หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

คำนำ

เนื่องจากในปัจจุบันนี้ ความเจริญก้าวหน้าในด้านการค้า อุสาหกรรม วัตถุต่าง ๆ และธุรกิจ ได้ก้าวหน้าไปอย่างรวดเร็ว จะเห็นได้ว่าส่วนประกอบที่สำคัญ ซึ่งทำให้สิ่งเหล่านี้เจริญขึ้นก็คือ พลังงานไฟฟ้า การผลิตกำลังไฟฟ้า และการส่งพลังไฟฟ้าไปยังโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ย่านการค้าและอุตสาหกรรมอื่น ๆ ก็เป็นหน้าที่ของวิศวกร ที่จะต้องออกแบบ เครื่องกำเหนิดไฟฟ้า ขนาดของสายไฟฟ้า รวมทั้งสถานีย่อยต่าง ๆ พร้อมอุปกรณ์อื่น ๆ ที่จะต้องออกแบบให้ถูกต้องตามหลักวิชาการ โดยคำนึงถึงหลักการทางเทคนิค และการประหยัดซึ่งเป็นสิ่งสำคัญ

ความมุ่งหมาย

เมื่อความต้องการพลังไฟฟ้ามากขึ้น และเพื่อที่จะได้จ่ายกระแสไฟฟ้าให้ได้ในระยะทางไกล ๆ จุด Center Load ห่างจาก Power Plant มาก จึงจำเป็นที่จะต้องสร้างสายส่งศักย์สูงไปถึงจุดที่ต้องการพลังไฟฟ้า ความมุ่งหมายในการทำวิทยานิพนธ์เรื่องนี้ ก็เพื่อที่จะศึกษา Characteristics ของสายไฟฟ้าขนาดต่าง ๆ กัน ของสายส่งแรงสูงจาก กรุงเทพฯ ถึง ระยอง คำนวณหาค่า Regulation และ Loss ของ Conductor ขนาดต่าง ๆ กันของ Load แต่ละปี เป็นเวลา ๑๕ ปี พร้อมทั้งศึกษาการวางแผนที่จะ Improve system ให้มี Regulation, Loss & Power

Factor ดีขึ้น และคิดประมาณราคาเปรียบเทียบ เพื่อที่จะได้เลือกขนาดของสายไฟฟ้าและอุปกรณ์อื่น ๆ ให้ได้ในราคาที่ Economics ที่สุด และถูกต้องตามหลักวิชาการ

<u>วิธีดำเนินงาน</u>

๑. รวบรวม Data ของ Load ตลอดแนวสายระยะทางประมาณ ๒๑๓ กิโลเมตร หรือ ๑๓๒ ไมล์ จากกรุงเทพฯ ถึง ระยอง ในระยะเวลา ๑๕ ปี เริ่มแต่ปี พ.ศ. ๒๕๐๓ โดยสมมุติให้ load เพิ่มขึ้น ๑๐ % ในระยะ ๑๐ ปีแรก และเพิ่ม ๘ % ในระยะ ๕ ปีหลัง load ที่รวบรวมไว้นี้ได้มาจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค แต่ในปัจจุบันมีผู้ต้องการพลังงานไฟฟ้ามากขึ้น เช่น ตามโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ เมื่อทราบว่าจะมีโครงการเดินสายส่งศักย์สูงผ่าน ก็มีความยินดีที่จะใช้ไฟฟ้าจากสายส่งศักย์สูง ซึ่งแต่เดิมโรงงานอุตสาหกรรมเหล่านี้เดินเครื่องดีเซลใช้เอง เมื่อไม่ต้องเดินเครื่องใช้ไฟในโรงงานแล้ว จะทำให้ไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษา และอาจจะลดค่าลงทุนลงได้อีกมาก Load ที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคตจากโรงงานอุตสาหกรรม คาดว่าจะมีมากพอคุ้มค่ากับการที่จะลงทุนก่อสร้างสายส่งศักย์สูงผ่านตามแนวสายนี้

Table 1. แสดงถึง Load และ Energy ตามที่ต่าง ๆ ทุก ๆปี จาก พ.ศ. ๒๕๐๓ ถึง พ.ศ. ๒๕๑๘ ทั้งนี้มิได้รวมถึง Load ที่จะเพิ่มขึ้นจากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ด้วย เพราะปัจจุบันไม่ได้ใช้พลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าภูมิภาค

TABL

LOAD AND ENER

FOR

EAST R

LOCATION	1960		1961		1962		1963		1964		1965		1966		
	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KW	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW
CHACHEONG SAO AREA	625	1,642,500	688	1,808,064	757	1,989,96	833	2,189,124	916	2,407,248	1,008	2,649,024	1,109	2,914,452	1,220
CHOLBURI AREA	1,870	4,914,360	2,057	5,405,796	2,263	5,947 64	2,489	6,541,092	2,738	7,195,464	3,012	7,915,536	3,313	8,706,564	3,644
SRIRACHA AREA	272	714,816	299	785,772	329	864 312	369	951,336	398	1,045,944	438	1,151,064	482	1,266,696	530
SATAHEAP AREA	147	384,316	162	425,736	178	467 84	196	515,088	216	567,648	238	625,464	262	688,536	288
RAYONG AREA	228	599,184	251	659,628	276	725 328	304	798,912	334	877,752	367	964,476	404	1,061,712	444

Assume 10% load increase for the first ten years and 8% increase five years after.

E I

GY ESTIMATE

EGION

967	1968		1969		1970		1971		1972		1973		1974		1975	
ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH	LOAD KW	ENERGY KWH
3,206,160	1,342	3,526,776	1,476	3,878,928	1,624	4,267,872	1,754	4,609,512	1,894	4, 977, 432	2,046	5,376,888	2,210	5,807,880	2,387	6,273,036
9,576,432	4,008	10,533,024	4,408	11,584,224	4,849	12,743,172	5,237	13,762,836	5,656	14,863,968	6,108	16,051,824	6,597	17,336,916	7,125	18,724,500
1,392 ,840	583	1,532,124	641	1,684,548	705	1, 852,740	761	1,999,908	822	2,160,216	888	2, 333,664	959	2,502,252	1,036	2,722,608
756,864	317	833,076	349	917,172	384	1,009,152	415	1,090,620	448	1,177,344	484	1,271,952	523	1,374,444	565	1,484,820
1,166,832	488	1,282,464	537	1,411,236	591	1,553,148	638	1,676,664	689	1,810,692	744	1,955,232	804	2,112,912	868	2,281,104

b) ใช้ Data ของ Load ที่ได้รวบรวมไว้นี้ นำไปคำนวณหา Regulation & Loss ของ Line แต่ละปี ตลอดแนวสายกรุงเทพฯ - ระยอง ซึ่งได้พิจารณาเลือกขนาดของ Conductor สามชนิด คือ

1) 4/0 ACSR

2) 336.4 MCM All Aluminum

3) 477 MCM All Aluminum

คำนวณเปรียบเทียบ Charcteristics ของ Conductor ทั้งสามชนิด สำหรับ 50 Cycles โดยเลือกใช้ Voltage ขนาด 69 KV และ 115 KV ตามตารางที่แสดงเปรียบเทียบไว้ใน Table 2, 3 & 4 ซึ่งเป็นผลจากการคำนวณตามตัวอย่างดังนี้

Conductor 4/0 ACSR voltage 69 KV

Equivalent Spacing	=	13.23 feet.
Resistance (r/mile)	=	0.567 ohm.
Inductive Reastance (Xa/mile)	=	0.484 ohm.
Inductive Reactanco Spacing factor (Xd/mile)	=	0.2612 ohm.
Inductive Reactance (X/mile)	=	0.7452 ohm.
Impedance of conductor	=	0.567 + j 0.7452
Capacitive Reactance (Xd/mile)	=	0.1336 Megohm.
Shunt Capacitive Reactance Spacing factor (Xd/mile)	=	0.0920 Megohm.

Susceptance (Y'/mile) $= \frac{1}{0.2256 \times 10^6} = 4.4326 \times 10^{-6}$ Mhos.

on 100 MVA Bases Zbase $= \frac{(69)^2}{100} = 47.61$

$Z_{p.u./mile} = \frac{0.567 + j0792}{47.61} = 0.011909 + j0.015652$

$Y_{p.u./mile} = j4.4326 \times 10^{-6} \times 47.61 = j0.000211$

ส่วน voltage ขนาด 115 KV ระยะระหว่าง Conductor จะห่างออกไปมากกว่า 69 KV หาค่า Equivalent Spacing ใหม่ ได้เท่ากับ 15.02 feet. ค่า impedance ของสาย 4/0 ACSR ก็จะเปลี่ยนไปดังแสดงไว้ใน Table แล้ว

การคำนวณหา Regulation & Loss ของ Line แต่ละปี ตลอดแนวสายกรุงเทพฯ - ระยอง เป็นระยะทางรวมทั้งสิ้น ๑๓๒ ไมล์ คำนวณหาจุด Centre of Load ได้ระยะทางประมาณ ๖๐ ไมล์

Load Center $= \frac{(2387 \times 31) + (7125 \times 55) + (1036 \times 69) + (565 \times 104) + (868 \times 132)}{11981}$

$= \frac{710,692}{11981}$

$= 59.31$ Miles Say 60 Miles.

TABLE 2

CHARACTERISTICS OF CONDUCTORS

Voltage KV.	Conductor Size	Stranding	Equivalent Spacing	Resistance ohms per mile at 50° C	Inductive Reactance (X) ohms per mile			Capacitive Reactance (X′) megohms per mile			Susceptance (Y) mhos per mile.
					Xa	Xd	Total	X′a	X′d	Total	
69	4/0 ACSR	6/1	13.23′	0.567	0.484	0.2612	.7452	0.1336	0.0920	0.2256	4.4326×10^{-6}
115	4/0 ACSR	6/1	15.02′	0.567	0.484	0.2738	.7578	0.1336	0.0964	0.2300	4.3478×10^{-6}
69	336.4 MCM. All Al.	19	13.23′	0.306	0.3906	0.2612	.6518	0.1276	0.0920	0.2196	4.5537×10^{-6}
115	336.4 MCM. All Al.	19	15.02′	0.306	0.3906	0.2738	.6644	0.1276	0.0964	0.2240	4.4643×10^{-6}
69	477 MCM. All Al.	19	13.23′	0.216	0.3729	0.2612	.6341	0.1214	0.0920	0.2134	4.6860×10^{-6}
115	477 MCM. All Al.	19	15.02′	0.216	0.3729	0.2738	.6467	0.1214	0.0964	0.2178	4.5914×10^{-6}

Note : Equivalent spacing 13.23′ for 69 KV.
15.02′ for 115 KV.

TABLE 3

LINE CHARACTERISTICS ON 100 MVA BASE

SIZE OF CONDUCTOR	69 KV TRANSMISSION LINE		115 KV TRANSMISSION LINE	
	Zp.u. per mile	Yp.u. per mile	Zp.u. per mile	Yp.u. per mile
4/0 A C S R	0.011909 + j0.015652	j0.000211	0.004287 + j0.00530	j0.000575
336.4 MCM All Aluminum	0.006427 + j0.013690	j0.000217	0.002313 + j0.00523	j0.000590
477 MCM All Aluminum	0.004536 + j0.013318	j0.000223	0.001633 + j0.00489	j0.000607

การคำนวณหา Regulation & Loss จะใช้แบบวิธี Circle Diagram จาก peak load ในปีสุดท้าย คือ พ.ศ. ๒๕๑๘ ประมาณ 12 MW. เท่าที่ได้ทำไปแล้วเล็กมากจนไม่สามารถอ่านให้ละเอียดได้ จึงใช้วิธีเดียวกันนี้ นำ Load แต่ละปี หาค่า Sending voltage, line current & power และค่าเปอร์เซนต์ของ Regulation & Loss ใน Table 5, 6, 7, 8, 9, & 10 นำไป plot curve ดังแสดงไว้ใน Fig 1, 2, 3 & 4

<u>ตัวอย่างการคำนวณ</u> สำหรับสาย 477 MCM All Aluminum 69 KV Transmission

Load Centre = 60 miles.

Assume power factor = 0.85 lagging

$Z = 0.216 + j0.6341$ ohm/miles.

