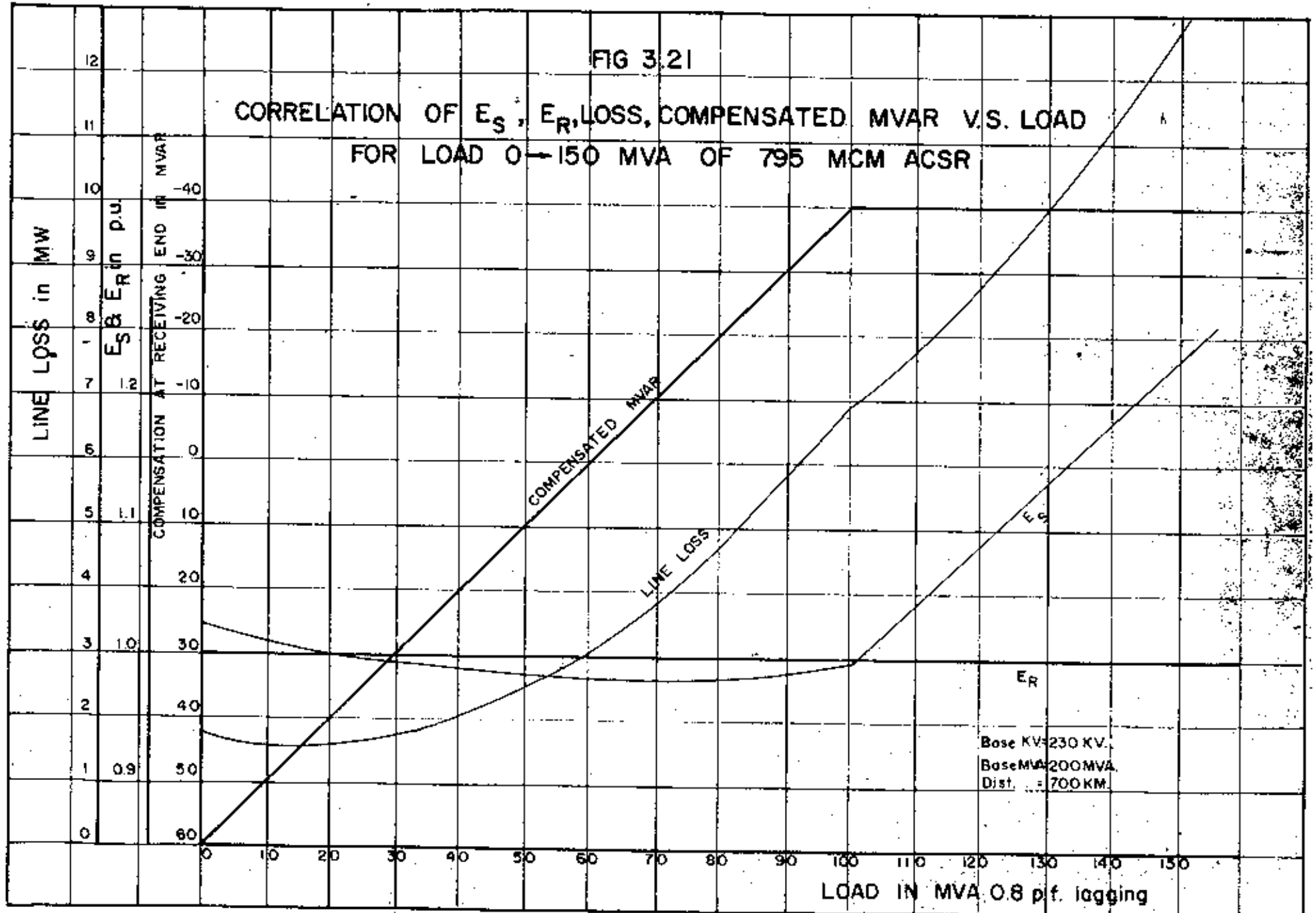


FIG 3.22

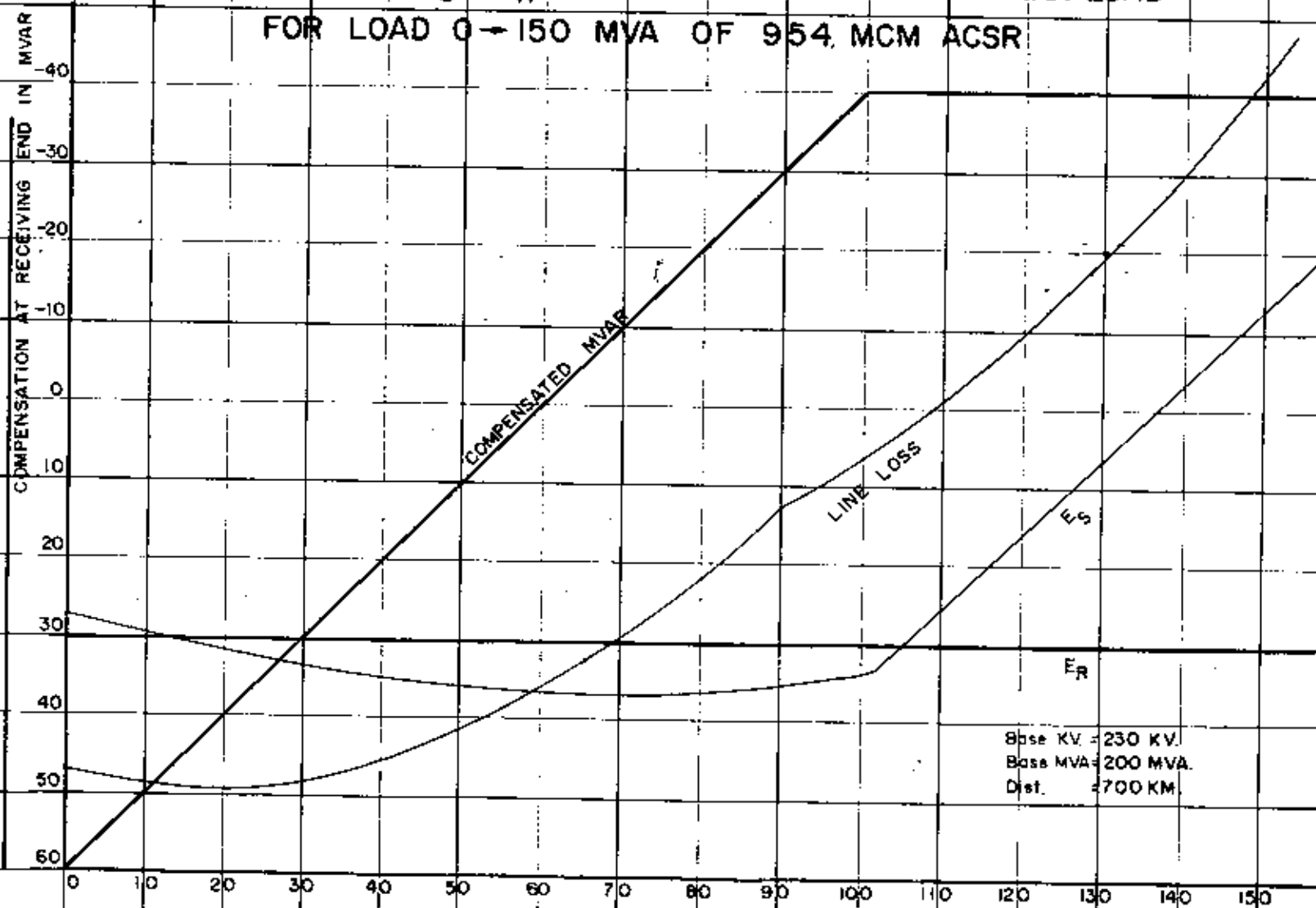
CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS, COMPENSATED MVAR V.S. LOAD  
 FOR LOAD 0 → 150 MVA OF 954. MCM ACSR

LINE LOSS IN MW.

$E_S$  &  $E_R$  IN PU.

COMPENSATION AT RECEIVING END IN MVAR

Base KV = 230 KV.  
 Base MVA = 200 MVA.  
 Dist. = 700 KM.



