



PEA
PROVINCIAL ELECTRICITY AUTHORITY



แผนบริหาร ความเสี่ยงองค์กร

ประจำปี 2566 การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

คณะกรรมการ กฟภ.
รับทราบเมื่อ 26 ธันวาคม 2565
คณะกรรมการบริหารความเสี่ยง
และควบคุมภายใน ของ กฟภ.
เห็นชอบเมื่อ 9 พฤศจิกายน 2565



แผนบริหารความเสี่ยงองค์กร

ประจำปี 2566

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สารบัญ

สารบัญ	I
สารบัญแผนภาพ	IV
สารบัญตาราง	V
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 หลักการและเหตุผล	1
1.2 นโยบายการบริหารความเสี่ยง (Risk Management Policy)	4
บทที่ 2 การกำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมาย	6
2.1 วิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยม	6
2.2 การวิเคราะห์ จุดแข็ง จุดอ่อน โอกาส และอุปสรรค (SWOT Analysis)	7
2.3 วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ (Strategic Objective) ยุทธศาสตร์ (Strategy) และกลยุทธ์ (Tactic)	10
2.4 แผนที่ยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566 - 2570 (Strategy Map)	13
2.5 การวิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนมูลค่าเชิงลึกของรัฐวิสาหกิจ (Value Driver)	14
2.6 ทิศทางและตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ (Strategic Positioning)	23
บทที่ 3 การระบุปัจจัยเสี่ยง การประเมินความเสี่ยง และการตอบสนองความเสี่ยง	30
3.1 การระบุปัจจัยเสี่ยง (Risk Identification)	30
3.1.1 การพิจารณาปัจจัยเสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ (Residual Risk)	39
3.1.2 สรุปผลการค้นหาและวิเคราะห์ความเสี่ยงระดับองค์กร ปี 2566	91
3.2 การประเมินความเสี่ยง	94
3.2.1 การกำหนดค่าความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite) และกำหนดช่วงเบี่ยงเบนของระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Tolerance) และการกำหนดดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (Key Risk Indicator)	94
3.2.2 การกำหนดเกณฑ์โอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ (Likelihood) และผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์ (Impact)	97
3.2.3 การประเมินระดับความรุนแรงของความเสี่ยง	98
3.3 การตอบสนองความเสี่ยง (Risk response)	99
3.3.1 การวิเคราะห์สาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยง	100
RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	100
สาเหตุ	100

3.3.2 การจัดทำตารางแสดงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบที่มีระหว่างหน่วยงาน ต่างๆ ภายในองค์กร (Risk Correlation Map).....	100
3.3.3 การกำหนดระดับความรุนแรงของสาเหตุ.....	102
3.3.4 การจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan).....	103
3.4 สรุปการประเมินและการตอบสนองความเสี่ยงเป็นรายปัจจัยเสี่ยง.....	107
ปัจจัยเสี่ยงที่ 1 ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้า อื่น	112
ปัจจัยเสี่ยงที่ 2 ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผล ให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570.....	122
ปัจจัยเสี่ยงที่ 3 ความไม่ชัดเจนของนโยบายการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ส่งผลต่อการเตรียมความ พร้อมในการเปิดให้บุคคลที่สาม (TPA) เข้ามาใช้โครงข่าย.....	134
ปัจจัยเสี่ยงที่ 4 ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	145
ปัจจัยเสี่ยงที่ 5 ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และ ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	158
ปัจจัยเสี่ยงที่ 6 การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จาก ความผันผวนทางเศรษฐกิจ.....	163
ปัจจัยเสี่ยงที่ 7 มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นใน ปัจจุบัน	168
3.5 แนวทางการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis : CBA) ในการจัดการความ เสี่ยงระดับองค์กร.....	183
3.6 สรุประดับความรุนแรงของความเสี่ยงปี 2566	206
บทที่ 4 แผนที่ความเสี่ยง (Risk Correlation Map)	209
4.1 แผนที่ความเสี่ยง (Risk Correlation Map).....	209
4.1.1 นิยามของความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบที่มีระหว่างปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ภายในองค์กร (Risk Correlation Map).....	211
4.1.2 การนำ Risk Correlation Map ไปใช้ในการบริหารความเสี่ยงแบบบูรณาการ	211
4.1.3 กระบวนการจัดทำ Risk Correlation Map	212
4.1.4 ความสัมพันธ์และความรุนแรงในแต่ละสาเหตุของปัจจัยเสี่ยง	214
4.2 Portfolio View of Risk ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566.....	215
4.3 Value Driver และ Risk Driver.....	219

บทที่ 5 Leading Indicator ของทั้งตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสี่ยงองค์กร.....	224
5.1 การกำหนด Leading Indicator	224
5.2 Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566 และ Leading Indicator ของทั้ง ตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสี่ยงองค์กร	226
ภาคผนวก	239

สารบัญแผนภาพ

แผนภาพที่ 1 : วิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยมของ กฟผ. พ.ศ. 2566 - 2570.....	6
แผนภาพที่ 2 : แผนที่ยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566 – 2570.....	13
แผนภาพที่ 3 : ทิศทางและตำแหน่งทางยุทธศาสตร์.....	23
แผนภาพที่ 4 : ประเด็นสำคัญในการพิจารณาในการระบุปัจจัยเสี่ยง.....	31
แผนภาพที่ 5 : แนวทางในการระบุความเสี่ยง.....	32
แผนภาพที่ 6 : Inherent Risk vs Residual Risk.....	39
แผนภาพที่ 7 : แสดงแนวทางการระบุ Risk Appetite และ Risk Tolerance.....	96
แผนภาพที่ 8 : แสดงการระบุ Risk Appetite และ Risk Tolerance ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	96
แผนภาพที่ 9 : ตัวอย่างการกำหนดระดับโอกาสและผลกระทบรายปัจจัยเสี่ยง	98
แผนภาพที่ 10 : แผนภาพแสดงระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Matrix).....	99
แผนภาพที่ 11 : ตัวอย่างการจัดทำ Risk Correlation Map	101
แผนภาพที่ 12 : ตัวอย่างการกำหนดสาเหตุของความเสียหาย น้ำหนักและระดับความรุนแรงของสาเหตุ	103
แผนภาพที่ 13 : การจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง	104
แผนภาพที่ 14 : สรุประดับความรุนแรงของความเสี่ยงปี 2566	107
แผนภาพที่ 15 : สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile).....	109
แผนภาพที่ 16 : สรุประดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงปี 2566.....	207
แผนภาพที่ 17 : สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile).....	208
แผนภาพที่ 18 : Risk Correlation Map ของ กฟผ.....	210
แผนภาพที่ 19 : ปัจจัยขับเคลื่อนค่า EP	220
แผนภาพที่ 20 : Risk Correlation Map ของ กฟผ.....	221
แผนภาพที่ 21 : ความสอดคล้องระหว่างปัจจัยขับเคลื่อนมูลค่าเชิงลึกของรัฐวิสาหกิจ (Value Driver) และ ปัจจัยขับเคลื่อนความเสี่ยง (Risk Driver)	223
แผนภาพที่ 22 : เอกสารการปรับปรุงกระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟผ.....	240

สารบัญตาราง

ตารางที่ 1 : การกำหนดเป้าหมายในระดับแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ที่สอดคล้องกับการบรรลุความสำเร็จของ ปัจจัยขับเคลื่อนการดำเนินงานขององค์กร	21
ตารางที่ 2 : ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์.....	24
ตารางที่ 3 : Intelligent Risk ของแต่ละตำแหน่งทางยุทธศาสตร์.....	33
ตารางที่ 4 : ระดับประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่ขององค์กร	38
ตารางที่ 5 : Inventory of Risk เพื่อระบุปัจจัยเสี่ยงปี 2566	40
ตารางที่ 6 : การพิจารณาปัจจัยเสี่ยงของปี 2565 เพื่อนำมาบริหารต่อในปี 2566.....	90
ตารางที่ 7 : ประเภทความเสี่ยงและระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้.....	92
ตารางที่ 8 : ความเชื่อมโยงปัจจัยเสี่ยงของปี 2566 กับวัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ในปี 2566	92
ตารางที่ 9 : ประเภทความเสี่ยงและระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้.....	95
ตารางที่ 10 : ตัวอย่างการกำหนดสาเหตุของความเสียง.....	100
ตารางที่ 11 : ตัวอย่างการกำหนดมาตรการ/แผนจัดการความเสี่ยงของ RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	104
ตารางที่ 12 : สรุปการประเมินและการตอบสนองความเสี่ยงเป็นรายปัจจัย	109
ตารางที่ 13 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF1	113
ตารางที่ 14 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF1.....	114
ตารางที่ 15 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF2.....	123
ตารางที่ 16 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF2.....	124
ตารางที่ 17 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF3.....	135
ตารางที่ 18 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF3.....	135
ตารางที่ 19 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF4.....	146
ตารางที่ 20 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF4.....	147
ตารางที่ 21 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF5.....	159
ตารางที่ 22 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF5.....	160
ตารางที่ 23 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF6.....	163
ตารางที่ 24 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF6.....	164
ตารางที่ 25 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF7.....	169
ตารางที่ 26 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF7.....	170
ตารางที่ 27 : เกณฑ์ในการพิจารณาโอกาสเกิด และผลกระทบของสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร.....	213
ตารางที่ 28 : Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566 และ Leading Indicator ของทั้ง ตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสียงองค์กร.....	226

บทที่ 1

บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ดำเนินการจัดทำแผนบริหารความเสี่ยงประจำปี 2566 โดยวัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ของแผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566-2570 กับผลการดำเนินงานตามแผนยุทธศาสตร์ ปี 2565 และผลการดำเนินงานการบริหารความเสี่ยงในปี 2565 ใช้เป็นกรอบในการประเมินวิเคราะห์ความเสี่ยง เพื่อให้ระบบการบริหารความเสี่ยงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้มีการบริหารจัดการปัจจัยเสี่ยงและกิจกรรมควบคุม รวมทั้งกระบวนการดำเนินงานต่าง ๆ เพื่อลดมูลเหตุของแต่ละโอกาสที่องค์กรจะเกิดความเสียหาย ให้อยู่ในระดับที่องค์กรยอมรับได้ สามารถป้องกันหรือบรรเทาความรุนแรง ให้ความเชื่อมั่นได้ว่า จะมีการปรับตัวได้ทันต่อการเปลี่ยนแปลงเพื่อให้สามารถดำเนินงานต่อไปได้ โดยคำนึงถึงการบรรลุวิสัยทัศน์ ภารกิจ และเป้าหมายขององค์กรตามแผนยุทธศาสตร์ และให้แผนบริหารความเสี่ยงนี้ ได้ถูกใช้เป็นเครื่องมือในการสร้างมูลค่าเพิ่มให้แก่องค์กรได้ในที่สุด

โดยในปี 2563 ระบบการประเมินรัฐวิสาหกิจของ สคร. ได้มีการทบทวนและใช้ระบบประเมินผลการดำเนินงานระบบใหม่ ทั้งนี้กำหนดกรอบการประเมินผลเป็น 2 ส่วน ประกอบด้วย

1) ส่วน Key Performance Area (Result) พิจารณาจาก

- (1) การดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ (National Policy, Strategic Plan, Initiatives)
- (2) ผลการดำเนินงานที่สำคัญ (Key Results) ทั้งทางด้านการเงิน และไม่ใช้การเงิน โดยเป็นการประเมินผลผ่านการแปลงยุทธศาสตร์/นโยบาย, Vision, Mission, และประเด็นปรับปรุงที่สำคัญจาก Core Business Enablers มาเป็น KPI (Key Performance Indicators)

2) ส่วน Core Business Enablers พิจารณาจาก 8 ด้าน ประกอบด้วย

- (1) การกำกับดูแลที่ดี และการนำองค์กร
- (2) การวางแผนเชิงกลยุทธ์
- (3) การบริหารความเสี่ยง และการควบคุมภายใน
- (4) การมุ่งเน้นลูกค้าและผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- (5) การพัฒนาเทคโนโลยีดิจิทัล
- (6) การบริหารทุนมนุษย์
- (7) การจัดการความรู้ และนวัตกรรม
- (8) การตรวจสอบภายใน

ซึ่งการบริหารความเสี่ยง เป็นเกณฑ์การประเมินผลหัวข้อหนึ่งในส่วนของ Core Business Enablers การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะต้องเริ่มใช้ระบบประเมินผลดังกล่าว ในปี พ.ศ. 2563 เป็นปีแรกตามแนวทาง ที่ สคร.

กำหนด ประกอบกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นรัฐวิสาหกิจด้านสาธารณูปโภคสาขาพลังงาน สังกัดกระทรวงมหาดไทย ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 มีภารกิจในการจัดหาให้บริการพลังงานไฟฟ้าและดำเนินธุรกิจอื่นที่เกี่ยวข้อง เพื่อตอบสนองความต้องการของลูกค้าให้เกิดความพึงพอใจ ทั้งด้านคุณภาพและบริการ โดยการพัฒนาองค์กรอย่างต่อเนื่องมีความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ กฟภ. รับผิดชอบจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในเขตพื้นที่ 74 จังหวัด (ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง) คิดเป็นพื้นที่ประมาณ 510,000 ตารางกิโลเมตร หรือร้อยละ 99 ของพื้นที่ประเทศไทย โดย กฟภ. ยังคงต้องพัฒนาการดำเนินงาน การหารายได้ การพัฒนาและรักษาบุคลากร และด้านอื่น ๆ การบริหารความเสี่ยงจึงเป็นสิ่งสำคัญและจำเป็นอย่างยิ่งเพื่อให้มั่นใจได้ว่า กฟภ. สามารถบรรลุในภารกิจที่กระทรวงมหาดไทยมอบหมาย ทั้งในด้านการจัดหาบริการพลังงานไฟฟ้าและการดำเนินธุรกิจอื่นที่เกี่ยวข้อง และด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมได้เป็นอย่างดี ตาม พ.ร.บ. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2503 และที่แก้ไขเพิ่มเติมฉบับที่ 2 (พ.ศ. 2530) ฉบับที่ 3 (พ.ศ. 2535) และฉบับที่ 4 (พ.ศ. 2542)

ทั้งนี้ เมื่อมีการบริหารจัดการความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพ กล่าวคือ มีการวางแผนการบริหารความเสี่ยง การกำหนดเป้าหมาย และก่อให้เกิดประโยชน์มากที่สุด จะนำไปสู่การพัฒนาประสิทธิภาพการบริหารจัดการของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ในระยะยาว และช่วยให้บรรลุเป้าหมายและยุทธศาสตร์ขององค์กรที่กำหนดไว้ได้

โครงสร้างการบริหารความเสี่ยง (PEA Risk Management Organization Chart)



1.2 นโยบายบูรณาการ GRC

วัตถุประสงค์ของนโยบาย

เพื่อให้ กฟภ. นำหลักการของ GRC ไปดำเนินการได้อย่างเป็นรูปธรรม รวมทั้งดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล

1. หลักการ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) มีความมุ่งมั่นพัฒนาองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ และตอบสนองความต้องการ ความคาดหวัง ของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย จึงได้นำหลักการ Governance Risk Management and Compliance (GRC) ตามมาตรฐานสากลมาประยุกต์ และบูรณาการระหว่าง การกำกับดูแลกิจการที่ดี (Governance) การบริหารความเสี่ยง (Risk Management) และการปฏิบัติตามกฎหมาย และกฎระเบียบ (Compliance) เพื่อสนับสนุนให้เกิดระบบบริหารจัดการองค์กรที่มีประสิทธิภาพ ภายใต้หลักธรรมาภิบาล มีความโปร่งใส เป็นธรรม ตรวจสอบได้ สามารถบรรลุวิสัยทัศน์ และพันธกิจ สร้างความเชื่อมั่นให้แก่บุคลากร ตั้งแต่ระดับกรรมการ ผู้บริหาร พนักงาน และลูกค้า ตลอดจนผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ทั้งทางตรง และทางอ้อม ขับเคลื่อนองค์กรให้เติบโตอย่างยั่งยืน

2. นิยาม

GRC คือ การจัดให้มีบุคลากรที่มีความรู้และคุณสมบัติเหมาะสม (People) ขั้นตอนการทำงานที่โปร่งใสและมีการควบคุมภายในที่ดี (Process) มีการบริหารจัดการข้อมูลที่ถูกต้อง เหมาะสม ทันเวลา (Information) และมีการใช้เทคโนโลยีอย่างมีประสิทธิภาพ (Technology) เพื่อเป็นการบูรณาการให้องค์กรมีการกำกับดูแลกิจการที่ดี มีการบริหารความเสี่ยงอย่างเป็นระบบ และสามารถปฏิบัติตามกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องได้อย่างครบถ้วน

3. โครงสร้างและบทบาทหน้าที่

3.1) คณะกรรมการ กฟภ. กำหนดนโยบายในการกำกับดูแลและทบทวนระบบงานที่สำคัญทุกระบบ ภายใต้หลักธรรมาภิบาล แนวทางปฏิบัติที่ดี และสนับสนุนการนำนโยบายบูรณาการ GRC ไปปฏิบัติภายในองค์กร

3.2) คณะกรรมการธรรมาภิบาลและการพัฒนาอย่างยั่งยืน มอบนโยบาย กำกับดูแล และให้ความเห็นชอบแผนและติดตามผลการดำเนินงานด้านธรรมาภิบาล การบริหารจัดการผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และการพัฒนาอย่างยั่งยืน ให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล รวมถึงกำกับดูแลให้มีการบูรณาการ GRC

3.3) คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน มอบนโยบาย กำกับดูแล และให้ความเห็นชอบแผนและติดตามผลกระบวนการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายใน รวมถึงการบริหารความเสี่ยงในภาวะพิเศษ การปฏิบัติตามกฎหมาย กฎระเบียบ และกำกับดูแลให้มีการบูรณาการ GRC

3.4) คณะกรรมการ GRC ซึ่งประกอบด้วยผู้บริหารของ กฟภ. กำหนดรูปแบบ แนวทางการดำเนินงาน GRC ที่เป็นรูปธรรม โดยการวางแผนงาน ติดตามประเมินผล ประสานงานและรายงานผลการดำเนินงาน รวมถึงการดำเนินงานด้านอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับ GRC

3.5) ผู้บริหาร พนักงาน และลูกจ้างทุกคน ต้องรับผิดชอบในการปฏิบัติตามนโยบายและกระบวนการบูรณาการ GRC

4. การบูรณาการ GRC

4.1) กำหนดวัตถุประสงค์ กลยุทธ์ และเป้าหมายขององค์กร ที่สอดคล้องตามบริบทและวัฒนธรรมองค์กร โดยมีการวิเคราะห์ปัจจัยภายใน ปัจจัยภายนอก ประเมินความเสี่ยงและโอกาส รวมถึงความคาดหวังของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกภาคส่วน โดยมุ่งเน้นการเพิ่มมูลค่าและความยั่งยืนขององค์กร

4.2) กำกับดูแลให้หน่วยงานดำเนินการตามกลยุทธ์ และกำหนดแผนการดำเนินงานที่สอดคล้องกับทรัพยากรและกฎหมาย กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วน เพื่อไม่ให้มีโอกาสในการฝ่าฝืนหรือละเมิดในองค์กร และกำหนดกระบวนการป้องปรามการทุจริตคอร์รัปชัน พร้อมทั้งสื่อสาร ปฏิบัติทั่วทั้งองค์กร

4.3) จัดให้มีระบบการบริหารความเสี่ยง และมีการควบคุมภายในทั่วถึงทุกระดับ พร้อมทั้งสร้างความตระหนักถึงความเสี่ยงในการปฏิบัติงาน ทุกระบวนการและขั้นตอน ให้เกิดเป็นวัฒนธรรมองค์กร

4.4) พัฒนาเทคโนโลยีสารสนเทศ เพื่อช่วยสนับสนุนข้อมูลสำหรับการบริหารจัดการและการตัดสินใจของผู้บริหารได้ทันกาล

4.1) เสริมสร้างบรรยากาศรวมถึงสภาพแวดล้อมให้เหมาะสมกับการบูรณาการ โดยดำเนินธุรกิจตามมาตรฐานสากลและหลักการ GRC ของ The Office of Compliance & Ethics Group (OCEG)

4.6) ติดตาม ประเมินผล และตรวจสอบการดำเนินการด้าน GRC พร้อมประเมินสถานการณ์ ที่อาจมีการเปลี่ยนแปลง นำมาวิเคราะห์ ทบทวน ปรับปรุง และพัฒนาระบบงาน กระบวนการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง

5. ทบทวนนโยบายการบูรณาการ GRC

5.1) กรณีพบว่านโยบายการบูรณาการ GRC ไม่เหมาะสมกับสภาพการดำเนินงาน คณะกรรมการ GRC ต้องพิจารณาทบทวน นำเสนอต่อคณะกรรมการ กฟผ. ผ่านคณะกรรมการธรรมาภิบาลและการพัฒนาอย่างยั่งยืน และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน เพื่อขออนุมัติปรับปรุงนโยบายการบูรณาการ GRC

5.2) คณะกรรมการ GRC จะพิจารณาทบทวนนโยบายการบูรณาการ GRC ทุกปี โดยนำเสนอผ่านคณะกรรมการธรรมาภิบาลและการพัฒนาอย่างยั่งยืน และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในพิจารณา นำเสนอต่อคณะกรรมการ กฟผ. เพื่อให้มั่นใจว่านโยบายดังกล่าวเหมาะสมกับสภาพแวดล้อมการดำเนินงานขององค์กร

บทที่ 2

การกำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมาย

การดำเนินการตามภารกิจขององค์กรเพื่อให้บรรลุเป้าหมายของวัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ ต้องเผชิญกับความคาดหวังของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียและปัจจัยที่มีการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ส่งผลให้องค์กรต้องมีระบบในการตอบสนองและลดความเสียหายในการดำเนินงานอันเกิดจากความคาดหวังและปัจจัยดังกล่าวด้วยการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผลและมีการดำเนินงานที่ไม่ละเมิดกฎหมายหรือกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจัดให้มีกระบวนการบริหารความเสี่ยงที่เชื่อมโยงกับยุทธศาสตร์ขององค์กรตามแผนยุทธศาสตร์ เพื่อให้มั่นใจได้ว่า การดำเนินงานในแต่ละปีจะสามารถบรรลุภารกิจ และวิสัยทัศน์ที่กำหนดไว้ในแผนยุทธศาสตร์ โดยเป้าประสงค์เชิงยุทธศาสตร์กำหนดขึ้นเพื่อผลักดันการดำเนินงานให้บรรลุทิศทางยุทธศาสตร์ โดยแผนยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566 - 2570 ประกอบด้วยดังนี้

2.1 วิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยม

แผนภาพที่ 1 : วิสัยทัศน์ พันธกิจ และค่านิยมของ กฟผ. พ.ศ. 2566 - 2570



2.2 การวิเคราะห์ จุดแข็ง จุดอ่อน โอกาส และอุปสรรค (SWOT Analysis)

STRENGTHS



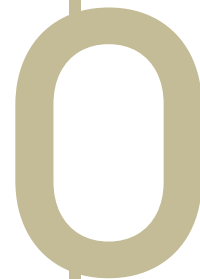
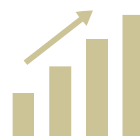
- S**
- S1 โครงข่ายระบบไฟฟ้าที่ครอบคลุมทั่วทั้งพื้นที่เขตความรับผิดชอบ โดยมีแผนปรับปรุงการเพิ่มประสิทธิภาพและความเชื่อถือได้อย่างต่อเนื่อง
 - S2 มีฐานและข้อมูลลูกค้าจำนวนมากและกระจายครอบคลุมทั่วทั้งพื้นที่เขตความรับผิดชอบ สามารถนำไปต่อยอดธุรกิจใหม่ได้
 - S3 มีสำนักงานให้บริการครอบคลุมทั่วทั้งพื้นที่เขตความรับผิดชอบ
 - S4 บุคลากรมีความเชี่ยวชาญในธุรกิจบริการระบบจำหน่ายไฟฟ้า และการให้บริการ
 - S5 ความน่าเชื่อถือ/การยอมรับในตรา กฟภ. ทำให้ กฟภ. เป็นที่น่าสนใจในการสร้างพันธมิตรและการร่วมลงทุน
 - S6 การพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) เป็นต้นแบบในการยกระดับการดำเนินงานของ กฟภ. ในอนาคต

WEAKNESSES

- W**
- W1 ระบบ GIS และระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำยังไม่สามารถรองรับ โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าและ Disruptive Technology ที่เปลี่ยนแปลงไป
 - W2 มีข้อจำกัดในการบูรณาการฐานข้อมูลแบบรวมศูนย์ (Single Source) ให้เป็น Big Data ซึ่งเป็นรากฐานสำคัญใน Digital Transformation และ Smart Grid
 - W3 การวิเคราะห์และการบริหารจัดการข้อมูล (Data Analytic) อยู่ในระดับเริ่มต้น
 - W4 บุคลากรยังต้องเพิ่มทักษะด้านธุรกิจ เช่น การตลาด ในการดำเนินธุรกิจที่มีการแข่งขันเพิ่มสูงขึ้น
 - W5 การบริหารสินทรัพย์ (Asset Management) ยังไม่เต็มศักยภาพ โดยเฉพาะในอนาคตที่มีการลงทุนที่สำคัญเพิ่มสูงขึ้น
 - W6 บุคลากรมีมุมมองความคิด (Mindset) ในการทำงานตามขอบเขตงาน และการทำงานแบบเดิม ยังไม่มีการเปลี่ยนแปลงสำหรับการแข่งขันที่จะเพิ่มสูงขึ้นในอนาคต
 - W7 นโยบายแบบรวมศูนย์ (Centralized Policy) ทำให้แก้ไขปัญหาเร่งด่วนโดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีฐานลูกค้ารายใหญ่และสำคัญได้ไม่ทันท่วงที ส่งผลต่อการจัดสรรงบประมาณและการลงทุน
 - W8 กฟภ. จะมีผู้ที่มีองค์ความรู้ทยอยเกษียณจำนวนมาก ทำให้ต้องเร่งรักษาและต่อยอดองค์ความรู้ไม่ให้ขาดหายไป
 - W9 การใช้นวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการปฏิบัติงานและการให้บริการขององค์กรยังไม่เต็มศักยภาพ

OPPORTUNITIES

- O1 โครงสร้างอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป ที่ส่งผลต่อโอกาสทางธุรกิจที่ครอบคลุม Value chain ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า
- O2 ทิศทางของแผน PDP ที่มุ่งเน้นการสร้างความมั่นคงระบบไฟฟ้า การพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า รวมถึงการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- O3 นโยบายรัฐที่ส่งเสริมความต้องการใช้ไฟฟ้า เช่น นโยบายธุรกิจยานยนต์ไฟฟ้า (EV) โครงการรถไฟฟ้า 3 สนามบิน โครงการพัฒนาระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EEC) เพิ่มความต้องการพลังงานไฟฟ้า
- O4 นโยบาย Smart Grid สนับสนุนการดำเนินงานในการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ
- O5 โอกาสในการสร้างพันธมิตรทางธุรกิจ และเครือข่ายความร่วมมือทั้งภาครัฐและเอกชน
- O6 นโยบายรัฐที่สนับสนุนโอกาสในการเข้าร่วมลงทุนกับภาคเอกชน (PPP)
- O7 นโยบายภาครัฐ ที่ส่งเสริมการใช้ดิจิทัลเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนการให้บริการ
- O8 นโยบาย DATA Governance จากรัฐบาลที่มุ่งเน้นการสร้างแนวปฏิบัติที่ดีในการบริหารจัดการและกำกับดูแลข้อมูลที่มีประสิทธิภาพและประสิทธิผล
- O9 โอกาสในการร่วมลงทุน กับ SPP IPS เพื่อขยายขอบเขตสู่ธุรกิจต้นน้ำ
- O10 การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า เปิดโอกาสให้ กฟภ. สามารถสร้างธุรกิจใหม่ เช่น การทำ Platform สำหรับซื้อ ขายไฟฟ้า และรายได้จาก Wheeling Charge เพิ่มขึ้น
- O11 ความก้าวหน้าและการเติบโตของอุตสาหกรรมแบตเตอรี่ในอนาคต ที่สามารถพัฒนาเป็น Energy Saving Storage สำหรับโครงข่ายไฟฟ้า และแบตเตอรี่สำหรับยานยนต์ไฟฟ้า
- O12 นโยบายภาครัฐเรื่องการเป็น Net Zero ภายในปี พ.ศ. 2050 ส่งผลให้สามารถหารายได้เพิ่มเติมจากตลาดขาย Carbon Credit



THREATS



- T1 การปรับโครงสร้างตลาดไฟฟ้าเป็นตลาดซื้อขายไฟฟ้าเสรี การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟฟ้าไปสู่ Prosumer จะกระทบต่อรายได้ค่าไฟฟ้าของ กฟภ.
- T2 ผลกระทบต่อระบบจำหน่ายจากนโยบายภาครัฐที่ส่งเสริม DG (Distributed Generation) และ EV มากขึ้น
- T3 ความมั่นคงปลอดภัยของเทคโนโลยีดิจิทัล (Cyber Security) และ พ.ร.บ.คุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA)
- T4 ข้อจำกัดจากกฎระเบียบและนโยบายภาครัฐ ที่จำกัดความคล่องตัวในการทำธุรกิจ อาทิ การจัดซื้อจัดจ้าง การลงทุน รวมทั้งโครงสร้างค่าไฟฟ้าที่อาจส่งผลต่อผลประกอบการ
- T5 การแข่งขันที่รุนแรงขึ้นทำให้สูญเสียลูกค้าอุตสาหกรรมซึ่งเป็นแหล่งรายได้ที่สำคัญ
- T6 พฤติกรรมการใช้ชีวิตประจำวันเปลี่ยนแปลงไปของ Stakeholders (New Normal)
- T7 ปัญหาเรื่องการขาดแคลนในอุตสาหกรรมด้านแบตเตอรี่ และชิป ทั่วโลก ส่งผลต่อราคาและการเติบโตของอุตสาหกรรมรถยนต์ไฟฟ้า รวมทั้งการดำเนินการระบบ Smart Grid และ Smart Meter
- T8 โครงการ Smart Grid นำร่องที่พัทธาในการเข้าสู่ระบบดิจิทัล ยังไม่สามารถใช้ประโยชน์ได้เท่าที่ควร

