สรก.(ภ๑)
เลขที่ 848
วันที่ - ๓ ก.พ. ๒๕๖๐

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY

จาก ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมการตรวจสอบ **ถึง** สรก.(ภ๑)
เลขที่ กปต.(ก.) ๑๙๗ /๒๕๖๐ **วันที่** - ๓ ก.พ. ๒๕๖๐
เรื่อง แจ้งมติคณะกรรมการตรวจสอบของ กฟภ.

เรียน รผก.(ภ๑)

ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ ๑/๒๕๖๐ เมื่อวันที่ ๕ มกราคม ๒๕๖๐ ได้พิจารณาเรื่องที่ รผก.(ภ๑) นำเสนอดังนี้

๑. <u>ระเบียบวาระที่ ๓.๒</u> **รายงานผลการดำเนินงานลดค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss**

ซึ่งที่ประชุมได้มี<u>มติรับทราบ และมอบหมายให้ฝ่ายบริหารและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการตามข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบต่อไป</u>

๒. <u>ระเบียบวาระที่ ๓.๔</u> **รายงานผลความคืบหน้าเรื่องค่าเช่าเสาพาดสายสื่อสารของสายงานสารสนเทศและสื่อสาร และสายงานการไฟฟ้าภาค ๑-๔**

ซึ่งที่ประชุมได้มี<u>มติ</u>

๑) **<u>รับทราบ และให้รายงานต่อคณะกรรมการ กฟภ.เพื่อทราบ (เลขานุการคณะกรรมการตรวจสอบได้รายงานต่อคณะกรรมการ กฟภ.แล้ว)</u>**

๒) **<u>มอบหมายให้ฝ่ายบริหารและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการตามข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบต่อไป</u>**

๓. <u>ระเบียบวาระที่ ๕.๒</u> **รายงานผลการสับเปลี่ยนมิเตอร์ตามวาระ ไตรมาสที่ ๓/๒๕๕๙**

ซึ่งที่ประชุมได้มี<u>มติรับทราบ</u>

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ พร้อมนี้ได้แนบมติที่ประชุมและเรื่องเดิมคืนมาด้วยแล้ว

(นายศุภศักดิ์ สมฤทธิ์จินดา)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมการตรวจสอบ
ปฏิบัติงานแทนเลขานุการคณะกรรมการตรวจสอบ

เรียน ผส.ม.1, ผส.ม.2, ผส.ม.3, ผส.ตร.(รก.)
เพื่อโปรดทราบ และแจ้งผู้ที่เกี่ยวข้องดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไป

(นายเอกชัย ศักดิ์ทัศนา)
รผก.(ภ๑)
- ๗ ก.พ. ๒๕๖๐
กปต.โทร. ๙๑๖๖
โทรสาร ๙๑๘๘

มติที่ประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ กฟภ.
ครั้งที่ 1 / 2560
เมื่อ 25 มิ.ย. 2560

ระเบียบวาระที่ 3.2 รายงานผลการดำเนินงานลดค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss

เลขานุการฯ เสนอว่า ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ 8/2559 เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2559 ระเบียบวาระที่ 3.1 คณะกรรมการตรวจสอบมีความเห็นว่า ให้ดำเนินการในประเด็นที่สามารถลดหน่วยสูญเสียลงได้ทั้งด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss โดยวิเคราะห์หาสาเหตุและแนวทางแก้ไข เพื่อให้หน่วยสูญเสียอยู่ในเกณฑ์เป้าหมายที่กำหนดไว้ไม่เกินร้อยละ 5

ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ 12/2559 วันที่ 6 ตุลาคม 2559 คณะกรรมการตรวจสอบได้มีข้อสังเกตและข้อคิดเห็นในเรื่องธุรกิจเสริมว่า ขอให้คณะทำงานทั้ง 2 ชุด ดังกล่าว ไปตรวจสอบดูว่าหน่วยสูญเสียทั้งด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss เกิดขึ้นในจุดใด จากสาเหตุใด จำนวนเท่าใด อย่างเช่น เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายแรงสูงกี่เปอร์เซ็นต์ หม้อแปลงกี่เปอร์เซ็นต์ จากการละเมิด หรืออื่นๆ กี่เปอร์เซ็นต์ แล้ววิเคราะห์มาด้วยว่าจะมีแนวทาง ในการแก้ไขปัญหาในแต่ละจุด แต่ละประเด็นอย่างไร นำเสนอคณะกรรมการตรวจสอบมาให้ชัดเจน เพื่อจะได้ช่วยพิจารณา เมื่อได้ข้อยุติจะได้ออกเป็นมติให้ กฟภ. รับไปดำเนินการแก้ไขตามแนวทางเหล่านั้น พร้อมติดตามผลความคืบหน้าอย่างใกล้ชิด เพื่อให้การแก้ไขปัญหามีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น อันจะส่งผลให้หน่วยสูญเสียลดลงอย่างเป็นรูปธรรม

ในการนี้ สายงานการไฟฟ้า ภาค ขอรายงานผลการดำเนินงานการลดค่า 4-1หน่วยสูญเสีย ดังนี้

สายงานการไฟฟ้า ภาค 1

ผลการดำเนินการ ด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss มีดังนี้

1) มีแผนงานลด Technical Loss และ Non-Technical Loss ตามมาตรการที่ กฟภ. กำหนด มีการบรรจุกิจกรรมลดหน่วยสูญเสียด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss ไว้ในแผนปฏิบัติของสายงานการไฟฟ้า ภาค 1

2) มีการคำนวณหน่วยสูญเสียทางเทคนิคของ VSPP จากการเชื่อมต่อขนานเข้าระบบจำหน่ายในพื้นที่ สายงานการไฟฟ้า ภาค 1 ในปี 2559

3) จัดทำโครงการสับเปลี่ยนมิเตอร์ชำรุดและปรับปรุงหน่วยการใช้ไฟฟ้า (Load Analysis Information : LAI)

4) การติดตั้งคาปาซิเตอร์แรงต่ำที่หม้อแปลง กฟภ. โดยติดตั้ง 10% ของพิกัดหม้อแปลง เพื่อลด Loss ด้านแรงต่ำและหม้อแปลง

<u>สายงานการไฟฟ้า ภาค 2</u>

1) จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้นทุกๆ ปี และการเปรียบเทียบหน่วยสูญเสียภาพรวมรายเขตสะสม 5 เดือน (มกราคม-พฤษภาคม 2559) กับเป้าหมายรายปี 2559 ทำให้ผลการดำเนินการหน่วยสูญเสีย มีค่ามากกว่าค่าเป้าหมายรายปีอยู่มาก เนื่องจากเป็นการเปรียบเทียบคนละช่วงเวลาประกอบกับช่วงเวลาดังกล่าวการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศอุณหภูมิสูง (อุณหภูมิที่เปลี่ยนแปลงไป 1 องศา จะมีผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเปลี่ยนไป 300 MW หรือ 3 แสนหน่วย/ชม.) แต่พฤติกรรมของหน่วยสูญเสียสะสม ภาค 2 จะมีค่าลดลงที่ปลายปีของทุกปี และจากรายงานข้อสังเกตฯ หน่วยสูญเสียระบบ 115 KV ต่ำกว่าระบบ 22 KV เนื่องจากระดับแรงดันที่สูงค่ากระแสจะต่ำกว่าระบบไฟฟ้าที่มีแรงดันต่ำ ซึ่งเป็นปกติในระบบไฟฟ้า