$Y = j4.6860 \times 10^{-6}$ mho/miles.

$$\gamma = \sqrt{ZY} = \sqrt{(0.216 + j\,0.6341) \times j4.686 \times 10^{-6}}$$

$$= \sqrt{(0.6699 \times 4.686 \times 10^{-6})} \angle \frac{71.18^\circ + 90^\circ}{2}$$

$$= 1.7717665 \times 10^{-3} \angle 80.59^\circ$$

$$\gamma l = 60 \times 1.771765 \times 10^{-3} \angle 80.59^\circ$$

$$= 106.3059 \times 10^{-3} \angle 80.59^\circ = 0.106306 \angle 80.59^\circ$$

$$= 0.106306\,(0.163613 + j0.986525)$$

$$= 0.017393 + j0.104874$$

TABLE 4

LINE CHARACTERISTICS

DISTANCE	SIZE OF CONDUCTOR	69 KV TRANSMISSION LINE		115 KV TRANSMISSION LINE	
		Zp.u.	Yp.u.	Zp.u.	Yp.u.
BANGKAPI – CHACHEONG SAO 32 MILES	4/0 A C S R	0.379179 + j0.485212	j0.006541	0.132897 + j0.177630	j0.017825
	336.4 MCM All Aluminum	0.199237 + j0.424390	j0.006727	0.071703 + j0.155713	j0.018290
	477 MCM All Aluminum	0.140616 + j0.412858	j0.006913	0.050623+ j0.151559	j0.018817
CHACHEONG SAO – CHOLBURI 24 MILES	4/0 ACSR.	0.285816 + j0.375648	j0.005064	0.102888+ j0.137520	j0.013800
	336.4 MCM All Aluminum	0.154248 + j0.328560	j0.005203	0.055512 + j0.120552	j0.014160
	477 MCM All Aluminum	0.108864 + j0.319632	j0.005352	0.039192+ j0.117336	j0.014568
CHOLBURI – SRIRACHA 14 MILES	4/0 ACSR	0.166726 + j0.219128	j0.002954	0.060018 + j0.080220	j0.008050
	336.4 MCM All Aluminum	0.089978 + j0.191660	j0.003038	0.032382+ j0.070322	j0.008260
	477 MCM All Aluminum	0.063504 + j0.186452	j0.003122	0.022862+ j0.068446	j0.008498
SRIRACHA – SATAHEAP 35 MILES	4/0 ACSR	0.416815 + j0.547820	j0.007385	0.150045 + j0.200550	j0.020125
	336.4 MCM All Aluminum	0.224945 + j0.479150	j0.007595	0.080955+ j0.175805	j0.020650
	477 MCM All Aluminum	0.158760 + j0.466130	j0.007805	0.057155 + j0.171115	j0.021245
SATAHEAP – RAYONG 28 MILES	4/0 ACSR	0.333452+ j0.438256	j0.005908	0.120036 + j0.160440	j0.016100
	336.4 MCM All Aluminum	0.179956 + j0.383320	j0.006076	0.064764+ j0.140644	j0.016520
	477 MCM All Aluminum	0.127008 + j0.372904	j0.006244	0.045724+ j0.136892	j0.016996

$$Zc = \sqrt{\frac{Z}{Y}} = \sqrt{\frac{0.6699}{4.686 \times 10^{-6}}} \quad \angle \frac{71.18 - 90^\circ}{2}$$

$$= 0.378097 \times 10^3 \ \angle -9.41^\circ$$

$$= 378.097 \ \angle -9.41^\circ$$

$\cosh \gamma\ell$ = Cosh 0.017393 Cos 0.104874 + j Sinh 0.017393 Sin 0.104874

$$= 1.000174 \times 0.994522 + j0.0174 \times 0.104528$$

$$= 0.994695 + j\ 0.001819$$

$$= 0.994697 \ \angle 0.1^\circ$$

$\sinh \gamma\ell$ = Sinh 0.017393 Cos 0.104874 + j Cosh 0.017393 Sin 0.104874

$$= 0.0174 \times 0.994522 + j1.000174 \times 0.104528$$

$$= 0.017305 + j\ 0.104546$$

$$= 0.105969 \ \angle 80.6^\circ$$

Peak Load in Year 1961 = 3457 KW.

$$Vr = \frac{69000}{3} = 39838.34 \ \angle 0 \text{ Volts.}$$

$$Ir = \frac{3457 \ \angle -31.2^\circ}{3 \times 69 \times 0.85} = 34.03 \ \angle -31.2^\circ \text{ Amp.}$$

$$Vs = Vr \cosh \gamma\ell + Ir\ Zc \sinh \gamma\ell$$

$$= 39838.34\ (0.994695 + j0.001819) + (3403 \ \angle -31.2^\circ)\ (378.097 \ \angle -9.41^\circ)\ (0.105969 \ \angle 80.6^\circ)$$

$= 39626.998 + j72.466 + 34.03 (40.067 \angle 39.99^\circ)$

$= 39626.998 + j72.466 + 34.03 \{40.067 (0.766231 + j0.642565)\}$

$= 39626.998 + j72.466 + 34.03 (30.701 + j25.746)$

$= 39626.998 + j72.466 + 1044.755 + j876.136$

$= 40671.753 + j948.602$

$= 40682.814 \angle 1.33^\circ$

$Is = Ir \cosh \gamma l + \frac{Vr}{Zc} \sinh \gamma l$

$= (34.03 \angle -31.2^\circ) (0.994697 \angle 0.1^\circ) + \frac{39838.34}{378.097 \angle -9.41^\circ} (0.105969 \angle 80.6^\circ)$

$= 34.03 \{0.994697 (0.856267 - j.516533)\} + 11.165 \angle 90.1^\circ$

$= 34.03 (0.851726 - j.513794) + 11.165 (-0.001745 + j0.999998)$

$= 28.984 - j 17.484 - 0.019 + j11.165$

$= 28.965 - j6.319$

$= 29.646 \angle -12.3^\circ$

line Current = 29.646 Amp.

line Voltage = $\sqrt{3}$ x 40682.814 = 70.463 KV

power factor = Cos(1.33° + 12.3°) = Cos 13.63°

= 0.9718

power = $\sqrt{3}$ x 70.463 x 29.646 x 0.9718

= 3516.026 KW.

TABLE 5

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

69 KV TRANSMISSION LINE FOR 4/0 ACSR								
YEAR	Pr	Ps	Loss		Vr	Vs	Regulation	
	KW	KW	Ps - Pr	% loss	KV.	KV.	Vs-Vr	% Re .
1961	3457	3580.63	123.63	3.58	69	71.70	2.70	3.92
1962	3803	3963.135	160.135	4.21	69	72.012	3.012	4.36
1963	4184	4365.118	181.118	4.33	69	72.355	3.355	4.86
1964	4602	4817.417	215.417	4.67	69	72.732	3.732	5.40
1965	5063	5325.239	262.239	5.18	69	73.149	4.149	6.01
1966	5570	5884.705	314.705	5.64	69	73.607	4.607	6.68
1967	6126	6506.413	380.413	6.21	69	74.111	5.111	7.40
1968	6738	7192.941	454.941	6.75	69	74.665	5.665	8.20
1969	7411	7962.169	551.169	7.44	69	75.275	6.275	9.10
1970	8153	8818.357	665.357	8.15	69	75.949	6.949	10.04
1971	8805	9574.044	769.044	8.72	69	76.542	7.542	10.90
1972	9464	10359.188	895.188	9.45	69	77.141	.141	11.80
1973	10270	11316.385	1046.385	10.20	69	77.875	8.875	12.86
1974	11093	12317.435	1224.435	11.05	69	78.625	9.625	13.95
1975	11981	13407.12	1426.12	11.92	69	79.435	10.435	15.12

Remark

The voltage regulation of a line is usally considered as the percent drop with reference of Er

$$\text{Percent Regulation} = \frac{100\ (E_s - E_r)}{E_r}$$

TABLE 6

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

69 KV TRANSMISSION LINE FOR 336.4 MCM All Aluminum								
YEAR	Pr	Ps	Loss		Vr	Vs	Regulation	
	KW	KW	Ps - Pr	% Loss	KV.	KV.	Vs - Vr	
1961	3457	3534.698	77.698	2.25	69	70.761	1.761	
1962	3803	3894.949	91.949	2.41	69	70.976	1.976	
1963	4184	4293.305	109.305	2.61	69	71.212	2.212	
1964	4602	4731.493	129.493	2.81	69	71.471	2.471	
1965	5063	5216.728	153.728	3.04	69	71.758	2.758	
1966	5570	5756.06	186.06	3.35	69	72.074	3.074	
1967	6126	6348.776	222.776	3.64	69	72.421	3.421	
1968	6738	7001.211	263.211	3.91	69	72.804	3.804	
1969	7411	7730.242	319.242	4.30	69	73.226	4.226	
1970	8153	8535.76	382.76	4.69	69	73.692	4.692	
1971	8805	9248.215	443.215	5.03	69	74.102	5.102	
1972	9464	9972.724	508.724	5.37	69	74.517	5.517	
1973	10270	10868.166	598.166	5.82	69	75.027	6.027	
1974	11093	11786.636	693.636	6.25	69	75.548	6.548	
1975	11981	12781.792	800.792	6.68	69	76.112	7.112	

TABLE 7

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

69 KV TRANSMISSION LINE FOR 477 MCM All Aluminum								
YEAR	Pr KW.	Ps KW.	Loss		Vr KV.	Vs KV.	Regulation	
			Ps - Pr	% Loss			Vs - Vr	% Reg
1961	3457	3516.03	59.03	1.707	69	70.46	1.46	2.12
1962	3803	3872.37	69.37	1.824	69	70.65	1.65	2.39
1963	4184	4266.88	82.88	1.98	69	70.85	1.85	2.68
1964	4602	4701.23	99.23	2.16	69	71.07	2.07	3.0
1965	5063	5179.56	116.56	2.30	69	71.32	2.32	3.36
1966	5570	5708.96	138.96	2.49	69	71.60	2.60	3.77
1967	6126	6292.01	166.01	2.71	69	71.90	2.90	4.20
1968	6738	6935.94	197.94	2.94	69	72.23	3.23	4.68
1969	7411	7647.55	236.55	3.19	69	72.59	3.59	5.20
1970	8153	8436.37	283.37	3.47	69	72.99	3.99	5.78
1971	8805	9133.22	328.22	3.73	69	73.55	4.33	6.30
1972	9464	9842.73	378.73	4.00	69	73.71	4.71	6.83
1973	10270	10705.50	435.50	4.24	69	74.15	5.15	7.46
1974	11093	11604.19	511.19	4.61	69	74.61	5.61	8.13
1975	11981	12565.45	584.45	4.88	69	75.10	6.10	8.84

TABLE 8

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

115 KV. TRANSMISSION FOR A/O USSR								
YEAR	Pr KW.	Ps KW.	LOSS		Vr KV	Vs KV	Regulation	
			Ps - Pr	% LOSS			Vs - Vr	% Reg.
1961	3457	3504.93	47.93	1.386	115	116.19	1.19	1.03
1962	3803	3861.06	58.06	1.527	115	116.37	1.37	1.19
1963	4184	4254.59	70.59	1.687	115	116.57	1.57	1.365
1964	4602	4683.54	81.54	1.772	115	116.80	1.80	1.565
1965	5063	5161.27	98.27	1.94	115	117.05	2.05	1.783
1966	5570	5688.23	118.23	2.123	115	117.32	2.32	2.017
1967	6126	6264.60	138.60	2.262	115	117.62	2.62	2.278
1968	6738	6907.82	169.82	2.52	115	117.95	2.95	2.565
1969	7411	7615.03	204.03	2.75	115	118.31	3.31	2.878
1970	8153	8398.65	245.65	3.013	115	118.71	3.71	3.226
1971	8805	9089.59	284.59	3.23	115	119.06	4.06	3.53
1972	9464	9792.66	328.16	3.47	115	119.42	4.42	3.84
1973	10270	10655.30	385.30	3.75	115	119.85	4.85	4.217
1974	11093	11540.38	447.38	4.03	115	120.30	5.30	4.609
1975	11981	12503.64	522.64	4.36	115	120.78	5.78	5.026