2.3 วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ (Strategic Objective) ยุทธศาสตร์ (Strategy) และกลยุทธ์ (Tactic)

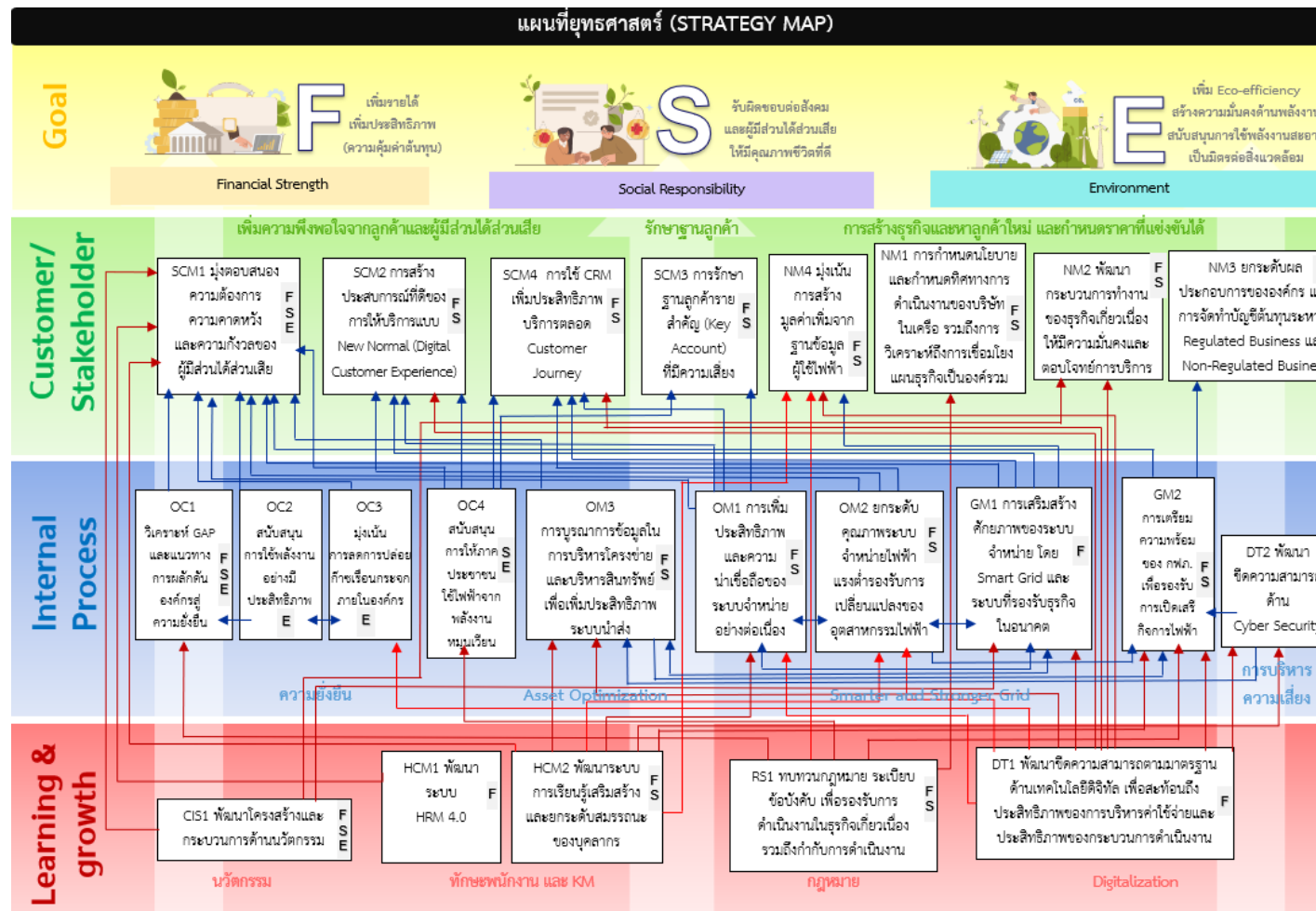
วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์	ยุทธศาสตร์	กลยุทธ์
SO1 ยกระดับการบริหารจัดการระดับสากลด้วยดิจิทัลและนวัตกรรม โดยมีทุนมนุษย์เป็นแกนขับเคลื่อนสำคัญ	S1 ยกระดับการบริหารองค์กรและทุนมนุษย์	HCM1 พัฒนาระบบ HRM 4.0 HCM2 พัฒนาระบบการเรียนรู้ เสริมสร้าง และยกระดับสมรรถนะของบุคลากร
	S2 ส่งเสริมและพัฒนาขีดความสามารถด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล (Digital Technology) ที่มีความมั่นคงปลอดภัยเพื่อการขับเคลื่อนองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ (Digital Transformation)	DT1 พัฒนาขีดความสามารถตามมาตรฐานด้านเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อสะท้อนถึงประสิทธิภาพของการบริหารค่าใช้จ่าย และประสิทธิภาพของกระบวนการดำเนินงาน DT2 พัฒนาขีดความสามารถด้าน Cyber Security
	S3 พัฒนาระบบจัดการนวัตกรรมองค์กร (CIS)	CIS1 พัฒนาโครงสร้างและกระบวนการด้านนวัตกรรม
SO2 พัฒนาระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพ เชื่อถือได้ และยกระดับสู่โครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นผู้นำระบบไฟฟ้าตอบสนองความพึงพอใจแก่ลูกค้าและผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	S4 พัฒนาระบบจำหน่ายที่ได้คุณภาพในระดับชั้นนำของภูมิภาค ตาม Grid Modernization Roadmap	OM1 การเพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายอย่างต่อเนื่อง
		OM2 ยกระดับคุณภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า
		OM3 การบูรณาการข้อมูลในการบริหารโครงข่ายและบริหารสินทรัพย์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพระบบนำส่ง
		GM1 การเสริมสร้างศักยภาพของระบบจำหน่าย โดย Smart Grid และระบบที่รองรับธุรกิจในอนาคต

วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์	ยุทธศาสตร์	กลยุทธ์
	S5 ยกระดับความพึงพอใจและความผูกพันของลูกค้าและกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	SCM1 มุ่งตอบสนองความต้องการ ความคาดหวัง และความกังวลของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
		SCM2 การสร้างประสบการณ์ที่ดีของการให้บริการแบบ New Normal (Digital Customer Experience)
		SCM3 การรักษาลูกค้ารายสำคัญ (Key Account) ที่มีความเสี่ยง
		SCM4 การใช้ CRM เพิ่มประสิทธิภาพบริการตลอด Customer Journey
S03 ยกระดับผลประกอบการ ต่อยอดสู่ธุรกิจใหม่ มุ่งสู่ การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	S6 กำหนดทิศทางเชิงยุทธศาสตร์ระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ	NM1 การกำหนดนโยบายและกำหนดทิศทางการดำเนินงานของบริษัทในเครือ รวมถึงการวิเคราะห์ถึงการเชื่อมโยงแผนธุรกิจเป็นองค์รวม (Business Alignment)
	S7 ดำเนินงานตามแผนสำหรับธุรกิจเกี่ยวเนื่อง และการบริหารกลุ่มผลิตภัณฑ์ (Product Portfolio)	NM2 พัฒนาระบบการทำงานของธุรกิจเกี่ยวเนื่อง ให้มีความมั่นคงและตอบโจทย์การบริการ
		NM3 ยกระดับผลประกอบการขององค์กร และการจัดทำบัญชีต้นทุนระหว่าง Regulated Business และ Non-Regulated Business
		NM4 มุ่งเน้นการสร้างมูลค่าเพิ่มจากฐานข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า

วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์	ยุทธศาสตร์	กลยุทธ์
	S8 ปรับปรุงกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องให้มีความคล่องตัว และสามารถแข่งขันได้	RS1 ทบทวนกฎหมาย ระเบียบข้อบังคับ เพื่อรองรับการดำเนินงานในธุรกิจเกี่ยวเนื่อง รวมถึงกำกับ การดำเนินงาน
	S9 ส่งเสริมบทบาท กฟภ. ในการขับเคลื่อนนโยบายการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	GM2 การเตรียมความพร้อมของ กฟภ. เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
SO4 เป็นองค์กรไฟฟ้าชั้นนำ ตอบ โจทย์ความท้าทายของประเทศ เพื่อความยั่งยืนของ	S10 เติบโตอย่างยั่งยืน เพิ่ม Eco-efficiency	OC1 วิเคราะห์ GAP และ แนวทางการผลักดัน องค์กรสู่ความยั่งยืน
		OC2 สนับสนุนการใช้พลังงาน อย่างมีประสิทธิภาพ
		OC3 มุ่งเน้นการลดการปล่อยก๊าซ เรือนกระจกภายในองค์กร
	S11 เพิ่มสัดส่วนไฟฟ้าจาก Renewable Energy	OC4 สนับสนุนการให้ภาค ประชาชนใช้ไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียน

2.4 แผนที่ยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566 - 2570 (Strategy Map)

แผนภาพที่ 2 : แผนที่ยุทธศาสตร์การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2566 - 2570



2.5 การวิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนมูลค่าเชิงลึกของรัฐวิสาหกิจ (Value Driver)

ในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์ ปี พ.ศ. 2566 - 2570 มีการบูรณาการและประยุกต์การวิเคราะห์ EVM เพื่อจัดทำแผนกลยุทธ์ เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan: SIP) โดยแผนยุทธศาสตร์ ต้องมีการกำหนดตัวชี้วัดระดับแผนงาน ผู้รับผิดชอบ ตัวชี้วัดความสำเร็จของแผนงานทั้ง Leading Indicator และ Lagging Indicator พร้อมกำหนดตัวอย่างของ Trigger Point ทางการเงิน และมีใช้การเงินที่สอดคล้องกับตัวชี้วัดที่สำคัญขององค์กร เพื่อใช้สำหรับการติดตามผลการดำเนินงาน

การประยุกต์ใช้การวิเคราะห์ Economic Value Added เพื่อจัดทำแผนกลยุทธ์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan : SIP)

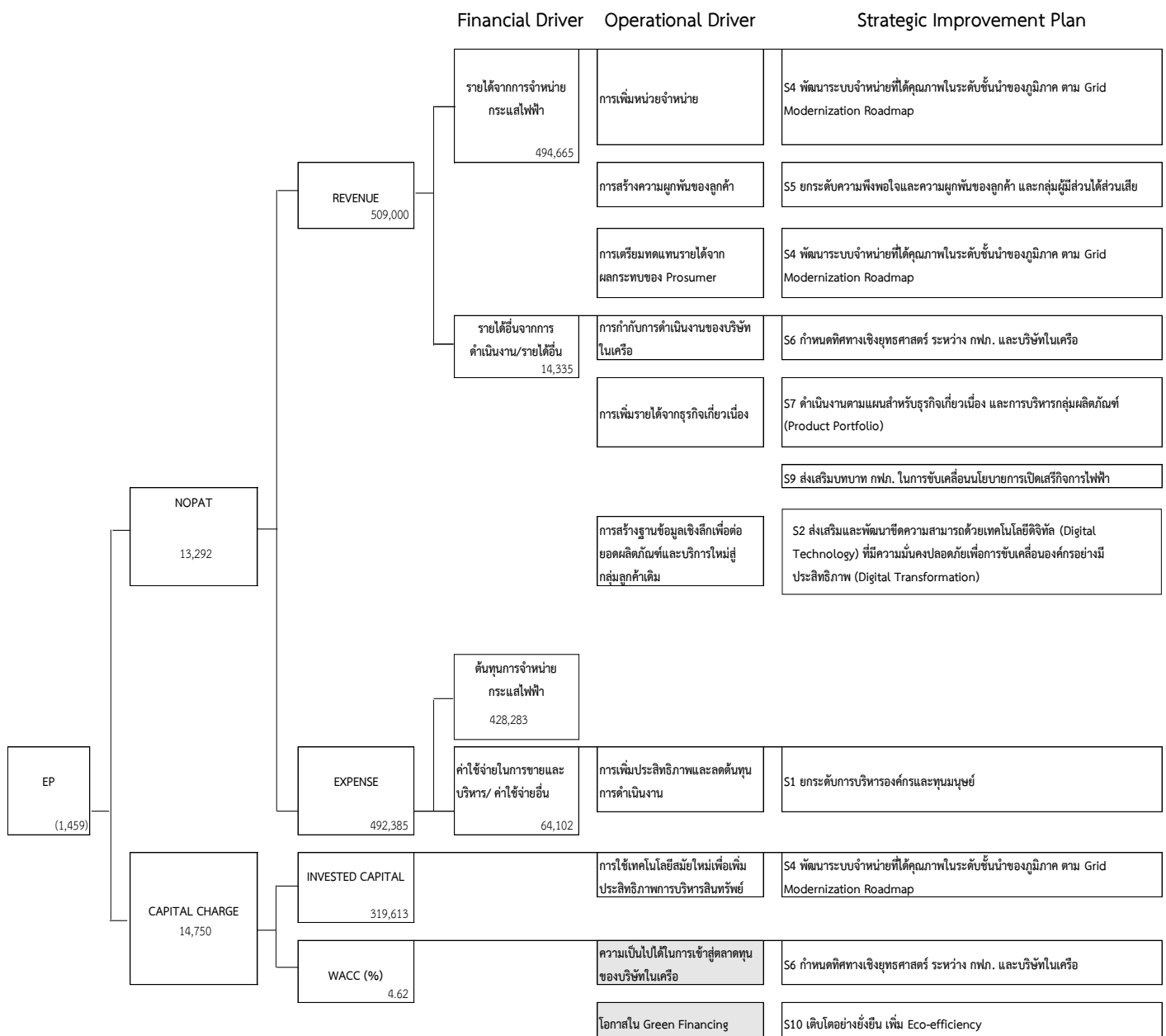
ระบบการบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM – Economic Value Management) หรือ ระบบ EVM คือ ระบบการบริหารจัดการองค์กรที่ได้นำเอาปัจจัยสำคัญต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในการดำเนินธุรกิจขององค์กรมาพิจารณาอย่างครบถ้วน ในการวางแผนการดำเนินธุรกิจขององค์กร เพื่อให้องค์กรสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มจากทรัพยากรต่าง ๆ ที่มีอยู่ขององค์กร นอกจากนี้ ผู้บริหารสามารถนำหลักการการสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐศาสตร์นี้ใช้เป็นเครื่องมือในการตัดสินใจในการลงทุนในกิจกรรมต่าง ๆ ขององค์กร ซึ่งจะทำให้ทราบว่าการลงทุนนั้น ๆ เป็นการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กรหรือไม่ ตลอดจนสามารถประยุกต์ใช้ตัวชี้วัดที่เรียกว่า “กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์” เป็นเครื่องมือในการตรวจสอบผลการดำเนินงานขององค์กร โดยพิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงของกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ในแต่ละช่วงเวลาว่ามีการปรับเพิ่มขึ้นในแต่ละช่วงเวลาที่ทำกำไรหรือไม่ อย่างไร และอาจใช้ข้อมูลที่ได้รับนี้ในการทบทวนการวางแผนกลยุทธ์และแผนธุรกิจขององค์กรต่อไป ซึ่งจะทำให้เกิดการพัฒนาองค์กรอย่างต่อเนื่อง

ขั้นตอนในการประยุกต์ใช้การวิเคราะห์ Economic Value Added เพื่อจัดทำแผนกลยุทธ์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan : SIP)

- 1) วิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญทางการเงินที่เชื่อมโยงกับ Economic Profit ขององค์กร
- 2) การระบุและสร้างความเชื่อมโยงของปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญทางการเงินและปัจจัยขับเคลื่อนทางการดำเนินงาน
- 3) การวิเคราะห์แผนยุทธศาสตร์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ เพื่อเป็นการแสดงแนวคิดของการกำหนดแผนงาน/โครงการเบื้องต้นที่จะเชื่อมโยงกับปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินและด้านการดำเนินงาน
- 4) เชื่อมโยงเป็นปัจจัยนำเข้าของการจัดทำแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ (AP) เพื่อส่งผลกระทบต่อความครบถ้วนของประเด็นในการพิจารณาสำหรับแผนยุทธศาสตร์และแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์

ขั้นตอนที่ 1 : วิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญทางการเงินที่เชื่อมโยงกับ Economic Profit ขององค์กร

ค่า EP สูงจะต้องเกิดจาก NOPAT ที่มากกว่า Capital Charge ($IC \times WACC$) ซึ่งผู้บริหารควรแสดงความสามารถในการเพิ่มรายได้ที่เป็นการบริการหลักขององค์กรหรือลดค่าใช้จ่ายหรือการเพิ่มรายได้ให้มากกว่ารายจ่ายที่เพิ่มขึ้น เพื่อจะได้ค่า NOPAT ที่สูง ผู้บริหารจะต้องมีแนวทางหรือกลยุทธ์ในการเพิ่มค่า EP โดยเพิ่มประสิทธิภาพจากการใช้ประโยชน์จากสินทรัพย์ที่มีอยู่ รวมถึงการมุ่งเน้นเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน รวมถึงควรพัฒนาธุรกิจที่ใช้ประโยชน์จากทรัพยากรที่มีอยู่แล้วและยังใช้ไม่เต็มประสิทธิภาพขององค์กร โดย การวิเคราะห์ Economic Profit ของ ปี พ.ศ. 2564 ได้แสดงไว้ดังนี้



■ อยู่ในแผนดำเนินการในอนาคตที่เป็น SIP มาจากปี พ.ศ. 2564 เพื่อเป็นการเตรียมการสำหรับ WACC

ขั้นตอนที่ 2 : การระบุและสร้างความเชื่อมโยงของปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญทางการเงินและปัจจัยขับเคลื่อนทางการดำเนินงาน

องค์กรควรมีการวิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญในการผลักดันกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ขององค์กร โดยสามารถวิเคราะห์ที่ได้จากการสร้างแผนผัง ปัจจัย ผลักดันหลัก ๆ ทางการเงินและการดำเนินงาน แผนผังนี้เป็นการทบทวนผลงานระบบ EVM ขององค์กร โดยรวมอย่างละเอียดและรวมถึงปัจจัยที่มีผลกระทบต่อระบบ EVM

การพิจารณาการดำเนินงานขององค์กรอย่างเป็นระบบนี้ ทำได้โดยใช้กลุ่มตัวบ่งชี้ซึ่งมีความสอดคล้องกัน และจัดทำเป็นรูปแผนผังที่แสดงกรอบการเปรียบเทียบ ตัวบ่งชี้ที่ผลักดันทั้งปัจจัยขับเคลื่อนทางการเงิน โดยวิเคราะห์จากค่า Economic Profit ที่ผ่านการวิเคราะห์รายละเอียดในงบการเงิน สมมติฐานที่ใช้ในการประมาณการค่า NOPAT Invested Capital และ WACC

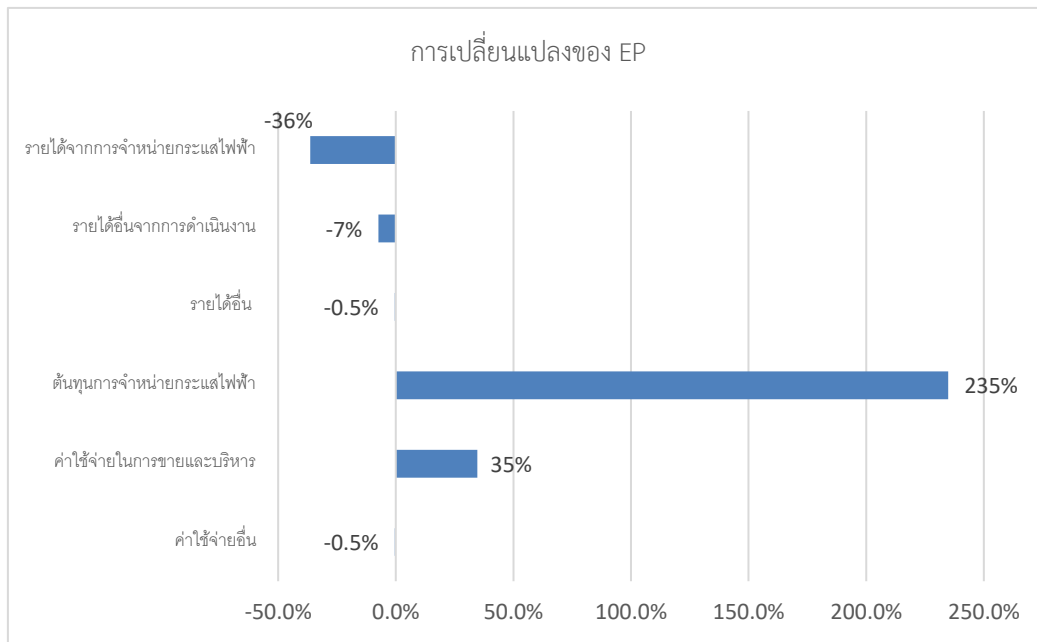
เมื่อองค์กรได้ทำการวิเคราะห์ปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินที่สำคัญแล้ว จะนำมาคัดกรองด้วยการทำ Sensitivity ในการบริหารจัดการ และผลกระทบต่อความไวในการเปลี่ยนแปลงกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ จากนั้น ปัจจัยขับเคลื่อนทางการเงินที่มีนัยสำคัญทั้งผลกระทบต่อการสร้างค่ากำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ จะถูกนำมาวิเคราะห์ต่อเนื่องถึงปัจจัยขับเคลื่อนทางการดำเนินงานที่เป็นสมมติฐานหรือปัจจัยในการผลักดันความสำเร็จของเป้าหมายในการด้านการเงิน

การวิเคราะห์ Sensitivity คือ การกำหนดปัจจัยที่มีความไม่แน่นอนโดยพิจารณา การกำหนดปัจจัยดังกล่าว ต้องมากำหนดความมีนัยสำคัญของปัจจัย ซึ่งพิจารณาจากจำนวนหรือตัวเลขเชิงปริมาณที่มีนัยสำคัญ รวมถึงโอกาสในการจัดการของแต่ละปัจจัย

จากการวิเคราะห์ปัจจัยดังกล่าว หากพิจารณามิติของความมีนัยสำคัญของตัวเลขแล้ว รายการที่มีนัยสำคัญสูงสุด คือ ต้นทุนการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า ดังแสดงในตารางดังนี้

รายการ	ค่าในงบการเงิน (ล้านบาท)	การเปลี่ยนแปลง ร้อยละ 1	EP เดิม (ล้านบาท)	EP ใหม่ (ล้านบาท)	การเปลี่ยนแปลง ของ EP
รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า	494,665	499,612	(1,459)	(928)	-36%
รายได้อื่นจากการดำเนินงาน	13,499	13,634	(1,459)	(1,351)	-7%
รายได้อื่น	836	844	(1,459)	(1,452)	-0.5%
ต้นทุนการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า	428,283	432,566	(1,459)	(4,885)	235%
ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร	63,282	63,915	(1,459)	(1,965)	35%
ค่าใช้จ่ายอื่น	820	829	(1,459)	(1,452)	-0.5%

นำมาสร้างเป็นกราฟแสดงความมีนัยสำคัญ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของแต่ละปัจจัยได้ดังนี้



จากกราฟจะเห็นว่าปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินที่มีนัยสำคัญต่อการเปลี่ยนแปลงค่า EP ของ กฟภ. สูงที่สุดคือ ต้นทุนการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า โดยหากเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จะส่งผลให้ค่า EP องค์กรลดลงร้อยละ 253 และรองลงมา ได้แก่ รายได้ค่ากระแสไฟฟ้า โดยหากเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จะส่งผลให้ค่า EP องค์กรเพิ่มขึ้นร้อยละ 36 และรองลงมาคือ ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร หากมีการเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 จะส่งผลให้ค่า EP องค์กรลดลงร้อยละ 35 อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า เป็นปัจจัยที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของ กฟภ. ในส่วนของ รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ร้อยละ 1 นี้ มีสมมติฐานว่าเกิดจากหน่วยจำหน่ายที่สูงขึ้นร้อยละ 1

เมื่อองค์กรได้ปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินและด้านการดำเนินงานแล้ว จะต้องมีการวิเคราะห์แผนกลยุทธ์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ เพื่อเป็นการแสดงแนวคิดของการกำหนดแผนงาน/โครงการเบื้องต้นที่จะเชื่อมโยงกับปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินและด้านการดำเนินงาน และนำไปเชื่อมโยงเป็นปัจจัยนำเข้าของการจัดทำแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ (AP) เพื่อส่งผลต่อความครบถ้วนของประเด็นในการพิจารณาสำหรับแผนยุทธศาสตร์และแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ ที่จะบ่งบอกถึงทิศทาง วัตถุประสงค์ และเป้าหมายขององค์กรที่จะมุ่งไปในอนาคตที่ชัดเจน เพื่อให้ผู้ที่เกี่ยวข้องทุกคนในองค์กรทราบได้ว่าตนเองจะมีส่วนช่วยในการพัฒนาองค์กรได้อย่างไร

นอกจากนี้ องค์กรจำเป็นต้องมีกระบวนการในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์และแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ที่เป็นรูปแบบ มีการกำหนดช่วงเวลาในการจัดทำแผนในแต่ละขั้นตอนอย่างชัดเจนและเป็นกระบวนการที่ผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องเข้าใจและมีส่วนร่วมในการจัดทำแผนดังกล่าว แนวคิดเรื่องการสร้างมูลค่าเพิ่ม (Value-based Management) ควรเป็นวัตถุประสงค์หลักในการจัดทำแผน และผู้บริหารองค์กร

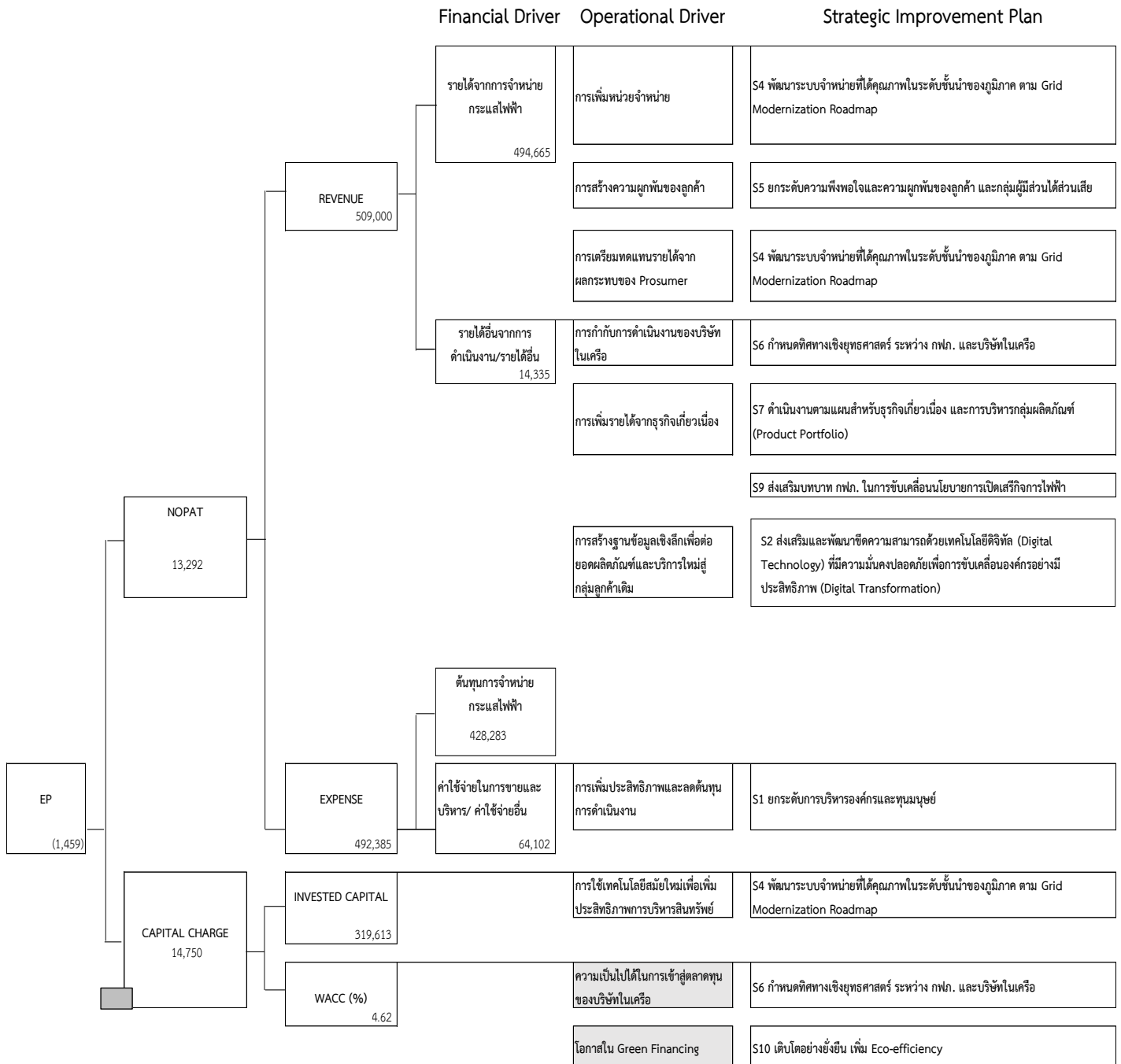
ควรใช้ระบบ EVM ในการประเมินกลยุทธ์ต่าง ๆ ที่องค์กรคิดว่าเป็นกลยุทธ์ที่ดี แสดงให้เห็นถึงการวิเคราะห์ Operational Driver Tree ที่มีความสอดคล้องกับ Financial Driver Tree ที่มีนัยสำคัญ