2) สายงานการไฟฟ้า ภาค 2 มีแนวทางการลดหน่วยสูญเสีย ดังนี้

(1) แนวทางและการดำเนินงานด้าน Technical Loss

	กฟฉ.1		กฟฉ.2		กฟฉ.3		หมายเหตุ
	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	
1) ติดตั้งคาปาซิเตอร์แรงสูง	3,000 KVAR	3,900 KVAR	6,600 เครื่อง	6,900 เครื่อง	ติดตั้งและซ่อมแซมคาปาซิเตอร์ระบบ 22KV	3.ตามแผนปฏิบัติ กฟฉ -ได้นำมาเป็นเกณฑ์วัด (KPI)	- กฟฉ.1 ลดหน่วยสูญเสียได้ 0.015 ล้านหน่วย
2) ซ่อมแซมคาปาซิเตอร์แรงสูง	15,000 KVAR	31,500 KVAR	100%	28,500 เครื่อง			- กฟฉ.1 ลดหน่วยสูญเสียได้ 0.525 ล้านหน่วย
3) บาลานซ์โหลด (Balance Load) - เฟสแรงสูง - ฟีดเดอร์แรงสูง - หม้อแปลงแรงต่ำ	 25 วงจร-กม. 10 วงจร-กม. 2,302 เครื่อง	 25 วงจร-กม. 10 วงจร-กม. 2,420 เครื่อง	 17 วงจร-กม. 1,200 เครื่อง	 17 วงจร-กม. 501 เครื่อง	- Balance Load เกิน 8 MW ระบบ 22KV - Balance Phase ระบบ 22KV เกิน 5% มากกว่า 5MW	3.ตามแผนปฏิบัติ กฟฉ -ได้นำมาเป็นเกณฑ์วัด (KPI)	1.กฟฉ -ลดหน่วยสูญเสียได้ 0.036 ล้านหน่วย
4) ปรับปรุงเสริมระบบจำหน่าย							
- แรงสูง	150 วงจร-กม.	135 วงจร-กม.	70 วงจร-กม.	122 วงจร-กม.	-	-	- กฟฉ.1 ลดหน่วยสูญเสียได้ 1.25 ล้านหน่วย
- แรงต่ำ	120 วงจร-กม.	268.41 วงจร-กม.			-	-	- กฟฉ.1 ลดหน่วยสูญเสียได้ 0.192 ล้านหน่วย
- หม้อแปลง	15,000 KVA	15,000 KVA	20,000 KVA	30,620 KVA	-	-	1.กฟฉ -ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 1.126
5) มาตรการระยะสั้น - ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าชั่วคราวและสถานีไฟฟ้าถาวร	-	-	-	-	- สฟฟ.ชั่วคราวเกษตรสมบูรณ์	-	- กฟฉ.3 คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟได้ในปี 2560 ซึ่งจะสามารถลดหน่วยสูญเสียได้ 6 ล้านหน่วยต่อปี
- ก่อสร้างสายส่ง 115KV	-	-	-	-	- ก่อสร้างสายส่ง 115 KV แบบ Close loop ช่วง สผ. ลานไก่ น.ม.2-สฟ.หัวทะเล	-	- กฟฉ.3 คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟได้ในปี 2561-2562 ซึ่งจะสามารถลดหน่วยสูญเสียได้ 5.76 ล้านหน่วยต่อปี
6) มาตรการระยะยาว - ก่อสร้างสถานีไฟฟ้าถาวร	-	-	-	-	- สถานีตามโครงการ คพส.9.2 จำนวน 6 สถานี	- ปัจจุบันล่าช้ากว่าแผน 5 ปี (โครงการล่าช้าเนื่องจากไม่สามารถซื้อที่ดินได้) ปัจจุบันสามารถซื้อที่ดินได้ 3 สถานี	- กฟฉ.3 คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟได้ในปี 2563-2564
- ก่อสร้างสายส่ง 115KV และสถานีถาวร	-	-	-	-	- โครงการ คพจ. ในพื้นที่ กฟฉ.3 จำนวน10 สถานี	- ปัจจุบันผ่านงบประมาณจาก ครม. แล้ว	- กฟฉ.3 คาดว่าจะก่อสร้างแล้วเสร็จสามารถจ่ายไฟได้ในปี 2565-2567

ตรวจสอบ

(2) แนวทางและการดำเนินงานด้าน Non-Technical Loss

	กฟฉ.1		กฟฉ.2		กฟฉ.3		หมายเหตุ
	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	เป้าหมาย	ผลดำเนินการ	
1) สับเปลี่ยนมิเตอร์ตามวาระ (15 ปีขึ้นไป)	57,225 เครื่อง	65,237 เครื่อง	132,503 เครื่อง	46,101 เครื่อง	48,748 เครื่อง	63,893 เครื่อง	- กฟฉ 1.ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 1.566 - กฟฉ 2.ปัจจุบันมิเตอร์ (15)5 เฟส ขนาด 1A มีเพียงพอเฉพาะงานติดตั้งมิเตอร์ใหม่และสับเปลี่ยนชำรุด และ ผวกได้มีข้อสั่งการให้. 50 ปรับลดยอดคงเหลือ% ของเป้าหมาย ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการได้ตามเป้าหมายในเดือน ธ2559.ค. - กฟฉ 3.ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 1.533
2) ปรับปรุงมิเตอร์คว่ำ/เอียง	8,000 เครื่อง	12,000 เครื่อง	50,000 เครื่อง	33,540 เครื่อง	10,000 เครื่อง	12,494 เครื่อง	- กฟฉ 1.ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 0.432 - กฟฉ 3.ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 0.450
3) ตรวจสอบมิเตอร์ทำงานผิดปกติ	120,001 เครื่อง	120,001 เครื่อง	147,742 เครื่อง	115,465 เครื่อง	198,212 เครื่อง	198,212 เครื่อง	- กฟฉ 1.ลดหน่วยสูญเสียได้ 0.353 ล้านหน่วย - กฟฉ 2.ปรับปรุงหน่วยได้ ล้านหน่วย 11.925 - กฟฉ 3.ลดหน่วยสูญเสียได้ ล้านหน่วย 2.663
(4ตรวจสอบและปรับปรุงหน่วย ไฟทางหลวงและไฟสาธารณะ - ตรวจสอบมิเตอร์ไฟทางหลวงและไฟสาธารณะ - ตรวจนับไฟสาธารณะที่ไม่อยู่ในระบบ	18,767 เครื่อง 74,879 เครื่อง	19,306 เครื่อง 74,879 เครื่อง	83,274 เครื่อง -	70,226 เครื่อง -	14,149 เครื่อง 46,023 เครื่อง	14,381 เครื่อง 46,242 เครื่อง	- กฟฉ 1.ลดหน่วยสูญเสียได้ 2.885 ล้านหน่วย - กฟฉ 2.ปรับปรุงหน่วยได้ 3.240 ล้านหน่วย 1.008 ไฟทางหลวง) ล้านหน่วย(ล้านหน่วย 2.232 ไฟสาธารณะ ,
5) ตรวจสอบมิเตอร์แบ่งแดนและมิเตอร์ข้ามเขต	82 เครื่อง	82 เครื่อง	184 เครื่อง	143 เครื่อง	155 เครื่อง	156 เครื่อง	
6) ตรวจสอบมิเตอร์จุดรับซื้อ VSPP ทุกเครื่อง	67 เครื่อง	67 เครื่อง	96 เครื่อง	86 เครื่อง	83 เครื่อง	83 เครื่อง	
7) ตรวจสอบ (Monitoring) มิเตอร์ AMR	3,625 เครื่อง	3,625 เครื่อง	1,500 เครื่อง	1,240 เครื่อง	4,731 เครื่อง	4,731 เครื่อง	
8) ตรวจสอบมิเตอร์จุดรับซื้อ Solar Roof Top	33 เครื่อง	33 เครื่อง	161 เครื่อง	135 เครื่อง	-	-	