006436

1182 60019

TABLE 9

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

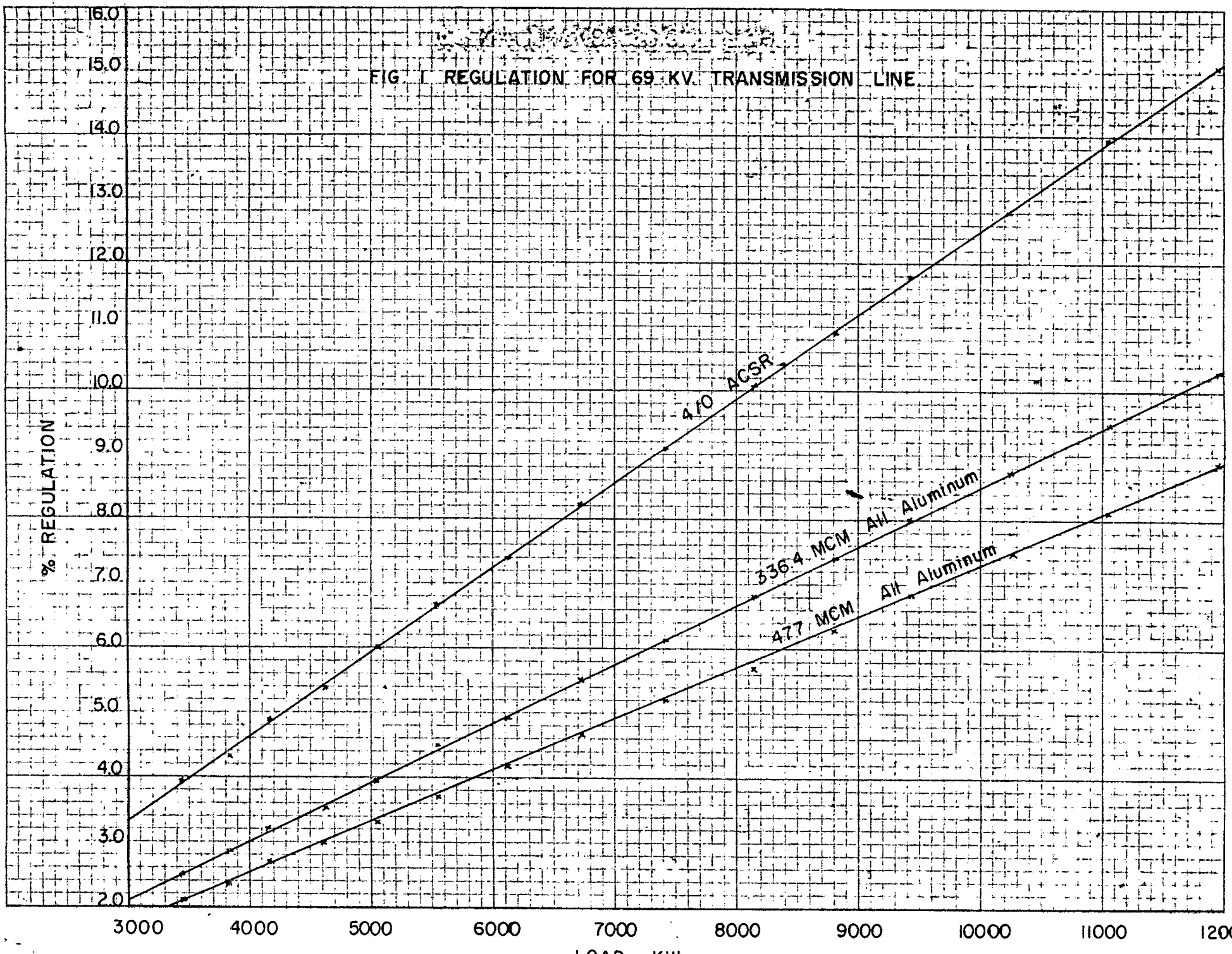
115 KV TRANSMISSION LINE FOR 336.4 MCM ALL ALUMINUM								
YEAR	Pr KW.	Ps KW.	LOSS		Vr KV	Vs KV	Regulation	
			Ps - Pr	% LOSS			Vs - Vr	Reg.
1961	3457	3492.04	35.04	1.0135	115	115.67	0.67	0.58
1962	3803	3843.6	40.6	1.067	115	115.81	0.81	0.70
1963	4184	4232.18	48.18	1.152	115	115.95	0.95	0.826
1964	4602	4658.33	56.33	1.224	115	116.103	1.103	.949
1965	5063	5129.52	66.52	1.314	115	116.27	1.27	1.104
1966	5570	5648.87	78.87	1.416	115	116.46	1.46	1.27
1967	6126	6218.12	92.12	1.504	115	116.67	1.67	1.45
1968	6738	6846.56	108.56	1.61	115	116.90	1.90	1.65
1969	7411	7537.24	126.24	1.70	115	117.15	2.15	1.86
1970	8153	8306.68	153.68	1.88	115	117.43	2.43	2.11
1971	8805	8981.22	176.22	2.0	115	117.67	2.67	2.32
1972	9464	9677.61	213.61	2.257	115	117.92	2.92	2.54
1973	10270	10507.12	237.12	2.309	115	118.22	3.22	2.80
1974	11093	11363.24	270.24	2.436	115	118.53	3.53	3.07
1975	11981	12295.22	314.22	2.62	115	118.87	3.87	3.36

TABLE 10

LOSS AND REGULATION FOR TRANSMISSION LINE

115 KV TRANSMISSION FOR 477 MCM ALL ALUMINUM								
YEAR	Pr KW	Ps KW.	LOSS		Vr KV	Vs KV	Regulation	
			KW	% LOSS			Vs-- Vr	% Reg.
1961	3457	3488.3	31.3	0.905	115	115.43	0.43	0.37
1962	3803	3839.3	36.3	0.955	115	115.54	0.54	0.46
1963	4184	4225.76	41.76	0.998	115	115.66	0.66	0.57
1964	4602	4648.88	46.88	1.02	115	115.79	0.79	0.69
1965	5063	5119.04	56.04	1.107	115	115.942	0.942	0.82
1966	5570	5634.6	64.6	1.16	115	116.104	1.104	0.96
1967	6126	6200.38	74.38	1.21	115	116.281	1.281	1.11
1968	6738	6825.74	87.74	1.30	115	116.478	1.478	1.285
1969	7411	7512.84	101.74	1.37	115	116.693	1.693	1.47
1970	8153	8272.99	119.99	1.47	115	116.931	1.931	1.67
1971	8805	8940.37	135.37	1.54	115	117.141	2.141	1.86
1972	9464	9619.96	155.96	1.65	115	117.353	2.353	2.05
1973	10270	10446.87	176.87	1.72	115	117.612	2.612	2.27
1974	11093	11297.28	204.28	1.84	115	117.878	2.878	2.50
1975	11981	12216.15	235.15	1.96	115	118.165	3.165	2.75

FIG. 1 REGULATION FOR 69 KV. TRANSMISSION LINE



87

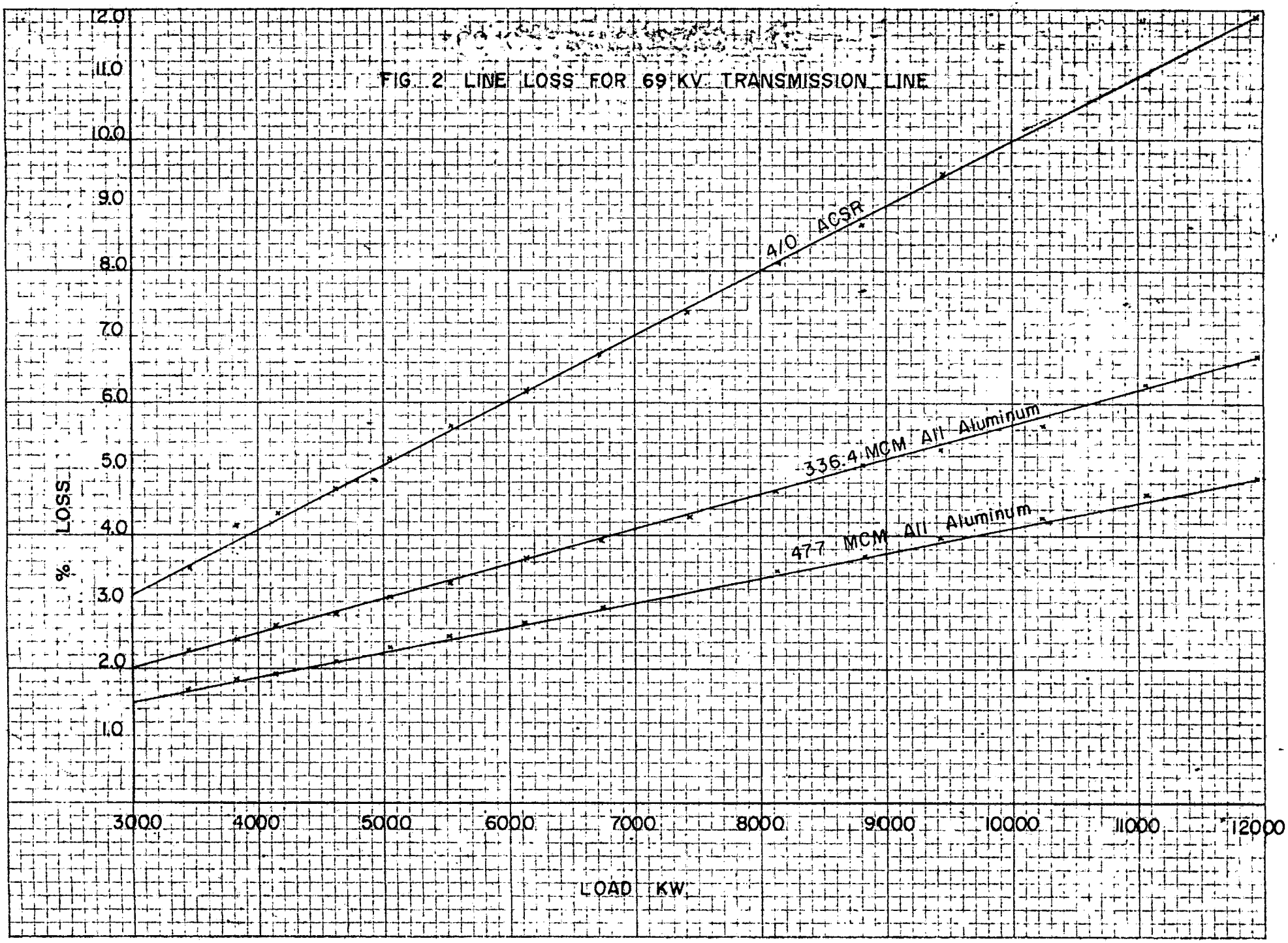


FIG. 2 LINE LOSS FOR 69 KV TRANSMISSION LINE
12.0
11.0
10.0
9.0
8.0
7.0
6.0
5.0
4.0
3.0
2.0
1.0
LOSS %
4/0 ACSR
336.4 MCM All Aluminum
477 MCM All Aluminum
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000
11000
12000
LOAD KW

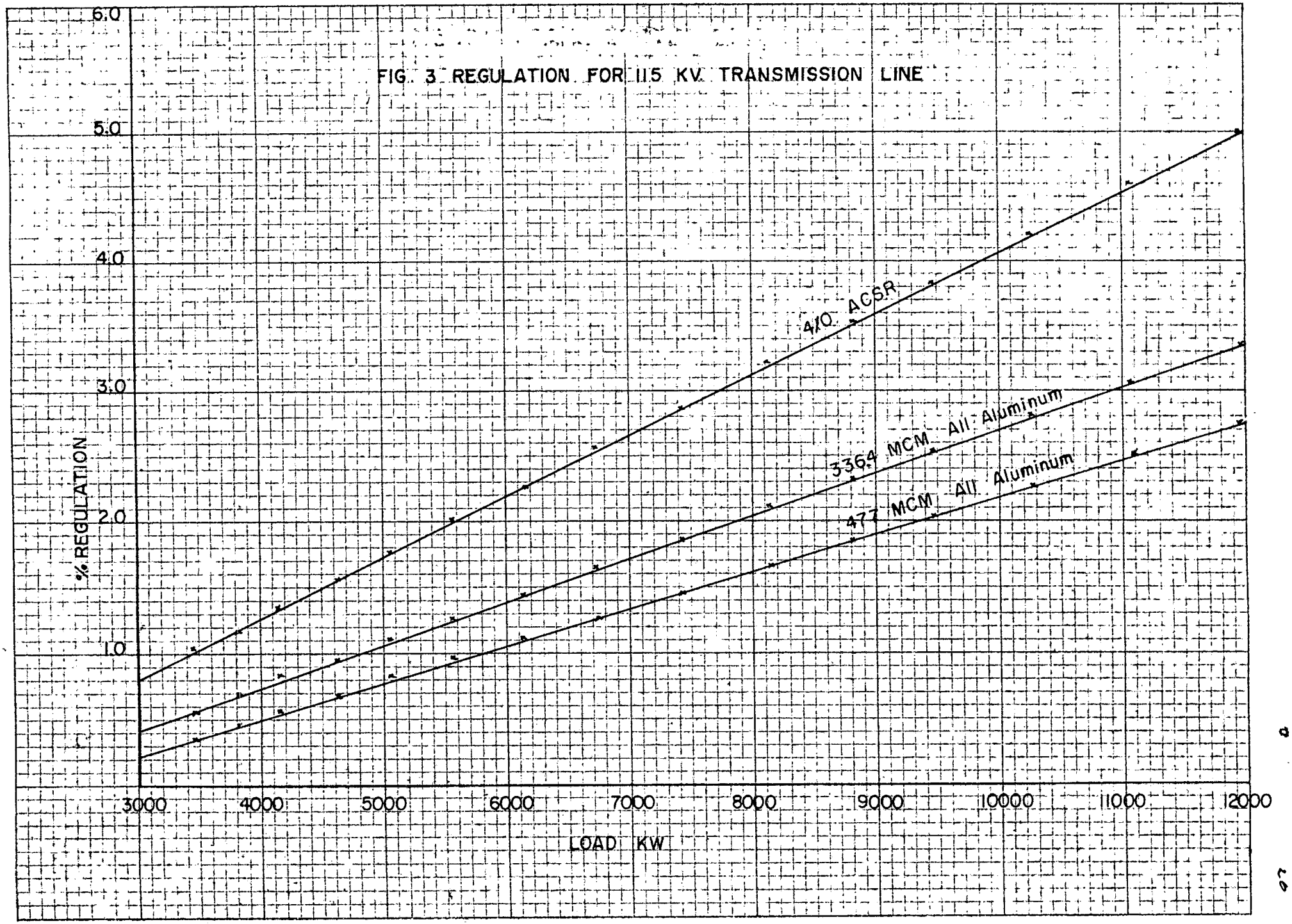


FIG. 3 REGULATION FOR 115 KV. TRANSMISSION LINE
6.0
5.0
4.0
3.0
2.0
1.0
% REGULATION
410 ACSR
336.4 MCM All Aluminum
477 MCM All Aluminum
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000
11000
12000
LOAD KW