ปัจจัยขับเคลื่อนทางการเงินในเรื่องรายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า มีความสอดคล้องกับปัจจัยขับเคลื่อนด้านการดำเนินงานคือ หน่วยจำหน่าย ดังนั้นปัจจัยขับเคลื่อนดังกล่าว ต้องมุ่งถึงการเพิ่มหน่วยจำหน่ายโดยการเพิ่มประสิทธิภาพและความมั่นคงของระบบไฟฟ้า ได้แก่ OM1.1 แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid) OM1.2 แผนงานควบคุมหน่วยสูญเสีย (Technical/Non-Technical) OM2.1 แผนงานยกระดับคุณภาพระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า OM2.2 แผนงานติดตามและแก้ไขปัญหาไฟดับของระบบจำหน่ายแรงต่ำ และสร้างความผูกพันของลูกค้าเพื่อรักษาลูกค้าของ กฟผ. เช่น ลูกค้าอุตสาหกรรมที่มีการแข่งขันสูง และเนื่องจากรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้ามี Sensitivity สูง การเปิดกิจการไฟฟ้าเสรีอาจทำให้ กฟผ. จำหน่ายไฟฟ้าได้ลดลง จึงต้องเร่งศึกษาความต้องการของลูกค้า หรือเสนอผลิตภัณฑ์ หรือบริการที่ตอบสนองความต้องการของลูกค้าให้ได้ชัดเจน และใช้ฐานข้อมูลของลูกค้าที่มีครอบคลุมทั่วทั้งภูมิภาคให้เกิดประโยชน์สูงสุดในเชิงพาณิชย์ OM 3.1 แผนงาน Grid Model Data Management (GMDM) เพื่อสร้างโอกาสทางธุรกิจ

ด้วยอุตสาหกรรมไฟฟ้าที่จะเปลี่ยนแปลงไป ส่งผลให้ลูกค้าในบางกลุ่มอาจกลายเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง ส่งผลให้หน่วยจำหน่ายในลูกค้ากลุ่มดังกล่าวมีแนวโน้มลดลง ดังนั้น การแสวงหาโอกาสสำหรับธุรกิจใหม่ขององค์กร จึงเป็นการขุดเซาะหน่วยจำหน่ายที่อาจสูญเสียไปในอนาคต ซึ่งการดำเนินการดังกล่าว ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญ คือ ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงานธุรกิจเกี่ยวเนื่องที่จะดำเนินการโดยบริษัท ลูก จึงต้องมีการกำกับการดำเนินงานของบริษัทในเครือ โดย NM1.1 แผนงานการศึกษาแนวทางการเตรียมความพร้อมนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET) และการเพิ่มรายได้จากธุรกิจเกี่ยวเนื่อง โดย NM2.1 แผนงานการดำเนินงานธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (Business Portfolio Implementation) และ การเตรียมพร้อมเป็นผู้นำในการเปิดกิจการไฟฟ้าเสรี GM2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า เพื่อให้ กฟผ. เป็น “ไฟฟ้าอัจฉริยะเพื่อคุณภาพชีวิตที่ดีอย่างยั่งยืน” ตามวิสัยทัศน์ใหม่ และการจะเพิ่มรายได้ขึ้นจากการดำเนินงานนั้น จะเกิดขึ้นได้ด้วยปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญ คือ การสร้างฐานข้อมูลเชิงลึกเพื่อต่อยอดผลิตภัณฑ์และบริการใหม่สู่กลุ่มลูกค้าเดิม DT1.1 แผนงานบริหารจัดการและพัฒนา Big Data Platform เพื่อพัฒนาคุณภาพการให้บริการ หรือสร้างโอกาสทางธุรกิจ เป็นต้น

ขั้นตอนที่ 3 : การวิเคราะห์แผนยุทธศาสตร์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ เพื่อเป็นการแสดงแนวคิดของการกำหนดแผนงาน/โครงการเบื้องต้นที่จะเชื่อมโยงกับปัจจัยขับเคลื่อนด้านการเงินและด้านการดำเนินงาน

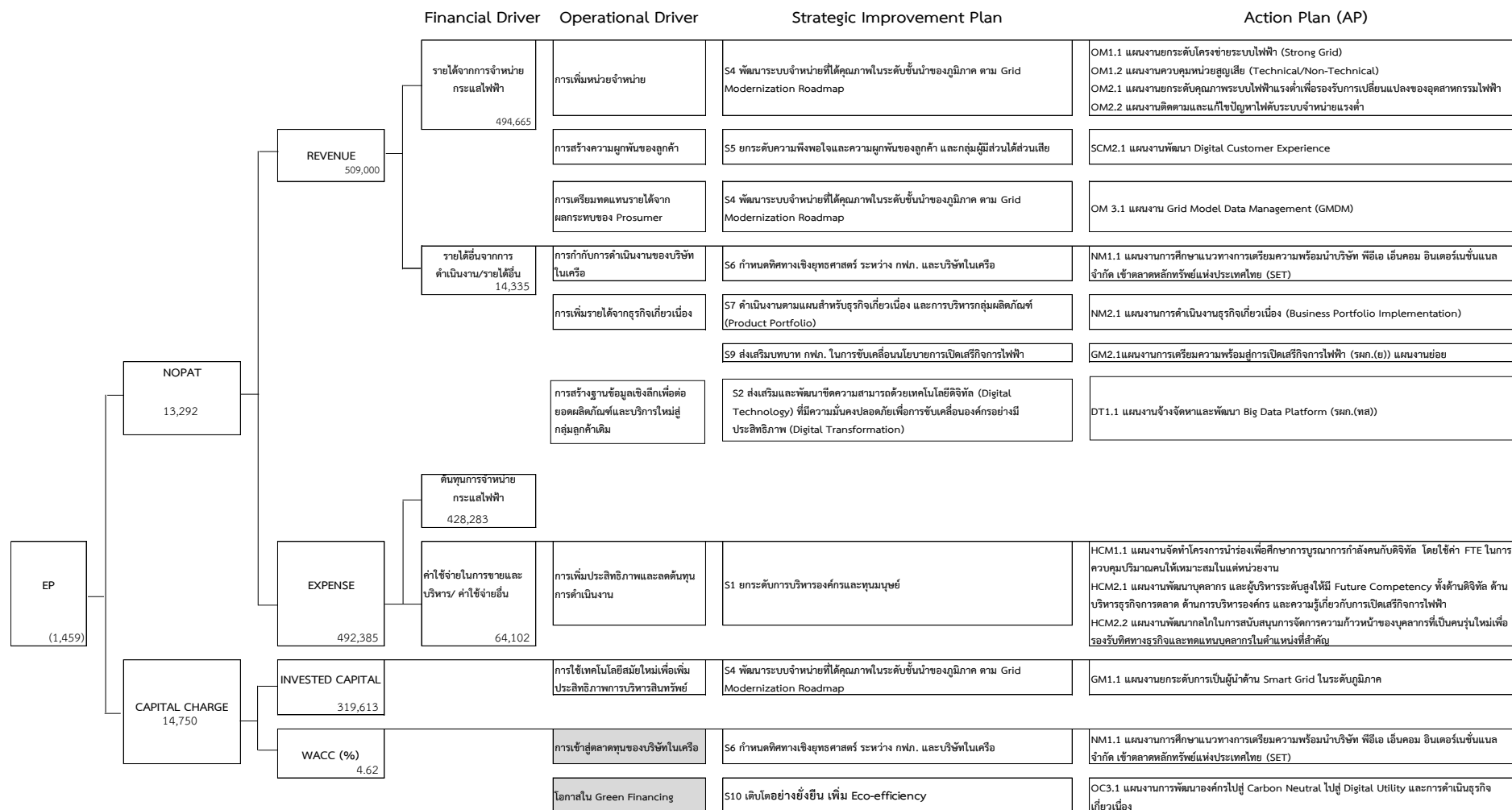
เมื่อวิเคราะห์ Driver ที่มีนัยสำคัญแล้ว นำผลการวิเคราะห์ดังกล่าว มาเป็นจุดเริ่มต้นในการจัดทำ SIP โดย SIP ต้องสามารถตอบได้ว่าถูกจัดทำขึ้นเพื่อ Support Driver ไດ



อยู่ในแผนดำเนินการในอนาคตที่เป็น SIP มาจากปี พ.ศ. 2564 เพื่อเป็นการเตรียมการสำหรับ WACC

จากปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญ นำมาวิเคราะห์ถึงแนวคิดเบื้องต้นในการกำหนดแผนงานเพื่อแสดงความสามารถ และสามารถผลักดันความสำเร็จของปัจจัยขับเคลื่อนดังกล่าวได้ ดังนั้น ในแต่ละปัจจัยขับเคลื่อนที่ได้วิเคราะห์ไว้ในเบื้องต้น จึงถูกกำหนดเป็นแผนปรับปรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพดังรูป ซึ่งแผนปรับปรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพจะถูกกำหนดเป็นปัจจัยนำเข้าที่สำคัญในการทบทวนหรือกำหนดแผนปฏิบัติการเชิงยุทธศาสตร์ระดับองค์กร

ขั้นตอนที่ 4 : เชื่อมโยงเป็นปัจจัยนำเข้าของการจัดทำแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ (AP) เพื่อส่งผลกระทบต่อความครบถ้วนของประเด็นในการพิจารณาสำหรับแผนยุทธศาสตร์และแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์



หมายเหตุ: อยู่ในแผนดำเนินการในอนาคตที่เป็น SIP มาจากปี พ.ศ. 2564 เพื่อเป็นการเตรียมการสำหรับ WACC

จากการวิเคราะห์แนวคิดเบื้องต้นในการกำหนดแผนงานเพื่อแสดงความสอดคล้อง และสามารถผลักดันความสำเร็จของปัจจัยขับเคลื่อนดังกล่าว จะถูกกำหนดเป็นแผนปรับปรุงเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และนำมาเป็นปัจจัยนำเข้าในการแสดงความเชื่อมโยงระหว่างแผนปฏิบัติการประจำปี ที่สำคัญขององค์กร โดยมีการกำหนดเป้าหมายในระดับแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ที่สอดคล้องกับการบรรลุความสำเร็จของปัจจัยขับเคลื่อนการดำเนินงานขององค์กร

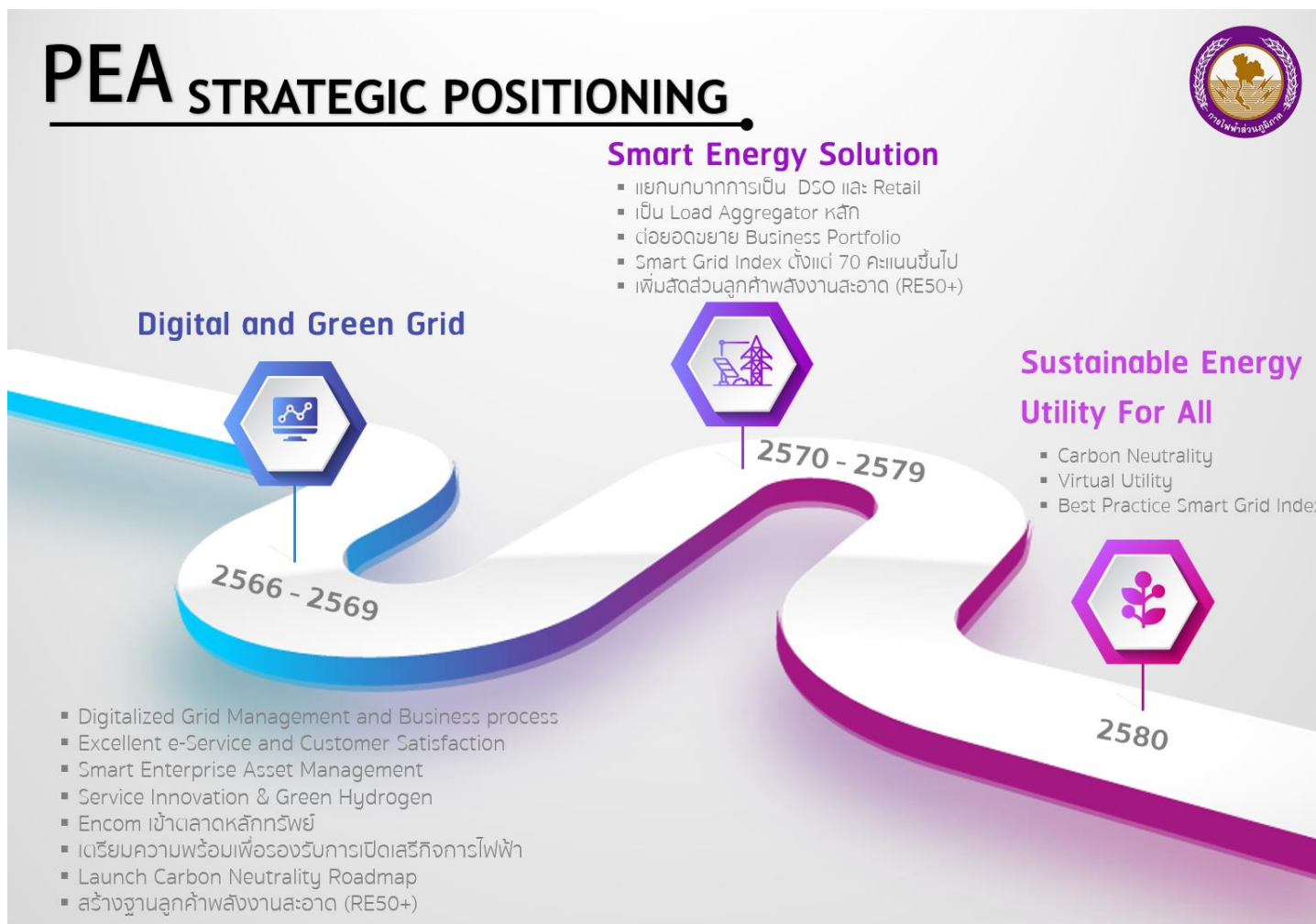
ตารางที่ 1 : การกำหนดเป้าหมายในระดับแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ที่สอดคล้องกับการบรรลุความสำเร็จของปัจจัยขับเคลื่อนการดำเนินงานขององค์กร

Strategic Improvement Plan	แผนปฏิบัติการประจำปี	ตัวชี้วัดระดับแผนปฏิบัติการประจำปี
S1 ยกระดับการบริหารองค์กรและทุนมนุษย์	■ HCM1.1 แผนงานจัดทำโครงการนำร่องเพื่อศึกษาการบูรณาการกำลังคนกับดิจิทัล โดยใช้ค่า FTE ในการควบคุมปริมาณคนให้เหมาะสมในแต่ละหน่วยงาน ■ HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากรและผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้านบริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหารองค์กร และความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ■ HCM2.2 แผนงานพัฒนากลไกในการสนับสนุนการจัดการความก้าวหน้าของบุคลากรที่เป็นคนรุ่นใหม่เพื่อรองรับทิศทางธุรกิจและทดแทนบุคลากรในตำแหน่งที่สำคัญ	■ จำนวน Full-time equivalent ที่ลดลงจากการปรับเปลี่ยนกระบวนการทางธุรกิจด้วยดิจิทัล ■ ค่าดัชนีการประสมอรรถประโยชน์ ■ ร้อยละของกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการพัฒนาตาม Future Competency (ด้านดิจิทัล-การตลาด-การบริหารธุรกิจ ฯลฯ) ■ ความสำเร็จในการพัฒนา Talent และ Successor
S2 ส่งเสริมและพัฒนาขีดความสามารถด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล (Digital Technology) ที่มีความมั่นคงปลอดภัยเพื่อการขับเคลื่อนองค์กรอย่างมีประสิทธิภาพ (Digital Transformation)	■ DT1.1 แผนงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform	■ ความสำเร็จของงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case)

Strategic Improvement Plan	แผนปฏิบัติการประจำปี	ตัวชี้วัดระดับแผนปฏิบัติการประจำปี
S4 พัฒนาระบบจำหน่ายที่ได้คุณภาพในระดับชั้นนำของภูมิภาค ตาม Grid Modernization Roadmap	- OM1.1 แผนงานยกระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid) - OM1.2 แผนงานควบคุมหน่วยสูญเสีย (Technical/Non-Technical) - OM2.1 แผนงานยกระดับคุณภาพระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า - OM2.2 แผนงานติดตามและแก้ไขปัญหาไฟดับของระบบจำหน่ายแรงต่ำ - OM 3.1 แผนงาน Grid Model Data Management (GMDM) - GM1.1 แผนงานยกระดับการเป็นผู้นำด้าน Smart Grid ในระดับภูมิภาค	- ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) - ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) - ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss) - ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ - ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ - ความสำเร็จของการมี Grid Model Data Management (GMDM) - ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)
S5 ยกระดับความพึงพอใจและความผูกพันของลูกค้าและกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	SCM2.1 แผนงานพัฒนา Digital Customer Experience	Net Promotor Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟผ.
S6 กำหนดทิศทางเชิงยุทธศาสตร์ ระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ	NM1.1 แผนงานการศึกษาแนวทางการเตรียมความพร้อมนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)
S7 ดำเนินงานตามแผนสำหรับธุรกิจเกี่ยวเนื่องและการบริหารกลุ่มผลิตภัณฑ์ (Product Portfolio)	NM2.1 แผนงานการดำเนินงานธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (Business Portfolio Implementation)	รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง
S9 ส่งเสริมบทบาท กฟผ. ในการขับเคลื่อนนโยบายการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	GM2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
S10 เติบโตอย่างยั่งยืนเพิ่ม Eco-efficiency	OC3.1 แผนงานการพัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral	ความสำเร็จของแผนงานการพัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral

2.6 ทิศทางและตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ (Strategic Positioning)

แผนภาพที่ 3 : ทิศทางและตำแหน่งทางยุทธศาสตร์



ตารางที่ 2 : ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์

	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
DSO - Grid Management & Asset Utilization - Coverage, Quality, and Reliability - Demand Responsive 	Stronger Grid - นำระบบการบริหารจัดการสินทรัพย์องค์กร (Enterprise Asset Management) มาใช้ในการบริหารจัดการ Critical Asset โดยทำการบริหารจัดการประสิทธิภาพของสินทรัพย์ (Asset Performance Management: APM) เพื่อนำไปสู่ Predictive Maintenance และสนับสนุนการตัดสินใจการปฏิบัติงานที่ดีขึ้น (วางแผนการบำรุงรักษาที่เหมาะสม และลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาที่ไม่จำเป็น) - ประยุกต์ใช้รูปแบบการจ่ายไฟ และเทคโนโลยีใหม่ สำหรับการก่อสร้าง/ปรับปรุงสถานี และระบบส่งไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความมั่นคง เชื่อถือได้ - ปรับปรุงระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำให้พร้อมกับการต้องการของประชากร เช่น เพื่อรองรับชีวิตวิถีใหม่และยานยนต์ไฟฟ้า รวมทั้งเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต วางระบบไฟฟ้า Microgrid & Solar PV ในพื้นที่ที่อยู่นอกโครงข่ายหลักเพื่อครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้า	Stronger Grid - บูรณาการข้อมูลสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าเพื่อบริหารจัดการความเสี่ยงตามสภาพของสินทรัพย์ (Condition Based Risk Management: CBRM) เพื่อใช้ในการตัดสินใจ และวางแผนการบำรุงรักษาอย่างมีประสิทธิภาพ ลดความเสี่ยงของอุปกรณ์ชำรุดในระหว่างการใช้งาน และผลกระทบอื่นๆ - ขยายขีดความสามารถระบบไฟฟ้า ด้วยเทคโนโลยีใหม่ เพื่อรองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงความต้องการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าจากบุคคลที่สาม (TPA) - การปรับปรุงโครงข่ายให้ Responsive มากขึ้น และ พั่นตัวได้เร็ว (Resilience) รองรับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีระบบไฟฟ้า เช่น EV และ Prosumer	Stronger Grid - บูรณาการข้อมูลสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าเพื่อทำการบำรุงรักษาแบบ Reliability Centered Maintenance (RCM) เพื่อช่วยในการตัดสินใจวางแผน และบำรุงรักษาสินทรัพย์ที่มีประสิทธิภาพสูงสุด - ระบบโครงข่ายมีความพร้อมเชื่อมต่อพลังงานสะอาดได้ตามนโยบายของภาครัฐ
	Smarter Grid - ยกระดับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ Smart Meter ในโครงการนำร่องเมืองพัทยาให้สมบูรณ์ ทั้งในด้านการติดตั้ง Smart Meter และ SMOC / MDMS และขยายผลครอบคลุมทุกพื้นที่ที่มีศักยภาพ - พัฒนา/ขยายผลระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) และทำ Demand Response เพื่อยกระดับการบริหารจัดการพลังงานรองรับ DERs และยานยนต์ไฟฟ้า - พัฒนาระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RE Forecast) และการทดลองใช้งานในพื้นที่นำร่อง - พัฒนา PEA Micro Grid Roadmap พร้อมขยายผล Micro Grid เพื่อยกระดับการให้บริการพลังงาน และรองรับบริการพลังงานรูปแบบใหม่	Smarter Grid - ศึกษาผลกระทบของ V2G (Vehicle-to-grid) และศึกษาความเป็นไปได้เพื่อนำมาใช้ช่วย support ระบบโครงข่าย - Smart Grid Index ดีกว่าค่าภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกอย่างน้อย 2 ใน 7 ด้าน (เช่น ด้าน Data Analytic และ Customer Satisfaction หรือ DERs integration) - ขยายผลระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ และ Demand Response ครอบคลุมทุกพื้นที่ที่มีศักยภาพ พร้อมการทดลองให้บริการเชิงธุรกิจ - ขยายผลระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่เหมาะสม รวมถึง VSPP/SPP/Prosumer	Smarter Grid - Smart Grid Index ดีกว่าค่าภูมิภาคเอเชียแปซิฟิกอย่างน้อย 3 ใน 7 ด้าน (เช่น ด้าน Green Energy) - เพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้าอัจฉริยะ ให้รองรับการให้บริการพลังงานรูปแบบใหม่ มีความยืดหยุ่นสูงต่อการปรับเปลี่ยนในอุตสาหกรรมพลังงาน และมีมาตรฐานการจัดการระบบเทียบเท่าในระดับภูมิภาคสามารถเทียบเคียงได้ - มีความสามารถเป็นผู้ให้บริการพัฒนาระบบไฟฟ้าอัจฉริยะสำหรับพื้นที่เฉพาะ เช่น นิคมอุตสาหกรรม เมืองใหญ่ (Smart Industrial estate, Smart City)

DSO - Grid Management & Asset Utilization - Coverage, Quality, and Reliability - Demand Responsive 	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
	Smarter Grid - พัฒนา PEA ESS Roadmap ทั้งระดับ Grid Scale และ End user พร้อมทั้งมีการนำ ESS ประยุกต์ใช้งานสำหรับพื้นที่นาร่อง - พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับการบริหารจัดการการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV Platform / Charging Management System) - จัดทำ Cyber Security	Smarter Grid - ขยายผล Micro Grid พร้อมทดลองการให้บริการ Micro Grid ในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมและเมืองใหญ่ - ขยายผลการใช้งาน ESS ในระดับ Grid-Scale และ End user และพัฒนาสู่การให้บริการเชิงพาณิชย์ - ขยายผลและเพิ่มประสิทธิภาพระบบไฟฟ้า EV Platform / Charging Management System - ศึกษา Virtual Power Plant	Smarter Grid มีการทำ Virtual Power Plants (VPPs) & Flexibility Lab หรือ การใช้เทคโนโลยี Network Digital Twin, Asset Digital Twin เพื่อเป็นแพลตฟอร์มผลกระทบของ DERs และรองรับการเพิ่มสัดส่วนพลังงานสะอาด
	Carbon Neutrality - ประเมิน Carbon Footprint และจัดทำ Carbon Neutrality Roadmap พร้อมดำเนินการตามแผน และขยายผล Green Financing - ลด GHG Scope 1 & Scope 2 มากกว่าร้อยละ 20 ของ Carbon Footprint Baseline	Carbon Neutrality - ดำเนินการตาม Carbon Neutrality Roadmap - ลด GHG Scope 1 & Scope 2 มากกว่าร้อยละ 35 ของ Carbon Footprint Baseline	Carbon Neutrality - ขยายผลเข้าสู่การจัดการสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืนทั้งภายในและภายนอกองค์กร - ลด GHG Scope 1 , 2 และ 3 มากกว่าร้อยละ 50 ของ Carbon Footprint Baseline

Energy Exchange preparation 	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
	- มีฐานข้อมูล Load Big Data ครอบคลุมพื้นที่ให้บริการ และการวิเคราะห์เชิงลึก (Data analytics) พร้อมใช้งาน - ต่อยอดทางธุรกิจเพื่อเพิ่มมูลค่าของธุรกิจ กลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการ (Portfolio) เขตเมืองพัทยา (Enhance value of Portfolio)	ต่อยอดทางธุรกิจเพื่อเพิ่มมูลค่าของ กลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการ (Enhance the value of Portfolio) : 4 เมืองใหญ่	วิเคราะห์ข้อมูลเชิงลึก เพื่อต่อยอดธุรกิจรองรับ Retail Market
	- สรุปโครงสร้างและอัตราค่าบริการ (Wheeling Charge, Backup Rate, และ TPA) เพื่อรองรับการแข่งขัน - เตรียมความพร้อมโครงการนำร่องตลาดซื้อขายไฟฟ้า ผ่านการวางระบบโครงข่าย และหลักเกณฑ์การซื้อขายทั่วประเทศ - ศึกษาเตรียมความพร้อมและขยายขอบเขตของ Forward Market - ศึกษาตลาด Wholesale Market - ศึกษาและดำเนินการเรื่อง Account Unbundling	- รวบรวมข้อมูล Distributed Generators (DG) และลูกค้าเพื่อการปรับธุรกิจส่วน Retailer เป็น Load Aggregator และ Trader/ Broker เมื่อเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - เปิดเสรีการซื้อขายไฟฟ้าในพื้นที่ที่ระบบ Smart Grid มีความสมบูรณ์ รวมถึงเป็น ผู้นำด้านการจัดการไฟฟ้า (Main Player) - ขยายขอบเขตของตลาด Forward Market ให้ครอบคลุมทั้งประเทศ - ขยายขอบเขตตลาด Wholesale Market - ศึกษาการปรับโครงสร้างองค์กรที่รองรับตลาด Retail Market - ศึกษาและดำเนินการเรื่อง Legal Unbundling	ขยายขอบเขตตลาด Retail Market

 Customer Excellence • Better Service • Customer Relationship Management (CRM) • User Data • Upsell opportunity • Manage complaint	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
	Digital Service - สร้างความสัมพันธ์กับลูกค้าที่เพิ่มขึ้นด้วยการปรับปรุง Digital Touchpoint ปรับปรุงการสื่อสาร ทั้ง Voice และ Non-voice เช่น การรับเรื่องร้องเรียนจากลูกค้าผ่านช่องทางออนไลน์ - ประเมินความพึงพอใจของลูกค้า ผ่านช่องทางดิจิทัล - ให้บริการ e-Service ที่ครอบคลุมมากขึ้น : การขอใช้ไฟฟ้า, โอนชื่อ, เปลี่ยนหลักทรัพย์ค้ำประกัน, บริการด้านมิเตอร์, การจดหน่วย-แจ้ง-ชำระค่าไฟฟ้า-ใบเสร็จ, งดจ่ายไฟและจ่ายไฟคืน	Digital Service - พัฒนาทุกบริการของสำนักงานใหญ่ และ กฟฟ.ย่อยเป็นดิจิทัล (Fully Digitalized Services) - ความพึงพอใจลูกค้าทุกกลุ่มเพิ่มขึ้น - ขยายฐานลูกค้ากลุ่มใหม่ จากธุรกิจใหม่	Digital Service ความพึงพอใจลูกค้าทุกกลุ่มเพิ่มขึ้น
	ต้นทุนการให้บริการลูกค้า (Service Cost) ต่อปี ไม่ต่ำกว่า 200 ล้านบาท ประเมินการจากการลดต้นทุนจากการใช้เทคโนโลยีดิจิทัลในการให้บริการ	ต้นทุนการให้บริการลูกค้า (Service cost) ลดลง ไม่ต่ำกว่า 1,400 ล้านบาท (ประเมินการจากการลดต้นทุนจากการใช้เทคโนโลยีดิจิทัลในการให้บริการ)	สัดส่วนต้นทุนการให้บริการลูกค้าต่อมูลค่ายอดขาย (Ratio of customer service cost per sale) ลดลง 1%
	Customer Data Analytics - Cleansing ข้อมูลลูกค้าระบบดิจิทัลให้เป็นปัจจุบัน เพื่อให้ใช้ประโยชน์ในการให้บริการลูกค้าได้จริง - ใช้ระบบ CRM (Customer Relationship Management) เพื่อการตลาดและการให้บริการลูกค้า - Customer Data Lake & Data Warehouse (Integrated with PEA Big Data) - วิเคราะห์ลูกค้าเชิงลึก (Data analytics) - High-Value Customer Analytic มีการนำฐานข้อมูลลูกค้า High-Value และลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรม มาเริ่มใช้ทดสอบในวงจำกัด (ทำ Sandbox) - สร้างความภักดี/ ความผูกพันของลูกค้า (Engagement) ผ่านช่องทางดิจิทัล และสร้างแบรนด์	Customer Data Analytics - Analytic Models Implementation (Descriptive, Predictive, Prescriptive) - ประมวลผลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าเพื่อนำเสนอ Energy Efficiency Solution และผลิตภัณฑ์/ บริการอื่น ๆ แบบเฉพาะราย (Personalized) จากข้อมูลที่ได้รับจาก Smart Meter เป็น Customer Service Solution - ใช้ Big Data สร้างประโยชน์เชิงพาณิชย์ - ประชาสัมพันธ์สร้างความตระหนักของลูกค้าในการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพสอดคล้องตามพฤติกรรมและอุปสงค์ ตลอดจน การลด Carbon Footprint โดยอาจเริ่มเป็นกิจกรรมระดับรายเดือน จากข้อมูลพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้ารายเดือน	Customer Data Analytics สร้างความผูกพันของลูกค้าผ่านช่องทางการตลาด เพื่อส่งเสริมการมีส่วนร่วมของลูกค้าในการประหยัดพลังงานผ่านกิจกรรม เช่น การสะสมเครดิต ที่เกี่ยวข้องกับการประหยัดพลังงานและ Carbon Footprint (Green Credit) แบบละเอียดขึ้นตามช่วงเวลา