โดยจากการดำเนินการตามแนวทางลดหน่วยสูญเสียของแต่ละเขตดังกล่าว สรุปได้ว่า

กฟฉ.1 สามารถลดหน่วยสูญเสียด้าน Technical Loss ได้ 3.144 ล้านหน่วย และด้าน Non-Technical Loss ได้ 5.236 ล้านหน่วย

กฟฉ.2 สามารถลดหน่วยสูญเสียด้าน Non-Technical Loss ได้ 15.165 ล้านหน่วย และหากดำเนินการได้ตามเป้าหมายทุกกิจกรรมด้าน Technical Loss จะลดหน่วยสูญเสียได้ประมาณ 11.446 ล้านหน่วย คิดเป็นเงิน 36.63 ล้านบาท และด้าน Non-Technical Loss จะลดหน่วยสูญเสียได้ประมาณ 25.437 ล้านหน่วย คิดเป็นเงิน 81.39 ล้านบาท (คิดที่ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยหน่วยละ 3.20 บาท)

กฟฉ.3 สามารถลดหน่วยสูญเสียด้าน Non-Technical Loss ได้ 4.646 ล้านหน่วย ทั้งนี้ แนวทางแก้ไขต้องเร่งรัดส่วนเกี่ยวข้องดำเนินการโครงการให้แล้วเสร็จตามแผนงานเพื่อลดหน่วยสูญเสียด้านเทคนิค และคณะกรรมการลดหน่วยสูญเสีย กฟฉ.3 จะได้เพิ่มมาตรการส่วนอื่นๆ เพื่อลดหน่วยสูญเสียให้อยู่ในเกณฑ์ประมาณ 5-6%

<u>สายงานการไฟฟ้า ภาค 3</u>

ผลการดำเนินการ ด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss มีดังนี้

1) มีแผนงานลด Technical Loss และ Non-Technical Loss ของมาตรการตามที่ กฟภ. กำหนด และมีการรายงานผลส่วนที่เกี่ยวข้องเป็นประจำทุกไตรมาส

2) สายงานฯ ได้บรรจุกิจกรรมลดหน่วยสูญเสียด้านเทคนิค (Technical Loss และ Non-Technical Loss) ไว้ในแผนปฏิบัติของสายงานฯ

3) การดำเนินการนอกแผน เช่น พิจารณาความเหมาะสมของ Switching Capacitor ทั้งหมด โดยพิจารณาย้ายไปติดตั้งวงจรที่ PF ต่ำกว่า 0.9 มีค่า Loss สูง และติดตามข้อมูลสถานะ Fix Capacitor ทุก กฟฟ.

4) จัดทำโครงการเพิ่มรายได้จากการสับเปลี่ยนมิเตอร์ชำรุดและปรับปรุงหน่วยการใช้ไฟฟ้า

(1) ตรวจสอบมิเตอร์ไฟทางหลวง, ไฟสาธารณะที่มีหน่วยการใช้ไฟเป็นศูนย์หน่วยที่ผิดปกติ มิเตอร์ชำรุดและละเมิด เพื่อปรับปรุงหน่วยย้อนหลัง รวมทั้งสำรวจข้อมูลไฟฟ้าสาธารณะที่ยังไม่นำเข้าระบบ SAP

(2) ติดตามเร่งรัดติดตั้งมิเตอร์ให้กับผู้ใช้ไฟที่ชำระเงินแล้ว แต่ยังไม่ได้ติดตั้งมิเตอร์ และเร่งรัดการสับเปลี่ยนมิเตอร์ที่มีการเฉลี่ยหน่วยติดต่อกัน 3 เดือน

(3) ตั้งชุดปฏิบัติการตรวจสอบมิเตอร์แบบข้ามพื้นที่ (Cross Check) โดยจะมีการแบ่งโซนพื้นที่ กฟฟ. ในการตรวจสอบ

<u>สายงานการไฟฟ้า ภาค 4</u>

หน่วยสูญเสียของสายงานการไฟฟ้า ภาค 4 ประกอบไปด้วย Technical Loss และ Non-Technical Loss โดย Technical Loss เป็นหน่วยสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าโดยไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ โดย Loss ดังกล่าวเกิดจากหน่วยสูญเสียในสายส่ง 115 KV, หน่วยสูญเสียหม้อแปลงสถานี, หม้อแปลงระบบจำหน่าย, หน่วยสูญเสียระบบแรงสูง 33 KV, 22 KV, ระบบแรงต่ำสำหรับ Non-Technical Loss เป็นหน่วยสูญเสียที่เกิดจากกระบวนการที่กระแสไฟฟ้าไม่ผ่านเครื่องอ่านหน่วย (Meter) เช่น หน่วยสูญเสียที่เกิดจากการละเมิดการใช้ไฟฟ้า มิเตอร์ชำรุด ความผิดพลาดในการอ่านหน่วยและการจัดเก็บข้อมูล ซึ่งหากไม่สามารถตรวจสอบให้พบการละเมิดการใช้ไฟฟ้าหรือความผิดพลาดในการจดหน่วยก็จะทำให้สูญเสียรายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

จากปัญหาและสาเหตุดังกล่าวข้างต้น สามารถนำแผนปฏิบัติ และวิธีการดำเนินงานด้านต่างๆ มาใช้เพื่อลดค่า Technical Loss และ Non-Technical Loss ได้ดังนี้

(1Technical Loss

(1) ประสานงานการติดตั้ง Capacitor ในระบบจำหน่ายเพิ่มเติม

(2) ตรวจสอบและแก้ไขกระแสไฟฟ้า Unbalance

(3) วิเคราะห์ Technical Loss และแก้ไขฯ ในฟีดเดอร์ที่มี Technical Loss สูงสุด

(4) ตรวจสอบสภาพการใช้งานและแก้ไข Sw Capacitor และ Fix Capacitor ในระบบ

2) Non-Technical Loss

(1) งานตรวจสอบและปรับปรุงหน่วย

(2) งานปรับปรุงด้านมิเตอร์

(3) ปรับปรุงอุปกรณ์ประกอบมิเตอร์ เช่น ไม้แป้นชำรุด, มิเตอร์เอียง ฯลฯ

(4) ตรวจสอบมิเตอร์เพื่อป้องกันการละเมิดการใช้ไฟฟ้า

(5) ประสานงานและรายงานการสับเปลี่ยนมิเตอร์ที่สถานีไฟฟ้ากับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