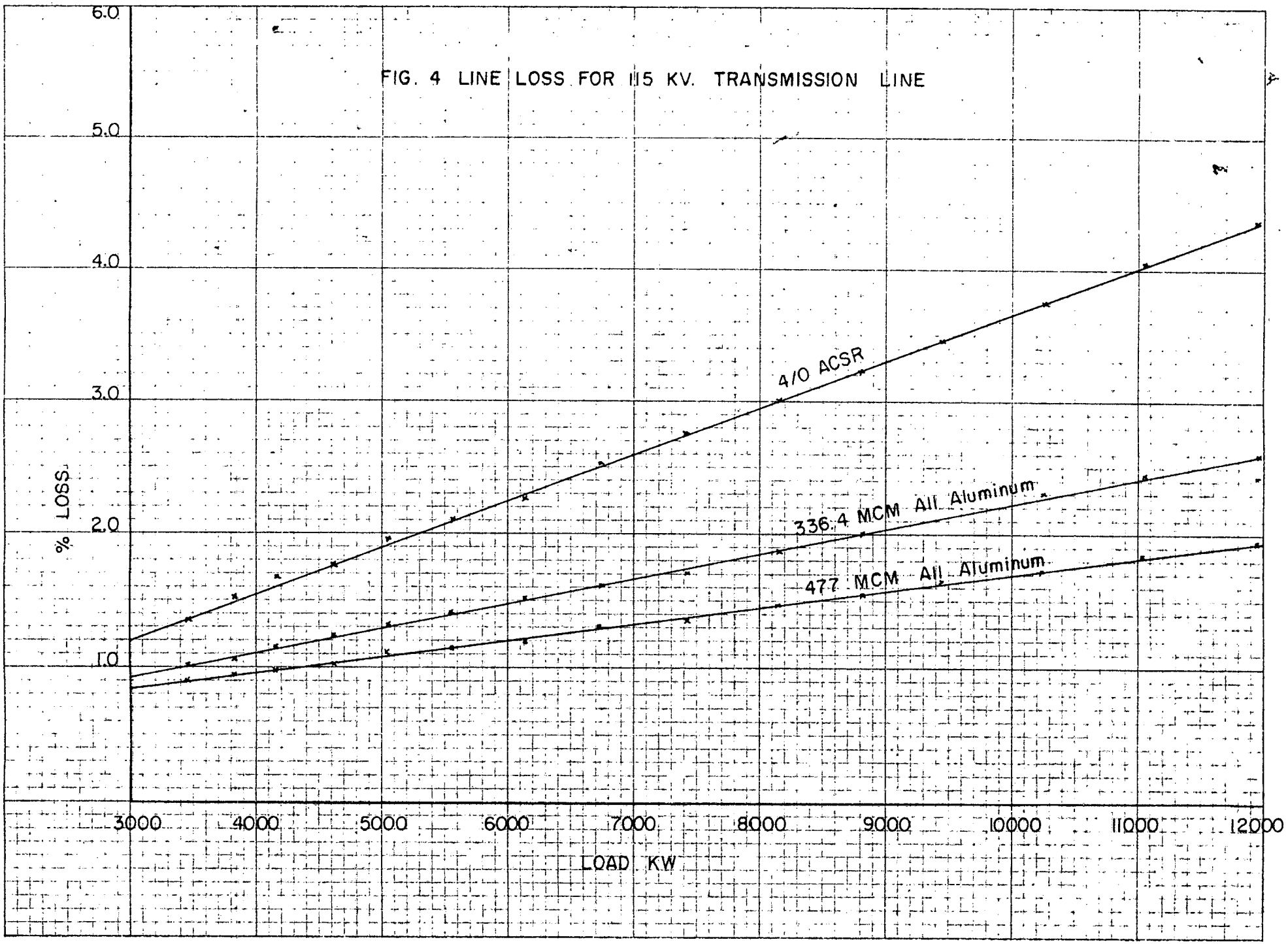


FIG. 4 LINE LOSS FOR 115 KV. TRANSMISSION LINE
6.0
5.0
4.0
3.0
2.0
1.0
% LOSS
4/0 ACSR
336.4 MCM All Aluminum
477 MCM All Aluminum
3000
4000
5000
6000
7000
8000
9000
10000
11000
12000
LOAD KW

๓. การเลือก Voltage & Conductors

เนื่องจากระยะทางที่กำลังไฟฟ้าจะสามารถส่งไปได้ไกล ๆ จำเป็นจะต้องใช้สายส่งศักย์สูง การขึงสายพาดเสาต้องพิจารณาสิ่งแวดล้อมทุกอย่าง ความเหมาะสม และการลงทุนเพื่อให้ได้ผลคุ้มค่า การส่งพลังไฟฟ้าไปทางสายตะวันออกอันเป็นระยะทางถึง ๑๓๒ ไมล์ หรือ ๒๑๓ กิโลเมตร นี้ จึงเลือกใช้ Voltage ขนาด 69 KV และ 115 KV เนื่องจากความต้องการพลังไฟฟ้ามีมากขึ้น และการจ่ายกระแสไฟฟ้าในระยะทางไกล ๆ จุด Centre of load ห่างจาก power plant มาก จึงต้องใช้สายส่งศักย์สูง อีกประการหนึ่งก็คือ เพื่อให้ได้ Loss ที่จะเกิดในสายส่งมีน้อยที่สุด

ขนาดของ voltage ทั้งสองอย่างนี้เป็นขนาดที่จะหา equipment ต่าง ๆ ได้ง่ายกว่าขนาดอื่น ๆ ซึ่งจะต้องสั่งซื้อจากต่างประเทศเป็นส่วนมาก สำหรับ Conductor ก็เป็นขนาดที่นิยมใช้อยู่ในต่างประเทศเป็นส่วนมาก ส่วนการเลือกขนาดของ Conductor นี้ ก็พิจารณาว่าให้มี Loss น้อยที่สุด และประหยัดค่าใช้จ่ายให้ได้น้อยที่สุด ซึ่งจะต้องคำนึงถึง Insulator และ Support ด้วย

เหตุผลอีกประการหนึ่งที่พิจารณาเลือกใช้ voltage ทั้งสองค่านี้ก็คือ เพื่อที่จะได้ Tie กับ System อื่น ๆ ได้สะดวก ซึ่งขณะนี้ system voltage ส่วนใหญ่ก็เป็น 69 KV & 115 KV ในอนาคตอาจจะ Tie กับสายส่งศักย์สูงของการไฟฟ้ากระบี่ทางภาคใต้ ซึ่งได้จ่ายกระแสไฟแล้วเป็นขนาด 115 KV.

Transmission Line

สำหรับ Conductor พิจารณาระหว่างสายทองแดง และอลูมิเนียม จะเห็นว่าสายอลูมิเนียมเบากว่า ซึ่งทำให้ลดค่าก่อสร้างสำหรับ Structure ของสายส่งได้ เพราะได้ Span ยาวกว่าใช้สายทองแดง และราคาของสายอลูมิเนียมก็ถูกกว่าทองแดง Conductor ที่นำมาพิจารณามีสามขนาดคือ 4/0 ACSR, 336.4 MCM และ 477 MCM All Aluminum ใช้ขนาดของสายทั้งสามนี้หาค่า Regulation and Loss เป็นเวลา ๑๕ ปี ที่ Voltage 69 KV และ 115 KV เพื่อจะดูว่าสายขนาดไหนจะเหมาะสมควรใช้ในการออกแบบเพื่อให้ประหยัดที่สุด ตามที่ได้แสดงไว้ใน Table 5-10 และ Curve ระหว่าง % Loss กับ Load และ % Regulation กับ Load ซึ่งผลที่ได้เป็นเส้นตรง ผลของการคำนวณ และ Curve ได้แสดงไว้ใน Table 5, 6, 7 ใช้สายส่งศักย์สูงขนาด 69 KV ส่วน Table 8, 9&10 เป็นสายส่งขนาด 115 KV เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบจาก Curve 69 KV Transmission Line ทั้ง Regulation และ Loss แล้ว จะเห็นว่าในปีสุดท้าย คือ พ.ศ. ๒๕๑๘ ค่าเปอร์เซ็นต์ของ Regulation มากเกินไปไม่ควรจะเกินกว่า ๕ % จึงมีความเห็นว่าถ้า Peak Load มากกว่านี้ ภายในช่วงระยะเวลาอันยาวนาน ไม่ควรใช้ขนาดสายส่งศักย์สูง 69 KV ถ้าพิจารณาดูจาก Curve 115 KV Transmission Line ในปี พ.ศ. ๒๕๑๘ ค่าเปอร์เซ็นต์ของสายขนาดต่าง ๆ ทั้งสามขนาด ก็ยังอยู่ในเกณฑ์ที่ใช้ได้ ลองนำมาเปรียบเทียบดูว่าควรจะใช้ Conductor ขนาดใดจึงจะเหมาะสม จะเห็นว่าเปอร์เซ็นต์ของ Regulation และเปอร์เซ็นต์ของ Loss ในปี พ.ศ. ๒๕๑๘ ขนาดสาย 477 MCM All Aluminum ได้ค่าน้อยที่สุดคือ Loss ๑.๘๖ % และ Regulation 2.75 %

4) Power Flow and Voltage Condition Study

การคำนวณเพื่อศึกษา voltage condition ของสายขนาดต่าง ๆ กันสามขนาด คือ 4/0 ACSR, 336.4 MCM All Aluminum และ 477 MCM All Aluminum โดยใช้ Voltage 115 KV Transmission Line ณ จุดสถานีเปลี่ยนแรงดันไฟฟ้าแต่ละแห่ง Load ที่ใช้ในการคำนวณนี้เป็น Heavy Load ในปี พ.ศ. ๒๕๑๘ ซึ่งรวมทั้ง Load จากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ ด้วย และ Limit ความแตกต่างของ Voltage ตลอดสายไม่ควรจะเกินกว่า ๕ %

ประมาณ heavy load ในปี พ.ศ. ๒๕๑๘

สมมุติ power factor = 0.85 lagging

ฉะเชิงเทรา = 0.0350 + j 0.0217

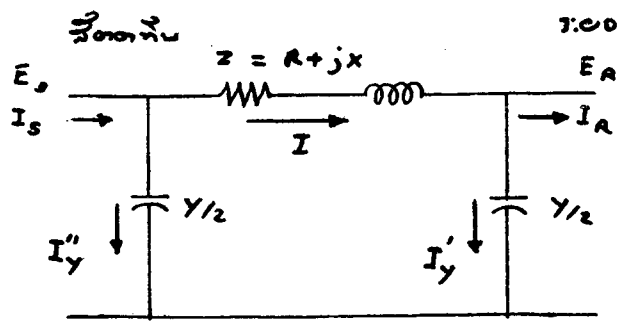
ชลบุรี = 0.1500 + j 0.0930

ศรีราชา = 0.0200 + j 0.0124

สัตหีบ = 0.0100 + j 0.0062

ระยอง = 0.0150 + j 0.0093

Case 1 Conductor 4/0 ACSR 115 KV Transmission Line



$$Er = 1 \angle 0^\circ$$

$$MVA_r = 0.0150 + j\ 0.0093$$

$$\hat{I}r = \frac{MVA}{Er} = 0.0150 + j\ 0.0093$$

$$\tilde{I}r = 0.0150 - j\ 0.0093$$

$$I'y = Er\,Y/2 = j\ 0.00805$$

$$I = Ir + I'y' = 0.0150 - j\ 0.001250$$

$$Es = Er + IZ = 1 + (0.0150 - j\ 0.001250)\ (0.120036 + j\ 0.160440)$$

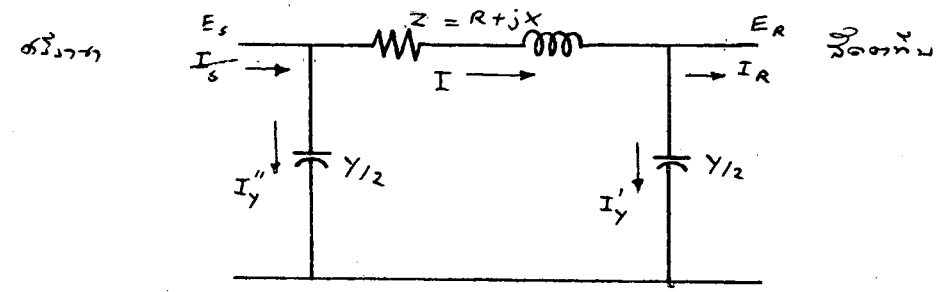
$$= 1.002001 + j\ 0.002257 = 1.002 \angle 0.13^\circ$$

$$I''y = Es\ Y/2 = j\ 0.008066 - 0.000018$$

$$Is = I + I''y = 0.014982 + j\ 0.006816$$

$$Ps = \hat{I}s\ Es = (0.014982 - j\ 0.006816)\ (1.002001 + j\ 0.002257)$$

$$= 0.015027 - j\ 0.006796$$



$$MVA_s = 0.015027 - j\ 0.006796 + 0.0100 + j\ 0.0062$$

$$\hat{I}r = \frac{(0.025027 - j\ 0.000596)\ (1.002001 - j\ 0.002257)}{(1.002001 + j\ 0.002257)(1.002001 - j\ 0.002257)}$$

$$= \frac{0.025076 - j\ 0.000654}{1.004011}$$

$$= 0.024975 - j\ 0.000651$$

$\bar{I}r = 0.024975 + j\ 0.000651$

$I'y = j\ 0.010082 - 0.000023$

$I = 0.024998 + j\ 0.010733$

$Es = 1.002001 + j\ 0.002257 + (0.024998 + j\ 0.010733)(0.150045 + j\ 0.200550)$

$Es = 1.002001 + j\ 0.002257 + 0.001598 + j\ 0.006624$

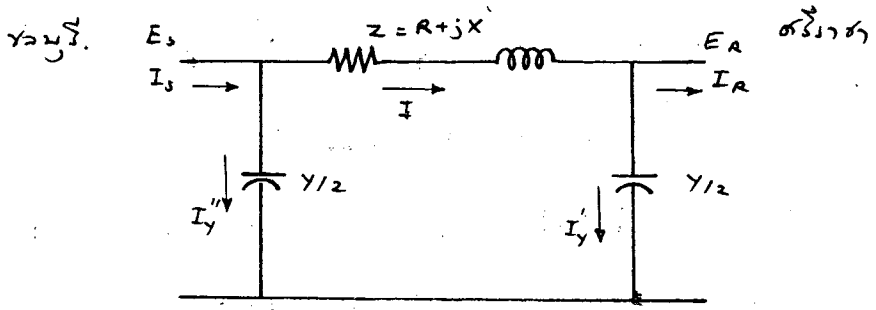
$= 1.003599 + j\ 0.008881 = 1.003638\ \underline{/0.50^\circ}$