Business Model •Competitive •Diversification •Profitability	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
	การพัฒนาบริษัทในเครือ & New Business - ดำเนินการตาม Way of conduct ระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือให้ครบถ้วน สามารถผลักดัน PEA ENCOM ให้พร้อมและเข้าตลาดหลักทรัพย์ พร้อมสร้าง Business Flagship และมีทิศทางที่ชัดเจนสำหรับ Business Alignment - ศึกษาการบริหารจัดการของเสีย ชากโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ เพื่อเป็นแนวทางการดำเนินธุรกิจให้บริษัท พีโอเ อีคอม ฯ	การพัฒนาบริษัทในเครือ & New Business - ผลักดัน PEA ENCOM ให้เป็น Holding Company - สร้างกลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการที่มีความได้เปรียบ (Advantage Portfolio) ในธุรกิจของ กฟผ. เช่น Microgrid Management และ/หรือ Metering and Billing - สร้างเครือข่ายพันธมิตรที่จำเป็นในการประกอบธุรกิจ เช่น Super Application Platform การร่วมพัฒนา Smart Residence และ Smart City - ธุรกิจให้คำปรึกษาด้านการประหยัดพลังงาน (Energy Efficiency Solution & Consultancy) ที่ออกแบบเฉพาะสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า - ขยายผลเทคโนโลยี Green Hydrogen มาใช้งานในระบบไฟฟ้า ทดลองให้บริการเชิงพาณิชย์ และศึกษาพัฒนาแหล่งผลิตพลังงานรูปแบบใหม่ - ขยายผลการบริหารจัดการของเสีย ชากโซลาร์เซลล์และแบตเตอรี่ ทดลองให้บริการเชิงพาณิชย์	การพัฒนาบริษัทในเครือ & New Business - Market Leader โดยประเมินจากส่วนแบ่งตลาด (Market Share) ใน 3 อันดับแรกของธุรกิจเกี่ยวเนื่องอย่างน้อย 2 ผลิตภัณฑ์/บริการ - มีธุรกิจ Green Hydrogen จากโครงการนำร่อง
	การจัดการด้านแพลตฟอร์มซื้อขายพลังงาน พัฒนา Platform ด้านบริหารจัดการพลังงาน บรรลุ ทั้ง Output และ Outcome	การจัดการด้านแพลตฟอร์มซื้อขายพลังงาน - พัฒนาแพลตฟอร์มตลาดกลางซื้อขายพลังงานไฟฟ้า และต่อยอดสู่การพัฒนา Digital Platform ต่างๆ สู่เชิงพาณิชย์ เป็นผู้นำตลาด และเชื่อมโยงกับฐานข้อมูลพลังงาน - กฟผ. เป็นผู้นำตลาดการซื้อขายพลังงานโดยพิจารณาจากส่วนแบ่งตลาดในอนาคต	การจัดการด้านแพลตฟอร์มซื้อขายพลังงาน พัฒนา Digital Platform สำหรับ Retail Market
	Innovation - ขยายผลเชิงธุรกิจของชิ้นงานนวัตกรรม เช่น PUPA Plug และ PEA Volta ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจ EV และ EV Charging Station - พัฒนานวัตกรรม บริการใหม่ ๆ (Service Innovation) ให้เหมาะสมกับการให้บริการของ กฟผ. - ศึกษาและวิจัยเทคโนโลยี Green Hydrogen ที่เหมาะสมเพื่อการเสริมความมั่นคงในการจ่ายไฟของ กฟผ. พร้อมทั้งจัดทำโครงการนำร่องเพื่อทดสอบใช้งาน รวมถึงศึกษาความเป็นไปได้ในการดำเนินธุรกิจเกี่ยวเนื่องในอนาคต (ปี 2568 - 2569)	Innovation - ต่อยอดและศึกษาเครื่องมือและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานในระดับประเทศเพื่อพัฒนาและออกแบบนวัตกรรมทางสังคม (Service Innovation : SI) เพื่อมุ่งหวังแก้ปัญหาทางสังคมด้านสิ่งแวดล้อมในภาพรวม - พัฒนานวัตกรรมบริการ (SI) ให้เหมาะสมกับความต้องการของตลาด เพื่อพัฒนาและต่อยอดสู่ธุรกิจเสริมของ กฟผ.	Innovation - ขยายวงจรชีวิตของสินทรัพย์มูลค่าการลงทุนสูง - พัฒนานวัตกรรมด้านพลังงานสะอาด หรือนวัตกรรมเพื่อเพิ่ม Eco-Efficiency มุ่งหวังให้เกิดความยั่งยืนขององค์กร (CO2 emission-to-sales ratio)



HR/OD (HR/ Organizational Development) - Engagement and Proactive Culture - Job satisfaction - Skill and Mindset - Knowledge management continuity - Lean	 Digital and Green Grid ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด 2566 - 2569	 Smart Energy Solution ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ 2570 - 2579	 Sustainable Energy Utility For All องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน 2580
	- สร้างเสริม ปรับปรุงระบบดิจิทัล เพื่อให้สามารถทดแทนคนและลดเวลาได้จริง รวมทั้งปรับกระบวนการทำงานให้กระชับ - Upskill & Reskill บุคลากรให้เหมาะสมกับแต่ละหน่วยงาน เช่น ด้านดิจิทัล ด้านการบริหารจัดการข้อมูล ด้านบริหารธุรกิจและการตลาด - มีบุคลากรทางดิจิทัล อาทิ IT, Data Analyst, Data Scientist, Data Engineer ที่เพียงพอ - วางแผน Succession Plan และ EDP (Executive Director Pool) ที่มีทักษะทั้งทางด้านธุรกิจ ด้านเทคนิคเฉพาะและมีทักษะการนำองค์กร - นำเทคโนโลยี AI มาทดแทนการทำงานเพื่อลดจำนวนบุคลากรเท่าที่จำเป็น อย่างน้อยสายงาน/สำนักละ 1 กระบวนงาน	- จัดหาและพัฒนาบุคลากรด้านการวางแผนโครงข่าย การเชื่อมต่อ DERs (Distributed Energy Resource) เพื่อให้สามารถบริหารจัดการพิจารณาการเชื่อมต่อแหล่งพลังงานสะอาด Prosumer หรือ โหลดการใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ เตรียมความพร้อมของส่วนงาน Flexibility Lab (ห้องปฏิบัติการจำลองระบบโครงข่ายไฟฟ้า) - เพิ่มสัดส่วนพนักงานด้าน Product Management User Interface and User Experience - การปรับเปลี่ยนทัศนคติองค์กรโดยการปรับเปลี่ยนการทำงานในรูปแบบเชิงรุก (Proactive) ผ่านการให้ความรู้ การสร้างแรงจูงใจ (Motivate) และการคัดเลือกบุคลากรที่เหมาะสมกับตำแหน่ง (Ability to perform) - Human Capital for Business สร้างทีมการขายและการตลาดและทีมธุรกิจเพื่อเป็นทีมปั้นธุรกิจ (Launch Pad) ในการแนะนำผลิตภัณฑ์และบริการใหม่ ๆ สู่ตลาด - Digital-based HRD Platform : แพลตฟอร์มพัฒนาบุคลากรด้วยระบบดิจิทัล - Cloud-based Virtual Training	- HR Business Partner เพื่อสร้างความสามารถในการแข่งขันอย่างยั่งยืน - การวาง Personal Career Path ด้วย AI และ Big Data - การจำลองสถานการณ์ในโลกเสมือน (Virtual Metaverse for Specific Function) เพื่อทดสอบและฝึกฝนพนักงาน
	Lean Enterprise - โครงสร้างองค์กรระยะ 2 บรรลุเป้าหมาย - ใช้ Government Lean & Lean Six Sigma ระบุและมุ่งเน้นการกำจัดความสูญเปล่า (8 Wastes) ตามหลัก ECRS (Eliminate-Combine-Rearrange-Simplify)	Lean Enterprise - โครงสร้างองค์กรระยะ 3 บรรลุเป้าหมาย - Job Analysis ลำดับความสำคัญของส่วนงานและตำแหน่งงาน เพื่อทบทวนตำแหน่งงานและอัตรากำลังในงานที่มีนัยสำคัญต่อการดำเนินงาน Grid Modernization	Lean Enterprise ประเมินผลการลด 8 Wastes และทบทวน Job Analysis อย่างต่อเนื่อง พร้อมดำเนินการปรับปรุงโครงสร้างองค์กรและกระบวนการ เพื่อเพิ่มความคล่องตัว ตามหลัก ECRS
	Financial Goal  EBITDA = 47,169 ล้านบาท เป้าหมายปี พ.ศ. 2566	Financial Goal  EBITDA = 52,518 ล้านบาท เป้าหมายปี พ.ศ. 2570	Financial Goal  EBITDA = 73,749 ล้านบาท เป้าหมายปี พ.ศ. 2580

บทที่ 3

การระบุปัจจัยเสี่ยง การประเมินความเสี่ยง และการตอบสนองความเสี่ยง

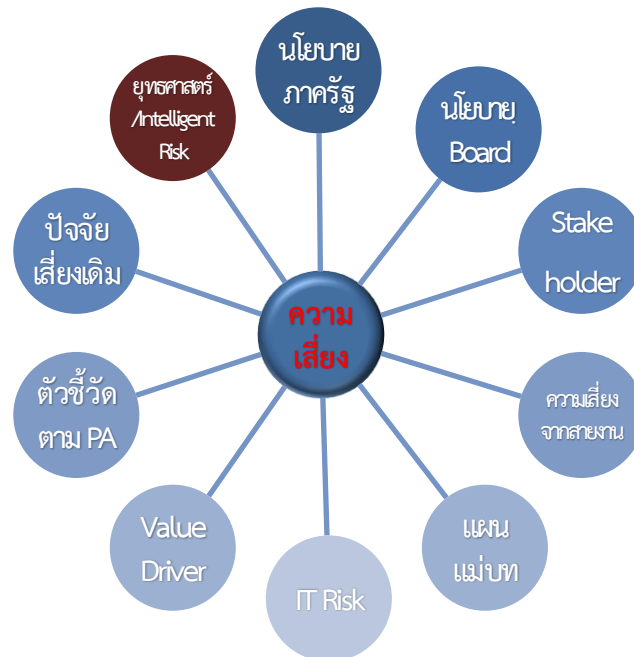
กฟผ. มีกระบวนการบริหารจัดการความเสี่ยงองค์กรที่สอดคล้องกับระบบการบริหารความเสี่ยงที่ถือเป็นมาตรฐานสากล COSO ERM 2017 โดยเป็นการบริหารความเสี่ยงลักษณะเชิงรุก มีการกำหนดนโยบายการบริหารความเสี่ยง วัตถุประสงค์ขององค์กร การระบุประเภทของความเสี่ยง แบ่งออกเป็น 4 ด้านได้แก่ ด้านกลยุทธ์ (Strategic risk) ด้านการดำเนินงาน (Operational risk) ด้านการเงิน (Financial risk) และด้านการปฏิบัติตามกฎระเบียบ (Compliance risk) การประเมินความเสี่ยงผ่านมุมมองของโอกาสและผลกระทบ การกำหนดมาตรการจัดการความเสี่ยง รวมถึงการติดตามรายงานผลการบริหารความเสี่ยง นอกจากนี้การบริหารความเสี่ยงควรมีการเชื่อมโยงและบูรณาการอย่างทั่วถึงทั้งองค์กร ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดของแต่ละขั้นตอนดังต่อไปนี้

3.1 การระบุปัจจัยเสี่ยง (Risk Identification)

การระบุปัจจัยเสี่ยง (Risk Factors) ในระดับองค์กรเป็นการระบุปัจจัยที่มีผลกระทบในเชิงลบต่อยุทธศาสตร์/เป้าหมายขององค์กร รวมทั้งการพิจารณาความเสี่ยงในการบริหารโอกาสตามโอกาสที่มีการวิเคราะห์ ใน SWOT องค์กร ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญขององค์กร ((Value Driver)) Intelligent Risk รวมทั้งการปฏิบัติงานในระดับองค์กร โดยมีประเด็นสำคัญที่นำมาพิจารณาในการระบุปัจจัยเสี่ยง ประกอบด้วย

- วิสัยทัศน์ ภารกิจ ค่านิยม วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ ยุทธศาสตร์ กลยุทธ์ ตัวชี้วัดองค์กร และแผนแม่บทต่างๆ
- ปัจจัยภายในและภายนอกที่เกิดขึ้นในธุรกิจ/อุตสาหกรรม
- โอกาสที่มีการวิเคราะห์ ใน SWOT องค์กร
- ปัจจัยขับเคลื่อนที่สำคัญขององค์กร (Value Driver)
- Intelligent Risk
- เหตุการณ์ร้าย ภัยพิบัติต่างๆ ที่อาจจะเกิดขึ้น ภัยคุกคามทาง Cyber
- การเปลี่ยนแปลงทางเศรษฐกิจ การเมือง เทคโนโลยีต่างๆ ที่เกิดขึ้นระหว่างปี
- นโยบายของคณะกรรมการ และผู้บริหารขององค์กร
- นโยบายการกำกับ กฎระเบียบของภาครัฐ (Compliance)
- ความต้องการความคาดหวังของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Supply Chain)
- ความเสี่ยงที่หลงเหลือ (Residual Risk) และความเสี่ยงที่สำคัญจากปีก่อนหน้า
- ตัวชี้วัดตามบันทึกข้อตกลงการประเมินผลการดำเนินงานของ สคร. (PA)

แผนภาพที่ 4 : ประเด็นสำคัญในการพิจารณาในการระบุปัจจัยเสี่ยง

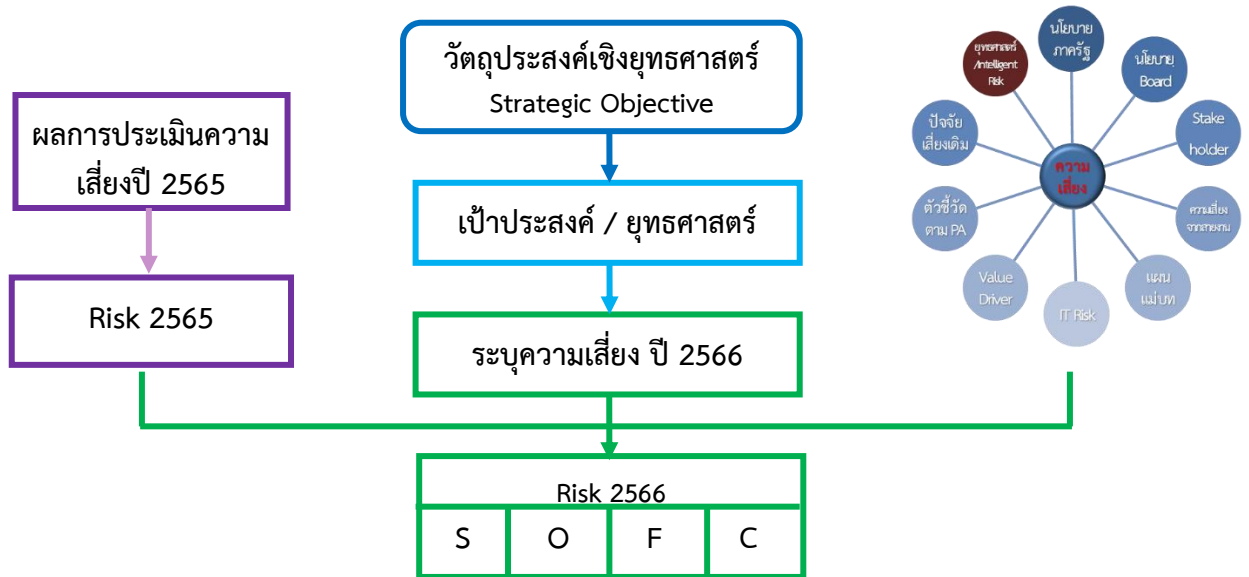


กฟผ. ได้มีการรวบรวมปัจจัยเสี่ยงที่มีอยู่ (Inherent Risk) โดยปัจจัยเสี่ยงที่ระบุ จะถูกพิจารณาแบ่งออกเป็นความเสี่ยงประเภทต่างๆ ตามแนวทางของ COSO ERM ซึ่งแบ่งความเสี่ยงออกเป็น 4 ประเภท ได้แก่

- ความเสี่ยงด้านกลยุทธ์ (Strategic Risk)
- ความเสี่ยงด้านการเงิน (Financial Risk)
- ความเสี่ยงด้านการดำเนินงาน (Operational Risk)
- ความเสี่ยงด้านการปฏิบัติตามกฎระเบียบ (Compliance Risk)

ซึ่งการระบุปัจจัยเสี่ยงให้มีความครบถ้วนและสอดคล้องตามยุทธศาสตร์ขององค์กร รวมทั้งโอกาสตามที่วิเคราะห์ใน SWOT รวมทั้ง การวิเคราะห์ Intelligent Risk ในกระบวนการจัดทำแผนยุทธศาสตร์นั้น การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้พิจารณาจากความสอดคล้องกับกลยุทธ์องค์กร การลงทุนประจำปี การเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีที่อาจมีผลกระทบต่อองค์กร ลูกค้า คู่แข่ง งบประมาณ บุคลากร แผนปฏิบัติการประจำปี ตัวชี้วัดขององค์กร รวมถึงการวิเคราะห์ SWOT และเหตุการณ์ (Incident) ที่เกิดขึ้นในระหว่างปี และเหตุการณ์ (Incident) ที่เกี่ยวข้องกับ Stakeholder ขององค์กร รวมทั้งโอกาสที่จะเกิดขึ้นทั้งระยะสั้น และระยะยาว โดยการพิจารณาว่าปัจจัยเสี่ยงใดจะถูกยกระดับขึ้นเป็นปัจจัยเสี่ยงขององค์กร ได้ผ่านการพิจารณาว่ามาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิมขององค์กรสามารถควบคุมระดับความเสี่ยงให้อยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้หรือไม่ หากมาตรการที่มีอยู่ไม่เพียงพอ องค์กรจำเป็นต้องจัดทำเป็นแผนบริหารความเสี่ยง เพื่อลดระดับความรุนแรงดังกล่าว

แผนภาพที่ 5 : แนวทางในการระบุความเสี่ยง



จากการที่ได้มีการกำหนดตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ ของ กฟผ. ในระยะสั้น กลาง และยาว เพื่อเป็น
การผลักดันแนวทางการดำเนินธุรกิจ และเป้าหมายขององค์กรให้เกิดการบรรลุวิสัยทัศน์ขององค์กรที่กำหนด
โดยแบ่งออกเป็น 3 ระยะ สรุปดังนี้

- ระยะสั้น (ปีที่บรรจุ 2566 - 2569) : ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด (Digital and Green Grid)
- ระยะกลาง (ปีที่บรรจุ 2570 - 2579) : ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ (Smart Energy Solution)
- ระยะยาว (ปีที่บรรจุ 2580) : องค์กรด้านพลังงานอย่างยั่งยืน (Sustainable Energy Utility For All)

ในการวิเคราะห์ Intelligent Risk ได้ทำการวิเคราะห์ที่จะส่งผลหรืออาจเกิดขึ้นได้ที่จะทำให้ กฟผ. ไม่บรรลุตามตำแหน่งทางยุทธศาสตร์และระยะทั้ง 3 ระยะของตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ โดยเป็นการวิเคราะห์ประเด็นจากผลที่ได้จากวิเคราะห์และกำหนด Milestones ในแต่ละระยะ (3 ระยะ) ที่กำหนดเป้าหมายแต่ละด้านไว้ เพื่อวิเคราะห์ประเด็นที่จะส่งผลความไม่แน่นอนที่จะไม่บรรลุเป้าหมายตามตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ที่กำหนดไว้

จากการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยง (Intelligent Risk) ผ่านการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงของตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ในแต่ละระยะเพื่อพิจารณาว่ามีเป้าหมายอย่างไรบ้างเพื่อผลักดันการดำเนินงานขององค์กรให้บรรลุตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ และเป้าหมายในแต่ละระยะของ กฟผ. ที่กำหนดไว้ เพื่อให้การบริหารความเสี่ยงรองรับต่อตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ (Strategic Positioning) ในแต่ละระยะ โดยสามารถสรุป Intelligent Risk ดังนี้

ตารางที่ 3 : Intelligent Risk ของแต่ละตำแหน่งทางยุทธศาสตร์

ปีที่ บรรลุ	ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์	Intelligent Risk
2566- 2569	ระบบดิจิทัลรองรับพลังงานสะอาด (Digital and Green Grid)	1. ความล่าช้าในการปรับปรุงฐานข้อมูลให้เป็นปัจจุบัน (GIS) รวมทั้งการรวมศูนย์ และเชื่อมต่อข้อมูลในระบบต่าง ๆ เช่น SCADA, ADM, GIS, ERP ส่งผลต่อความสามารถในการวิเคราะห์เชิงลึก (Smart Grid Analytic) 2. ไม่สามารถสรรหาบุคลากรด้านดิจิทัล (เช่น Data Analytic, Data Engineer, Data Scientist) ได้เพียงพอ และไม่เท่าทันต่อความต้องการ 3. การเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็วของเทคโนโลยี อาจทำให้เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ ไม่เหมาะสมในอนาคต 4. คุณภาพหรือความพร้อมของระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำไม่เพียงพอ หรือไม่เท่าทันสำหรับการรองรับอุปสงค์ของรถยนต์พลังงานไฟฟ้า (EV) 5. ความล่าช้าในการปรับปรุงโครงการเมืองพัทยา ให้สมบูรณ์ และขาดการต่อยอดทางธุรกิจเพื่อเพิ่มมูลค่าของ Business Portfolio 6. ความล่าช้าในการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้า และ Smart Meter รวมถึงการพัฒนาโครงข่ายใน 4 เมืองใหญ่ตามแผนงาน Smart Grid 7. การพัฒนาแพลตฟอร์มซื้อขายพลังงานล่าช้า หรือไม่เป็นไปตามเป้าหมาย 8. ปัญหาในการกำหนดหลักเกณฑ์และอัตรา Wheeling Charge และ TPA และผลลัพธ์ไม่เอื้อต่อกิจการของ กฟผ. 9. นโยบายด้านราคาไฟฟ้าตามข้อกำหนดภาครัฐ ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจ หรือความผูกพันของลูกค้า โดยเฉพาะกลุ่ม High Value

ปีที่ บรรลุ	ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์	Intelligent Risk
		10. ลูกค้านขาดการรับรู้ (Awareness) ในช่องทางดิจิทัลใหม่ ๆ ของ กฟภ. และ/หรือ ลูกค้าฐานรากขาดความพร้อม หรือความสามารถในการใช้บริการดิจิทัล ใน Touchpoint ต่าง ๆ ทำให้การใช้บริการ (Adoption Rate) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย 11. ขาดการดำเนินการตามแนวทางปฏิบัติ (Way of conduct) ระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือที่ส่งเสริมการทำงานระหว่างกัน รวมทั้งไม่สามารถกำหนด Flagship ให้บริษัทในเครือได้อย่างชัดเจน 12. ไม่สามารถผลักดันบริษัท PEA ENCOM เข้าตลาดหลักทรัพย์ได้ตามเป้าหมาย 13. โครงสร้างองค์กรไม่รองรับต่อการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า 14. ไม่สามารถพัฒนา Digital Process และ Digital Service เพื่อลดพนักงานในกระบวนการที่เกี่ยวข้องได้ตามเป้าหมาย 15. พนักงานในองค์กรขาด Future Competencies ที่จำเป็นหรือขาดความกระตือรือร้นในการปรับตัวให้เข้ากับการเปลี่ยนแปลง ทำให้การปรับเปลี่ยนองค์กร (Transformation) เป็นไปได้อย่างไม่เต็มประสิทธิภาพ 16. ปัญหาด้านความสามารถในการผลักดันโครงการ Government Lean & Lean Six Sigma ให้แล้วเสร็จ หรือให้ได้ผลลัพธ์ตามเป้าหมาย 17. ความล่าช้าในการพัฒนา ลงทุน หรือจัดหา Grid ESS ที่เหมาะสม และคุ้มค่าต่อการลงทุน

ปีที่ บรรลุ	ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์	Intelligent Risk
		18. ความล่าช้าในการศึกษาการบริหารจัดการของ เสี่ยงและ ซากโซล่าเซลล์และแบตเตอรี่ และพบว่า ไม่เฝ้าต่อผลประกอบการทางการเงินของ กฟผ. 19. EBITDA ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย
2570- ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ	2579 (Smart Energy Solution)	1. การเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็วของเทคโนโลยี อาจทำ ให้เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ ไม่เหมาะสมในอนาคต 2. การพัฒนา Smart Grid Index ล่าช้าและไม่สามารถ เทียบเคียงได้กับหน่วยงานในระดับ ภูมิภาค 3. โครงสร้างและอัตราค่าบริการ (Wheeling Charge และ TPA) ที่กำหนด ไม่รองรับการแข่งขัน 4. ความล่าช้าในการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า รวมถึง การพัฒนาองค์กรให้กลายเป็น Main Player 5. ปัญหาด้านการใช้งานของระบบ Digital Platform ในด้านบริหารจัดการพลังงาน 6. ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟผ. ขาดความสามารถ ไม่ตอบ รับ หรือขาดความพึงพอใจต่อการให้บริการ ระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ 7. นโยบายราคารับซื้อไฟฟ้าในการเปิดเสรีกิจการ ไฟฟ้าทำให้ Prosumer เพิ่มส่วนแบ่งตลาดอย่าง มีนัยสำคัญ ส่งผลต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ. 8. บริการ Digital Service / Touchpoint ที่ ปรับปรุงหรือพัฒนา ไม่สอดคล้องกับทิศทางของ เทคโนโลยีและความต้องการของผู้ใช้บริการ 9. กลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการที่มีความได้เปรียบ (Advantage Portfolio) ในธุรกิจของ กฟผ. ไม่สามารถสร้างมูลค่าทางธุรกิจได้ตามเป้าหมาย 10. การผลักดัน PEA ENCOM ให้เป็น Holding Company ล่าช้า

ปีที่ บรรลุ	ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์	Intelligent Risk
		11. การวิเคราะห์และจัดทำ Customer Data Analytics ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย 12. ขาดการรับรู้ในการนำนวัตกรรมทางเทคโนโลยีมาใช้ เช่น Blockchain หรือการบริหารจัดการและปกป้องข้อมูล และบำรุงรักษาสินทรัพย์แบบอัตโนมัติ ทำให้เกิดข้อจำกัดในการเพิ่มประสิทธิภาพและขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมทั้งการใช้ทักษะทางการเงินขั้นสูงในตลาดซื้อขายไฟฟ้า เช่น การบริหารจัดการ Forward Market 13. Future Competencies ในองค์กรที่จำเป็น เช่น ด้านดิจิทัล (ทั้งขั้นสูงและระดับผู้ใช้งาน) ด้านบริหารธุรกิจ (บริษัทในเครือ) การขายและการตลาด (เช่น Product Management, User Interface และ User Experience) มีไม่เพียงพอต่อการแข่งขัน 14. ประสบปัญหาในการสรรหาบุคลากรเพื่อเพิ่มตำแหน่งงาน และอัตรากำลังในงานที่มีนัยสำคัญต่อ Grid Modernization และการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า 15. Digital Process และ Digital Service ไม่สามารถลดปริมาณงาน และ FTE ของพนักงานเพื่อลดอัตรากำลังในกระบวนการที่เกี่ยวข้องได้ตามเป้าหมาย 16. พนักงานไม่กระตือรือร้นในการปรับตัวตอบรับกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า เช่น การปรับโครงสร้างองค์กร การปรับลดหรือย้ายส่วนงาน/ตำแหน่งงาน และ Business Model ใหม่ 17. ไม่สามารถขยายขอบเขตของตลาด Forward Market ให้ครอบคลุมทั้งประเทศ

ปีที บรรลุ	ตำแหน่งทางยุทธศาสตร์	Intelligent Risk
		18. โครงการ Green Hydrogen ไม่สามารถบรรลุ วัตถุประสงค์ในการจัดทำเท่าที่มีความคาดหวัง 19. EBITDA ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย
2580	องค์กรด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืน (Sustainable Energy Utility For All)	1. การเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็วของเทคโนโลยี อาจทำให้เทคโนโลยีที่จะนำมาใช้ ไม่เหมาะสมในอนาคต 2. โครงข่ายระบบไฟฟ้า Smart Grid ไม่สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าได้ 3. การพัฒนา Smart Grid Index ล่าช้า และไม่สามารถเทียบเคียงกับหน่วยงานในระดับภูมิภาค 4. เกิดข้อจำกัดในการแข่งขันเนื่องจากไม่สามารถพัฒนานวัตกรรมด้านพลังงานใหม่ในเชิงพาณิชย์ 5. ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟภ. ขาดความสามารถ ไม่ตอบรับ หรือไม่พึงพอใจต่อการให้บริการรูปแบบ Fully Digitalized Services 6. บริการ Digital Service / Touchpoint ที่ปรับปรุงหรือพัฒนา ไม่สอดคล้องกับทิศทางของเทคโนโลยีและความต้องการของผู้ใช้บริการ 7. ทรัพยากรที่จำเป็น อาทิ ทรัพยากรบุคคล ทรัพยากรด้าน IT ในขณะนั้นไม่ได้ถูกพัฒนารองรับระบบ Fully Digitalized Services 8. ไม่สามารถสร้างรายได้จาก Customer Data Analytics ได้ตามเป้าหมาย 9. ไม่สามารถยกระดับธุรกิจเกี่ยวเนื่องให้เป็น Market Leader ได้ตามเป้าหมาย 10. EBITDA ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย

ทั้งนี้เมื่อได้ระบุปัจจัยเสี่ยงที่เกี่ยวข้องทั้งหมด (Inherent Risk) แล้ว กฟผ. ได้มีการกรองปัจจัยเสี่ยงทั้งหมดผ่านระดับประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่ขององค์กร ซึ่งพิจารณาใน 3 ประเด็น ได้แก่ 1) ผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย 2) กระบวนการควบคุมที่มีอยู่ในปัจจุบัน 3) กระบวนการรายงานและติดตามโดยการพิจารณาประสิทธิผลการควบคุม หากมีมุมมองใด ที่มีระดับการควบคุม ต่ำกว่า 3 จะถือว่าประสิทธิภาพของการควบคุมไม่เพียงพอ และจะถูกระบุเป็นปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร

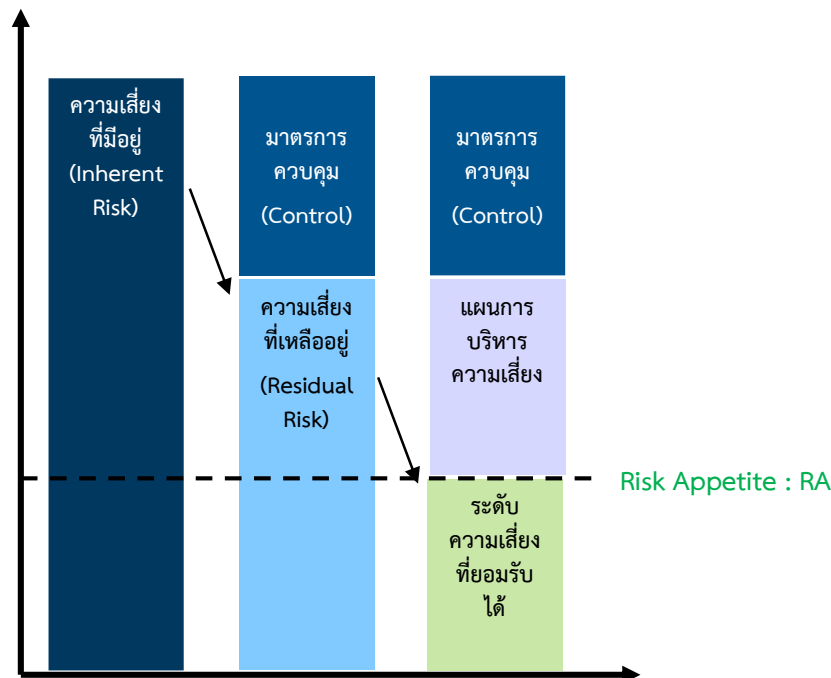
ตารางที่ 4 : ระดับประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่ขององค์กร

ระดับการควบคุม	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			
		ผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย	กระบวนการควบคุม	การติดตาม
1	เบื้องต้น	ผลการดำเนินงานต่ำกว่าเป้าหมายมาก (เทียบเท่า ระดับ 1)	ไม่มีมาตรฐานที่ชัดเจน	ไม่มีการติดตาม
2	ไม่เป็นทางการ	ผลการดำเนินงานต่ำกว่าเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 2)	มีการควบคุมเป็นมาตรฐานแต่ยังไม่นำมาออกมาใช้	มีการควบคุมแต่ไม่มีการติดตาม
3	เป็นระบบ	ผลการดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 3)	มีการควบคุมเป็นมาตรฐานของ <u>แต่ละหน่วยงาน</u>	มีการติดตามแต่ไม่มีการรายงานให้ผู้บริหารทราบ
4	บูรณาการ	ผลการดำเนินงานดีกว่าเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 4)	มีการกำหนดเป็นมาตรฐานของ <u>องค์กร</u>	มีการติดตามและมีการรายงานให้ผู้บริหารทราบเป็นระยะ
5	ใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด	ผลการดำเนินงานดีกว่าเป้าหมายมาก (เทียบเท่า ระดับ 5)	มีการกำหนดเป็นมาตรฐานของ <u>องค์กร และเทียบเคียงกับ Best Practice</u>	มีการระบุระยะเวลาการติดตามและรายงานผลที่ชัดเจน

ทั้งนี้การควบคุมภายในที่มีอยู่นั้น (มาตรการควบคุม (Control)) หมายถึง แผนการดำเนินงาน แผนปฏิบัติงาน หรือกระบวนการทำงานของหน่วยงานเจ้าของความเสี่ยงที่มีการดำเนินการอยู่แล้ว ซึ่งต้องสามารถกำหนด/ระบุ แผนงาน กิจกรรม ระยะเวลาของการดำเนินงานที่สะท้อนการควบคุมภายในได้อย่างชัดเจน เพื่อให้สามารถติดตามความสำเร็จของกิจกรรมควบคุมภายในดังกล่าวได้ โดยเฉพาะกรณีที่ประสิทธิผลการควบคุมนั้นๆ ไม่เพียงพอ จะถูกกำหนดเป็นความเสี่ยงที่คงเหลืออยู่ (Residual Risk) ซึ่งต้องมีการจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) รวมทั้งการดำเนินการติดตามความสำเร็จของการจัดการความเสี่ยง ซึ่งต้องมีการติดตามทั้งกิจกรรมการควบคุมภายใน (Existing Control) และกิจกรรมตามแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) ที่ได้จัดทำ หรือกรณีที่เคยมีกิจกรรมที่การควบคุมภายในมีประสิทธิภาพ แต่เมื่อมีการ

ดำเนินการจริงแล้วผลการดำเนินงานไม่เป็นไปตามเป้าหมาย ต้องสามารถติดตามความสำเร็จของกิจกรรมควบคุมดังกล่าวได้เช่นกัน

แผนภาพที่ 6 : Inherent Risk vs Residual Risk



3.1.1 การพิจารณาปัจจัยเสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ (Residual Risk)

ในการระบุปัจจัยเสี่ยงปี 2566 ได้ทบทวนปัจจัยเสี่ยงเดิมที่เกิดขึ้นในปี 2565 ว่าปัจจัยเสี่ยงใด ยังคงเป็นปัจจัยเสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ (Residual Risk) นอกจากนี้ กฟผ. ได้มีการคัดเลือกปัจจัยเสี่ยงทั้งหมด

ผ่านระดับประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่ขององค์กร ซึ่งพิจารณาใน 3 ประเด็น ได้แก่

- 1) ผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย
- 2) กระบวนการควบคุมที่มีอยู่ในปัจจุบัน
- 3) กระบวนการรายงานและติดตามโดยการพิจารณาประสิทธิผลการควบคุม

หากมีมุมมองใดจาก 3 ประเด็นข้างต้นมีระดับการควบคุม ต่ำกว่า 3 จะถือว่าประสิทธิภาพการควบคุมไม่เพียงพอ และจะถูกระบุเป็นปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร

ตารางที่ 5 : Inventory of Risk เพื่อระบุปัจจัยเสี่ยงปี 2566

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
1	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	ขาดการวิเคราะห์และจัดทำ Business Model เพื่อรองรับโครงสร้างอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป ที่ส่งผลต่อโอกาสทางธุรกิจที่ครอบคลุม Value chain ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า	2	2	3	✓
2	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	S	ทิศทางของแผน PDP (การสร้างความมั่นคงระบบไฟฟ้า การพัฒนาระบบส่งไฟฟ้า รวมถึงการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	2	2	3	✓
3	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O, S	นโยบายรัฐที่ส่งเสริมความต้องการใช้ไฟฟ้าไม่ประสบความสำเร็จ ส่งผลถึงการดำเนินงานของ กฟผ. ที่ตอบรับกับนโยบายดังกล่าว	2	3	3	✓
4	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	ขาดการกำหนดแนวทางรองรับการสนับสนุน และทิศทางสำหรับธุรกิจเกี่ยวเนื่อง และความล่าช้าในการดำเนินงานตามแผนธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	3	3	3	✗
5	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O, S	แผนงานพัฒนา Smart Grid ล่าช้ากว่าเป้าหมาย	2	3	3	✓
6	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	ไม่สามารถหาพันธมิตรทางธุรกิจ และเครือข่ายความร่วมมือทั้งภาครัฐและเอกชน	2	3	3	✓
7	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	การพัฒนาเทคโนโลยีดิจิทัลเพื่อรองรับการบริหารจัดการ และให้บริการล่าช้า	2	3	3	✓
8	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	ขาดการจัดเก็บข้อมูล และบูรณาการฐานข้อมูลที่เป็นระบบ ตามนโยบาย DATA Governance ของรัฐบาล	2	3	3	✓
9	โอกาส (O) ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O, F	ไม่สามารถสร้างธุรกิจใหม่จากการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้าได้ตามเป้าหมาย เช่น จัดทำ Platform ซื้อขายไฟฟ้าได้ และ	2	2	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			ไม่สามารถเพิ่มรายได้อย่างมีนัยสำคัญ จาก Wheeling chage ได้ เป็นต้น				
10	โอกาส (O) ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 66	O	ขาดการวิเคราะห์ และใช้ประโยชน์ ของข้อมูล (Data Analytic) เพื่อเพิ่ม มูลค่าธุรกิจขององค์กร	3	3	3	×
11	โอกาส (O) ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 66	O, S, C	โครงสร้างองค์กรขาดความคล่องตัวใน การดำเนินธุรกิจ (Organizational Agility)	3	3	3	×
12	โอกาส (O) ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 66	O	ความไม่เพียงพอของทักษะ/ ความสามารถของบุคลากรในการ ดำเนินธุรกิจใหม่ๆ	2	3	3	✓
13	โอกาส (O) ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 66	O, C	ไม่สามารถร่วมลงทุน กับ SPP IPS เพื่อขยายขอบเขตสู่ธุรกิจต้นน้ำ	3	3	3	×
14	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	O	ไม่สามารถใช้ Core Competency ขององค์กรเพื่อวิเคราะห์ต่อยอดในเชิง ธุรกิจ	3	3	3	×
15	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	O	ไม่สามารถพัฒนาบุคลากรและ เครื่องมือ ให้มี Future Core Competency เพื่อรองรับตลาดซื้อ ขายไฟฟ้าเสรี และธุรกิจดิจิทัลใน อนาคต	3	3	3	×
16	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	F	รายได้ของธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้าในระยะ ยาวมีแนวโน้มที่ลดลง เนื่องจาก ผลกระทบจาก Prosumer	3	3	3	×
17	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	O	การผลักดันนวัตกรรมขององค์กร ยัง ไม่สามารถนำไปสู่การสร้างมูลค่าเพิ่ม ของผลิตภัณฑ์และบริการ	3	3	3	×
18	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	S	ขาดการวิเคราะห์ถึง Potential Business ที่มีศักยภาพ	3	3	3	×
19	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	F	อัตราผลตอบแทนต่อสินทรัพย์มี แนวโน้มลดลง	3	3	3	×
20	SC ในแผน ยุทธศาสตร์ปี 65	O	ไม่สามารถยกระดับและปรับปรุง คุณภาพการให้บริการ ทั้งธุรกิจหลัก และธุรกิจเกี่ยวเนื่องได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
21	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	พนักงานขาด Mindset ในการดำเนินธุรกิจเพื่อการแข่งขันและทักษะที่จำเป็น เช่น ด้านธุรกิจ ด้านการวิเคราะห์ข้อมูล ด้านดิจิทัล ด้านการตลาด ในแบบการมีลูกค้าเป็นจุดศูนย์กลาง (Customer Centric)	3	3	3	✗
22	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	การพัฒนา บริหารจัดการ และวิเคราะห์ข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าล่าช้า	2	3	3	✓
23	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	F	ระบบข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถสร้างประโยชน์เชิงพาณิชย์ได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
24	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	ความเสี่ยงด้าน Cyber security ที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	2	3	3	✓
25	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	O	กฎหมาย และระเบียบ ข้อบังคับทำให้เกิดความไม่คล่องตัวในการดำเนินงานและการแข่งขัน	2	3	3	✓
26	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	F	ไม่สามารถบริหารเงินลงทุนและสินทรัพย์ในโครงการ Smart Grid และ Energy Storage ได้ตามเป้าหมาย	2	2	3	✓
27	SC ในแผนยุทธศาสตร์ปี 66	S	Business Alignment ระหว่าง กฟผ. กับบริษัทในเครือขาดความชัดเจน	3	3	3	✗
28	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ค่าดัชนีการประสบอุบัติเหตุ (Disabling Injury Index : vDI) เกินค่าเป้าหมายที่กำหนด	2	3	3	✓
29	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O, F	ค่าแฟคเตอร์ของค่าประสิทธิภาพเชิงนิเวศเศรษฐกิจ (Eco- efficiency) ไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
30	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	การบริหารทุนมนุษย์โดยใช้เทคโนโลยีในการพัฒนาระบบงานด้าน HCM ไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
31	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ระดับ Competency ของกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการพัฒนา New-skill Up-skill/Re-skill ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
32	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	การพัฒนาศักยภาพบุคลากรในการ New-skill Up-skill/Re-skill ล่าช้า	3	3	3	✗
33	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O, F	การพัฒนาขีดความสามารถด้าน เทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อสะท้อนถึง ประสิทธิภาพของการบริหารค่าใช้จ่าย และกระบวนการดำเนินงานไม่เป็นไป ตามเป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
34	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	การพัฒนามาตรฐานการกำกับดูแลที่ดี และบริหารจัดการ ด้านเทคโนโลยี สารสนเทศ (ISO38500) ไม่ได้รับการ รับรองมาตรฐาน	3	3	3	✗
35	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ไม่สามารถรักษาการรับรองมาตรฐาน ด้านความมั่นคงปลอดภัย (ISO 27001)	3	3	3	✗
36	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ความล่าช้าในการจัดตั้งหน่วยงานระดับ กองและบุคลากรที่มีหน้าที่รับผิดชอบ Security Operation Center (SOC)	3	3	3	✗
37	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ไม่สามารถพัฒนาโครงสร้างและ กระบวนการด้านนวัตกรรมได้ตาม แผนงานที่กำหนด	3	3	3	✗
38	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O, F	ไม่สามารถนำความคิดสร้างสรรค์และ นวัตกรรมไปใช้ และสามารถสร้าง รายได้/ลดรายจ่ายและจำนวน นวัตกรรมที่ลดรายจ่าย/สร้างรายได้ เชิงพาณิชย์/สร้างมูลค่าเพิ่มให้กับ องค์กร และกระบวนการทำงาน ที่นำ นวัตกรรมไปปรับปรุงกระบวนการ ทำงาน ได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
39	SO1 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	O	การคำนวณกรอบอัตรากำลังตาม FTE ยังไม่มีมาตรฐานในแต่ละหน่วยงาน ยุ่งยากและซับซ้อน ทำให้เกิดความ ร่วมมือได้ยาก หรือกำหนดกรอบ อัตรากำลังไม่เหมาะสม	2	2	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
40	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	การประมาณการลด FTE ขาดความแม่นยำ หรือจัดทำได้ไม่สมบูรณ์ทั่วทั้งองค์กร หรือในระยะเวลาที่เหมาะสม	2	3	3	✓
41	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	พนักงานมีทัศนคติที่ไม่ดีต่อกระบวนการทำงานใหม่ด้วยดิจิทัล หรือต่อการลด FTE หรือลดอัตรากำลัง	2	3	3	✓
42	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	พนักงานไม่มีความสามารถในการใช้เทคโนโลยีใหม่ได้ตามวัตถุประสงค์ (Digital Literacy)	2	3	3	✓
43	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	เทคโนโลยีไม่เหมาะสมกับการใช้งาน ทำให้ไม่เกิดการลด FTE	2	3	3	✓
44	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	ไม่สามารถการกำหนดใช้ Future Competency ให้ตรงกลุ่มเป้าหมาย อย่างอย่างชัดเจนหรือครบถ้วนสมบูรณ์	2	3	3	✓
45	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	การพัฒนา Future Competency ไม่เกิดผลสำเร็จตามที่คาดหวัง	2	3	3	✓
46	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	การสร้าง Talent และ Successor ทำให้พนักงานที่ไม่ได้เป็น Talent หรือ Successor เสียขวัญและกำลังใจ	2	2	3	✓
47	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	ไม่สามารถถ่ายทอดความรู้และประสบการณ์ของบุคลากรรุ่นเก่าได้อย่างมีประสิทธิภาพหรือสมบูรณ์เพื่อลงในระบบ	2	3	3	✓
48	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	พนักงานไม่มีความกระตือรือร้นในการค้นคว้าหาความรู้จากระบบ KM	2	3	3	✓
49	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	การบริหารจัดการการวิเคราะห์ข้อมูล Big Data ควรอาศัยเทคโนโลยีขั้นสูง เช่น AI เพื่อการวิเคราะห์ที่มีประสิทธิภาพ การจัดซื้อจัดจ้างอาจไม่สำเร็จตามระยะเวลาอันควร	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
50	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	ข้อมูลในระบบต่างๆ ที่มีจำนวนมากไม่สามารถเชื่อมต่อกันได้ทำให้การวิเคราะห์ที่ไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควร	2	3	3	✓
51	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	การจัดจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform ไม่ตรงวัตถุประสงค์กับ (Pilot) Use Case	2	3	3	✓
52	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	ไม่ได้รับความต้องการ (requirement) จาก User เพื่อนำมาจัดทำ Use Case หรือได้รับไม่เพียงพอต่อการจัดทำ	2	3	3	✓
53	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	แผนงานการเชื่อมโยงข้อมูล API เสร็จช้าเกินความต้องการในการแข่งขัน	2	3	3	✓
54	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	แผนงานพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัล (Digital Platform) เสร็จช้าเกินความต้องการในการแข่งขัน	2	3	3	✓
55	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, S	การสื่อสารภายในองค์กรไม่มีประสิทธิภาพ ทำให้การส่งผ่านยุทธศาสตร์สู่หน่วยงานในจังหวัดต่างๆ ทั่วประเทศไม่สมบูรณ์ ทำให้การปฏิบัติการไม่เพียงพอต่อการผลักดันยุทธศาสตร์ หรือเป็นไปได้อย่างล่าช้า	3	3	3	✗
56	SO1 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, F	นวัตกรรมไม่สามารถต่อยอดได้ในเชิงพาณิชย์หรือไม่สามารถนำมาประยุกต์ใช้ในองค์กร การพัฒนาเสร็จแต่ไม่สำเร็จ	2	3	3	✓
57	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	การเพิ่มประสิทธิภาพและความน่าเชื่อถือของระบบจำหน่ายอย่างต่อเนื่องไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
58	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ยกระดับคุณภาพระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
59	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ดัชนีระยะเวลาไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย*	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
60	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย*	3	3	3	×
61	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบ จำหน่าย (Total Losses) ไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
62	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	การยกระดับความน่าเชื่อถือได้ของระบบ จำหน่ายแรงต่ำไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
63	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ความล่าช้าในการมีพัฒนาฐานข้อมูล ในการวางแผนการจัดการสินทรัพย์ใน ระยะยาว	3	3	3	×
64	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ไม่สามารถตอบสนองความต้องการ/ ความคาดหวังและความกังวลของผู้มี ส่วนได้ส่วนเสีย	3	3	3	×
65	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ความพึงพอใจในการดำเนินงานของ กฟภ. ที่ตอบสนองต่อความคาดหวัง ของลูกค้าโดยเฉพาะกลุ่มลูกค้าราย สำคัญ และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียไม่ เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
66	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ไม่สามารถสร้างประสบการณ์ที่ดีของ การให้บริการแบบ New Normal (Digital Customer Experience)	3	3	3	×
67	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ไม่สามารถรักษาความสัมพันธ์ และ/ หรือ รักษาฐานลูกค้า High Value ได้ (ลูกค้ากลุ่มที่สร้างรายได้หลักให้กับ องค์กร)	3	3	3	×
68	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	○	ประสิทธิภาพในการตอบสนอง ตอบสนองความต้องการความคาดหวัง ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
69	SO2 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	○	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จัดส่ง รายละเอียดไม่ตรงตามวัตถุประสงค์ หรือไม่ตรงตามกรอบเวลาที่กำหนด ทำให้ผู้จัดทำข้อมูลจะต้องกรองข้อมูล	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			และขยายระยะเวลาดำเนินการออกไปตามขนาดข้อมูลและตามระยะเวลาที่หน่วยงานใด ๆ ส่งข้อมูลไม่ตรงตามกรอบเวลา				
70	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	มีหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับแผนงานพัฒนาระบบโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid) ส่งผลให้การดำเนินงานล่าช้า	2	3	3	✓
71	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	เนื่องจากการนำวิธีการและเทคโนโลยีใหม่มาใช้งาน อาจส่งผลต่อกระบวนการและบุคลากรที่เกี่ยวข้อง ทำให้ไม่สามารถดำเนินการได้ตามวัตถุประสงค์	2	3	3	✓
72	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O, F	ไม่มีการจัดการข้อมูลที่ครบถ้วนทำให้ยากลำบากต่อการจัดซื้อจัดจ้าง และการบริหารสินทรัพย์ที่ดี	2	3	3	✓
73	SO2 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 66	O	เทคโนโลยีที่ใช้ในการบริหารจัดการโครงข่ายอัจฉริยะและบำรุงรักษาแบบ preventive maintenance ไม่เหมาะสม	2	2	3	✓
74	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ไม่สามารถเสริมสร้างศักยภาพของระบบจำหน่ายโดย Smart Grid และระบบที่รองรับธุรกิจในอนาคต	3	3	3	✗
75	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O, S	ขาดการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบที่รองรับ Battery Storage	3	3	3	✗
76	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O, S	การติดตั้ง Smart Meter และการขยายผลเพื่อรองรับการขยายตัวยานยนต์ไฟฟ้า ไม่เป็นไปตามแผน	3	3	3	✗
77	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O, S	ไม่สามารถผลักดันการรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรีได้สำเร็จ	3	3	3	✗
78	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	O, S	การเตรียมความพร้อมรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรีล่าช้า	3	3	3	✗
79	SO3 ในแผนยุทธศาสตร์ ปี 65	S	นโยบายไฟฟ้าเสรีมีการเปลี่ยนแปลง	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
80	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	F	ENCOM ไม่มีแผนธุรกิจ หรือ Flagship ที่ชัดเจน ในการดึงดูดนัก ลงทุน	2	3	3	✓
81	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	F	ทิศทางของรายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่องไม่ ชัดเจน รวมทั้งกฎ ระเบียบที่เกี่ยวข้อง ไม่เอื้ออำนวยต่อการประกอบธุรกิจ ใหม่ๆ	2	3	3	✓
82	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	C	การปรับปรุงกฎหมายใช้เวลานานมาก และอาจไม่ประสบความสำเร็จตาม ความคาดหวัง	2	3	3	✓
83	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	F	การแยกบัญชีต้นทุนมีค่าใช้จ่ายที่ ปรึกษาที่สูงมาก	2	3	3	✓
84	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	O, F	ลูกค้าไม่มีความคุ้นเคยกับระบบ Digital ทำให้ Adoption Rate ต่ำว่า ความคาดหวัง และไม่สามารถลด ต้นทุนได้	2	3	3	✓
85	SO3 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	F	การเปิดกิจการไฟฟ้าเสรี และการซื้อ ขายไฟฟ้าของ prosumer ทำให้ลด หน่วยจำหน่ายจาก กฟผ	2	2	3	✓
86	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O, S	ขาดการกำหนดนโยบายและกำหนด ทิศทางการดำเนินงานของบริษัทใน เครือ	3	3	3	✗
87	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ขาดการวิเคราะห์ Business Alignment	3	3	3	✗
88	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	F	รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง และ Dividend Payout จาก ENCOM ไม่เป็นไปตาม เป้าหมายที่กำหนด	3	3	3	✗
89	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	F	ไม่สามารถจัดทำบัญชีต้นทุนตาม ประเภทรายได้ในส่วนของบริษัทนอก การกำกับดูแล (Non-regulated)	3	3	3	✗
90	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O, F	ปริมาณการ Up sell / Cross sell บนฐานลูกค้าเดิม และมูลค่าโครงการ ทั้งหมด ไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่ กำหนด	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
91	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ขาดการศึกษากฎหมายที่เกี่ยวข้องใน การทำธุรกิจเกี่ยวเนื่องและธุรกิจใหม่ ของกฟผ.	3	3	3	✗
92	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O	ไม่สามารถพัฒนาช่องทางธุรกรรม การเงิน ให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลง ของพฤติกรรมลูกค้า และการ ดำเนินงานในธุรกิจใหม่ขององค์กร	3	3	3	✗
93	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 65	O, C	การตรวจสอบ ศึกษา รวบรวม กฎหมาย กฎกระทรวง มติ ครม. กฎหมายฉบับใหม่, จัดทำหรือ ปรับปรุง/มีส่วนร่วมในการปรับปรุง ข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ คำสั่ง ระเบียบปฏิบัติต่างๆ ในการ ดำเนินงานของ กฟผ. ทั้งภายในและ ภายนอกองค์กรเพื่อรองรับการดำเนิน ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง ไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	✗
94	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	S	รวบรวมปัจจัยเพื่อกำหนดกรอบ แนวทาง/แผนงานและเป้าหมาย (เพื่อ จัดทำ PEA Carbon Neutrality Roadmap) ในแต่ละระยะไม่ครบถ้วน	2	2	3	✓
95	SO4 ในแผน ยุทธศาสตร์ ปี 66	S, C	แผนพัฒนาองค์กร/ Roadmap ไม่ สอดคล้องกับแผน Carbon Neutrality ของประเทศ	2	2	3	✓
96	นโยบาย คณะกรรมการ กฟผ.	O	ไม่สามารถบริหารสินทรัพย์ที่มีให้เกิด ประสิทธิภาพสูงสุด	3	3	3	✗
97	นโยบาย คณะกรรมการ กฟผ.	O	ความพร้อมของระบบไฟฟ้าแรงต่ำ ที่ ต้องรองรับ Future Demand ทั้งจาก นโยบายการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้า รวมถึง VSPP ที่เพิ่มขึ้น	3	3	3	✗
98	นโยบาย คณะกรรมการ กฟผ.	O	ขาดการบูรณาการทำงานทั้งหน่วยงาน ภายใน และระหว่าง กฟผ. กับ พันธมิตร รวมถึงหน่วยงานกำกับดูแล	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			และกลุ่มผู้มีส่วนได้เสีย เพื่อให้เกิด Eco-System				
99	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	บุคลากรยังไม่พร้อมรับการ เปลี่ยนแปลง รวมถึงยังไม่มี mindset ในการทำธุรกิจ (ทั้ง PEA และ ENCOM)	3	3	3	×
100	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	การพิจารณาแนวทางการร่วมลงทุนที่ เหมาะสมนอกเหนือจาก PPP เช่น venture cap, venture fund, joint venture โดยพิจารณาต้นทุนทาง การเงินที่เหมาะสม รวมถึงความ เพียงพอของกระแสเงินสดสุทธิของ องค์กร	3	3	3	×
101	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	การกำกับดูแลบริษัทในเครือ และการ กำหนดแนวทางบริหารจัดการบริษัท ในเครือ (Way of conduct) ที่ สะท้อนทั้งทิศทางที่ต้องมีการ Synergy ร่วมกัน รวมทั้งการกำหนด Flagship business ที่มีความชัดเจน กับบริษัทในเครือ	3	3	3	×
102	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	การพัฒนา Platform โดยใช้ความ ได้เปรียบด้านข้อมูลที่ กฟภ. มี โดยเฉพาะ Smart Energy Platform	3	3	3	×
103	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	นวัตกรรมยังไม่สามารถนำไปสู่ นวัตกรรมเชิงพาณิชย์ รวมถึงผลลัพธ์ ของนวัตกรรมกระบวนการที่สร้าง ต้นทุนในการดำเนินงานสูง	3	3	3	×
104	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ.	○	แนวทางในการกำหนดทิศทางด้าน Digital Utility มีความชัดเจน และ คณะกรรมการรวมถึงผู้บริหารมีการ ผลักดันเพื่อให้บรรลุเป้าหมายใน Digital Utility แต่ละด้าน	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
105	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ.	○	การพัฒนาระบบ Digital และ Cyber Security ทั้งนี้อนาคตต้องสามารถเพิ่มประสิทธิภาพการป้องกัน และการโดน Hack เพื่อให้สามารถกู้คืนระบบได้อย่างทันกาล	3	3	3	✗
106	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ.	○	การบูรณาการทิศทางการพัฒนาระบบ Digital กับการกำกับดูแลด้านกฎหมายที่รองรับ Digital Technology รวมถึงการวิเคราะห์ถึงความเสี่ยงที่อาจเกิดผลกระทบกับองค์กร	3	3	3	✗
107	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ.	○	ผลักดัน Digital Transformation ในทุกกระบวนการ และทำให้เกิดข้อมูลในรูปแบบ Structured Data	3	3	3	✗
108	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ.	○	การยกระดับ Security operation Center (SOC) ซึ่งต้องมีหน่วยงานและบุคลากรที่รับผิดชอบโดยตรง	3	3	3	✗
109	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ.	○, F	การลงทุนด้าน digital ในกระบวนการต่างๆ ต้องติดตามประเมินถึงการลดต้นทุนได้มากกว่า 30-40 % ในอนาคต โดยต้องเน้นการลดต้นทุนองค์กรได้อย่างชัดเจน และเร่งการทำ new business ให้เร็วขึ้น	3	3	3	✗
110	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ. (23 พ.ค. 65)	○	ไม่มีกรอบ Internal process ที่ชัดเจน ก่อนดำเนินการร่วมลงทุน	2	3	3	✓
111	นโยบายคณะกรรมการ กฟผ. (23 พ.ค. 65)	○	ผู้บริหารระดับผู้ช่วยผู้ว่าการขาดทักษะสมรรถนะ และบุคลากรด้านธุรกิจและเทคโนโลยี	2	3	3	✓
112	นโยบายคณะกรรมการ	○	ระบบไฟฟ้าแรงต่ำ ไม่รองรับการใช้งาน EV	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	กฟภ. (23 พ.ค. 65)						
113	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	S	ยุทธศาสตร์ กฟภ. ในอนาคต ไม่ สอดคล้องเชื่อมโยงกับแผนยุทธศาสตร์ ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561-2580)	2	3	3	✓
114	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O	การพัฒนาธุรกิจกำจัดของเสียล่าช้า (ไม่สามารถเริ่มได้ในปี 2570 (3-5 ปี))	2	3	3	✓
115	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O	ไม่สามารถเพิ่ม Digital Literacy และ ทักษะด้านการจัดการข้อมูลให้ บุคลากรได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
116	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O	บุคลากรส่วนมากไม่เข้าใจในองค์ ความรู้เรื่อง Big data และไม่สามารถ นำไปประยุกต์ใช้ในการปฏิบัติงานได้	2	3	3	✓
117	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O	คำตอบแทนไม่สามารถดึงดูดบุคลากร ที่มีความสามารถสูงได้	2	2	3	✓
118	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O, C	นโยบาย Profit sharing ก่อให้เกิด Corruption	2	2	3	✓
119	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O, S, F	โครงการประชาสัมพันธ์ให้ผู้ใช้ไฟใช้ งานมากขึ้น เช่น การประชาสัมพันธ์ ผ่านนักวอลเลย์บอลหญิงไทย ไม่ สามารถเพิ่มผู้ใช้ไฟได้จริง หรือ สร้าง มูลค่าได้ไม่คุ้มค่ากับค่าใช้จ่าย	2	3	3	✓
120	นโยบาย คณะกรรมการ กฟภ. (4 ก.ค. 65)	O	การแจ้งค่าไฟผ่านไลน์ ซึ่งเป็น โปรแกรมภายนอก เพิ่มความเสี่ยงการ ถูก Cyberattack มากกว่า PEA Application	2	3	3	✓
121	นโยบายผู้ว่าการ	O	ระบบบริหารและพัฒนาทุนมนุษย์เพื่อ นำศักยภาพของพนักงานมาใช้ให้เกิด ประโยชน์สูงสุดต่อองค์กร มีการ Up- Skill Re-Skill	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
122	นโยบายผู้ว่าการ	O	แสวงหาพันธมิตร คู่ค้า คู่ความร่วมมือ ทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน รายใหม่ทั้งใน และต่างประเทศ	3	3	3	×
123	นโยบายผู้ว่าการ	O	เพิ่มและพัฒนาการให้บริการในธุรกิจ พลังงานไฟฟ้าและธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	3	3	3	×
124	นโยบายผู้ว่าการ	O, S	วางแผนการเงินในอนาคตอย่างมั่นคง และมุ่งเน้นรักษาสภาพคล่องของ กระแสเงินสด ตลอดจนเลือกการ ลงทุนโครงการต่างๆ อย่างเหมาะสม	3	3	3	×
125	นโยบายผู้ว่าการ	O	สร้างเสริมประสบการณ์ลูกค้า ตลอด ทั้งเส้นทางเดินของลูกค้า (Customer Journey)	3	3	3	×
126	นโยบายผู้ว่าการ	O	ยกระดับขีดความสามารถของระบบ จำหน่ายไฟฟ้า	3	3	3	×
127	นโยบายผู้ว่าการ	O	มุ่งเน้นการทำงานแบบอัตโนมัติ ใช้ ทรัพยากรมนุษย์น้อยที่สุด บริหาร จัดการทรัพย์สินในระบบจำหน่ายให้ เกิดประโยชน์สูงสุด	3	3	3	×
128	นโยบายผู้ว่าการ	O	ระบบการกำกับดูแลกิจการที่ดี รวมถึง การร่วมสร้างคุณค่าสู่สังคม (CSV) พัฒนาสู่ความยั่งยืน ไปพร้อมกันทั้ง ระบบนิเวศทางธุรกิจของ PEA	3	3	3	×
129	นโยบายผู้ว่าการ	O	ยกระดับมาตรฐานความปลอดภัยต่อ ชุมชน	3	3	3	×
130	นโยบายผู้ว่าการ	O	สร้างความคล่องตัวให้กับองค์กร โดยมี การทำงานแบบ Cross Functional Team	3	3	3	×
131	นโยบายผู้ว่าการ	O, C	ปรับปรุงระเบียบหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง ให้ทันสมัย	3	3	3	×
132	นโยบายผู้ว่าการ	O	แสวงหาเทคโนโลยีดิจิทัลที่สามารถ นำมาปรับใช้กับองค์กร เช่น Big Data, AI, IoT, Machine Learning, Blockchain, 5G ผ่านหน่วยงานดิจิทัล	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
			สร้างความร่วมมือเพื่อแลกเปลี่ยนเทคโนโลยีกับหน่วยงานอื่น				
133	นโยบายผู้ว่าการ	O	การบ่มเพาะนวัตกรรม ภายในองค์กร ต่อยอดระบบจัดการความรู้ KM	3	3	3	×
134	นโยบายผู้ว่าการ	O	บูรณาการการทำงานของทุกหน่วยงานทุกระดับ ให้ทำงานอย่างสอดคล้อง ประสานกันในทิศทางเดียวกัน ผ่านระบบประเมินผลและการสื่อสารภายในที่มีประสิทธิภาพ	3	3	3	×
135	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O	การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้บริโภค โดยเฉพาะแนวโน้มของเทคโนโลยีและการแข่งขันที่สูงขึ้น เนื่องจากเทคโนโลยีใหม่ๆ สามารถทำให้คู่แข่งรายใหม่สามารถเข้ามาในอุตสาหกรรมได้โดยที่ใช้เงินลงทุนต่ำลง รวมถึงการที่ประชาชนสามารถผลิตไฟฟ้าใช้เองได้	3	3	3	×
136	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O, S	ความเสี่ยงเกี่ยวกับโรคระบาด	3	3	3	×
137	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O, S	สภาพภูมิอากาศที่เปลี่ยนแปลง และการให้ความสำคัญการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และสภาพแวดล้อม ซึ่งองค์กรต้องให้ความสำคัญในการใช้พลังงานหมุนเวียน	3	3	3	×
138	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O	การให้ความสำคัญต่อการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศ ทำให้ผู้บริโภคและนักลงทุนให้ความสำคัญกับเกณฑ์ ESG มากขึ้น รวมถึงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	3	3	3	×
139	Global Risk /Mega trends/	O, F	ความสามารถในการชำระหนี้ และการค้างชำระของผู้บริโภค โดยเฉพาะภาค	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	Current situations		ประชาชน ที่ได้รับผลกระทบจากการเกิดโควิด				
140	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O, F	สภาพคล่องที่ไม่เพียงพอ รวมถึงความสามารถในการเข้าถึงแหล่งเงินทุน จากวิกฤตโลกในปี 65 เช่น วิกฤตเงินเพื่อ สงครามยูเครน	2	3	3	✓
141	Global Risk /Mega trends/ Current situations	S	(complexity of regulatory changes) - กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการลดปริมาณคาร์บอนทั้งในและต่างประเทศอาจเปลี่ยนแปลงไปในทางที่มีความซับซ้อนมากขึ้น	2	3	3	✓
142	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O	ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงด้านสิ่งแวดล้อมของโลกอาจส่งผลต่อการดำเนินงาน	2	2	3	✓
143	Global Risk /Mega trends/ Current situations	S	สูญเสียขีดความสามารถในการแข่งขันจากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีด้านการจัดเก็บข้อมูลที่เติบโตอย่างก้าวกระโดดในปัจจุบัน	2	3	3	✓
144	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O	แนวโน้มการขยายตัวของชุมชนเมือง ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต่อพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าของลูกค้า	2	3	3	✓
145	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O,F	ราคาวัตถุดิบที่เพิ่มสูงขึ้น และการขาดแคลนชิ้นส่วน ที่เป็นผลกระทบมาจากสงครามยูเครน-รัสเซีย	2	3	3	✓
146	Global Risk /Mega trends/ Current situations	F	ราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้กำลังซื้อและการใช้จ่ายของครัวเรือนลดลง รวมถึงการใช้ไฟฟ้า	2	3	3	✓
147	Global Risk /Mega trends/ Current situations	F	ผลกระทบทางธุรกิจจากข้อขัดแย้งของจีนและไต้หวัน ที่อาจยกระดับถึงสงครามในอนาคต	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	Current situations						
148	Global Risk /Mega trends/ Current situations	O, F, C	ผู้ปฏิบัติการภายใน/ภายนอกองค์กร ละเมิดข้อกำหนดเรื่องการพาดสาย สื่อสาร เป็นเหตุให้เกิดอุบัติเหตุ และ สูญเสียทรัพย์สิน/ค่าใช้จ่ายในการฟื้นฟู	2	3	3	✓
149	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	การติดตามพฤติกรรม DG (VSPP) เพื่อการบริหารจัดการระบบโครงข่าย ไฟฟ้าให้เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
150	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	O	ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบ จำหน่าย (Total Losses)	3	3	3	✗
151	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	O	คุณภาพไฟฟ้าแรงต่ำไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	✗
152	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	การดำเนินงานธุรกิจเกี่ยวเนื่อง และ กลไกในการกำกับดูแลและการ แสวงหาโอกาสทางธุรกิจของบริษัทใน เครือ ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
153	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	ความมั่นคงปลอดภัยของระบบ เทคโนโลยีดิจิทัล	3	3	3	✗
154	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	O	ไม่สามารถพัฒนาขีดความสามารถของ บุคลากรในรูปแบบ Multi Skill และ การสร้าง Business Mind ให้กับ บุคลากร เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจ ภายใต้โครงสร้างอุตสาหกรรมที่ เปลี่ยนแปลง	3	3	3	✗
155	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	การวิเคราะห์และใช้ประโยชน์ของ ข้อมูล (Data Analytic) ยังไม่สามารถ สร้างมูลค่าเพิ่มทางธุรกิจขององค์กร	3	3	3	✗
156	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	มิเตอร์สำหรับสับเปลี่ยนขาดแคลน เนื่องจากแผนงานจัดหามิเตอร์ Electronics สับเปลี่ยนทดแทนมิเตอร์ แบบจานหมุนไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
157	ความเสี่ยงเดิม ปี 2564	S	ผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงิน และการดำเนินงานของ กฟภ. หาก	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			เกิดสถานการณ์โรคระบาด Covid-19 ระลอกใหม่				
158	PA	O	ไม่สามารถยกระดับมาตรฐานด้าน คุณภาพไฟฟ้าและการให้บริการ สำหรับผู้ประกอบการในนิคม อุตสาหกรรมในพื้นที่ EEC	3	3	3	×
159	PA	F	รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่องไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
160	PA	S	การพัฒนาระบบ National Energy Trading Platform (NETP) ร่วม 3 การไฟฟ้าล่าช้า	3	3	3	×
161	PA	S	ไม่สามารถดำเนินการตามนโยบายกา ระทรวงพลังงานที่กำหนดได้ครบถ้วน	3	3	3	×
162	PA	O	ดัชนีจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของ กฟภ. ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
163	PA	O	ดัชนีจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ใน 48 กฟภ. จุฬารวมงาน (รวมสังกัด) ที่ มีค่ามากที่สุด ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
164	PA	O	ดัชนีจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของ กฟภ. ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
165	PA	O	ดัชนีจำนวนครั้งไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ใน 48 กฟภ. จุฬารวมงาน (รวมสังกัด) ที่ มีค่ามากที่สุด ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
166	PA	O	การบริหารแผนลงทุนไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
167	PA	F	การบริหารค่าใช้จ่ายจากการ ดำเนินงาน (CPI-X) ไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
168	PA	O	ประสิทธิผลการลงทุนไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
169	PA	O	สัดส่วนจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าต่อจำนวน บุคลากรของ กฟภ. ต่ำกว่าเป้าหมาย	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
170	PA	○	ความสำเร็จในการดำเนินงานเพื่อสร้าง ประสิทธิภาพเชิงนิเวศเศรษฐกิจ (Eco- Efficiency) ต่ำกว่าเป้าหมาย	3	3	3	✗
171	Value Driver	○	กฟผ. ไม่สามารถให้บริการและ จำหน่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง	3	3	3	✗
172	Value Driver	○	การบริหารจัดการ Asset Management ไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	✗
173	Value Driver/ Intelligent Risk	○	ขาดการบูรณาการกันระหว่าง โครงสร้างการทำงาน ทักษะของ บุคลากร และเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อให้ การดำเนินงานขององค์กรไปในทิศทาง เดียวกัน และเกื้อหนุนกัน	2	3	3	✓
174	Value Driver	○	ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบ จำหน่าย (Total Losses) ไม่เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	✗
175	Value Driver	○	ความเสี่ยงด้านข้อมูล (Information Risk)	3	3	3	✗
176	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านอุปกรณ์เทคโนโลยี สารสนเทศ (Hardware Risk)	3	3	5	✗
177	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (Software Risk)	3	3	5	✗
178	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านบุคลากร (People Risk)	3	3	5	✗
179	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านกายภาพและ สิ่งแวดล้อม (Physical and Environment Risk)	3	3	5	✗
180	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านเครือข่ายสื่อสาร (Network Communication Risk)	3	3	5	✗
181	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านกระบวนการทำงาน (Business Process Risk)	3	3	5	✗
182	IT Risk	○	ความเสี่ยงด้านกระบวนการทำงาน (Business Process Risk)	3	3	5	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
183	IT Risk	O	ความมั่นคงปลอดภัยของระบบ เทคโนโลยีสารสนเทศ Cyber Security	3	3	5	×
184	IT Risk	S	การเตรียมความพร้อมความปลอดภัย ของมูล PDPA	3	3	3	×
185	IT Risk	S	ความมั่นคงของศูนย์ปฏิบัติการเฝ้า ระวังความมั่นคงปลอดภัยระบบ เทคโนโลยีสารสนเทศ Security Operation Center	3	3	3	×
186	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน กบ.	O,F,C	ความสามารถในการบริหารแผนลงทุน ของสายงานก่อสร้างและบริหาร โครงการ	3	3	3	×
187	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน กบ.	O,C	การบริหารโครงการก่อสร้างสถานี ไฟฟ้า สายส่ง และระบบจำหน่าย ไม่ แล้วเสร็จตามแผน (งานค้างเหมา)	3	3	3	×
188	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน กบ.	O,F,C	ความสามารถในการปิดบัญชีงาน ก่อสร้าง(กส.3) งบ P ของสายงาน กบ.	3	3	3	×
189	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ป.	O	ร้อยละของหน่วยสูญเสีย (Loss)	3	3	3	×
190	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ป.	S,O	ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผน Asset Management Roadmap	3	3	3	×
191	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ว.	S,O	ความสำเร็จของแผนโครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ	3	3	3	×
192	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน วศ.	S,O,C	งานก่อสร้างอาคารสำนักงานไม่เป็นไป ตามแผน และไม่สามารถเบิกจ่ายเงิน ได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	×
193	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน วศ.	O,C	ผลสำเร็จของงานประกวดราคาระบบ ไฟฟ้าไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
194	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน วศ.	O,C	การดำเนินการประกวดราคาไม่ สามารถลงนามสัญญาจ้าง ในปี 2563 ได้ 50 สถานี/งาน	3	3	3	×
195	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ธต.	O	ไม่สามารถก่อสร้างสถานีอัดประจุ รถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) ได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
196	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ย.	O	ผลการดำเนินงานตามระบบ ประเมินผลการดำเนินงานรัฐวิสาหกิจ ใหม่ (Core Business Enables) (Enablers สายงานฯ) ด้านการ วางแผนเชิงยุทธศาสตร์ของสายงาน ยุทธศาสตร์ไม่เป็นไปตามเป้าหมายที่ กำหนด	3	3	3	×
197	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ย.	O	การดำเนินงานเพื่อสร้างประสิทธิภาพ เชิงนิเวศเศรษฐกิจ (Eco- efficiency) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	×
198	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ย.	O	คะแนนการประเมิน ITA	3	3	3	×
199	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน บ.	S,O,F,C	ความสามารถในการบริหารแผนลงทุน ขององค์กร	3	3	3	×
200	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน สอ.	O	อัตราการหมุนเวียนพัสดุ (Inventory turnover)	3	3	3	×
201	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ทส.	O,F	ความสำเร็จของการบริหารแผนลงทุน ของสำนักงาน (ทุกหน่วยงาน)	3	3	3	×
202	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ทส.	O	ระบบสารบรรณอิเล็กทรอนิกส์แบบ รวมศูนย์ (Digital Document) (ฝพท. กสส.)	3	3	3	×
203	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ทส.	S,O	ระบบศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟฟ้า 1129 PEA Contact Center ระยะที่ 4 (ฝพท. กพล.)	3	3	3	×
204	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน บก.	S,O	ค่าดัชนีการประสิทธิผลของ กฟผ. เกินค่าเป้าหมาย	3	3	3	×
205	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน บก.	S,O	ความสำเร็จของการดำเนินงานด้าน ความปลอดภัยและอาชีวอนามัย	3	3	3	×
206	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน บก.	S,O	ความสำเร็จของการขยายผลระบบ บริหารจัดการด้านความปลอดภัย มอก.18001 ในงานแก้ไขไฟฟ้าขัดข้อง ของการไฟฟ้าเขต 12 หน่วยงาน	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
207	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน สตก.	O	ผลการตรวจสอบสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับ องค์กร ไม่เป็นไปตามความคาดหวัง	3	3	3	×
208	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 1	O	รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	3	3	3	×
209	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 1	O	ความเสี่ยงของการเกิดอุบัติเหตุของสาย งานการไฟฟ้า ภาค 2	3	3	3	×
210	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	S,O	ค่าดัชนีการประสบอุบัติเหตุของ สาย งานการไฟฟ้าภาค 2 (Disabling Injury Index: vDI)	3	3	3	×
211	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	O,F	ความสำเร็จของการลงทุนและพัฒนา ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง (Business Model)	3	3	3	×
212	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	S,O	ความพึงพอใจลูกค้า Key Account	3	3	3	×
213	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	S,O	การบริหารหน่วยสูญเสียในภาพรวมสูง	3	3	3	×
214	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	O	ร้อยละความถูกต้อง และความ ครบถ้วนของข้อมูลมิเตอร์ในระบบ GIS	3	3	3	×
215	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 2	S,O	การยกระดับการให้บริการและ จำหน่ายกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง	3	3	3	×
216	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	O	แผนงานบริหารงานก่อสร้างระบบ ไฟฟ้าตามโครงการให้เป็นไปตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
217	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	O	แผนงานเพิ่มความมั่นคงการจ่ายไฟใน พื้นที่ชนแดน	3	3	3	×
218	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	S,O	แผนงานยกระดับมาตรฐานด้าน คุณภาพไฟฟ้าและการให้บริการ สำหรับผู้ประกอบการในนิคม อุตสาหกรรม (EEC)	3	3	3	×
219	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	S,O	แผนงานรื้อย้าย ปรับปรุง และก่อสร้าง ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. เพื่อรองรับการ ก่อสร้างโครงการรถไฟฟ้าความเร็วสูง เชื่อมสามบิน	3	3	3	×
220	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	O	ดำเนินการมาตรการลดหน่วยสูญเสีย ด้านเทคนิค Technical Loss	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
221	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 3	O	ดำเนินการมาตรการลดหน่วยสูญเสีย ด้านเทคนิค Non-Technical Loss	3	3	3	✗
222	ปัจจัยเสี่ยงสายงาน ภ. 4	O	ค่าดัชนีการประสพอุบัติเหตุของสาย งานการไฟฟ้าภาค 4 $\sqrt{DI}$ ไม่เป็นไป ตามเป้าหมายที่ กฟผ. กำหนด	3	3	3	✗
223	Intelligent Risk	O	ความล่าช้าในการปรับปรุงฐานข้อมูล ให้เป็นปัจจุบัน (GIS) รวมทั้งการรวม ศูนย์ และเชื่อมต่อข้อมูลในระบบต่าง ๆ เช่น SCADA, ADM, GIS, ERP ส่งผลต่อความสามารถในการวิเคราะห์ เชิงลึก (Smart Grid Analytic)	2	3	3	✓
224	Intelligent Risk	O	ไม่สามารถสรรหาบุคลากรด้านดิจิทัล (เช่น Data Analytic, Data Engineer, Data Scientist) ได้ เพียงพอ และทันต่อความต้องการ	2	3	3	✓
225	Intelligent Risk	O	การเปลี่ยนแปลงที่รวดเร็วของ เทคโนโลยี อาจทำให้เทคโนโลยีที่จะ นำมาใช้ ไม่เหมาะสมในอนาคต	3	3	3	✗
226	Intelligent Risk	O	คุณภาพหรือความพร้อมของระบบ ไฟฟ้าแรงดันต่ำไม่เพียงพอ หรือทันกับ การรองรับอุปสงค์ของรถ EV	2	3	3	✓
227	Intelligent Risk	S	ความล่าช้าในการปรับปรุงโครงการ เมืองพัทยาให้สมบูรณ์ และขาดการต่อ ยอดทางธุรกิจเพื่อเพิ่มมูลค่าของ Portfolio (Enhance the value of Portfolio)	2	3	3	✓
228	Intelligent Risk	O	ความล่าช้าในการพัฒนาระบบ โครงข่ายไฟฟ้า และ Smart Meter รวมถึงการพัฒนาโครงข่ายใน 4 เมือง ใหญ่ตามแผนงาน Smart Grid	2	2	3	✓
229	Intelligent Risk	S	การพัฒนาแพลตฟอร์มซื้อขายพลังงาน ล่าช้า หรือไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
230	Intelligent Risk	O	ปัญหาในการกำหนดหลักเกณฑ์และอัตรา Wheeling Charge และ TPA และผลไม่เอื้อต่อกิจการของ กฟผ.	3	3	3	✗
231	Intelligent Risk	S	นโยบายด้านราคาไฟฟ้าตามข้อกำหนดภาครัฐไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้า โดยเฉพาะกลุ่ม High Value	2	3	3	✓
232	Intelligent Risk	S	ลูกค้าขาดการรับรู้ (Awareness) ในช่องทางดิจิทัลใหม่ ๆ ของ กฟผ. และ/หรือ ลูกค้าฐานรากขาดความพร้อมหรือความสามารถในการใช้บริการดิจิทัล ใน Touchpoint ต่าง ๆ ทำให้การใช้บริการ (Adoption Rate) ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
233	Intelligent Risk	C	ขาดการดำเนินการตามแนวทางปฏิบัติ (Way of conduct) ระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือที่และส่งเสริมการทำงานระหว่างกัน รวมทั้งไม่สามารถกำหนด Flagship ให้บริษัทในเครือได้อย่างชัดเจน	3	3	3	✗
234	Intelligent Risk	S	ไม่สามารถผลักดันบริษัท PEA ENCOM เข้าตลาดหลักทรัพย์ได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
235	Intelligent Risk	O	โครงสร้างองค์กรไม่รองรับต่อการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า	2	3	3	✓
236	Intelligent Risk	O	ไม่สามารถพัฒนา Digital Process และ Digital Service เพื่อลดพนักงานในกระบวนการที่เกี่ยวข้องได้ตามเป้าหมาย	3	3	3	
237	Intelligent Risk	O	พนักงานในองค์กรขาด Future Competencies ที่จำเป็นหรือขาดความกระตือรือร้นในการปรับตัวให้เข้ากับการเปลี่ยนแปลง ทำให้การ	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			ปรับเปลี่ยนองค์กร (Transformation) เป็นไปได้อย่างไม่เต็มประสิทธิภาพ				
238	Intelligent Risk	O	ความสามารถในการผลักดันโครงการ Government Lean & Lean Six Sigma ให้เสร็จและสำเร็จ	2	2	3	✓
239	Intelligent Risk	F	EBITDA ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	✗
240	Intelligent Risk	O	การพัฒนา Smart Grid index ลำช้า และไม่สามารถเทียบเคียงได้กับ หน่วยงานในระดับภูมิภาค	2	3	3	✓
241	Intelligent Risk	F	โครงสร้างและอัตราค่าบริการ (Wheeling Charge และ TPA) ที่ กำหนด ไม่รองรับการแข่งขัน	2	3	3	✓
242	Intelligent Risk	S	ความล่าช้าในการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า รวมถึงการพัฒนาองค์กรให้กลายเป็น Main Player	2	2	3	✓
243	Intelligent Risk	O	ปัญหาด้านการใช้งานของระบบ Digital Platform ในด้านบริหารจัดการ การพลังงาน	2	3	3	✓
244	Intelligent Risk	F	การพัฒนา ลงทุน หรือจัดหา Grid ESS ที่เหมาะสม และคุ้มค่าต่อการ ลงทุน	2	3	3	✓
245	Intelligent Risk	O	ผู้ใช้ไฟฟ้าของ กฟผ. ขาด ความสามารถ ไม่ตอบรับ หรือขาด ความพึงพอใจต่อการให้บริการระบบ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid Analytic)	2	3	3	✓
246	Intelligent Risk	F	นโยบายราคารับซื้อไฟฟ้าในการเปิด เสรีกิจการไฟฟ้าทำให้ Prosumer เพิ่ม ส่วนแบ่งตลาดอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผล ต่อหน่วยจำหน่ายไฟฟ้าของ กฟผ.	2	2	3	✓
247	Intelligent Risk	S	บริการ Digital Service / Touchpoint ที่ปรับปรุงหรือพัฒนา ไม่สอดคล้องกับทิศทางของเทคโนโลยี และความต้องการของผู้ใช้บริการ	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
248	Intelligent Risk	F	กลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการที่มีความได้เปรียบ (Advantage Portfolio) ในธุรกิจของ กฟผ. ไม่สามารถสร้างมูลค่าทางธุรกิจได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
249	Intelligent Risk	S	การผลักดัน PEA ENCOM ให้เป็น Holding Company ล่าช้า	2	3	3	✓
250	Intelligent Risk	O	การวิเคราะห์และจัดทำ Customer Data Analytics ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย	3	3	3	
251	Intelligent Risk	F	ความล่าช้าในการศึกษาการบริหารจัดการของเสียและ ซากโซล่าเซลล์ และแบตเตอรี่ และพบว่าไม่เอื้อต่อผลประโยชน์ทางการเงินของ กฟผ.	2	3	3	✓
252	Intelligent Risk	O	การรับรู้ในการนำนวัตกรรมทางเทคโนโลยีมาใช้ เช่น Blockchain หรือการบริหารจัดการและปกป้องข้อมูล และบำรุงรักษาสินทรัพย์แบบอัตโนมัติ ทำให้การเพิ่มประสิทธิภาพ ทำให้มีขีดจำกัดในการแข่งขัน รวมทั้งการใช้ทักษะทางการเงินขั้นสูงในตลาดซื้อขายไฟฟ้า เช่น การบริหารจัดการ Forward Market	2	3	3	✓
253	Intelligent Risk	O	Future Competencies ในองค์กรที่จำเป็น เช่น ด้านดิจิทัล (ทั้งขั้นสูงและระดับผู้ใช้งาน) ด้านบริหารธุรกิจ (บริษัทในเครือ) การขายและการตลาด (เช่น Product Management, User Interface และ User Experience) มีไม่เพียงพอต่อการแข่งขัน	2	3	3	✓
254	Intelligent Risk	O	ประสบปัญหาความเพียงพอในการสรรหาบุคลากรเพื่อเพิ่มตำแหน่งงาน และอัตรากำลังในงานที่มีนัยสำคัญต่อการดำเนินงานสู่ Grid Modernization และการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	2	2	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
255	Intelligent Risk	O	Digital Process และ Digital Service ไม่สามารถลดปริมาณงาน และ FTE ของพนักงาน เพื่อลด อัตรากำลังในกระบวนการที่เกี่ยวข้อง ได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
256	Intelligent Risk	C	พนักงานไม่กระตือรือร้นในการปรับตัว ตอบรับกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า เช่น การปรับโครงสร้างองค์กร การ ปรับลดหรือย้ายส่วนงาน/ตำแหน่งงาน และ Business Model ใหม่	2	2	3	✓
257	Intelligent Risk	O	โครงข่ายระบบไฟฟ้า Smart Grid ไม่สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของ เทคโนโลยีระบบไฟฟ้าได้	2	2	3	✓
258	Intelligent Risk	S	ไม่สามารถขยายขอบเขตของตลาด Forward Market ให้ครอบคลุมทั้ง ประเทศ	2	2	3	✓
259	Intelligent Risk	O	ทรัพยากรที่จำเป็น อาทิ ทรัพยากร บุคคล ทรัพยากรด้าน IT ในขณะนั้น ไม่ได้ถูกพัฒนารองรับระบบ Fully Digitalized Services	2	3	3	✓
260	Intelligent Risk	F	ไม่สามารถสร้างรายได้จาก Customer Data Analytics ได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
261	Intelligent Risk	O	ไม่สามารถยกระดับธุรกิจเกี่ยวเนื่องให้ เป็น Market Leader ได้ตาม เป้าหมาย	2	3	3	✓
262	Intelligent Risk	S, F	Green hydrogen ไม่ผ่านความเป็นไปได้ทางการเงิน / ไม่สามารถ สร้างมูลค่าทางพาณิชย์ได้จริง	2	3	3	✓
263	Intelligent Risk	S	ไม่สามารถหาพันธมิตรที่เหมาะสมใน ธุรกิจ Green hydrogen ได้	2	3	3	✓
264	แผนการ ดำเนินงานด้าน ความรับผิดชอบต่อ สังคมและ	O	ไม่สามารถสนับสนุนเรื่องการนำ ทรัพยากรกลับมาใช้ การสร้าง นวัตกรรมที่สามารถนำทรัพยากรมาใช้ ใหม่ รวมถึงความร่วมมือกับภาครัฐใน	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2565		การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็น เพื่อนำของเสียกลับมาใช้ใหม่				
265	แผนการ ดำเนินงานด้าน ความรับผิดชอบต่อ สังคมและ สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2565	O, F	ไม่สามารถนำเทคโนโลยีใหม่ ที่ทำให้ การสื่อสารประชาสัมพันธ์ต่างๆ เกิดขึ้นได้รวดเร็วยิ่งขึ้นมาปรับใช้ให้ เกิดมูลค่าสูงสุดได้	2	3	3	✓
266	แผนการ ดำเนินงานด้าน ความรับผิดชอบต่อ สังคมและ สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2565	O, S	โรคอุบัติใหม่ส่งผลกระทบต่อแรงงานที่ต้อง เผชิญความเสี่ยงสูงขึ้น ขาดความมั่นคง ทางการเงินและอำนาจต่อรอง	2	3	3	✓
267	แผนการ ดำเนินงานด้าน ความรับผิดชอบต่อ สังคมและ สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2565	S	ความล้มเหลวในการจัดการปัญหา สภาพภูมิอากาศของประเทศส่งผล กระทบต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้า	2	2	3	✓
268	แผนการ ดำเนินงานด้าน ความรับผิดชอบต่อ สังคมและ สิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2565	O	บุคลากรไม่ตอบรับ/ไม่ให้ความร่วมมือ ในกิจกรรมการสร้างความรู้ความเข้าใจ เรื่องความรับผิดชอบต่อสังคมและ สิ่งแวดล้อม	2	2	3	✓
269	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ไม่สามารถพัฒนาคุณภาพของระบบ ไฟฟ้าและการให้บริการอย่างต่อเนื่อง ได้	2	3	3	✓
270	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	O	ประสบปัญหาในการปรับปรุงการ ติดต่อประสานงานระหว่างหน่วยงาน	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	พ.ศ. 2565 – 2569		เนื่องจากหน่วยงานต่างๆ ไม่ให้ความ ร่วมมือมากเพียงพอ				
271	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, C	ไม่มีการเตรียมความพร้อมของเอกสาร และการขออนุญาตก่อนเข้าดำเนินการ ก่อสร้าง หรือก่อนการเข้าพื้นที่	2	2	3	✓
272	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, C	ไม่สามารถดำเนินการย้ายแนวเสา ไฟฟ้าระบบจำหน่ายได้ทันงานก่อสร้าง ถนน	2	2	3	✓
273	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ไม่มีการให้ความรู้ความเข้าใจในการใช้ บริการของ กฟผ. หรือการใช้ไฟฟ้า อย่างประหยัดและปลอดภัยแก่ชุมชน หรือทำได้ไม่ทั่วถึงทุกพื้นที่	2	3	3	✓
274	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, C	จัดระเบียบสายสื่อสารบนเสาไฟฟ้าใน ชุมชนอย่างไม่เหมาะสม ส่งผลให้เกิด อุบัติเหตุและความเสียหาย	2	3	3	✓
275	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	การจัดระเบียบสายสื่อสารบนเสา ไฟฟ้าในชุมชน ทำได้ไม่ทั่วถึงทุกพื้นที่	2	3	3	✓
276	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	C	ไม่สามารถลดขั้นตอนและเอกสารการ รับสมัคร/การเข้าปฏิบัติงานได้	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
277	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, C	เสาไฟฟ้าไม่มีความมั่นคงแข็งแรง หรือ เสื่อมสภาพตามกาลเวลาโดยขาดการ บำรุงรักษาอย่างเหมาะสม	2	3	3	✓
278	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ไม่มีการประชาสัมพันธ์ให้สื่อมวลชน ทราบถึงโครงการช่วยเหลือของ กฟผ. สำหรับผู้ใช้ไฟในประเภทต่างๆ หรือ ประชาสัมพันธ์ไม่ทั่วถึง	2	3	3	✓
279	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	บุคลากรที่เกี่ยวข้อง ไม่ให้ให้ความ ร่วมมือในการนำเสนอข่าวแก่ สื่อมวลชน	2	3	3	✓
280	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ขาดการประชาสัมพันธ์ที่เพียงพอต่อ สื่อมวลชนออนไลน์ ทำให้สื่อมวลชนไม่ ทราบโครงการสนับสนุน โครงการ ช่วยเหลือของ กฟผ. สำหรับผู้ใช้ไฟใน ประเภทต่างๆ	2	3	3	✓
281	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	มีการนำเสนอข้อมูลของ กฟผ. ที่ไม่ ถูกต้องครบถ้วนในสื่อออนไลน์	2	3	3	✓
282	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ขาดการประสานงานเพื่อความ ปลอดภัยในการทำงานหรือปฏิบัติงาน ร่วมกันที่เหมาะสม กับผู้ส่งมอบ พลังงาน	2	3	3	✓
283	แผนแม่บทด้านการบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	O	ระยะเวลาและการย้ายโหนดไม่เป็นไป ตามแผน รวมถึงเวลาเกิดไฟดับ	2	2	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	พ.ศ. 2565 – 2569						
284	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	การติดต่อประสานงานระหว่างกลุ่ม พันธมิตรล่าช้า	3	3	3	✗
285	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดช่องทางการแลกเปลี่ยนข้อมูล ที่เหมาะสมกับกลุ่มพันธมิตร	2	3	3	✓
286	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่มีการจัดกิจกรรมพบปะพูดคุยกับ กลุ่มพันธมิตร เพื่อเสริมสร้างความ สัมพันธ์ที่ดี หรือจัดได้ไม่เพียงพอ/ไม่ ทั่วถึง	2	3	3	✓
287	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	การแจ้งสาเหตุไฟฟ้าขัดข้องแก่กลุ่ม พันธมิตรใช้เวลานาน	2	3	3	✓
288	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่มีการพัฒนาโครงการร่วมกันกับกลุ่ม พันธมิตร เพื่อพัฒนาเสถียรภาพทาง ไฟฟ้าระดับประเทศ	2	3	3	✓
289	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ระบบสายส่งของ SPP ทับซ้อนกับ ระบบจำหน่ายของ กฟภ. ทำให้เป็น ภาระในการดูแล และบำรุงรักษา	2	2	3	✓
290	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ	○	EGAT แจ้งข้อมูลเกี่ยวกับรายละเอียด ทางด้านเทคนิคของเหตุการณ์	2	2	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569		กระแสไฟฟ้าขัดข้องล่าช้า (มากกว่า 5 นาทีก) ส่งผลต่อการบริหารเหตุการณ์ กระแสไฟฟ้าขัดข้อง				
291	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดความมั่นคงและเสถียรภาพในการ ส่งจ่ายไฟฟ้า ทั้งกรณีเหตุการณ์ ปกติ หรือกรณีมีฝนตกหนัก/ลมแรง	2	2	3	✓
292	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	สนับสนุนข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการ ดำเนินงานแก่กลุ่มพันธมิตรได้ไม่ เพียงพอ	2	3	3	✓
293	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	กระบวนการรับซื้อไฟฟ้ากับกลุ่ม พันธมิตรล่าช้า	2	3	3	✓
294	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่มีการพัฒนาระบบการซื้อขายไฟ และ/หรือการพัฒนาให้จตมิเตอร์ได้เร็ว ขึ้น	2	3	3	✓
295	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	○	ระบบทดสอบอุปกรณ์ขาดความ สมบูรณ์	2	3	3	✓
296	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	C	การจัดซื้อจัดจ้างไม่โปร่งใส หรือ เกิดการทุจริตในขั้นตอนใดขั้นตอน หนึ่ง หรือเกิดการเลือกปฏิบัติ	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
297	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	การเบิกจ่ายกับกลุ่มพันธมิตรใช้ เวลานาน	2	3	3	✓
298	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	C	ขาดความยืดหยุ่นและแนวทางในการ จัดระเบียบสายสื่อสารร่วมกัน หรือ อาจไม่ได้คำนึงถึงผู้บริโภคเป็นหลัก	2	3	3	✓
299	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ข้อมูลและรายละเอียดในเรื่องการพาด สายต่างๆ มีไม่เพียงพอ หรือเป็นไปได้ ยาก ก่อให้เกิดปัญหาในการดำเนินงาน และไม่สอดคล้องกับนโยบาย Digital Utility	2	3	3	✓
300	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	สายไฟฟ้าแรงต่ำอยู่ในระดับต่ำกว่า มาตรฐาน ทำให้การจัดระเบียบสาย สื่อสารฯ ไม่สามารถทำได้	2	3	3	✓
301	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, C	ไม่สามารถแจ้งเรื่องการทำงานย้าย แนวเสาไฟฟ้า ให้ผู้ประกอบการด้าน สายสื่อสารฯ ทราบล่วงหน้าได้ กรณีมี การปรับปรุง/ย้ายแนวเสาไฟฟ้าของ กฟภ.	2	3	3	✓
302	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ขาดความร่วมมือ/การประสานงานใน การจัดระเบียบสายสื่อสารฯ บนเสา ไฟฟ้าของ กฟภ. ให้เป็นระเบียบ เรียบร้อย จากหน่วยงานของ กฟภ. ที่ เกี่ยวข้อง	2	3	3	✓
303	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	O	ไม่มีการกำกับดูแลบริษัทในเครือที่ เพียงพอ	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	พ.ศ. 2565 – 2569						
304	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ขาดความร่วมมือระหว่างหน่วยงาน เพื่อร่วมผลักดันและพัฒนาบริษัทใน เครือให้ดียิ่งขึ้น	2	3	3	✓
305	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	การประสานงานกับบริษัทในเครือที่ใช้ เวลานาน ไม่ถูกต้อง หรือไม่ครบถ้วน	2	3	3	✓
306	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O, S	โครงการร่วมพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อ สร้างเสถียรภาพทางระบบไฟฟ้าไม่ ประสบความสำเร็จ	2	2	3	✓
307	แผนแม่บทด้าน การบริหารจัดการ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย พ.ศ. 2565 – 2569	O	ไม่มีการจัดฝึกอบรมระหว่างกลุ่มคู่ เทียบ คู่แข่งขัน	2	3	3	✓
308	แผนกลยุทธ์การ สื่อสาร ประชาสัมพันธ์การ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	O	การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีและ นวัตกรรมใหม่ๆ เพื่อสร้างบริการที่ มีคุณภาพและมีความยั่งยืน ที่นำเสนอ ไม่สามารถสร้างมูลค่าได้ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓
309	แผนกลยุทธ์การ สื่อสาร ประชาสัมพันธ์การ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	S	ไม่สามารถก้าวเป็นผู้นำในธุรกิจไฟฟ้า ได้ในระยะเวลาตามเป้าหมาย	2	2	3	✓
310	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน	O	บุคลากรส่วนมากไม่แสดงพฤติกรรม การใช้ข้อมูลในการทำงาน (Data driven)	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566						
311	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	บุคลากรส่วนมากไม่มีพฤติกรรม เรียนรู้และมุ่งมั่นพัฒนาตนเอง พร้อม เปิดรับสิ่งใหม่ ๆ ภายในระยะเวลาที่ กำหนด	2	3	3	✓
312	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	สายงานบริหารองค์กรไม่มีการ ถ่ายทอด กำกับ และติดตามผลการ ดำเนินงานตามแผนแม่บทฯ อย่าง ต่อเนื่อง	2	2	3	✓
313	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	ไม่สามารถลดความซ้ำซ้อนของการ ดำเนินการด้านทรัพยากรมนุษย์ในทุก ระดับได้ หรือลดได้เพียงบางส่วน	2	2	3	✓
314	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	คณะกรรมการกำกับดูแลงานด้าน บุคลากรของ กฟผ. ไม่มีการกับติดตาม งานด้วย Dashboard เพราะการใช้ งานยาก และซับซ้อนเกินไป	2	3	3	✓
315	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	การทำงานแบบ Agile และ Remote work/Hybrid Workplace ส่งผลให้ ประสิทธิภาพการทำงานลดลง จาก การขาดวินัยของบุคลากร	2	3	3	✓
316	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O, S	ไม่สามารถพัฒนาระบบงานด้าน ทรัพยากรมนุษย์ให้เป็น HR Digital System ได้อย่างสมบูรณ์ หรือระบบที่ พัฒนา มา ประสบปัญหาการใช้งาน บ่อยครั้ง	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
317	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O	บุคลากรของ กฟภ. ไม่สนใจในการพัฒนาความรู้ความเข้าใจระบบงานด้านทรัพยากรมนุษย์	2	2	3	✓
318	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O, S	กฟภ. ไม่มีอัตรากำลังที่เหมาะสมและสอดคล้องต่อการขับเคลื่อนองค์กรสู่การเป็นองค์กรดิจิทัล	2	3	3	✓
319	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O, S	ไม่สามารถสรรหาและคัดเลือกบุคลากรได้เหมาะสมและสอดคล้องทันต่อความต้องการเพื่อขับเคลื่อนการเป็นองค์กรดิจิทัล	2	3	3	✓
320	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O	บุคลากรของ กฟภ. ขาดความสามารถหรือไม่มีความสนใจในการปฏิบัติงานภายใต้การเปลี่ยนแปลงขององค์กร	2	2	3	✓
321	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O	HR Dashboard ที่พัฒนามา ยากต่อการใช้งานจริงของผู้ใช้งาน ซึ่งอาจเพิ่มระยะเวลาในการตอบคำถาม หรืออาจทำให้บุคลากรไม่ใช้งาน และหันไปใช้ช่องทางการดำเนินการเดิม	2	3	3	✓
322	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	O, S	ไม่สามารถสร้างฐานข้อมูลของระบบ HR Digital ได้อย่างครบถ้วน จึงเกิดอุปสรรคในการประยุกต์ใช้เข้ากับเทคโนโลยีใหม่ๆ ในอนาคต	2	3	3	✓
323	แผนแม่บทด้านทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน	O	ระบบ Employee Portfolio ไม่ครบถ้วน ขาดความเสถียร หรือไม่ง่ายต่อการใช้งาน ทำให้ไม่สามารถใช้งานได้จริง	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566						
324	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	บุคลากรส่วนใหญ่ของ กฟภ. ไม่ผ่าน การประเมินสมรรถนะด้านดิจิทัล	2	3	3	✓
325	แผนแม่บทด้าน ทรัพยากรมนุษย์ การไฟฟ้าส่วน ภูมิภาค ปี พ.ศ. 2562 - 2566	○	ขาดการประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้ ส่วนเสียเกิดความเข้าใจและเห็น ความสำคัญของระบบบริหารบุคลากร ผู้มีความสามารถสูง ทำให้ขาดความ ร่วมมือและการสนับสนุนให้เกิด ผลสำเร็จ	2	3	3	✓
326	แผนแม่บทความ ปลอดภัย อาชีว อนามัย และ สภาพแวดล้อมใน การทำงานของการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2563 – 2567	○	การขยายการดำเนินงานในระบบ จำหน่าย มีผลทำให้เกิดโอกาสในการเกิด อุบัติเหตุ/อุบัติภัยมากขึ้น	2	3	3	✓
327	แผนแม่บทความ ปลอดภัย อาชีว อนามัย และ สภาพแวดล้อมใน การทำงานของการ ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2563 – 2567	C	กฎระเบียบของการเป็นหน่วยงาน ภาครัฐทำให้เกิดความไม่คล่องตัวใน การดำเนินงาน	2	3	3	✓
328	แผนแม่บทความ ปลอดภัย อาชีว อนามัย และ สภาพแวดล้อมใน การทำงานของการ	○	การเคลื่อนย้ายแรงงานโดยเสรีจากการ เข้าสู่ประชาคมอาเซียน อาจส่งผลให้ เกิดพฤติกรรมความไม่ปลอดภัยในการ ทำงานที่มาพร้อมกับแรงงาน	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2563 – 2567		ก่อให้เกิดสภาพความไม่ปลอดภัยใน การทำงานโดยรวม				
329	แผนแม่บทการ จัดการความรู้ 2563 - 2567	S	การเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ทำให้ กฟภ. ต้องเร่งพัฒนาองค์ความรู้ให้สามารถแข่งขันได้ในอนาคต	2	3	3	✓
330	แผนแม่บทการ จัดการความรู้ 2563 - 2567	O	กฟภ. ตอบสนองและปรับตัวไม่เท่าทันเทคโนโลยีในการสนับสนุนการจัดการความรู้ที่มีความหลากหลายและมีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว	2	3	3	✓
331	แผนแม่บทการ จัดการความรู้ 2563 - 2567	O	ไม่สามารถใช้ประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการจัดการความรู้กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ในการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กรได้	2	3	3	✓
332	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	แผนงานปรับปรุงบำรุงรักษา/ระบบไฟฟ้าล่าช้าไม่เป็นไปตามแผนงานฯ	3	3	3	✗
333	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถส่งออกฐานข้อมูล (Export) เหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้องจากระบบ OMS ได้	3	3	3	✗
334	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถให้บริการ 1129 PEA Contact Center ได้อย่างต่อเนื่อง	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
335	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	รายงานผลการศึกษา และร่าง TOR สำหรับการยกระดับ ศูนย์บริการข้อมูลผู้ใช้ไฟ ระยะที่ 5 ไม่ แล้วเสร็จตามระยะเวลา กำหนด	3	3	3	×
336	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	ก่อสร้างศูนย์บริการลูกค้าตามแผน สนับสนุนระยะที่ 4 ไม่เสร็จตาม ระยะเวลาที่กำหนด	3	3	3	×
337	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	ไม่สามารถจัดสรร รถ PEA Mobile Shop ให้กับ กฟข ได้ตามกรอบ ระยะเวลา	3	3	3	×
338	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○, C	ไม่สามารถย้ายหรือปิด PEA Shop ที่ มีผลการดำเนินงานต่ำกว่าเกณฑ์ที่ กำหนด เนื่องจากยังไม่ครบสัญญาเช่า พื้นที่ ซึ่งอาจทำให้ กฟผ. ต้องเสีย ค่าปรับตามเงื่อนไขสัญญา	3	3	3	×
339	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	แต่ละหน่วยงานใช้เวลาการพิจารณา ตอบกลับไม่ทันตามกำหนดที่ให้ไว้	3	3	3	×
340	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568	○	การพัฒนาระบบ SCS ไม่แล้วเสร็จ ตามกำหนด ทำให้ไม่สามารถใช้ งานเว็บไซต์	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565		PEA e-Service ในการให้บริการ ออนไลน์ได้ครบถ้วน				
341	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, C	การปรับปรุงกระบวนการให้บริการ ลูกค้าแบบออนไลน์และการกำหนด รูปแบบการยื่นไฟล์เอกสาร หลักฐาน การขอใช้บริการไม่เป็นไปตาม พ.ร.บ. คุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA)	3	3	3	✗
342	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	การพัฒนาแอปพลิเคชันที่ไม่ตรงตาม ความต้องการของ ผู้ใช้งาน	2	3	3	✓
343	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถติดตามและประเมิน ผล พัฒนาช่องทางสื่อสารผ่าน เว็บไซต์ (Website) เนื่องจาก Ransomware โจมตีทำให้ไม่มี ข้อมูลในการ ประเมินผลที่เพียงพอ	2	3	3	✓
344	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	การพัฒนาใบแจ้งค่าไฟฟ้า อิเล็กทรอนิกส์ e- invoice ที่ยังไม่ สามารถดำเนินการได้	3	3	3	✗
345	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	Ransomware โจมตีทำให้ไม่มีข้อมูล ในการประเมินผล ที่เพียงพอ	3	3	3	✗
346	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ	O	ช่องโหว่การเชื่อมต่อของ ระบบ เทคโนโลยีสารสนเทศ ที่มีความเสี่ยง	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565		ต่อการโจมตี หรือเกิดการสูญหายของ ข้อมูล				
347	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, C	กระบวนการบางกระบวนการ ไม่ สามารถดำเนินการได้สอดคล้องตาม นโยบาย คัมครองข้อมูลส่วนบุคคล PDPA	3	3	3	×
348	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	พัฒนาระบบบริหาร จัดการคิวและ ระบบ ประเมินความพึง พอใจเสร็จไม่ ทันตาม ระยะเวลาที่กำหนด	3	3	3	×
349	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	S	ไม่สามารถดำเนินการเนื่องจาก สถานการณ์ Covid-19	3	3	3	×
350	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	จัดหายานพาหนะแก่กระแสไฟฟ้า ขัดข้องไม่ทันตาม กำหนดกรอบ ระยะเวลา	3	3	3	×
351	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถสื่อสาร ถ่ายทอดมาตรฐาน คุณภาพบริการและกฎบัตรการ ให้บริการให้พนักงานและประชาชน รับทราบได้อย่างทั่วถึง	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
352	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	ไม่สามารถติดตาม และ ประเมินผล มาตรฐานการ ให้บริการลูกค้าด้วย เทคโนโลยีดิจิทัลได้เนื่องจาก Ransomware โจมตีทำให้ไม่มีข้อมูล ในการ ประเมินผลที่เพียงพอ	2	3	3	✓
353	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	ไม่สามารถสำรวจฯ และประมวลผลได้ ตามระยะเวลาที่กำหนด - ไม่มีกรอบ ระยะเวลาดำเนินงาน - ไม่มีการ ติดตามงาน	3	3	3	✗
354	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	ไม่สามารถปิดข้อร้องเรียนได้ตาม เป้าหมาย - ผู้รับผิดชอบไม่ทราบแนว ทางการ ดำเนินงาน และเป้าหมาย - ผู้เกี่ยวข้องไม่ทราบว่าเมื่อเรื่อง ร้องเรียน	3	3	3	✗
355	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	S	ที่ปรึกษาโครงการ ไม่สามารถส่งมอบ ได้ตามกรอบระยะเวลา	3	3	3	✗
356	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	○	เจ้าของโครงการ ไม่ได้เป็นเจ้าของ ข้อมูล ในฐานข้อมูล ด้านลูกค้า	3	3	3	✗
357	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568	O, S	กระบวนการบางกระบวนการ ไม่ สามารถดำเนินการได้สอดคล้องตาม นโยบาย คุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล PDPA	3	3	3	✗