LOAD IN MVA 0.8 p.f. lagging



FIG 3.23

CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS, COMPENSATED MVAR V.S. LOAD  
 FOR LOAD 0 - 150 MVA OF 1113 MCM ACSR

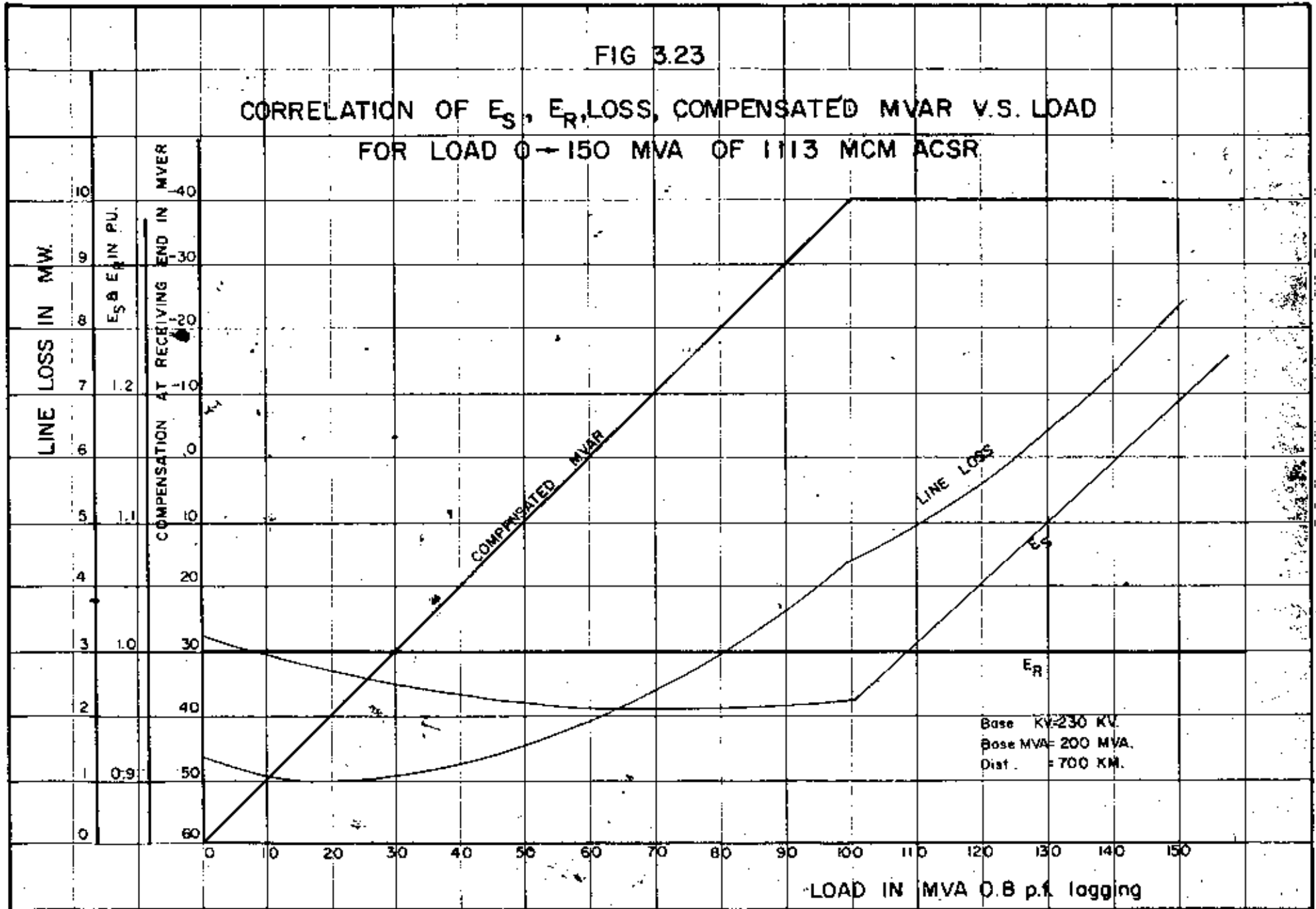


FIG 3.24

CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS, COMPENSATED MVAR V.S. LOAD  
 FOR LOAD 0 → 150 MVA OF 1272 MCM ACSR