$I''y = j\ 0.010098 - 0.000089$

$Is = 0.024909 + j\ 0.020831$

$Ps = (0.024909 - j\ 0.020831)(1.003599 + j\ 0.008881)$

$= 0.025184 + j\ 0.020685$



$MVAR = 0.025184 - j\ 0.020685 + 0.0200 + j\ 0.0124$

$= 0.045184 - j\ 0.008285$

$\hat{I}r = \dfrac{(0.045184 - j\ 0.008285)(1.003599 - j\ 0.008881)}{(1.003599 + j\ 0.008881)(1.003599 - j\ 0.008881)}$

$$= \frac{0.045273 - j\ 0.008716}{1.007290} = 0.044945 - j\ 0.008652$$

$\bar{I}r = 0.044945 + j\ 0.008652$

$I'y = j\ 0.004039 - 0.000036$

$I = 0.044909 + j\ 0.012691$

$Es = 1.003599 + j\ 0.008881 + (0.044909 + j\ 0.012691)$
$(0.060018 + j\ 0.080220)$

$= 1.003599 + j\ 0.008881 + 0.001677 + j\ 0.004364$

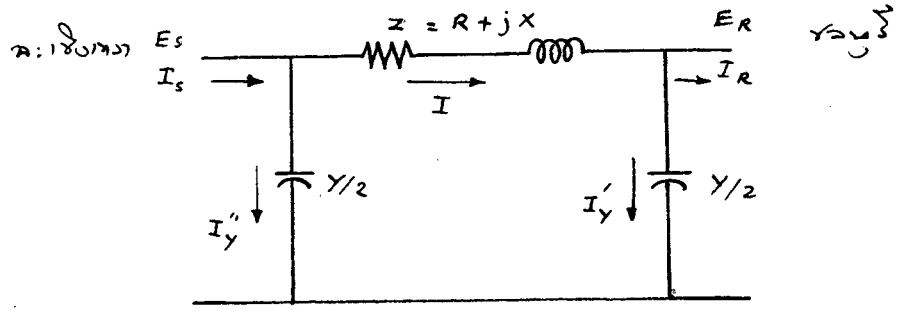
$= 1.005276 + j\ 0.013245 = 1.0053625\ \underline{/0.76^{\circ}}$

$I''y = j\ 0.004046 - 0.000053$

$Is = 0.044856 + j\ 0.016737$

$Ps = (1.005276 + j\ 0.013245)(0.044856 - j\ 0.016737)$

$= 0.045314 - j\ 0.016231$



$Z = 0.102888 + j\ 0.137520$

$Y/2 = j\ 0.006900$

MVAR = 0.1500 + j 0.0930 + 0.045314 - j 0.016231

= 0.195314 + j 0.076769

$$\hat{I}r = \frac{(0.195314 + j\ 0.076769)(1.005276 - j\ 0.013245)}{(1.005276 + j\ 0.013245)(1.005276 - j\ 0.013245)}$$

$$= \frac{0.197361 + j\ 0.074587}{1.010755} = 0.195260 + j\ 0.073793$$

Ir = 0.195260 - j 0.073793

Iy' = j 0.006936 - 0.000091

I = 0.195169 - j 0.066857

Es = (1.005276 + j 0.013245) + (0.195169 - j 0.066857)
(0.102888 + j 0.137520)

= 1.005276 + j 0.013245 + 0.029275 + j 0.019961

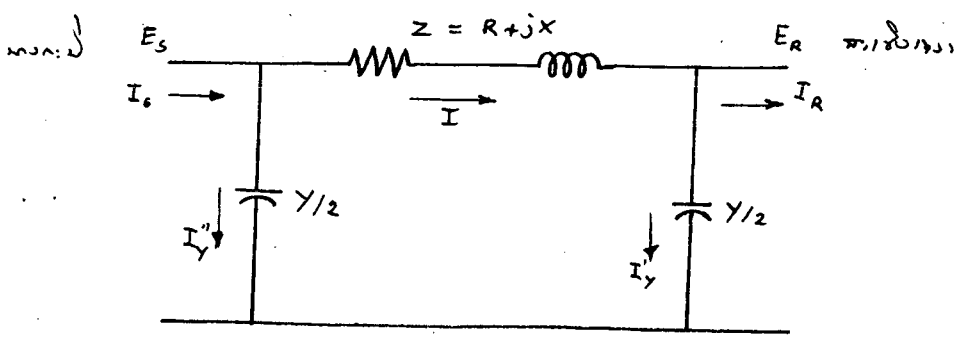
= 1.034551 + j 0.033206 = 1.035084 $\angle 1.83^\circ$

Iy'' = j 0.007138 - 0.000229

Is = 0.194940 - j 0.059719

Ps = (0.194940 + j 0.059719)(1.034551 + j 0.033206)

= 0.199692 + j 0.068255



หอสมุดกลาง สถาบันวิทยบริการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

$Z = 0.132897 + j.177630$

$Y/2 = j\ 0.008912$

$MVA_R = 0.0350 + j\ 0.0217 + 0.199692 + j\ 0.068255$

$= 0.234692 + j\ 0.089955$

$$\hat{I}r = \frac{(0.234692 + j\ 0.089955)(1.034551 - j\ 0.033206)}{(1.034551 + j\ 0.033206)(1.034551 - j\ 0.033206}$$

$$= \frac{0.245788 + j\ 0.085270}{1.071398} = 0.229408 + j\ 0.079587$$

$\tilde{I}r = 0.229408 - j\ 0.079587$

$I'y = j\ 0.009220 - 0.000296$

$I = 0.229112 - j\ 0.070367$

$Es = (1.034551 + j\ 0.033206) + (0.229112 - j\ 0.070367)$
$(0.132897 + j\ 0.177630)$

$= 1.034551 + j\ 0.033206 + 0.042948 + j\ 0.031346$

$= 1.077499 + j\ 0.064552 = 1.079431\ \angle 3.43^\circ$

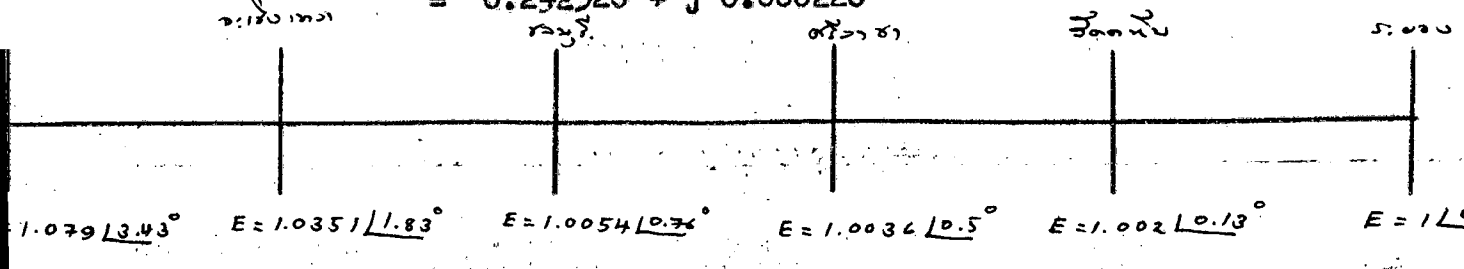
$= 1.077499 + j\ 0.064552 = 1.079431\ \angle 3.43^\circ$

$I''y = j\ 0.009603 - 0.000575$

$Is = 0.228537 - j\ 0.060764$

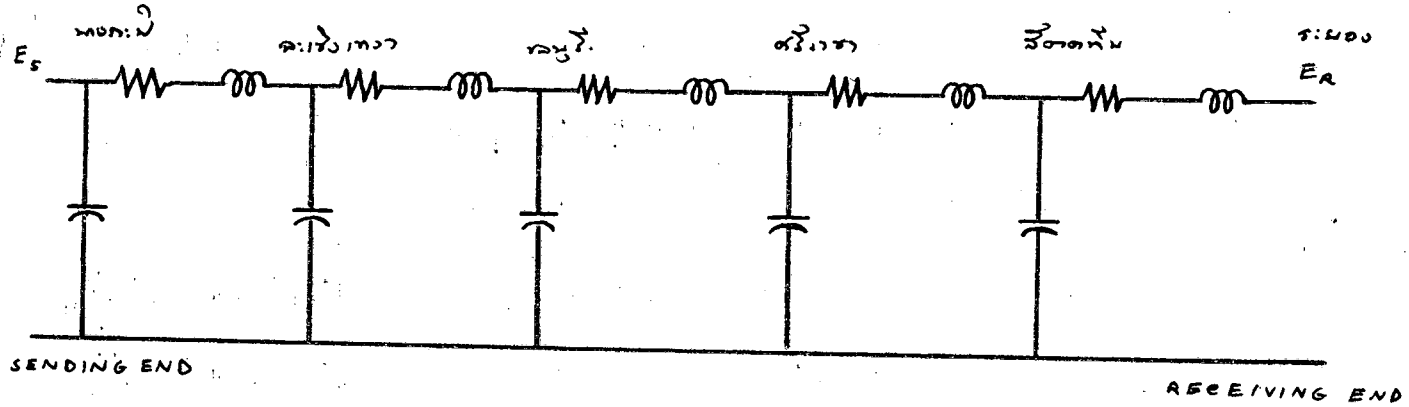
$Ps = (0.228537 + j\ 0.060764)(1.077499 + j\ 0.064552)$

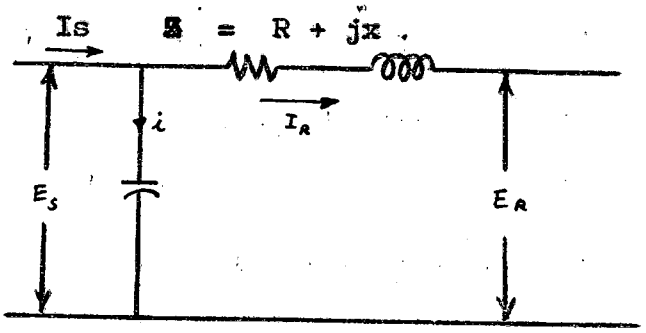
$= 0.242326 + j\ 0.080226$



การคำนวณตามตัวอย่างดังกล่าวแล้วเป็นแบบ Equivalent π ใช้สำหรับ Long Transmission Line

แต่สำหรับ equivalent circuit สายกรุงเทพฯ - ระยอง นี้ เป็นสายส่งระยะทางประมาณ ๒๑๓ กิโลเมตร เท่านั้น อาจจะคำนวณโดยใช้ equivalent circuit แบ่งเป็นช่วง ๆ ตามตัวอย่างที่จะคำนวณต่อไป ส่วนผลที่ได้จะเห็นว่าค่าไม่แตกต่างกัน ดังนั้นในการก่อสร้างสายส่ง เพื่อความสะดวกและรวดเร็วในทาง practical อาจจะคำนวณโดยใช้วิธีง่าย ๆ ดังนี้





Es = Sending End voltage

Is = Sending End current

Er = Receiving End voltage

Ir = Receiving End current.