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565						
358	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	พัฒนาระบบบริหาร จัดการคิวและ ระบบ ประเมินความพึง พอใจเสร็จไม่ ทันตาม ระยะเวลาที่กำหนด	3	3	3	×
359	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	S	ไม่สามารถดำเนินการเนื่องจาก สถานการณ์ Covid-19	3	3	3	×
360	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	จัดหายานพาหนะแก๊สไฟฟ้า ขัดข้องไม่ทันตาม กำหนดกรอบ ระยะเวลา	3	3	3	×
361	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ข้อมูล Touchpoints ของ ลู ก ค้า ที่ ง อ อ น ไ ล น์ แ ล ะ ออฟไลน์ไม่ สมบูรณ์ ไม่ ครบถ้วน หรือไม่ ปัจจุบัน ทำให้การจัดทำเกณฑ์การ ประเมินและผลการประเมิน ใ ห้ ค ร อ บ ค ลุ ม ทั้ง 4 ห ลั ก เ ก ณฑ์ ไ ด้ แ ก่ Customer, Finance, Physical Office แ ล ะ Services ไม่ มีประสิทธิภาพ	3	3	3	×
362	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568	O, S	ไม่มีระบบงาน CRM ขององค์กร ภายในกรอบเวลาที่กำหนด - การ จัดทำ TOR และการ พัฒนาระบบไม่ เป็นไปตามแผน	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565						
363	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, S	ไม่สามารถนำระบบ Digital CRM (CRM Mobile Workforce และ PEA Privilege มาสนับสนุนการ) ให้บริการ ลูกค้ากลุ่มเป้าหมายได้ ตามระยะเวลา ที่กำหนด - การพัฒนาระบบงานไม่ เป็นไป ตามแผน	3	3	3	×
364	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถดำเนินการการจัดอบรม พัฒนาบุคลากร ได้ตามระยะเวลาที่ กำหนด	3	3	3	×
365	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถดำเนินการสรุปผลการ สำรวจฯ และจัดทำแผนแผนเพิ่ม ประสิทธิภาพการจัดการความต้องการ ความคาดหวังของกลุ่มลูกค้าราย สำคัญ ได้ตามระยะเวลาที่กำหนด	3	3	3	×
366	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, C	ไม่สามารถดำเนินการขออนุมัติ หลัก กการแนวทางการให้บริการ รูปแบบ Nationwide ภายใน กย 2564.	3	3	3	×
367	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, S, F	ความล่าช้าในการติดต่อประสานงาน ในการพัฒนาระบบบริหารจัดการ และ กระบวนการหลังการขายเนื่องจาก สถานการณ์โรคระบาด COVID-ซึ่ง 19 จะส่งผลให้เกิดความล่าช้าในการหา รูปแบบธุรกิจใหม่ๆ พันธมิตรทางธุรกิจ และการพัฒนา รูปแบบการให้บริการ เพิ่มเติม	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
368	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถให้บริการผ่านแอปพลิเคชัน ได้ เนื่องจากอยู่ระหว่างการปรับปรุง	3	3	3	×
369	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, F	ไม่สามารถติดตั้งสถานีอัด ประจุ รถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Station) ได้ตาม เป้าหมาย	3	3	3	×
370	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O, S, F	แผนงานการดำเนินงานธุรกิจ เกี่ยวเนื่อง (Business Portfolio Implementation)	3	3	3	×
371	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	ไม่สามารถมีระบบ/ฐานข้อมูล เพื่อ วิเคราะห์ข้อมูลลูกค้าได้ตาม ระยะเวลาที่กำหนด - บุคลากรไม่มี ความพร้อม - ไม่มีเครื่องมือในการ วิเคราะห์	3	3	3	×
372	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568 ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565	O	หน่วยงานภายใน การบันทึกข้อมูลจาก หน่วยงาน ต้นทางไม่ครบถ้วนถูกต้อง ทำให้ ไม่สามารถทำธุรกรรมทางการ เงินได้	3	3	3	×
373	แผนแม่บทบริการ ลูกค้าและ การตลาด พ.ศ. 2564-2568	O	หน่วยงานภายนอก Platform ของผู้ ให้บริการทางการเงินแต่ละหน่วยงาน ไม่เหมือนกัน อาจจะต้องใช้ ระยะเวลา ในการดำเนินการ พัฒนาโปรแกรม	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
	ทบทวนครั้งที่ 1 พ.ศ. 2565						
374	แผนปฏิบัติการ ดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2561-2565 (ทบทวนครั้งที่ 4 พ.ศ. 2565)	S	การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของผู้ใช้ไฟ ไปสู่ Prosumer นำไปสู่รูปแบบการ ให้บริการที่เปลี่ยนแปลงไป	2	2	3	✓
375	แผนปฏิบัติการ ดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2561-2565 (ทบทวนครั้งที่ 4 พ.ศ. 2565)	S, C	นโยบายและกฎหมายในการกำกับ ดูแลรัฐวิสาหกิจ ส่งผลต่อความ คล่องตัวและความรวดเร็วในการ ปรับเปลี่ยนและขับเคลื่อนทางด้าน ดิจิทัล	2	3	3	✓
376	แผนปฏิบัติการ ดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2561-2565 (ทบทวนครั้งที่ 4 พ.ศ. 2565)	S, F	การเปิดกว้างและพัฒนามีพลวัต (Dynamic) ของเทคโนโลยีดิจิทัล ก่อให้เกิดความไม่แน่นอนและความ เสี่ยงในการลงทุนพัฒนาในระยะยาว	2	3	3	✓
377	แผนปฏิบัติการ ดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2561-2565 (ทบทวนครั้งที่ 4 พ.ศ. 2565)	O	ผลกระทบต่อระบบจำหน่ายจาก นโยบายภาครัฐที่ส่งเสริม DG (Distributed Generation) และยาน ยนต์ไฟฟ้า (EV) มากขึ้น	2	3	3	✓
378	แผนปฏิบัติการ ดิจิทัลของ กฟภ. พ.ศ. 2561-2565 (ทบทวนครั้งที่ 4 พ.ศ. 2565)	O	การพัฒนาและตื่นตัวทางด้าน เทคโนโลยีและข้อมูลของลูกค้า รวมถึง ความคาดหวังที่เพิ่มสูงขึ้นอย่าง ต่อเนื่อง นำมาสู่ความท้าทายในการ ยกระดับและพัฒนาการดำเนินงาน ของ กฟภ.	2	3	3	✓
379	แผนยุทธศาสตร์ การบริหารจัดการ สินทรัพย์ระบบ ไฟฟ้า กฟภ. พ.ศ. 2561-2565	O, C	ไม่สามารถดำเนินการเพื่อให้ได้รับการ รับรองตามมาตรฐาน ISO 55000 ได้ ตามเป้าหมาย	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
380	แผนยุทธศาสตร์ การบริหารจัดการ สินทรัพย์ระบบ ไฟฟ้า กฟภ. พ.ศ. 2561-2565	O	ระบบข้อมูลสารสนเทศสำหรับใช้ในการ การบริหารจัดการสินทรัพย์มีความไม่ ถูกต้อง หรือไม่ครบถ้วน ส่งผลกระทบ ต่อการบริหารสินทรัพย์ในภาพรวม	2	3	3	✓
381	Compliance risk	O, C	เนื่องจากจำเป็นต้องใช้งานหรือ ให้บริการลูกค้า ผู้ประกอบการจึงทำ การละเมิดพาดสาย / พาดสายเกิน กว่าที่สัญญากำหนดไว้	2	3	3	✓
382	Compliance risk	O, C	ผู้ประกอบการกิจการโทรคมนาคม ไม่ บำรุงรักษา ไม่รื้อถอนสายเก่าที่ไม่ใช้ งานแล้วออกจากเสาไฟฟ้าของ กฟภ. (อาจเนื่องจากวิธีการคิดค่าเช่าพาด สายของ กฟภ. เพราะการรื้อถอนมี ค่าใช้จ่าย แต่ไม่รื้อถอนก็มีค่าเช่าเท่า เดิม)	2	3	3	✓
383	Compliance risk	O, S	จำนวนผู้ให้บริการและจำนวนสาย สื่อสารที่มากขึ้น ทั้งภาคเอกชนและ ราชการ จึงทำให้เสาไฟฟ้าของ กฟภ. ไม่สามารถรองรับได้ทั้งหมด	2	3	3	✓
384	Compliance risk	O, C	ข้อกำหนดค่าใช้จ่ายเขตทางหลวงพิเศษ ทางหลวงแผ่นดิน ทางหลวงชนบท และทางหลวงสัมปทาน มีความไม่ ชัดเจน ส่งผลให้เกิดความสับสน หรือ ล่าช้า	3	3	3	✗
385	Compliance risk	C	ลูกค้าจำนวนมากไม่สามารถขอความ ยินยอม (Consent) จากเจ้าของข้อมูล (Data Subject) ได้ เพราะ กฟภ. มี ช่องทาง ในการขอความยินยอมจำกัด และไม่เข้าถึงลูกค้าทุกคน	3	3	3	✗
386	Compliance risk	O, C	หน่วยงานรับผิดชอบไม่บันทึกข้อมูลลง ในระบบ Car Management System (CMS) ส่งผลให้ไม่สามารถตรวจสอบ	2	3	3	✓