กองบริการลูกค้าและวิศวกรรม ภาค 3.กฟต ,2.กฟต ,1.ได้พิจารณาให้ กฟต 4เร่งรัดดำเนินการตามแผนปฏิบัติงาน ประจำปี ในการแก้ปัญหาเรื่อง 2559Technical Loss และ Non-Technical Loss และหาสาเหตุวิธีการแก้ปัญหาเพิ่มเติมเพื่อควบคุมหน่วยสูญเสียในระบบให้อยู่ในระดับที่องค์กรยอมรับได้ เป็นการลดต้นทุนในการจัดหาและจำหน่ายไฟฟ้า อีกทั้งยังเป็นการเพิ่มรายได้ในการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าได้อีกด้วย

ในการนี้ คณะกรรมการลดค่าหน่วยสูญเสียฯ ขอรายงานผลการดำเนินงานลดค่าหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าด้าน Technical Loss สถานะสะสม 3 ไตรมาส (มกราคม-กันยายน 2559) ดังนี้

ข้อมูลหน่วยสูญเสียของ กฟภ. ปี 2559		
ระบบ	GWh	สัดส่วน (%)
ระบบสายส่ง 115 kV	540.07	10.17
หม้อแปลงกำลัง	207.10	3.90
ระบบ 22-33 kV	2,049.45	38.60
หม้อแปลงจำหน่าย	1,113.62	20.97
ระบบจำหน่ายแรงต่ำ	1,399.15	26.35
รวม	5,309.39	100.00

สรุปเป็นมาตรการลดค่าหน่วยสูญเสียทางเทคนิค ได้ทั้งหมด 10 มาตรการ แบ่งเป็นกลุ่มงานได้ดังนี้

กลุ่มงาน	มาตรการที่
กลุ่มงานที่ช่วยแก้ปัญหาหลักของการจ่ายโหลดโดยคาดการณ์จากการเพิ่มขึ้นของโหลดในอนาคต	มาตรการที่ 1 การจ่ายไฟสถานีไฟฟ้าฯ (ชั่วคราว, ถาวร)
	มาตรการที่ 2 การตัดจ่ายไฟใหม่ระบบ 22/33 เควี
	มาตรการที่ 3 มาตรการที่ 3 การเปลี่ยนสายขนาดใหญ่ขึ้น ระบบ 22/33 เควี
กลุ่มงานที่เป็นการแก้ปัญหาหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าเป็นหลัก	มาตรการที่ 4 การแก้ไขกระแสไฟฟ้าระบบ 22/33 เควี Unbalance เกินกว่า 10% ที่โหลดสูงกว่า 5 MV
	มาตรการที่ 9 หม้อแปลงจำหน่าย (มาตรการที่ 9.1)
กลุ่มงานที่ช่วยแก้ปัญหาแรงดันตกในระบบไฟฟ้าเป็นหลัก	มาตรการที่ 5 การติดตั้ง Capacitor 22/33 เควี (แบบ fixed และแบบ switching)
	มาตรการที่ 6 การแก้ไข Capacitor 22/33 ที่หลุดจากระบบให้สามารถใช้งานได้
	มาตรการที่ 10 ระบบจำหน่ายแรงต่ำ (มาตรการที่ 10.4, 10.5)
กลุ่มการศึกษา/วิเคราะห์ผลทางทฤษฎี (ไม่รวมอยู่ในผลดำเนินการจริง)	มาตรการที่ 7 การคำนวณ Technical Loss รายเขตแยกตามระดับแรงดัน
	มาตรการที่ 8 การวิเคราะห์ Technical Loss แยกตามระดับแรงดันและจัดทำแผนแก้ไข

ตารางแสดงค่าหน่วยสูญเสียที่ลดได้เมื่อดำเนินการตามมาตรการลดหน่วยสูญเสียทางเทคนิค (GWh/ปี) และ % เปรียบเทียบระหว่างผลดำเนินงานรายเขต เทียบกับผลการดำเนินงานทั้งประเทศ

เขต	หน่วยสูญเสียที่ลดได้ GWh/ปี									
	ระบบ 22-33 kV						หม้อแปลงจำหน่าย	ระบบจำหน่ายแรงต่ำ	รวม	%
	มาตรการที่ 1 การจ่ายไฟสถานีไฟฟ้า	มาตรการที่ 2 การตัดจ่ายไฟใหม่ ระบบ 22/33 เควี	มาตรการที่ 3 การเปลี่ยนสายขนาดใหญ่ขึ้น ระบบ 22/33 เควี	มาตรการที่ 4 การแก้ไขกระแสไฟฟ้าระบบ 22/33 เควี	มาตรการที่ 5 การติดตั้ง Capacitor 22/33 เควี	มาตรการที่ 6 การแก้ไข Capacitor 22/33 เควี	มาตรการที่ 9 หม้อแปลงจำหน่าย	มาตรการที่ 10 ระบบจำหน่ายแรงต่ำ		
กฟน.1	0	1.30	0.07	0	0.46	0.26	0.22	0.59	3.60	4.56%
กฟน.2	0	0.68	0.54	0.01	0.06	0.04	0.37	0.59	1.84	2.33%
กฟน.3	0	0.60	0.02	0.10	0.36	0	0.49	0.87	2.47	3.13%
กฟฉ.1	0.60	3.31	1.25	0.02	0.02	0.53	1.13	0.19	7.07	8.95%
กฟฉ.2	0	0.28	0.20	0.05	0.23	1.33	1.95	0.63	4.67	5.91%
กฟฉ.3	0	9.06	4.83	0.11	0.36	1.00	2.69	0.47	18.32	23.20%
กฟก.1	0	0.53	0.02	2.12	0.02	4.57	11.05	5.35	24.78	31.38%
กฟก.2	2.90	2.90	0.00	0	0	2.31	0	0	8.15	10.32%
กฟก.3	0.43	0.89	0.33	0.01	0.03	0.01	0	0	1.70	2.15%
กฟต.1	0	0.00	0	0.40	0.07	0.42	0.09	0.34	1.72	2.17%
กฟก.2	0.30	1.87	0.14	0.00	0.07	0.40	0	0	3.05	3.86%
กฟก.3	0	0.59	0.48	0.02	0	0.52	0	0	1.61	2.04%
รวม	4.23	22.45	9.34	2.89	2.11	11.39	17.99	8.58	78.98	100%
หน่วยสูญเสียที่ลดได้คิดเป็น % ของระบบ	*0.21%	*1.10%	*0.18%	*0.10%	*0.10%	*0.56%	**1.62%	***0.61%		

หมายเหตุ

1. * หน่วยสูญเสียในระบบ 22-23 KV = 2,049.45 GWh คิดเป็น 100% / ** หม้อแปลงจำหน่าย = 1,113.62 GWh คิดเป็น 100% / *** ระบบจำหน่ายแรงต่ำ = 1,399.15 GWh คิดเป็น 100%
2. มาตรการที่ 7 เป็นการคำนวณ Technical Loss รายเขตแยกตามระดับแรงดัน และมาตรการที่ 8 เป็นการวิเคราะห์ Technical Loss แยกตามระดับแรงดัน และจัดทำแผนแก้ไข ซึ่งเป็นการศึกษา / วิเคราะห์ผลทางทฤษฎี จึงไม่รวมอยู่ในผลดำเนินการจริงในข้อ 1-6 และ 9-10