จาก Equivalent circuit

$$\underline{Es = Er + IrZ}$$

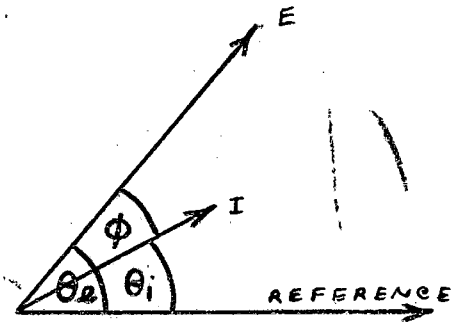
$$\bar{I}s = i + \bar{I}r$$

$$i = EsY$$

$$\underline{\bar{I}s = EsY + \bar{I}r}$$

$$\underline{Ps = Es\hat{I}s}$$

ซึ่งจะพิสูจน์ได้ดังนี้



$$E = \bar{E}\cos\theta_e + j\bar{E}\sin\theta_e$$

$$\bar{I} = \bar{I}\cos\theta_i + j\bar{I}\sin\theta_i$$

$$\hat{I} = I\cos\theta_i - jI\sin\theta_i$$

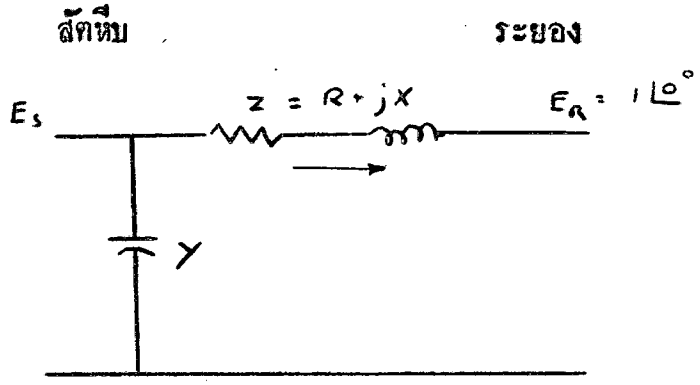
$$E\hat{I} = \bar{E}(\cos\theta_e + j\sin\theta_e)\,\bar{I}(\cos\theta_i - j\sin\theta_i)$$

$$= \bar{E}\bar{I}\left[(\cos\theta_e\cos\theta_i + \sin\theta_e\sin\theta_i) + j(\sin\theta_e\cos\theta_i - \cos\theta_e\sin\theta_i)\right]$$

$$E\hat{I} = \bar{E}\bar{I}\cos(\theta_e - \theta_i) + j\bar{E}\bar{I}\sin(\theta_e - \theta_i)$$

แต่ $\theta_e - \theta_i = \phi$

$$E\hat{I} = \bar{E}\bar{I}\cos\phi + j\bar{E}\bar{I}\sin\phi$$



$$Z = 0.120036 + j\,0.160440$$

$$Y = j\,0.016100$$

$$\hat{I}r = \frac{P}{Er} = 0.0150 + j\,0.0093$$

$$\bar{I}r = 0.0150 - j\,0.0093$$

$$Es = Er + \bar{I}rZ$$

$$= 1 + (0.0150 - j\,0.0093)(1.120036 + j\,0.160440)$$

$$= 1.003293 + j\,0.001290 = 1.003293\ \underline{/0.07}^{\circ}$$

$$\bar{I}s = EsY + \bar{I}r$$

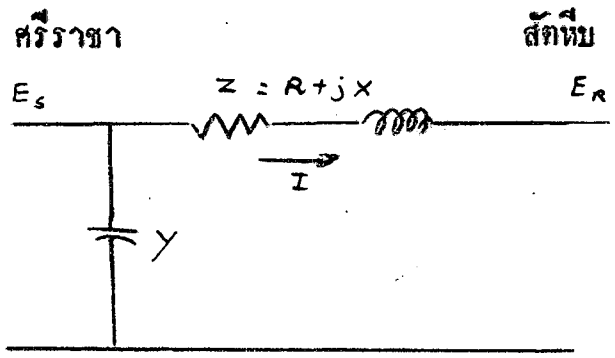
$$= j\,0.016153 - 0.000021 + 0.0150 - j\,0.0093$$

$$= 0.014979 + j\,0.006853$$

$$Ps = \hat{I}sEs$$

$$= (0.014979 - j\,0.006853)(1.0032293 + j\,0.001290$$

$$= 0.015037 - j\,0.006856$$



$$Z = 0.150045 + j\ 0.200550$$

$$Y = j\ 0.020125$$

$$MVA_A = 0.0100 + j\ 0.0062 + 0.015037 - j\ 0.006856$$

$$= 0.025037 - j\ 0.000652$$

$$\hat{I}r = \frac{(0.025037 - j\ 0.000652)(1.003293 - j\ 0.001290)}{(1.003293 + j\ 0.001290)(1.003293 - j\ 0.001290)}$$

$$= \frac{0.025119 - j\ 0.000686}{1.006598}$$

$$= 0.024954 - j\ 0.000681$$

$$\bar{I}r = 0.024954 + j\ 0.000681$$

$$Es = 1.003293 + j\ 0.001290 + (0.024954 + j\ 0.000681)(0.150045 + j\ 0.200550)$$

$$= 1.003293 + j\ 0.001290 + 0.003606 + j\ 0.005105$$

$$= 1.006899 + j\ 0.006395 = 1.006919\ \underline{/0.37^{\circ}}$$

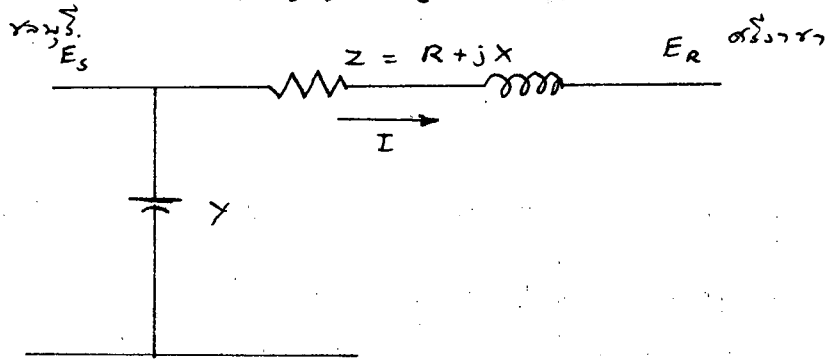
$$Is = (1.006899 + j\ 0.006395)\ j\ 0.020125 + 0.024594 + j0.000681$$

$$= j\ 0.020264 - 0.000129 + 0.024954 + j\ 0.000681$$

$$= 0.024825 + j\ 0.020945$$

$$Ps = (0.024825 - j\ 0.020945)(1.006899 + j\ 0.006395)$$

$$= 0.025130 - j\ 0.020931$$



$$Z = 0.060018 + j\ 0.080220$$

$$Y = j\ 0.008050$$

$$MVA_R = 0.045130 - j\ 0.008531$$

$$\hat{I}r = \frac{(0.045130 - j\ 0.008531)(1.006899 - j\ 0.006395)}{(1.006899 + j\ 0.006395)(1.006899 - j\ 0.006395)}$$

$$= \frac{0.045387 - j\ 0.008878}{1.013886} = 0.044765 - j\ 0.008756$$

$$\bar{I}r = 0.044765 + j\ 0.008756$$

$$Es = 1.006899 + j\ 0.006395 + (0.044765 + j\ 0.008756)$$

$$(0.060018 + j\ 0.080220)$$

$$= 1.006899 + j\ 0.006395 + 0.001984 + j\ 0.004117$$

$$= 1.008883 + j\ 0.010512 = 1.008938\ \underline{/0.6^\circ}$$

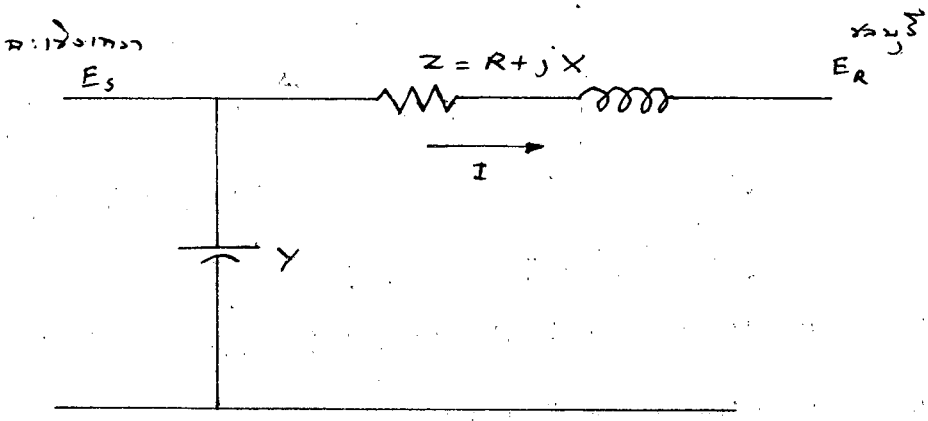
$$Is = (1.008883 + j\ 0.010512)(j\ 0.008050) + 0.044765 + j\ 0.008756$$

$$= j\ 0.008121 - 0.000085 + 0.044765 + j\ 0.008756$$

$$= 0.044680 + j\ 0.016877$$

$$Ps = (0.044680 - j\ 0.016877)(1.008883 + j\ 0.010512)$$

$$= 0.045254 - j\ 0.016557$$



$$Z = 0.102888 + j\ 0.137520$$

$$Y = j\ 0.013800$$

$$MVAR_r = 0.1500 + j\ 0.0930 + 0.045254 - j\ 0.016557$$

$$= 0.195254 + j\ 0.076443$$

$$\hat{Ir} = \frac{(0.195254 + j\ 0.076443)(1.008883 - j\ 0.010512)}{(1.008883 + j\ 0.010512)(1.008883 - j\ 0.010512)}$$

$$= \frac{0.197792 + j\ 0.075069}{1.017955} = 0.194303 + j\ 0.073744$$

$$\bar{Ir} = 0.194303 - j\ 0.073744$$

$$Es = 1.008883 + j\ 0.010512 + (0.194303 - j\ 0.073744)$$

$$(0.102888 + j\ 0.137520$$

$= 1.008883 + j\ 0.010512 + 0.030133 + j\ 0.019133$

$= 1.039016 + j\ 0.029645 = 1.039439\ \angle 1.63^{\circ}$

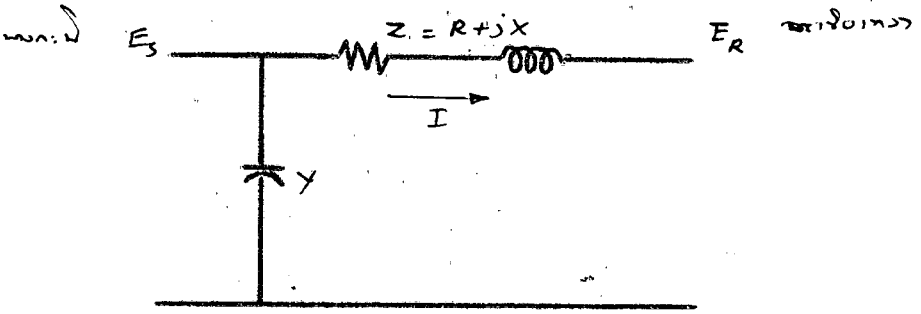
$I_S = (1.039016 + j\ 0.029645)(j\ 0.013800) + 0.194303 - j\ 0.073744$

$= j\ 0.014338 - 0.000409 + 0.194303 - j\ 0.073744$

$= 0.193894 - j\ 0.059406$

$P_S = (0.193894 + j\ 0.059406)(1.039016 + 0.029645)$

$= 0.199698 + j\ 0.06772$



$Z = 0.132897 + j\ 0.177630$

$Y = j\ 0.017825$

$MVAr = 0.0350 + j\ 0.0217 + 0.199698 + j\ 0.067472$

$= 0.234698 + j\ 0.089172$

$\dot{I}r = \dfrac{(0.234698 + j\ 0.089172)(1.039016 - j\ 0.029645)}{(1.039016 + j\ 0.029645)(1.039016 - j\ 0.029645)}$

$= \dfrac{0.246498 + j\ 0.085694}{1.080433} = 0.228147 + j\ 0.079314)$

$\bar{I}r = 0.228147 - j\ 0.049314$

$E_S = (1.039016 + j\ 0.029645) + (0.228147 - j\ 0.079314)$
$(0.132897 + j\ 0.177630)$

$$= 1.039016 + j\,0.029645 + 0.044408 + j\,0.029985$$

$$= 1.083424 + j\,0.059630 = 1.085063 \angle 3.15^\circ$$

$$I_s = (1.083424 + j\,0.059630)\; j\,0.017825 + 0.228147 - j\,0.079314$$

$$= j\,0.019312 - 0.001063 + 0.228147 - j\,0.079314$$

$$= 0.227084 - j\,0.060002$$

$$P_s = (0.227084 + j\,0.060002)(1.083424 + j\,0.059630)$$

$$= 0.242450 + j\,0.78549$$

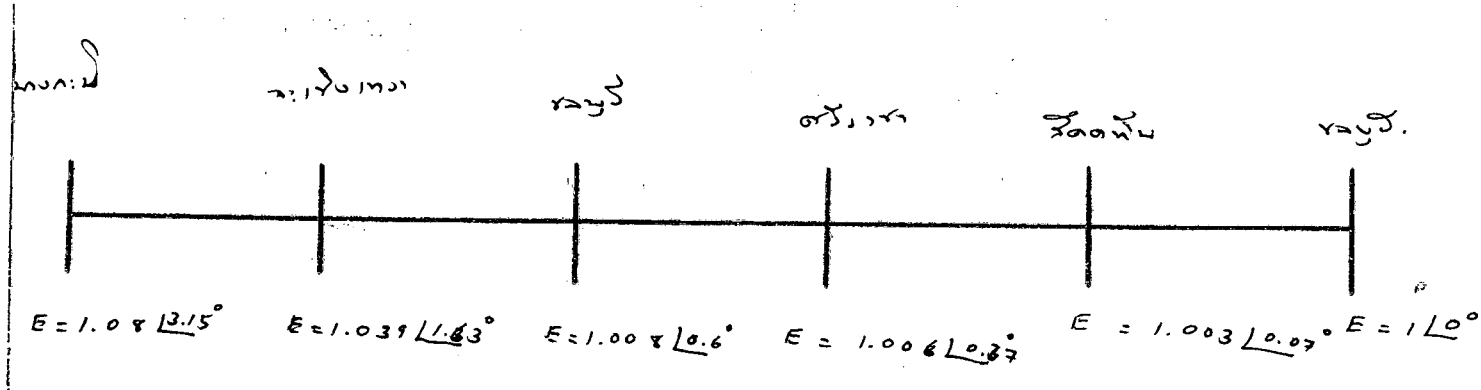


TABLE II.