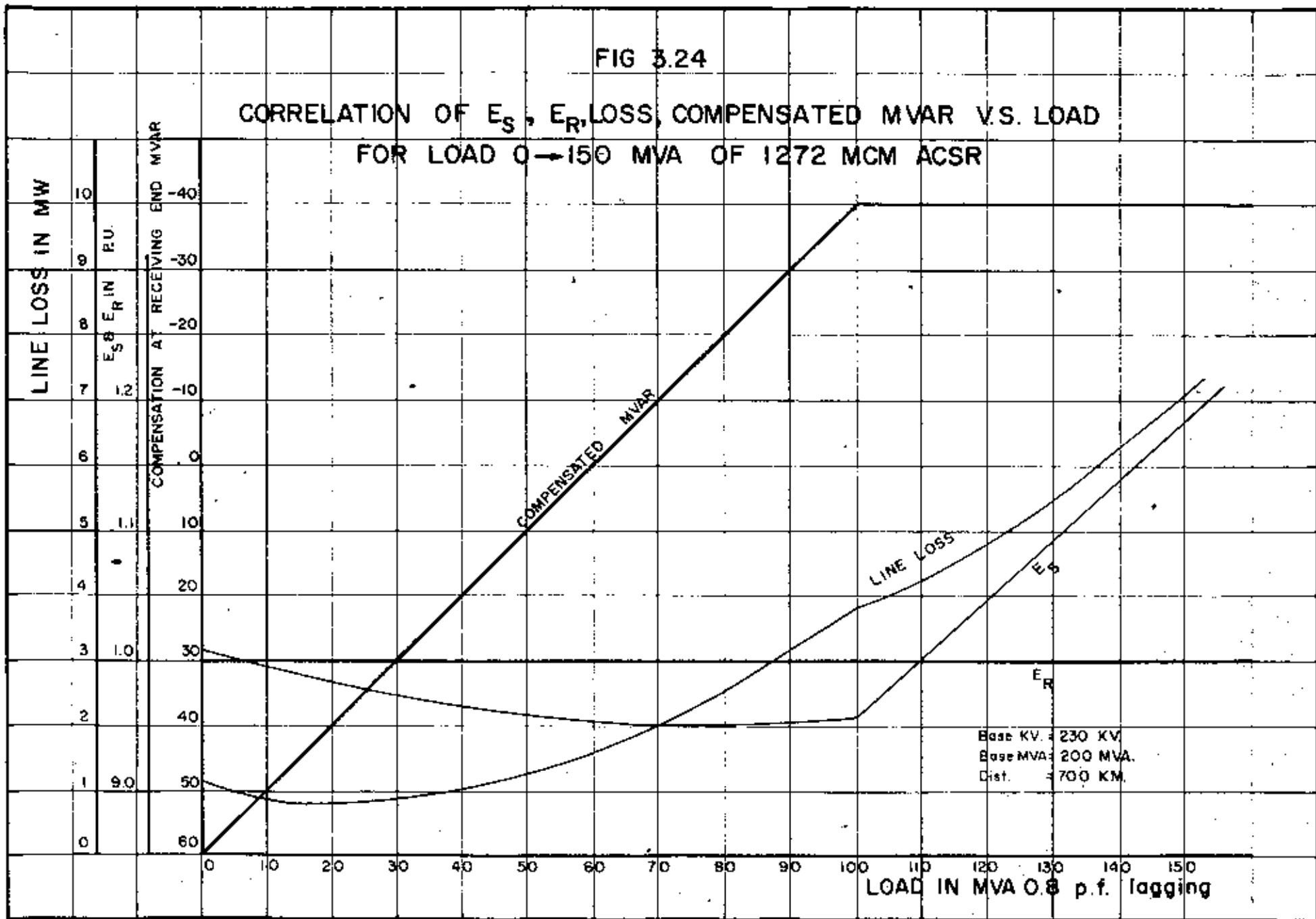


FIG 3.25

CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS, COMPENSATED MVAR V.S. LOAD  
 FOR LOAD 0 - 150 MVA OF 1431 MCM ACSR