AC 1/2560

จึงเสนอคณะกรรมการตรวจสอบเพื่อโปรดทราบ

<u>ข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบ</u>

ประธานฯ สอบถามว่า ในภาพรวมสิ้นปี 2559 กฟภ. มีตัวเลขหน่วยสูญเสียอยู่ที่เท่าใด

นายสาคร พยัคฆเรือง รองผู้ว่าการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ชี้แจงว่า ตัวเลขหน่วยสูญเสียอยู่ที่ประมาณ 5.44 หรือประมาณระดับคะแนน 3 โดยมีค่าเกณฑ์วัดระดับคะแนน 5 เท่ากับ 5.18

นายวรังสฤษฎ์ นามราษฎร์ ผู้ช่วยผู้ว่าการยุทธศาสตร์ ชี้แจงว่า ปัจจุบันด้าน Non-Technical Loss ได้ดำเนินการตรวจสอบและติดตามอย่างเข้มงวดในพื้นที่ทุก กฟข. และประมาณเดือนกุมภาพันธ์ 2560 จะทราบได้ว่าในแต่ละเขตมี Non-Technical Loss ที่เกิดจากกรณีมิเตอร์มีจำนวนเท่าใด ซึ่งคาดว่าคงจะลดลง

ประธานฯ มีความเห็นว่า กฟภ. ต้องตรวจสอบสาเหตุหลักที่แท้จริงที่ทำให้เกิดหน่วยสูญเสียทั้งด้าน Technical Loss และ Non-Technical Loss พร้อมให้นำสาเหตุดังกล่าวมาจัดทำแผนลดหน่วยสูญเสียให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น

นายสาคร พยัคฆเรือง รองผู้ว่าการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ชี้แจงว่า ปัจจุบัน Non-Technical Loss ได้มุ่งความสนใจ (Focus) ไปที่การนำโปรแกรมสารสนเทศเพื่อจัดการหน่วยการใช้ไฟฟ้า (U_CUBE) มาใช้เป็นเครื่องมือ เพื่อชี้เป้าความแตกต่างระหว่างหน่วยซื้อกับหน่วยขายว่าพื้นที่ใดมีความผิดปกติมาก ก็จะให้ความสำคัญกับพื้นที่นั้น ส่วนด้าน Technical Loss ปัจจุบันมีเรื่อง VSPP เข้ามาเกี่ยวข้อง ทำให้การคำนวณ Technical Loss ยากขึ้น เนื่องจากไม่สามารถหา Profile ของ Load การใช้ไฟฟ้าได้ เพราะเป็นอะไรที่มีการเปลี่ยนแปลง (Dynamic) อยู่เสมอ ทำให้การคำนวณไม่ถูกต้องแม่นยำ (Accurate) เพื่อจะบวกส่วนที่เผื่อไว้ (Margin) กำหนดมาเป็นเป้าหมายของหน่วยสูญเสียได้ทั่วทั้งประเทศ ซึ่งได้นำปัญหานี้เสนอกับ สคร. โดย สคร. รับฟังและทราบปัญหาแล้ว

ประธานฯ สอบถามว่า ปัจจุบันมี Technical Loss เกิดขึ้นเท่าใด

นายสาคร พยัคฆเรือง รองผู้ว่าการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ชี้แจงว่า ตามที่คำนวณได้ Technical Loss เกิดขึ้นอยู่ที่ประมาณ 3.8 แต่ยังไม่ถูกต้อง เนื่องจากสมมุติฐานเรื่องของหม้อแปลงที่ใช้เปอร์เซ็นต์พิกัดสูงสุด และมีประเด็นที่ สคร. ยอมรับอีกคือ กฟภ. จำหน่ายไฟฟ้า ซึ่งเดิมรับกระแสไฟฟ้าจาก กฟผ. เป็นระบบแรงดัน 22-23 เควี แต่ปัจจุบันรับที่ระบบแรงดัน 115 เควี และระบบแรงดัน 115 เควี จะจ่ายข้ามพื้นที่เข้ามามากไม่ได้ กลายเป็นว่าการส่งกระแสไฟฟ้าต้องผ่านระบบสายส่งกับระบบหม้อแปลง (Power Transformer) ของ กฟภ. ซึ่งเป็นผลทำให้เกิดหน่วยสูญเสีย จึงมีการเปลี่ยนแปลงวิธีการใหม่ โดยไม่ใช้ค่าเกณฑ์วัดในภาพรวม แต่จะใช้ค่าเกณฑ์วัดของพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง โดยพื้นที่นั้นจะต้องเป็นตัวแทนของทั้งประเทศได้ ซึ่งพิจารณาพื้นที่ตัวแทนควรเป็น กฟข. ที่มีการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด เช่น พื้นที่ภาคกลาง ซึ่งส่วนใหญ่เป็นพื้นที่อุตสาหกรรม และมีรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าสูง ฉะนั้นจะนำหน่วยสูญเสียของ กฟก.2 (จังหวัดชลบุรี) มาประเมินแล้วตั้งเป็นค่าเกณฑ์ประเมินฯ

ประธานฯ มีความเห็นว่า การที่ สคร. ยอมรับและเข้าใจปัญหาดังกล่าว ถือว่าเป็นเรื่องดี ดังนั้น ควรเจรจาต่อรองในการกำหนดช่วงระยะห่าง (Interval) ระหว่างระดับคะแนน ค่าเกณฑ์ประเมินผล หน่วยสูญเสีย กฟภ. ต้องกำหนดให้แคบลงกว่าเดิม และเตรียมเหตุผลอธิบายกับ สคร. และเป้าหมายของคณะกรรมการตรวจสอบต้องให้ กฟภ. อยู่ในระดับคะแนน 5 ซึ่งเป็นการวัดประสิทธิภาพของ กฟภ. หากหน่วยสูญเสียเกิดขึ้นน้อย ก็จะช่วยประหยัดพลังงานและทำให้ กฟภ. มีผลกำไรเพิ่มขึ้น

มติที่ประชุม รับทราบ และมอบหมายให้ฝ่ายบริหารและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการตามข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบต่อไป

มติที่ประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ กฟภ.
ครั้งที่ 1 / 2560
เมื่อ 5 มกราคม 2560

ระเบียบวาระที่ 3.4 รายงานผลความคืบหน้าเรื่องค่าเช่าเสาพาดสายสื่อสารของสายงานสารสนเทศและสื่อสาร และสายงานการไฟฟ้าภาค 1-4

เลขานุการฯ เสนอว่า ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ 8/2559 เมื่อวันที่ 25 กรกฎาคม 2559 ระเบียบวาระที่ 3.1 รายงานผลการดำเนินงานการลดหน่วยสูญเสียในระบบไฟฟ้าและการปรับปรุงตัวประกอบกำลังไฟฟ้าของ กฟภ. รายเขต คณะกรรมการตรวจสอบมีความเห็นว่า ในเรื่องค่าเช่าพาดสายสื่อสาร ให้ตรวจสอบรายละเอียดของผู้เช่าเสาพาดสายสื่อสารทั้งหมดว่าทำสัญญากับสำนักงานใหญ่, กฟข. หรือ กฟฟ.หน้างาน และที่ยังไม่ทำสัญญากี่ราย รวมทั้งตรวจสอบการตั้งหนี้ และการเรียกเก็บเงินค่าเช่าให้ถูกต้องครบถ้วนต่อไป

ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ 11/2559 เมื่อวันที่ 20 กันยายน 2559 ระเบียบวาระที่ 3.1 รายงานผลการตรวจสอบการตั้งหนี้ค่าเช่าพาดสายสื่อสารและหนี้ค้างชำระ คณะกรรมการตรวจสอบมีความเห็นว่า กฟภ. ควรจัดทำข้อมูลว่าบริษัททุกรายที่มาขอเช่าพาดสายนั้นมีการพาดสายที่ไหนอย่างไร ซึ่งผู้เช่าพาดสายรายใหญ่จะมีข้อมูลในส่วนนี้อยู่แล้ว โดยขอให้กำหนดเป็นเงื่อนไขในสัญญา ให้ส่งข้อมูลการพาดสายมาให้ กฟภ. เพื่อนำมาจัดทำในระบบ GIS และในส่วนของผู้เช่าพาดสายรายย่อยที่มาขอเช่าพาดสาย กฟภ. ต้องจัดทำแผนที่ (Mapping) และนำเข้าระบบ GIS เช่นเดียวกัน

1. ในการนี้ สายงานสารสนเทศและสื่อสาร ขอรายงานผลการดำเนินงาน ดังนี้

ผลการดำเนินงานข้อ 1.1 มีดังนี้

1) สายงาน รผก.(ทส) รับผิดชอบในการจัดทำระบบและฐานข้อมูลการให้บริการพาดสายและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. ได้แก่ ระบบ TAMS ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการสำรวจ และจัดทำข้อมูล

2) การอนุญาตฯ ให้หน่วยงานต่างๆ ที่ผ่านมา ส่วนใหญ่ไม่ได้จัดทำสัญญา โดยกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร (กบท.) ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง กฟภ. ให้พิจารณาดำเนินการจัดทำมาตรการจัดการความเสี่ยง ซึ่ง ผวก. ได้แต่งตั้งคณะทำงานกำหนดแนวทางเพื่อจัดเก็บรายได้จากการใช้เสาพาดสายในส่วนที่ไม่มีสัญญา ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการกำหนดแนวทางจัดทำสัญญาหลักให้บริการ คาดว่าจะดำเนินการจัดทำสัญญาหลักได้ในต้นปี 2560 ซึ่งจะทำให้การเรียกเก็บค่าบริการฯ ถูกต้องครบถ้วน

ผลการดำเนินงานข้อ 1.2 มีดังนี้

1) การขออนุญาตพาดสายและการติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. ได้ถูกกำหนดไว้ในระเบียบ กฟภ. ว่าด้วยหลักเกณฑ์การพาดสายและหรือติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. พ.ศ.2558 ซึ่งกำหนดให้ผู้ขออนุญาตจัดทำรายละเอียดแผนผังเส้นทางและบันทึกในสื่ออิเล็กทรอนิกส์ที่มีตำแหน่งเสาไฟฟ้าทุกต้น พร้อมพิกัดต้นทางและปลายทางเพื่อนำมาจัดทำข้อมูลในระบบ TAMS ซึ่งเป็นระบบที่พัฒนาต่อยอดจากระบบ GIS ของ กฟภ. และถือเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาหลักการให้บริการ

2) สำหรับการพาดสายสื่อสารและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. ก่อนการบังคับการใช้ระเบียบฯ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการสำรวจจัดทำข้อมูลทั่วประเทศ โดยมีระยะเวลาดำเนินการปี 2559-2561

3) การติดตามทวงถามหนี้และการตั้งหนี้ เป็นการดำเนินการของ กฟฟ.หน้างาน เห็นควรประสานงานกับ กฟข.ต่างๆ หรือสายงานภาค 1-4 ต่อไป

2. ในการนี้ สายงานการไฟฟ้าภาค 1-4 ขอรายงานผลการดำเนินการเรื่องค่าเช่าพาดสายสื่อสาร ดังนี้

<u>สายงานการไฟฟ้าภาค 1</u>

<u>ผลการดำเนินการ</u>

1) มีการแต่งตั้งคณะทำงานกำหนดกระบวนการ จัดทำสัญญาหลักในการให้บริการพาดสายและหรือติดตั้งอุปกรณ์

2) มีจำนวนผู้เช่าพาดสายที่ยังไม่ทำสัญญาของ ภาค 1 ที่เป็นเอกชน จำนวน 31 ราย, รัฐวิสาหกิจ จำนวน 6 ราย และเคเบิลทีวี จำนวน 4 ราย

3) การตรวจสอบการตั้งหนี้ในปี 2559 ครบถ้วนทุกบริษัทฯ และการเรียกเก็บเงินค่าเช่าให้เป็นไปตามระเบียบต่อไป

<u>สายงานการไฟฟ้าภาค 2</u>

<u>ผลการดำเนินการ</u>

1) กฟภ. มีการกำหนดแนวทาง/กระบวนการปฏิบัติงานในการจัดทำสัญญาให้บริการพาดสายและหรือติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. ตามอนุมัติ ผวก. ลว. 30 พฤศจิกายน 2559

2) สายงานการไฟฟ้าภาค 2 มีการดำเนินงานเกี่ยวกับค่าเช่าพาดสายสื่อสารปี 2559 ดังนี้

(1) แผนเพิ่มรายได้จากการเก็บค่าเช่าพาดสายสื่อสารตามแผนบริหารความเสี่ยง ซึ่งมีการรายงานผลการดำเนินงานทุกไตรมาส ล่าสุดถึงไตรมาส 3/2559

(2) แผนบริหารจัดเก็บหนี้ค่าเช่าพาดสายสื่อสารตามแผนปฏิบัติการ ซึ่งมีการรายงานผลการดำเนินงานทุกไตรมาส ล่าสุดถึงไตรมาส 3/2559

<u>สายงานการไฟฟ้าภาค 3</u>

<u>ผลการดำเนินการ</u>

1) มีการแต่งตั้งคณะทำงานกำหนดกระบวนการ จัดทำสัญญาหลักในการให้บริการพาดสายและหรือติดตั้งอุปกรณ์

2) ตรวจสอบข้อมูลการเรียกเก็บค่าเช่าพาดสายสื่อสาร และแจ้งให้ กบท. รวบรวมแจ้งส่วนเกี่ยวข้องจัดทำสัญญาหลัก

3) ตรวจสอบ เร่งรัด ติดตามการตั้งหนี้ค่าบริการพาดสายสื่อสารของหน่วยงานในสังกัดเป็นประจำทุกเดือน

<u>สายงานการไฟฟ้าภาค 4</u>

<u>ผลการดำเนินการ</u>

1) รวบรวมข้อมูลในการเรียกเก็บค่าเช่าพาดสายสื่อสาร ประจำปี 2559 ของ กฟต.1, 2, 3 แจ้งให้ ฝวส. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการจัดทำสัญญาหลัก

2) กฟช. ตรวจสอบ เร่งรัด ติดตามการตั้งหนี้ค่าบริการพาดสายสื่อสารของหน่วยงานในสังกัดเป็น ประจำทุกเดือน

ปัจจุบันนี้ ผวก. ได้อนุมัติ แนวทาง/กระบวนการปฏิบัติงานในการจัดทำสัญญาให้บริการพาดสายและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. (สัญญาหลัก) โดยให้มีผลบังคับใช้ในปี 2560 ตามบันทึกเลขที่ กปร.(จท) 1147/2559 ลว. 30 พฤศจิกายน 2559