VOLTAGE CONDITION

PEAK LOAD YEAR 1975 (0.85 P.F)

	BANGKOK	CHACHEONG SAO Load 3,500 KW.	CHOLBURI Load 15,000 KW.	SRIRACHA Load 2,000 KW.	SATAHEAP Load 1,000 KW.	RAYONG Load 1500 KW.
Case 1 115 KV. Transmission Line 4/0 ACSR.	E = 1.085 ∠3.15°	E = 1.039 ∠1.63°	E = 1.009 ∠0.60°	E = 1.007 ∠0.37°	E = 1.003 ∠0.07°	E = 1 ∠0°
Case 2 115 KV. Transmission Line 336.4 MCM. All Aluminum.	E = 1.053 ∠3.25°	E = 1.024 ∠1.63°	E = 1.005 ∠0.53°	E = 1.004 ∠0.33°	E = 1.002 ∠0.08°	E = 1 ∠0°
Case 3 115 KV. Transmission Line, 477 MCM. All Aluminum	E = 1.045 ∠3.32°	E = 1.020 ∠1.65°	E = 1.003 ∠0.53°	E = 1.003 ∠0.33°	E = 1.002 ∠0.10°	E = 1 ∠0°
Case 4 69 KV. Transmission Line 4/0 ACSR.	E = 1.271 ∠5.92°	E = 1.128 ∠3.28°	E = 1.035 ∠1.13°	E = 1.025 ∠0.73°	E = 1.009 ∠0.20°	E = 1 ∠0°
Case 5 69 KV. Transmission Line 336.4 MCM. All Aluminum.	E = 1.186 ∠6.95°	E = 1.087 ∠3.67°	E = 1.023 ∠1.2°	E = 1.016 ∠0.78°	E = 1.006 ∠0.23°	E = 1 ∠0°
Case 6 69 KV. Transmission Line 477 MCM. All Aluminum	E = 1.159 ∠7.52°	E = 1.074 ∠3.92°	E = 1.019 ∠1.25°	E = 1.014 ∠0.82°	E = 1.005 ∠0.25°	E = 1 ∠0°
Case 6A. 69 KV. Transmission Line 477 MCM. All Aluminum with 20 MVAR capacitor at Cholburi	E = 1.024 ∠11.18°	E = 1.013 ∠5.28°	E = 1.019 ∠1.25°	E = 1.014 ∠0.82°	E = 1.005 ∠0.25°	E = 1 ∠0°

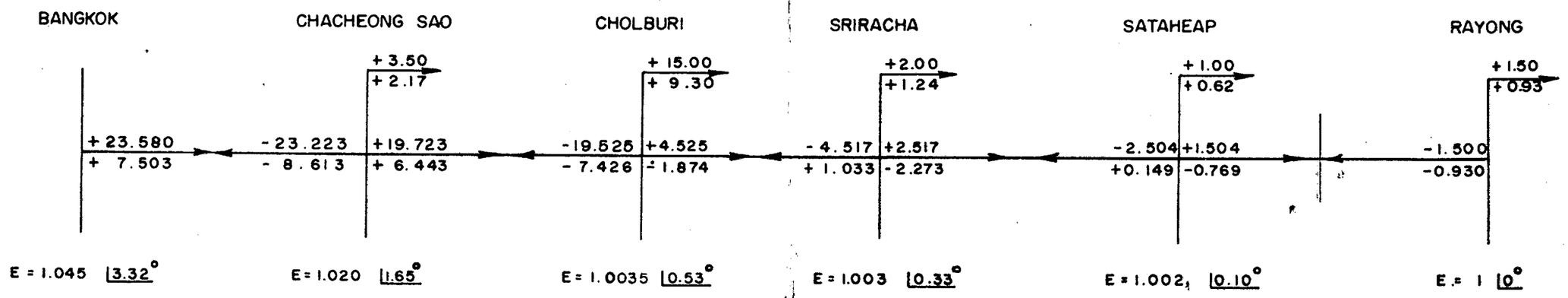
Fig 5 POWER FLOW DIAGRAM

CASE 3

115 KV. TRANSMISSION LINE

477 MCM. All Aluminum

1974 PEAK LOAD (0.85 P.F.)



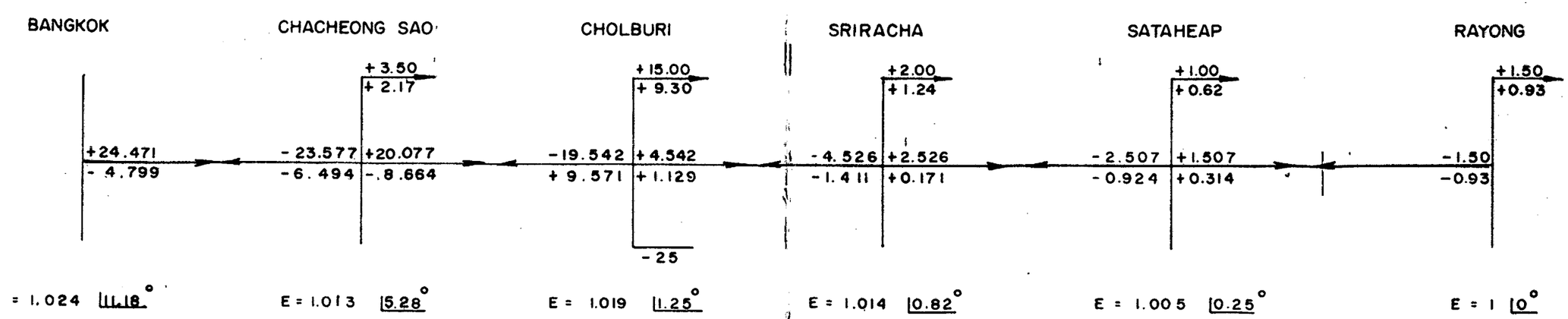
CASE 6A

69 KV. TRANSMISSION LINE

477 MCM. All Aluminum

1974 PEAK LOAD (0.85 P.F.)

WITH 20 MVAR CAPACITOR AT CHOLBURI



การที่จะออกแบบสายส่งศักย์สูง ประมาณระยะทาง ๒๑๓ กิโลเมตร จะต้องคำนึงถึงหลักที่สำคัญ ก็คือ ให้ได้ economics ที่สุด และ performance ของการส่งกำลังให้เป็นที่น่าพอใจ ของ Load ที่ประมาณไว้ตามธรรมดา line drop voltage ตลอดสาย ควรจะให้อยู่ใน limit ๕ % ตามที่ได้ศึกษามาทุก ๆ case ใน Table 11 จะเห็นว่าที่ควรนำมาพิจารณาในที่นี้ ก็คือ Case 2, Case 3 และ Case 6A เพราะในเวลาอีกสิบปีข้างหน้าก็ยังสามารถใช้ส่งกำลังได้

<u>พิจารณาเปรียบเทียบระหว่าง Case 2 และ Case 3</u>

๑. ทั้ง Case 2 และ Case 3 ใช้ voltage ขนาด 115 KV Transmission Line แต่ Conductor ต่างชนิดกัน คือ Case 2 conductor ขนาด 336.4 MCM All Aluminum และ Case 3 conductor ขนาด 477 MCM All Aluminum Load ที่ใช้ในการคำนวณนี้เป็น peak Load ในปี พ.ศ. ๒๕๑๘ ค่า line voltage dropที่คำนวณได้ Case 2 เป็น 5.3% และ Case 3 เป็น ๔.๕ % ซึ่งเป็นค่าที่ใกล้เคียงกับที่ limit ไว้ จึงถือว่ายังใช้ได้อยู่

๒. Load ที่ใช้ในการศึกษานี้เป็นประมาณในปี พ.ศ. ๒๕๑๘ ซึ่งเป็นระยะอีกสิบปีข้างหน้านี้ แต่ถ้าต่อไปในอนาคต Load เพิ่มมากกว่านี้ สำหรับใน Case 2 จะได้ผลเลวยิ่งขึ้น และ Case 3 ก็ยังคงใช้ได้อยู่ เพราะค่า line voltage drop น้อยกว่าใน Case 2

๓. ราคาค่าก่อสร้างสำหรับสายส่งศักย์สูงใช้ conductor ขนาด 477 MCM +336.4 MCM ใน voltage ระดับเดียวกัน ราคาไม่ต่างกันมากนัก เพราะราคาค่า insulator และ hardware ไม่ได้เปลี่ยนไป ยังคงเท่าเดิม เพียงแต่เพิ่มค่า Conductor สำหรับขนาดที่ใหญ่ขึ้นเท่านั้น ใน Case 3 ราคา Conductor จะแพงกว่า Case 2 ประมาณ ๖๕,๐๐๐.๐๐ บาท

<u>พิจารณาเปรียบเทียบระหว่าง Case 3 และ Case 6A</u>

๑. Case 6A voltage ขนาด 69 KV Transmission Line ชนิดของ Conductorเป็น 477 MCM All Aluminum เช่นเดียวกับ Case 3 เมื่อยังไม่ได้ใส่ Capacitor ที่ชลบุรี ดังใน Case 6 จะเห็นว่ากรณีนี้ไม่เหมาะที่จะออกแบบสร้างสายส่งศักย์สูง เพราะค่า line voltage drop เท่ากับ ๑๕.๔ % ซึ่งสูงเกินกว่าที่ limit ไว้ เมื่อพิจารณาลองศึกษาโดยใส่ Capacitor ที่ชลบุรี เพื่อลดค่า line drop voltage ให้น้อยลง ความแตกต่างระดับ voltage ทางต้นทางและปลายทางจะได้ต่างกันน้อยลงอีก ใส่ Capacitor ที่ชลบุรีขนาดต่าง ๆ กันจนได้ค่าที่เหมาะสมใช้ได้ คือ Capacitor ขนาด 20 MVAR การที่ใส่ Capacitor ที่ชลบุรี นี้ก็เพราะว่า Load ที่ชลบุรีมากที่สุด สำหรับระยะทางสายส่งศักย์สูงสายนี้

๒. สำหรับราคาค่าก่อสร้างสายส่งศักย์สูงขนาด 69 KV Transmission Line และสายส่งศักย์สูงขนาด 115 KV Transmission Line ใช้สายขนาด 1 เดียวกัน ราคาค่าก่อสร้าง จะต่างกันไม่มากนัก ราคาจะต่างกันประมาณ ๑๐ % ซึ่งเป็นค่าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจาก insulator และ hardware ต่าง ๆ ส่วนค่า Loss จะต่างกัน เพราะว่า Loss ของ 69 KV จะมากกว่า 115 KV ในกรณีย์ Case 3 และ Case 6A ค่าที่เพิ่มขึ้นใน Case 6A ก็คือค่า Capacitor ขนาด 20 MVAR ซึ่งเป็นราคาที่เพิ่มขึ้นประมาณ $ 100,000 หรือ 2,000,000.00 บาท

ตามที่ได้ศึกษาแล้ว มีความเห็นว่าควรจะพิจารณาเลือกใช้ 115 KV Transmission Line และ Conductor ขนาด 477 MCM All Aluminum ซึ่งเป็นการออกแบบที่ประหยัดมากกว่าวิธีอื่น ๆ