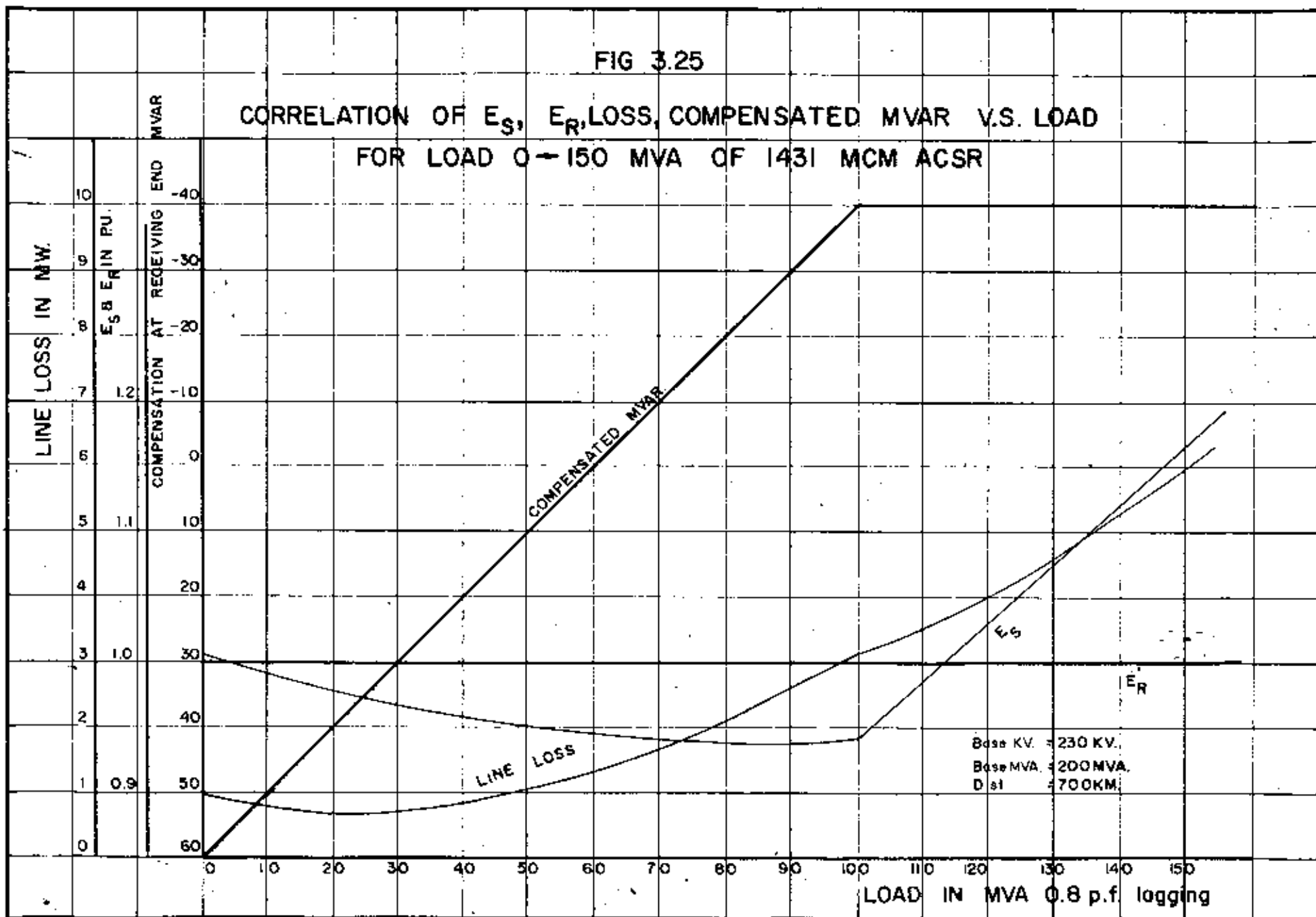


FIG. 3.26

CORRELATION OF  $E_S$ ,  $E_R$ , LOSS COMPESATED MVAR VS. LOAD FOR LOAD 0 → 150 MVA. OF 1590 MCM. A.C.S.R.