จึงเสนอคณะกรรมการตรวจสอบเพื่อโปรดทราบ

ข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบ

นายณัฐพงศ์ โควาดิสัย ผู้อำนวยการกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร รายงานว่า ระบบบริหารจัดการทรัพยากรด้านสื่อสารโทรคมนาคม (TAMS) เป็นระบบสารสนเทศที่นำมาใช้ในการจัดทำข้อมูลการให้บริการพาดสายและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. ทั่วประเทศ โดยมีพื้นฐานมาจากระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) โดยระบบ TAMS จะจัดทำชั้นข้อมูลในส่วนของสายและอุปกรณ์สื่อสารหน่วยงานภายนอกเพิ่มเติมเพื่อใช้ในการประมวลผลสถานะเสาไฟฟ้า ซึ่งเป็นข้อมูลที่ใช้ประกอบในการพิจารณาอนุญาตพาดสายฯ เพิ่มเติม โดยจะให้ข้อมูลรายละเอียดของสายไฟฟ้า เสาไฟฟ้า และสายสื่อสาร และในการจัดทำข้อมูลสายสื่อสารทั่วประเทศ ฝ่ายวางแผนสารสนเทศและสื่อสาร (ฝวส.) ได้รับมอบหมายจากคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง โดยได้รับอนุมัติจากคณะกรรมการบริหาร กฟภ. ให้ดำเนินการโดยการจ้างสำรวจข้อมูลสายสื่อสารบนเสาไฟฟ้า จำนวน 4.9 ล้านต้น โดยมีระยะเวลาดำเนินการ 3 ปี คือปี 2559-2561 งบประมาณ 226.38 ล้านบาท ผลการดำเนินการปี 2559 สามารถจัดทำข้อมูลได้ 0.79 ล้านต้น ปี 2560 จะสำรวจ 2.25 ล้านต้น และปี 2561 จะสำรวจ 1.9 ล้านต้น

ประธานฯ สอบถามว่า ในการจ้างสำรวจดำเนินการโดยนับสายบนเสาไฟฟ้าจริงใช่หรือไม่ และมีความแตกต่างจากข้อมูลที่มีในสัญญามากน้อยเพียงใด

นายณัฐพงศ์ โควาดิสัย ผู้อำนวยการกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร ชี้แจงว่า ตรงนี้ไม่สามารถเปรียบเทียบระหว่างกันได้ เพราะในเอกสารการอนุญาตเดิม ซึ่งไม่มีการจัดทำสัญญา ไม่ทราบพิกัดว่าเสาไฟฟ้าแต่ละต้นอยู่ตรงไหน จึงต้องจัดทำฐานข้อมูลใหม่ทั้งหมด

ประธานฯ มีความเห็นว่า การจ้างสำรวจเพื่อจัดทำฐานข้อมูลในระบบ TAMS ที่การไฟฟ้าหน้างานขอให้ กฟภ. รวบรวมข้อมูลการพาดสายสื่อสารของทุกบริษัททั้งหมดที่มี แล้วนำข้อมูลดังกล่าวให้กับผู้รับจ้างสำรวจ เพื่อใช้เป็นแนวทางหรือเปรียบเทียบกับจำนวนที่ได้จากการสำรวจจริง กรณีที่มีผลแตกต่างให้แจ้งหนี้เรียกเก็บค่าเช่าพาดสายสื่อสารให้ครบถ้วนด้วย และในคราวต่อไปขอให้ กฟภ. วิเคราะห์การจัดทำข้อมูลตามที่รายงานไว้ข้างต้นว่าในปี 2559 ที่ดำเนินการได้ 0.79 ล้านต้น มาด้วยว่ามีอยู่ในสัญญาเท่าใด แยกตัวเลขมาให้ชัดเจน

นายณัฐพงศ์ โควาดิสัย ผู้อำนวยการกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร รายงานเพิ่มเติมว่า ในส่วนของการจัดทำสัญญาหลัก ที่ผ่านมากระบวนการจัดทำสัญญาส่วนใหญ่ไม่มีการจัดทำสัญญา เนื่องจากกระบวนการจัดทำสัญญาไม่อำนวยความสะดวกให้กับบริษัท ปัจจุบัน กฟภ. ได้กำหนดการจัดทำสัญญาให้บริการพาดสายและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้า สำหรับหน่วยงานเอกชน และหน่วยงานรัฐวิสาหกิจอื่นในรูปของสัญญาหลัก โดยให้จัดทำ 1 สัญญาต่อ 1 หน่วยงานต่อ 1 การไฟฟ้าเขต

ประธานฯ มีความเห็นว่า การจัดทำสัญญากับบริษัทใหญ่ๆ ที่มีการพาดสายในหลายพื้นที่ทั่วประเทศ กฟภ. ควรกำหนดรูปแบบให้ครอบคลุมทั้งหมด และจัดทำสัญญาโดยลงนามที่ กฟภ. สำนักงานใหญ่ เพื่อเป็นการอำนวยความสะดวก จะได้ไม่เป็นภาระกับบริษัทที่จะต้องไปดำเนินการในทุกพื้นที่ และสำหรับบริษัทที่ดำเนินการในท้องถิ่น ก็ให้ดำเนินการจัดทำสัญญาลงนามในท้องถิ่นนั้นๆ ได้ และให้รายงานผลให้ กฟภ. สำนักงานใหญ่ทราบด้วย นอกจากนี้ขอให้กำหนดเงื่อนไขในสัญญาด้วยว่าบริษัทจะต้องส่งมอบฐานข้อมูลการพาดสายสื่อสารทั้งหมดของบริษัทให้กับ กฟภ. เพื่อจะได้นำไปจัดทำระบบ TAMS ให้เป็นปัจจุบันและถูกต้องตรงกัน ลดปัญหาข้อขัดแย้งที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตได้

นายยอดพจน์ วงศ์รักมิตร กรรมการ มีความเห็นว่า เรื่องนี้ทำให้เกิดความคล่องตัวทางธุรกิจ และเป็นการควบคุมภายในทางหลักกฎหมายด้วย การจัดทำสัญญาจะดำเนินการที่ไหนก็ตาม แต่ต้องมีการรวบรวมและควบคุมดูแลทั้งหมดที่สำนักงานใหญ่ และสามารถใช้เครื่องมือบริหารจัดการให้การไฟฟ้าแต่ละเขต ต้องติดตามควบคุมและรับผิดชอบการพาดสายสื่อสารในพื้นที่ของตัวเอง

นายดนุชา พิชยนันท์ กรรมการ สอบถามว่า ระบบ TAMS ทางการไฟฟ้าเขตสามารถใช้สิทธิในการเข้าถึงข้อมูลได้หรือไม่

นายณัฐพงศ์ โควาดิสัย ผู้อำนวยการกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร ชี้แจงว่า ในส่วนของการนำเข้าข้อมูล ได้มอบหมายให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องของ กฟภ. ทั้งหมดจนถึงการไฟฟ้าสาขา สามารถที่จะนำเข้าข้อมูลในสังกัดพื้นที่ของตัวเองและแก้ไขได้เฉพาะข้อมูลในพื้นที่ที่ตัวเองรับผิดชอบ แต่สำนักงานใหญ่สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ทั้งหมดทั่วประเทศ