สำหรับในปัจจุบันนี้ Load ยังมีความต้องการไม่มากนัก การจ่ายกระแสไฟขณะที่เป็น daily light Load จึงมีปัญหาที่ว่าทางปลายสาย คือ ที่ระยอง ค่า Receiving End voltage จะสูงเกินไป เพื่อแก้ปัญหานี้ สำหรับในระยะสามปีแรกจึงจะ Operate 69 KV Transmission Line ก่อน แต่การก่อสร้างก็ใช้เป็น 115 KV Transmission Line เพื่อรับ Load ในอนาคต อีกประการหนึ่งก็เพื่อจะได้ผลดีทั้งค่าก่อสร้างและค่า Operation & Maintenance Costให้ได้ประหยัดมากที่สุด

๔) <u>การเปรียบเทียบราคา Operation & Maintenance Cost กับ Construction Cost ของ Conductor ขนาดต่าง ๆ สำหรับสายส่งศักย์สูง</u>

หลักสำคัญในการพิจารณาเปรียบเทียบราคามีหัวข้อที่สำคัญ ๆ ดังนี้

ก. ค่าวัสดุและค่าติดตั้งสายส่งศักย์สูง

ข. ค่า Power Loss

สำหรับประมาณราคาจากหัวข้อข้างบนพอจะประมาณได้ดังนี้

ก. ค่าวัสดุและค่าติดตั้งสายส่งศักย์สูงระยะทาง ๒๑๓ กิโลเมตร

๑. สำหรับค่าวัสดุและค่าติดตั้งของสายขนาด 4/0 ACSR ซึ่งเป็นขนาดที่เล็กที่สุด ราคาถูกที่สุด

ราคาของสาย 4/0 ACSR (๕,๐๐๐ บาท ต่อกิโลเมตร)	๓,๒๓๕,๐๐๐.- บาท
ค่าติดตั้งและวัสดุอื่น ๆ (๖๐,๐๐๐ บาท ต่อกิโลเมตร)	๑๒,๙๘๐,๐๐๐.- บาท
รวมค่าวัสดุก่อสร้างและค่าติดตั้ง	๑๖,๐๕๕,๐๐๐.- บาท

๒. ค่าวัสดุและค่าติดตั้งของสายขนาด 336.4 MCM All Aluminium

ราคาของสาย 366.4 MCM (๔,๐๐๐ บาทต่อกิโลเมตร)	๕,๒๔๐,๐๐๐.- บาท
ค่าติดตั้งและวัสดุอื่น ๆ (๗๐,๐๐๐ บาทต่อกิโลเมตร)	๑๔,๙๑๐,๐๐๐.- บาท
รวมค่าวัสดุก่อสร้างและค่าติดตั้ง	๒๐,๑๕๐,๐๐๐.- บาท

๓. ค่าวัสดุก่อสร้างและค่าติดตั้งของสายขนาด 477 MCM All Aluminum

ราคาของสาย 477 MCM (๔,๐๐๐ บาทต่อกิโลเมตร) = ๕,๘๙๕,๐๐๐.- บาท

ค่าติดตั้งและวัสดุอื่น ๆ (๗๐,๐๐๐ บาทต่อกิโลเมตร) =๑๔,๙๑๐,๐๐๐.- บาท

รวมค่าวัสดุก่อสร้างและค่าติดตั้ง = ๒๐,๘๐๕,๐๐๐.- บาท

ข. ค่า Power Loss

๑) สายขนาด 4/0 ACSR

ระยะจุด Centre Load = ๖๐ ไมล์

Average Load = ๑๗,๐๐๐ KW.

ความต้านทานของสายทั้งหมด = ๓ x ๖๐ x ๐.๕๖๗

= ๑๐๒.๐๖ ohm.

$$I_{max} = \frac{17,000}{\sqrt{3} \times 115 \times 0.85}$$

= 100.412 Amp.

$$\therefore \text{Load Loss} = \frac{(100.42)^2 \times 102.06}{1000}$$

= 1029.027 KW.

ให้ L.F. = 40 % และ Energy Charge = 0.12 B/kwh.

∴ Cost of Loss = 1029.027 x 8760 x 0.4 x 0.12 x 25

= 10,817,131.82 B.

Interest 6 % Depreciation 4 % Time 25 years

จาก Sinking Fund Method = 0.08401

ค่าวัสดุก่อสร้างและค่าติดตั้งสาย 4/0 ACSR = 16,055,000.- บาท

∴ Cost = 16,055,000 x 0.08401

= 13,487,805.50 บาท

∴ ค่า Operating Cost = 10,817,131.82 + 1,348,780.55

= 12,165,912.37 บาท

๒) สายขนาด 336.4 MCM All Aluminium

ค่า Operating Cost = 5,837,818.18 + 1,692,801.50

= 7,530,619.68 บาท

๓) สายขนาด 477 MCM All Aluminum

ค่า Operating Cost = 4,120,809.12 + 1,747,828.05

= 5,868,637.17 บาท

จากผลที่ได้ค่า Operating Cost ของ Conductor สามชนิด จะเห็นว่า ค่า Operation Cost ของสายขนาด 477 MCM All Aluminum ถูกที่สุด เมื่อเปรียบเทียบกันระหว่างสาย 477 MCM & 336.4 MCM ค่า Operation Cost ของสาย 477 MCM จะถูกลงประมาณ ๑,๖๑๑,๘๘๒.๕๑ บาท

การเปรียบเทียบราคาของสายขนาดต่าง ๆ

ชนิดของ Conductor	Installation Cost ฿	Operation Cost ฿	Comparison Cost ฿
4/0 ACSR	16,055,000.-	12,165,912.37	28,220,912.37
336.4 MCM All Aluminum	20,150,000.-	7,530,619.68	27,680,619.68
477 MCM All Aluminum	20,805,000.-	5,868,637.17	26,673,637.17

การเปรียบเทียบราคาที่เพิ่มขึ้นระหว่างสาย 477 MCM และ 336.4 MCM All Aluminum

ค่าก่อสร้างที่เพิ่มขึ้น เพื่อใช้สายขนาด 477 MCM All Aluminum

= 20,805,000 - 20,150,000

= 655,000 บาท

ถ้าคิดดอกเบี้ย ๖ % ในระยะเวลา ๒๕ ปี

ค่าก่อสร้างจะสูงขึ้น = 655,000 [1 + (0.06) 25]

= 1,637,500.00 บาท

ค่า power loss ของสาย 477 MCM = 4,120,809.12 บาท

ค่า power loss ของสาย 336.4 MCM = 5,837,818.18 บาท

ถ้าใช้สาย 477 MCM All Aluminum ค่า Loss จะน้อยลงประมาณ = 1,717,009.06 บาท ผลของการเปรียบเทียบดังกล่าว จะเห็นว่าในระยะอีก ๒๕ ปี ถ้าสร้างสายขนาด 477 MCM ค่า Loss จะน้อยลง 1,717,009.06 บาท เมื่อพิจารณาแล้วมีความเห็นว่าสมควรใช้สาย 477 MCM All Aluminum สำหรับสายส่งแรงสูงขนาด 115 KV

เปรียบเทียบราคาระหว่างเสาโครงเหล็กกับเสาไม้

สับสเตชั่นบางกะปิ - สับสเตชั่นฉะเชิงเทรา

ระยะทาง ๕๐ กิโลเมตร

เสาโครงเหล็ก		เสาไม้	
๑.เสาโครงเหล็ก ๑๕๐ ต้น	$63,750.-	๑.เสาไม้ H-Frame 280 Structure	$ 88,480.-
๒.ค่าสาย Overhead Ground Wire ๑ สาย	$ 6,750.-	๒. ค่าสาย Overhead Ground Wire ๒ สาย	$ 13,500.-
	$ 70,500.-		$ 101,980.-

ในระยะทาง ๕๐ กิโลเมตรนี้ ถ้าใช้เสาโครงเหล็กระยะระหว่างช่วงเสาหนึ่ง ๆ จะยาวกว่าระยะระหว่างช่วงเสาไม้ และความคงทนถาวร เสาโครงเหล็กก็ทนทานนานกว่าเสาไม้ ฉะนั้นระยะทาง ๕๐ กิโลเมตร จะใช้เสาโครงเหล็กประมาณ ๑๕๐ ต้น แต่ถ้าใช้เสาไม้จะต้องใช้เสาไม้ถึง 280 Structure จากตารางเปรียบเทียบราคา จะเห็นว่าเสาโครงเหล็กถูกกว่าเสาไม้ประมาณ $ 31,480.00 หรือเท่ากับ ๖๖๑,๐๘๐.๐๐ บาท แต่ถ้าใช้เสาโครงเหล็กตลอดระยะทางจากกรุงเทพฯ ถึงระยอง ๒๑๓ กิโลเมตร ราคาจะถูกลงประมาณ ๒,๘๑๖,๒๐๐.๐๐ บาท

รายละเอียดเปรียบเทียบราคาระหว่างเสาโครงเหล็กกับเสาไม้แบบ H-Frame

Suspension Steel Structure Type 'A'		H-Frame Wood Pole Structure	
1. Steel		1. Wood & Fittings	
Steel Complete with Shackles bolts	$ 263.-	2-55 ft. Wood Poles	$ 163.-
		1-Cross arm wood (5¾" x 7½" x 22')	$ 23.30
		2-Cross braces wood (3⅜" x 4⅜" x 13')	$ 9.70
		Fitting for wood pole	$ 9.60
		Fitting for cross braces	$ 13.40
		Fitting for Insulator	$ 5.00
			$ 224.00
2. Insulator Materials		2. Insulator Materials	
Insulator sets, Suspension clamps & Armor rods.	$ 61.-	Insulator sets, Suspension clamps & Armor rods.	$ 61.-
3. Grounding		3. Grounding	
20 m. 5/16' ground wire with accessories	$ 6.-	56 m. 5/16' ground wire with accessories	$ 14.-
4. O.H.G. Wire Fitting		4. O.H.G. Wire Fitting	
Clamp & Armor Rods	$ 4.-	Clamp & Armor Rods	$ 7.-
5. Foundations		5. Foundations	
Excavation & Backfill @ 6.75	$ 27.-	Excavation & Backfill @1.-	$ 2.-
3 piles & cap @ 9.00	$ 36.-	Crushed Rock #2 @ 4.-	8.-
Concrete pedestal & wood form @ 7.-	$ 28.-		
	$ 91.-		
Total Cost per Structure	$ 425.-	Total Cost per Structure	$ 316.-

<u>สรุปผล</u>

ผลของการที่ได้ศึกษาค้นคว้ารวมรวมหา Characteristics ของ Conductor ขนาดต่าง ๆ และการเลือก Voltage, conductor เพื่อเป็นมาตราฐานในการออกแบบสายส่งศักย์สูงขนาดเดียวกัน พอจะสรุปได้ดังนี้

๑. ระดับของ voltage ที่ทนทางและปลายทางต่างกันของ Conductor ชนิดเดียวกัน สำหรับสาย 115 KV Transmission Line น้อยกว่าสาย 69 KV Transmission Line

๒. ค่า power loss สำหรับสายส่งศักย์สูง 115 KV Transmission Line ใช้ conductor ต่าง ๆ กันสามขนาด จะเห็นว่า Loss ของ 477 MCM All Aluminum น้อยที่สุด

๓. ราคาค่าก่อสร้างสายส่งศักย์สูง 115 KV Transmission Line โดยใช้ Conductor ใหญ่ขึ้น ค่าก่อสร้างจะแพงขึ้นเฉพาะค่าสายเท่านั้น ส่วนค่า insulator, hardware และ Equipment ต่าง ๆ คงเท่าเดิม

๔. กรณีที่ Load มากขึ้น สายที่ใหญ่กว่าก็ยังคงใช้ได้ โดยไม่จำเป็นต้องเพิ่มสายอีก Circuit หนึ่ง

๕. การเปรียบเทียบระหว่างเสาไม้กับเสาโครงเหล็กในระยะทางไกล ๆ ค่าก่อสร้างเสาโครงเหล็กจะถูกกว่าเสาไม้ และอายุของเสาไม้ก็น้อยกว่าเสาโครงเหล็ก เสาไม้จะใช้ได้ถึงประมาณ ๒๕ ปี ส่วนเสาโครงเหล็กอาจใช้ได้ถึง ๔๐ - ๕๐ ปี

๖. ในกรณีที่ voltage ทางปลายสายลดลง เมื่อจะเพิ่ม voltage ให้สูงขึ้น จะต้องใส่ Capacitor เพื่อจะ improve regulation voltage ให้อยู่ใน limit จากตัวอย่างที่ได้ทำมาแล้ว ใส่ Capacitor ที่ชลบุรี เพราะ Load ที่ชลบุรีมากกว่าแห่งอื่น ๆ เมื่อลองใส่ค่า capacitor ขนาดต่าง ๆ ให้ได้ Regulation Voltage อยู่ในขอบเขตจำกัด

๗. สำหรับ light load ขณะนี้ถ้าจ่ายกระแสไฟขนาด 115 KV ค่า line voltage จะสูงเกินไป เพื่อเป็นการประหยัด สำหรับโครงการยันธีระยะที่สอง จึงก่อสร้างสายส่งขนาด 115 KV Transmission Line แต่ระยะสองสามปีแรกนี้จะจ่ายเพียง 69 KV Transmission Line ก่อน ต่อเมื่อความต้องการ Load มากขึ้น ในอนาคตจึงจะจ่าย 115 KV Transmission Line