นางนันทวรรณ เมฆะสุวรรณโรจน์ ผู้อำนวยการฝ่ายวางแผนสารสนเทศและสื่อสาร รายงานว่า โครงสร้างการบริหารงานเรื่องงานพาดสายสื่อสารของ กฟภ. ปัจจุบันยังไม่มีหน่วยงานที่รับผิดชอบโดยตรง

ประธานฯ มีความเห็นว่า กฟภ. ควรกำหนดให้มีหน่วยงานหรือผู้รับผิดชอบเข้ามากำกับดูแลในเรื่องการให้บริการพาดสายและติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารโทรคมนาคมบนเสาไฟฟ้าของ กฟภ. เป็นการเฉพาะ ก็จะทำให้มีการบริหารจัดการในเรื่องได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นประโยชน์กับ กฟภ. อย่างยิ่ง เนื่องจากเป็นธุรกิจเสริมที่สร้างรายได้ให้กับ กฟภ. เป็นจำนวนมาก

นายยอดพจน์ วงศ์รักมิตร กรรมการ สอบถามและมีความเห็นว่า ส่วนใหญ่บริษัทที่ดำเนินการพาดสายสื่อสารกับ กฟภ. รายใหญ่ๆ มีไม่กี่ราย ไม่ทราบว่า กฟภ. มีการสอบถามจากบริษัทเหล่านั้นหรือไม่ว่าต้องการความสะดวกในเรื่องอะไร หรือมีเรื่องใดที่ต้องปรับปรุงแก้ไขเกี่ยวกับการให้บริการพาดสายสื่อสารของ กฟภ. เพื่อเป็นโอกาสในการทำงานร่วมกันให้ดียิ่งขึ้น และควรใช้เทคโนโลยีการสื่อสารทั้งหมดด้วยระบบอิเล็กทรอนิกส์ เพื่อให้เกิดความสะดวกและรวดเร็ว

นายณัฐพงศ์ โควาดิสัย ผู้อำนวยการกองบริการสารสนเทศและสื่อสาร ชี้แจงว่า กฟภ. มีการจัดประชุมสัมมนาชี้แจงระเบียบหลักเกณฑ์การอนุญาตพาดสายฯ ให้กับ กสทช., ผู้ประกอบการ และพนักงานที่เกี่ยวข้องในพื้นที่ 4 ภาค และ กฟภ. สำนักงานใหญ่ พร้อมสรุปปัญหาและข้อเสนอแนะแจ้ง ผวก. ทราบ เพื่อประกอบการพิจารณาแก้ไข ปรับปรุง ระเบียบหลักเกณฑ์การให้บริการพาดสายฯ ให้มีความเหมาะสมต่อไป

ประธานฯ มีความเห็นว่า กฟภ. ควรเชิญผู้บริหารระดับสูง (CEO) หรือผู้มีอำนาจในการตัดสินใจของบริษัทใหญ่ๆ ที่พาดสายสื่อสารมาร่วมประชุมหารือ แลกเปลี่ยนความคิดเห็นเกี่ยวกับการรับหรือการให้บริการพาดสายสื่อสาร การจัดทำสัญญา ตลอดจนฐานข้อมูลต่างๆ เพื่อให้เป็นไปด้วยความถูกต้อง ตรงตามความต้องการซึ่งกันและกัน เนื่องจากปัจจุบันบางพื้นที่ยังไม่มีการจัดทำสัญญา หรือฐานข้อมูลการพาดสายหรือการเรียกเก็บหนี้คงค้าง หรืออื่นๆ ที่ยังไม่ถูกต้องตรงกัน

<u>มติที่ประชุม</u>

1. รับทราบ และให้รายงานต่อคณะกรรมการ กฟภ. เพื่อทราบ
2. มอบหมายให้ฝ่ายบริหารและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับไปดำเนินการตามข้อสังเกตและข้อคิดเห็นของคณะกรรมการตรวจสอบต่อไป

มติที่ประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ กฟภ.
ครั้งที่ 1 / 2560
เมื่อ 25 ม.ค. 2560

ระเบียบวาระที่ 5.2 **รายงานผลการสับเปลี่ยนมิเตอร์ตามวาระ ไตรมาสที่ 3/2559**

เลขานุการฯ เสนอว่า ด้วยในการประชุมคณะกรรมการตรวจสอบ ครั้งที่ 1/2557 เมื่อวันที่ 8 มกราคม 2557 คณะกรรมการตรวจสอบได้มีข้อสังเกตและข้อคิดเห็นเกี่ยวกับรายงานการสุ่มตรวจสอบมิเตอร์ การละเมิดการใช้ไฟฟ้าและมิเตอร์ชำรุด ในเรื่องของการสับเปลี่ยนมิเตอร์ที่มีอายุการใช้งานนาน ซึ่ง กฟภ. มีแผนในการสับเปลี่ยนตามวาระ กฟภ. ควรรายงานผลความคืบหน้าให้คณะกรรมการตรวจสอบทราบเป็นระยะ ให้มีความชัดเจนด้วยว่ามีการสับเปลี่ยนไปแล้วเป็นจำนวนเท่าใด อย่างไร โดยให้รายงานคณะกรรมการตรวจสอบทราบเป็นรายไตรมาสต่อไป

ในการนี้ สายงานการไฟฟ้า ภาค 1-4 ขอรายงานผลการดำเนินการสับเปลี่ยนมิเตอร์ตามวาระไตรมาส 3/2559 สรุปได้ดังนี้

หน่วยงาน	มิเตอร์ 1 เฟส 2 สาย			มิเตอร์ 3 เฟส 4 สาย		
	แผนประจำปี (เครื่อง)	ดำเนินการ (เครื่อง)	คิดเป็น %	แผนประจำปี (เครื่อง)	ดำเนินการ (เครื่อง)	คิดเป็น %
กฟน.1	10,000	38,482	384.82	500	115	23.00
กฟน.2	32,000	33,007	103.15	600	507	84.50
กฟน.3	15,000	14,730	98.20	500	431	86.20
รวมภาค 1	**57,000**	**86,219**	**151.26**	**1,600**	**1,053**	**65.81**
กฟฉ.1	105,655	56,520	53.49	1,570	859	54.71
กฟฉ.2	130,500	54,259	41.58	663	48	7.24
กฟฉ.3	81,003	63,796	78.76	54	104	192.59
รวมภาค 2	**317,158**	**174,575**	**55.04**	**2,287**	**1,011**	**44.21**
กฟก.1	21,958	24,421	111.22	2,714	2,287	84.27
กฟก.2	23,223	8,878	38.23	1,627	115	7.07
กฟก.3	21,082	16,890	80.12	2,553	772	30.42
รวมภาค 3	**66,263**	**50,189**	**75.74**	**6,894**	**3,174**	**46.04**
กฟต.1	37,651	18,369	48.79	2,571	1,305	50.76
กฟต.2	25,082	26,345	105.04	5,472	709	12.96
กฟต.3	29,863	16,025	53.66	1,439	209	14.52
รวมภาค 4	**92,596**	**60,739**	**65.60**	**9,482**	**2,223**	**23.44**
รวม 12 เขต	**533,017**	**371,722**	**69.74**	**20,263**	**7,461**	**36.82**

จึงเสนอคณะกรรมการตรวจสอบเพื่อโปรดทราบ

มติที่ประชุม รับทราบ