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
			และบริหารจัดการยานพาหนะได้อย่าง มีประสิทธิภาพ				
387	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	การรวบรวมข้อมูลที่ใช้เป็นปัจจัย นำเข้าในการ จัดทำแผนแม่บทฯ และ แผนปฏิบัติงานด้านการ จัดการ นวัตกรรมไม่ครบถ้วนทำให้แผนที่ จัดทำขึ้น ไม่ครบถ้วนสมบูรณ์	3	3	3	×
388	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่สามารถถ่ายทอดแผนและสื่อสารไป ยัง ผู้เกี่ยวข้องให้รับรู้และเข้าใจอย่าง ทั่วถึง	3	3	3	×
389	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ระบุความรู้ที่จำเป็นต่อการปรับปรุง และ นวัตกรรมผลิตภัณฑ์และบริการ การปรับปรุง กระบวนการทำงานที่ สำคัญ การตลาดและ รูปแบบธุรกิจ ใหม่ เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่ม ให้กับ องค์กร ไม่ครบถ้วน	3	3	3	×
390	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	กลุ่มความรู้ที่จำเป็นที่กำหนดไม่ สอดคล้องกับ เป้าหมายระยะยาวของ องค์กร	3	3	3	×
391	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่สามารถจัดทำกระบวนการ นวัตกรรมของ องค์กรในภาพรวมอย่าง เป็นระบบครบถ้วน	3	3	3	×
392	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่สามารถนำกระบวนการนวัตกรรม มาใช้ได้ อย่างสมบูรณ์	3	3	3	×
393	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่สามารถรวบรวมนวัตกรรมได้ตาม เป้าหมาย ของแต่ละประเภท กระบวนการนวัตกรรม	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
394	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ผู้ลงทุนไม่สามารถดำเนินงานได้ตาม เป้าหมาย ที่เสนอ	3	3	3	×
395	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	การวัดและวิเคราะห์ผลสำเร็จเชิง เปรียบเทียบใน กลุ่มตัวชี้วัดที่สำคัญ ขององค์กร กับคู่แข่ง/คู่เทียบ อาจทำ ได้ยากเนื่องจากข้อมูลส่วนใหญ่ไม่ได้ เปิดเผยอย่างสาธารณะ	3	3	3	×
396	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ไม่สามารถจัดสรรทรัพยากร/ เครื่องมือ/เครื่องใช้ ได้ทันตาม แผนงาน/โครงการที่ก าหนดไว้	3	3	3	×
397	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	การเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีที่ส่งผล ต่อ งบประมาณในการจัดหาทรัพยากร ด้านโปรแกรม คอมพิวเตอร์	3	3	3	×
398	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	บุคลากรขาดความรู้ในการประเมินผล ลัพธ์ที่ เกิดจากการคิดค้นนวัตกรรม	3	3	3	×
399	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดบุคลากรที่มีความรู้ความชำนาญ ในการ จัดการทรัพยากรสินทางปัญญา	3	3	3	×
400	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ระบบ ITS ไม่สามารถตอบสนองความ ต้องการ ของผู้ให้บริการ	3	3	3	×
401	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดการบูรณาการทำงานระหว่าง ผู้รับผิดชอบ หลักและผู้รับผิดชอบร่วม	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัยเสี่ยง 2566
				ผลการดำเนินงาน	กระบวนการควบคุม	การติดตาม	
402	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ผู้บริหารแต่ละคนมีการปฏิบัติตามพฤติกรรมที่คาดหวังในระดับที่แตกต่างกัน	3	3	3	×
403	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○, S	การปรับโครงสร้างของสายงานที่เกี่ยวข้อง	3	3	3	×
404	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ทีมงานด้านนวัตกรรมไม่ผ่านการประเมิน ประสิทธิภาพของการเรียนรู้	3	3	3	×
405	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	รูปแบบ ช่องทางสื่อสาร กิจกรรม เสริมสร้างค่านิยมและวัฒนธรรมไม่เหมาะสมกับทุกกลุ่มบุคลากร ทำให้บุคลากรบางกลุ่มอาจมีการรับรู้ต่ำกว่าเป้าหมาย	3	3	3	×
406	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	รูปแบบแรงจูงใจที่กำหนดไม่ตรงกับความต้องการ ของบุคลากร ทำให้ไม่ดึงดูดให้บุคลากรต้องการมีส่วนร่วมในการพัฒนานวัตกรรม	3	3	3	×
407	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ความเปลี่ยนแปลงของแนวโน้มทางการตลาด อาจทำให้นวัตกรรมที่คิดค้นไม่ตอบโจทย์ความต้องการ	3	3	3	×
408	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดบุคลากรที่จะพัฒนานวัตกรรมและแรงจูงใจ	3	3	3	×
409	แผนแม่บทด้านนวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ข้อมูล Big data เสี่ยงของลูกค้ายที่นำมาใช้ในการ วิเคราะห์มีจำนวนไม่มากเพียงพอที่จะนำมา คาดการณ์ความต้องการของ กลุ่มลูกค้าทั้งในปัจจุบันและอนาคต	3	3	3	×

ลำดับ	ที่มาการระบุ ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	Risk Inventory	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่			ปัจจัย เสี่ยง 2566
				ผลการ ดำเนินงาน	กระบวนการ ควบคุม	การ ติดตาม	
410	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	การเลือก Persona อาจไม่สอดคล้อง กับการเป็นตัวแทนของกลุ่มลูกค้าที่ แท้จริง	3	3	3	✗
411	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	ขาดผู้รับจ้างผลิตที่สนใจในการผลิต นวัตกรรม	3	3	3	✗
412	แผนแม่บทด้าน นวัตกรรมของ กฟภ. พ.ศ. 2565 – 2569	○	อาจถูกลอกเลียนนวัตกรรมในกรณีที่ นำไปจัด แสดงผลงานในต่างประเทศ	3	3	3	✗

ตารางที่ 6 : การพิจารณาปัจจัยเสี่ยงของปี 2565 เพื่อนำมาบริหารต่อในปี 2566

ปัจจัยเสี่ยง (Risk) ปี 2565	นำไปบริหารต่อในปี 2565 (Residual Risk)	เหตุผล
RF 1 การยกระดับคุณภาพระบบจำหน่าย ไฟฟ้าเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลง ของอุตสาหกรรมไฟฟ้า	✗	สามารถบริหารความเสี่ยงได้ตามแผนงาน และได้ผลตามเป้าหมายที่กำหนด
RF 2 การเตรียมความพร้อมและการ วางแผนระยะยาวโครงการนำร่อง EEC เพื่อรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรี	✓	ปรับเป็นปัจจัยเสี่ยงเรื่องความไม่ชัดเจนใน การเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้ โครงข่าย และการคิดค่าบริการ
RF 3 ขาดการวิเคราะห์ Business Alignment ระหว่าง กฟภ. และบริษัท ในเครือ รวมถึงการกำหนดทิศทางที่ ชัดเจนของตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ ของบริษัทในเครือ	✓	ปรับเป็นปัจจัยเสี่ยงเรื่องทิศทางและนโยบาย ระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ ขาดความ ชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการ เติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ
RF 4 ผลประกอบการต่ำกว่าเป้าหมาย รวมถึงการดำเนินการโครงการ สำคัญล่าช้า เนื่องจาก สถานการณ์ โรคระบาด Covid-19	✓	ปรับเป็นปัจจัยเสี่ยงเรื่องการรักษาสภาพ คล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการ ดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทาง เศรษฐกิจ

ปัจจัยเสี่ยง (Risk) ปี 2565	นำไปบริหารต่อในปี 2565 (Residual Risk)	เหตุผล
RF 5 ความพร้อมในการบริหารจัดการ และการปรับโครงสร้างองค์กร ในช่วงการเปลี่ยนผ่านไปสู่ Digital Utility อย่างเต็มรูปแบบ	X	สามารถบริหารความเสี่ยงได้ตามแผนงาน และได้ผลตามเป้าหมายที่กำหนด
RF 6 การยกระดับความพึงพอใจ และความคาดหวังต่อทุกกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย โดยเฉพาะกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ และลูกค้านิคมอุตสาหกรรม	X	ปรับเป็นปัจจัยเสี่ยงเรื่องความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น
RF 7 การบริหารจัดการดัชนีการประสบอุบัติภัย (Disabling Injury Index : vDI)	X	ปรับเป็นความเสี่ยงระดับสายงาน โดยที่สายงาน ภ.1-4 จำเป็นต้องนำไปบริหารความเสี่ยง เรื่อง การบริหารจัดการดัชนีการประสบอุบัติภัย (Disabling Injury Index : vDI) แทน
RF 8 ความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์ (Cyber Security)	✓	ปรับเป็นปัจจัยเสี่ยงเรื่องมาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน

3.1.2 สรุปผลการค้นหาและวิเคราะห์ความเสี่ยงระดับองค์กร ปี 2566

จากปัจจัยเสี่ยงที่ได้ระบุไว้เบื้องต้นตามข้อ 2.1.1 และการคัดเลือกปัจจัยเสี่ยงที่หลงเหลืออยู่ (Residual Risk) ฝ่ายกำกับดูแลและบริหารความเสี่ยง ได้จัดประชุมเชิงปฏิบัติการร่วมกับทุกฝ่ายงาน เพื่อร่วมกันระบุปัจจัยเสี่ยงปี 2566 โดยพิจารณาความสอดคล้องกับวัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ ปี 2566 ที่กำหนดไว้ รวมทั้งประสิทธิผลการควบคุมภายในทั้ง 3 ด้านคือ

- 1) ผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย
- 2) กระบวนการควบคุมที่มีอยู่ในปัจจุบัน
- 3) กระบวนการรายงานและติดตามโดยการพิจารณาประสิทธิผลการควบคุม

หากมีมุมมองใด ที่มีระดับการควบคุม ต่ำกว่า 3 จะถือว่าประสิทธิภาพการควบคุมไม่เพียงพอ และจะถูกระบุเป็นปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร

โดยสามารถสรุปปัจจัยเสี่ยงที่จะนำมาบริหารจัดการในปี 2566 ได้ดังนี้

ตารางที่ 7 : ประเภทความเสี่ยงและระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้

ปัจจัยเสี่ยงที่	ปัจจัยเสี่ยง (Risk Factors) ปี 2565	ประเภท
RF1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F
RF2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O
RF3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	S/C
RF4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.	S/O
RF5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F
F6	การยกระดับการรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F
RF7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C

ตารางที่ 8 : ความเชื่อมโยงปัจจัยเสี่ยงของปี 2566 กับวัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ในปี 2566

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ (SO)	เป้าประสงค์ที่ปัจจัยเสี่ยงมีผลต่อ SO
1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F	SO2 พัฒนาระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพ เชื่อถือได้ และยกระดับสู่โครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นผู้นำระบบไฟฟ้า ตอบสนองความพึงพอใจแก่ลูกค้าและผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	- ความพึงพอใจของลูกค้าและผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (ลูกค้าในนิคมอุตสาหกรรม และลูกค้ารายสำคัญ) - SAIFI/SAIDI ในนิคมอุตสาหกรรม
2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O	SO2 พัฒนาระบบจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพ เชื่อถือได้ และยกระดับสู่โครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) เพื่อเป็นผู้นำระบบไฟฟ้า ตอบสนองความพึงพอใจแก่ลูกค้าและผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	- ความสำเร็จของโครงการ Smart Grid - คุณภาพระบบจำหน่ายในระดับชั้นนำของภูมิภาค - ความสำเร็จในการบริหารระบบไฟฟ้าแรงต่ำ

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ (SO)	เป้าประสงค์ที่ปัจจัยเสี่ยงมีผลต่อ SO
3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่ายและการคิดค่าบริการ	S/C	SO3 ยกระดับผลประกอบการ ต่อยอดสู่ธุรกิจใหม่ มุ่งสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า SO4 เป็นองค์กรไฟฟ้าชั้นนำ ตอบโจทย์ความท้าทายของประเทศ เพื่อความยั่งยืนของสังคมและสิ่งแวดล้อม	ความสำเร็จของโครงการนำร่อง – การรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	S/O	SO1 ยกระดับการบริหารจัดการระดับสากลด้วยดิจิทัลและนวัตกรรม โดยมีทุนมนุษย์เป็นแกนขับเคลื่อนสำคัญ SO3 ยกระดับผลประกอบการ ต่อยอดสู่ธุรกิจใหม่ มุ่งสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	- การใช้ดิจิทัลและนวัตกรรมสู่การปรับปรุงกระบวนการทำงาน และการบูรณาการระบบข้อมูล - กระบวนการดำเนินงานที่เป็น Digitalized 100% ภายในปี 69 และการพัฒนาฐานข้อมูลลูกค้าสู่ Business Foresight
5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F	SO3 ยกระดับผลประกอบการ ต่อยอดสู่ธุรกิจใหม่ มุ่งสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	- การดำเนินงานตาม กลุ่มผลิตภัณฑ์และบริการที่คัดเลือก (Portfolio Selection) ของบริษัทในเครือ - ความมั่นคงทางการเงินเพิ่มสัดส่วนรายได้จากธุรกิจอื่นๆ

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	วัตถุประสงค์เชิงยุทธศาสตร์ (SO)	เป้าประสงค์ที่ปัจจัยเสี่ยงมีผลต่อ SO
6	การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F	SO3 ยกระดับผลประกอบการ ต่อยอดสู่ธุรกิจใหม่ มุ่งสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ความมั่นคงทางการเงินเพิ่มสัดส่วนรายได้จากธุรกิจอื่นๆ
7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C	SO1 ยกระดับการบริหารจัดการระดับสากลด้วยดิจิทัลและนวัตกรรม โดยมีทุนมนุษย์เป็นแกนขับเคลื่อนสำคัญ	ยกระดับการบริหารจัดการมาตรฐานสากล

ทั้งนี้คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. เห็นชอบแผนบริหารความเสี่ยงองค์กรของ กฟผ. ประจำปี 2564 ในการประชุมคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. ครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พฤศจิกายน 2565

3.2 การประเมินความเสี่ยง

การประเมินความเสี่ยง เป็นการพิจารณาถึงนัยสำคัญของความเสี่ยงที่มี ซึ่งพิจารณาได้จากการวิเคราะห์ ความรู้ ประสบการณ์ และจากดุลยพินิจ ทั้งนี้ การประเมินความเสี่ยงเป็นการวิเคราะห์ระดับความรุนแรง (โอกาสและผลกระทบ) รายปัจจัยเสี่ยง โดยการใช้ฐานข้อมูลในอดีต หรือการคาดการณ์ในอนาคต เพื่อประกอบการกำหนดระดับความรุนแรงแต่ละปัจจัยเสี่ยง ซึ่งมีความสัมพันธ์กับขอบเขตของระดับความเสี่ยงที่องค์กรยอมรับได้ (Risk Boundary) ซึ่งหลักเกณฑ์ในการประเมินระดับความเสี่ยงโดยพิจารณาในสองด้าน คือ โอกาสและผลกระทบ

3.2.1 การกำหนดค่าความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite) และกำหนดช่วงเบี่ยงเบนของระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Tolerance) และการกำหนดดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (Key Risk Indicator)

ความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite : RA) หมายถึง ประเภทและเกณฑ์ของความเสี่ยงที่องค์กรจะยอมรับได้ เพื่อช่วยให้องค์กรบรรลุวิสัยทัศน์และภารกิจขององค์กร ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ หมายถึง ระดับความเบี่ยงเบนจากเกณฑ์หรือประเภทของความเสี่ยงที่ยอมรับได้ ทั้งนี้ การกำหนดความเสี่ยงที่ยอมรับได้ และระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้นั้น ต้องสอดคล้องกับเป้าหมายขององค์กร โดยไม่ควรกำหนด Risk Appetite

ต่ำกว่าเป้าหมายที่องค์กรได้กำหนดไว้ ทั้งนี้ กฟผ. กำหนด RA สอดคล้องกับเป้าหมายตามตัวชี้วัดองค์กรที่ระดับ 5

ช่วงเบี่ยงเบนของระดับความเสี่ยงที่องค์กรยอมรับได้ (Risk Tolerance: RT) หมายถึง ระดับความเบี่ยงเบนจากระดับของความเสี่ยงที่ยอมรับได้ในแต่ละปัจจัยโดยต้องกำหนดให้ชัดเจนและสอดคล้องกับเป้าหมายขององค์กร โดยไม่ควรกำหนดค่าเบี่ยงเบนต่ำกว่าเป้าหมายที่องค์กรได้กำหนดไว้ ทั้งนี้ กฟผ. กำหนด RT สอดคล้องกับเป้าหมายตามตัวชี้วัดองค์กรที่ระดับ 4

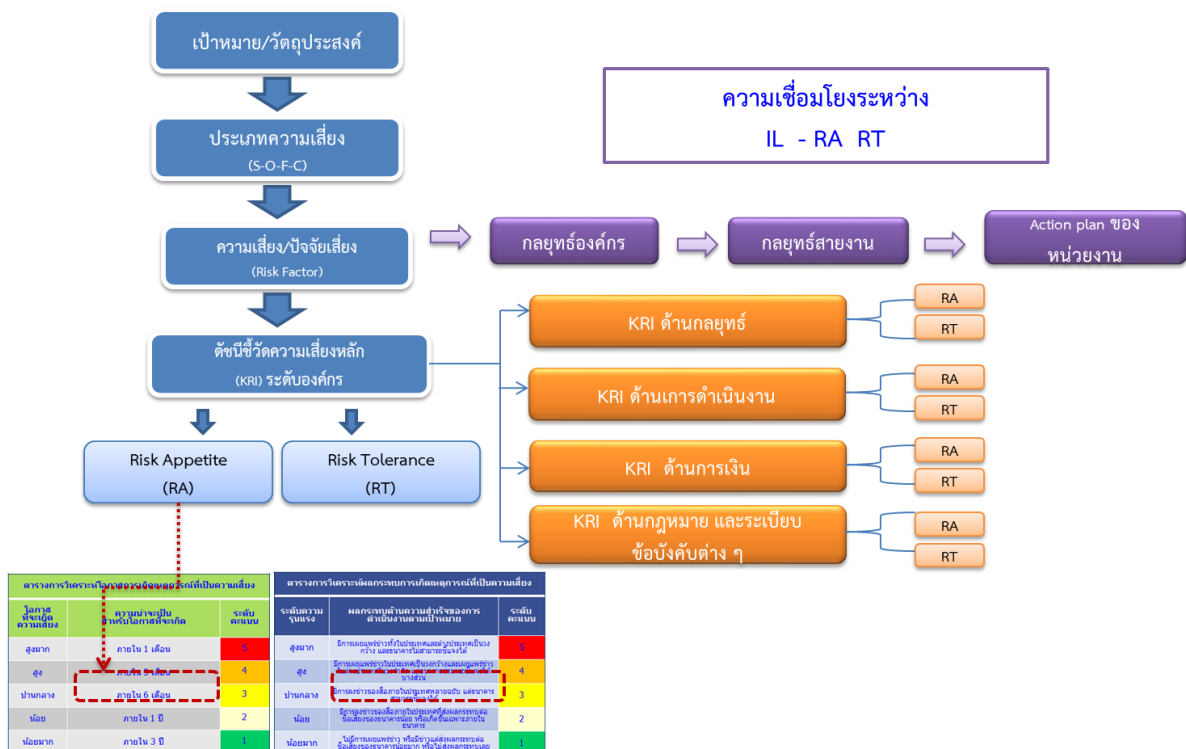
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้กำหนดเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงเป็นรายปัจจัยเสี่ยงโดยพิจารณาจากระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite : RA) และระดับความเสี่ยงที่ยอมให้เบี่ยงเบนได้ (Risk Tolerance : RT) ซึ่งหลักเกณฑ์ในการกำหนด RA และ RT มีดังนี้

ตารางที่ 9 : ประเภทความเสี่ยงและระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้

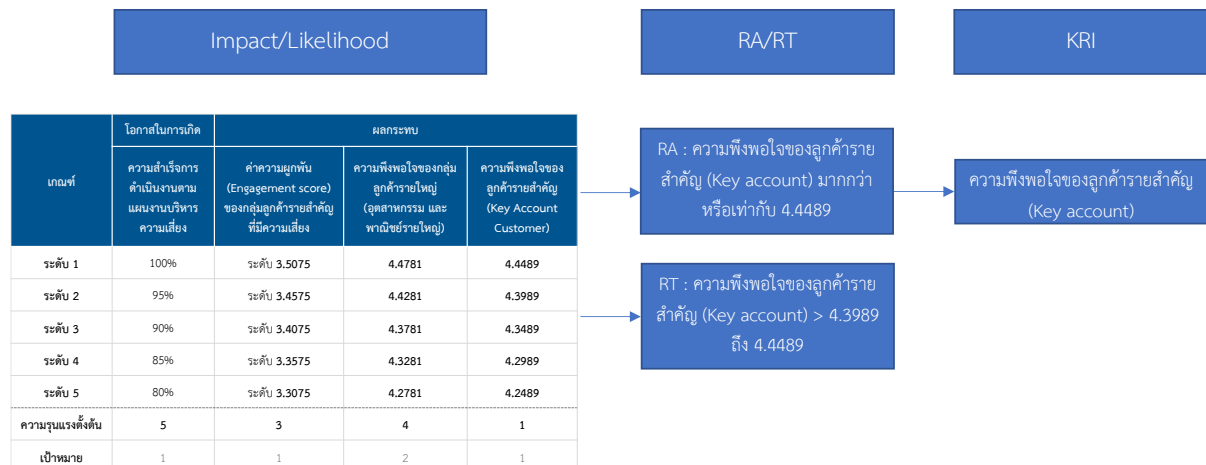
ประเภทความเสี่ยง	ระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite)	ช่วงเบี่ยงเบนของระดับความเสี่ยงที่ ยอมรับได้ (Risk Tolerance)
ด้านกลยุทธ์ (Strategic Risk)	สอดคล้องตามเป้าประสงค์ในแผนยุทธศาสตร์ หรือค่าระดับ 5 ตาม BSC (หากเชื่อมโยงกับเกณฑ์ชี้วัดใน Balanced Scorecard ของ กฟผ.)	ค่าระดับ 4 ตาม BSC (หากเชื่อมโยงกับเกณฑ์ชี้วัดใน Balanced Scorecard ของ กฟผ.)
ด้านการเงิน (Financial Risk)	สามารถรักษาระดับความสามารถในการสร้างความมั่นคงทางการเงินในระยะยาว (เป้าหมายตามแผนยุทธศาสตร์ กฟผ. ที่ระบุในแต่ละปี)	ค่าระดับ 4 ตาม BSC (หากเชื่อมโยงกับเกณฑ์ชี้วัดใน Balanced Scorecard ของ กฟผ.)
ด้านการดำเนินงาน (Operation Risk)	ความมั่นคงเชื่อถือได้ในคุณภาพระบบไฟฟ้าค่า SAIFI และค่า SAIDI (ตามแผนยุทธศาสตร์ กฟผ. ที่ระบุในแต่ละปี)	ค่าระดับ 4 ตาม BSC (หากเชื่อมโยงกับเกณฑ์ชี้วัดใน Balanced Scorecard ของ กฟผ.)
ด้านการปฏิบัติตามกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง (Compliance Risk)	กฟผ. จะดำเนินการภายใต้กฎหมาย กฎระเบียบและนโยบายของรัฐบาล หน่วยงานกำกับดูแลและหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้อง	-

การกำหนดดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (Key Risk Indicator: KRIs) เป็นการกำหนดตัวชี้วัดที่ให้อินโฟมเกี่ยวกับระดับของการตรวจจบัความเสี่ยง เพื่อที่จะให้อินโฟมดังกล่าวบ่งชี้ความเสี่ยง โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด KRIs จากระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite: RA) เพื่อที่จะให้อินโฟมดังกล่าวบ่งชี้ความเสี่ยง ทั้งนี้ การระบุ Risk Appetite และ Risk Tolerance มีความเชื่อมโยง/ความสอดคล้องกับเป้าหมาย/วัตถุประสงค์ขององค์กร (Business Objective) ได้อย่างชัดเจน และคำนึงถึงความต้องการของผูมีส่วนได้ส่วนเสียทุกกลุ่ม ดังตัวอย่างตามภาพที่ 7 และ ภาพที่ 8

แผนภาพที่ 7 : แสดงแนวทางการระบุ Risk Appetite และ Risk Tolerance



แผนภาพที่ 8 : แสดงการระบุ Risk Appetite และ Risk Tolerance ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้กำหนดระดับความเสี่ยงที่ยอมรับได้ (Risk Appetite : RA) ระดับความเสี่ยงที่ยอมให้เบี่ยงเบนได้ (Risk Tolerance : RT) และเกณฑ์การวิเคราะห์โอกาส (Likelihood) และผลกระทบ (Impact) รวมถึงดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (KRI) เป็นรายปัจจัยเสี่ยง

3.2.2 การกำหนดเกณฑ์โอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ (Likelihood) และผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์ (Impact)

โอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ (Likelihood) คือ ความเป็นไปได้หรือความถี่ที่จะเกิดความเสี่ยงโดยพิจารณาจาก

- สถิติการเกิด/ ประวัติที่เกิดในอดีต
- ผลจากระดับการควบคุมในปัจจุบัน
- การคาดการณ์ล่วงหน้าของความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น

ซึ่งระดับของโอกาสแบ่งออกเป็นระดับ โดยหลักเกณฑ์ในการประเมินโอกาสนั้นสามารถพิจารณาจากความถี่ในการเกิดขึ้นของความเสี่ยงนั้นสำหรับกรณีที่มีข้อมูลในอดีตของการเกิดความเสี่ยงให้นำมาพิจารณาเพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานในการประเมิน หรือ การใช้วิธีการคาดการณ์ หรือ ประเมินการโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ในอนาคตกรณีที่ไม่มีการเก็บข้อมูลมาก่อน หรือ ยังไม่เคยเกิดเหตุการณ์นั้นมาก่อน โดยพิจารณาตามระดับที่มีโอกาสจะเกิด

ผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์ (Impact) คือ ผลกระทบและมูลค่าความเสียหายจากความเสียหายที่ได้รับ ซึ่งจะแบ่งผลกระทบออกเป็นแต่ละด้านตามความสอดคล้องต่อบริบทของหน่วยงาน โดยทำการเลือกประเมินจากด้านที่มีผลกระทบเกี่ยวข้องกับความเสี่ยงนั้นและทำการเลือกระดับความรุนแรงจากด้านที่มีระดับผลการประเมินสูงสุด ซึ่งระดับความรุนแรงแบ่งออกตามผลกระทบในแต่ละด้าน

ในการประเมินระดับความรุนแรงของผลกระทบ ควรพิจารณาทั้งผลกระทบด้านการเงิน คือ ผลกระทบที่สามารถวัดได้ในเชิงของการสูญเสียทางการเงินทั้งทางตรงและทางอ้อม และผลกระทบที่ไม่ใช่ทางการเงิน เช่น สวัสดิการของพนักงาน, ผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม หรือ ผลกระทบต่อสังคม เป็นต้น

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ได้กำหนดระดับโอกาสและผลกระทบของทุกปัจจัยเสี่ยง ตัวอย่างตามภาพที่ 9

แผนภาพที่ 9 : ตัวอย่างการกำหนดระดับโอกาสและผลกระทบรายปัจจัยเสี่ยง

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด	ผลกระทบ		
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	ความพึงพอใจของกลุ่มลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรม และพาณิชย์รายใหญ่)	ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key Account Customer)
ระดับ 1	100%	ระดับ 3.5075	4.4781	4.4489
ระดับ 2	95%	ระดับ 3.4575	4.4281	4.3989
ระดับ 3	90%	ระดับ 3.4075	4.3781	4.3489
ระดับ 4	85%	ระดับ 3.3575	4.3281	4.2989
ระดับ 5	80%	ระดับ 3.3075	4.2781	4.2489

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
1) ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	1) 3.5075	1) 3.4575
2) ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key account)	2) 4.4489	2) 4.3989
3) ความพึงพอใจของลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและพาณิชย์รายใหญ่)	3) 4.4781	3) 4.3781

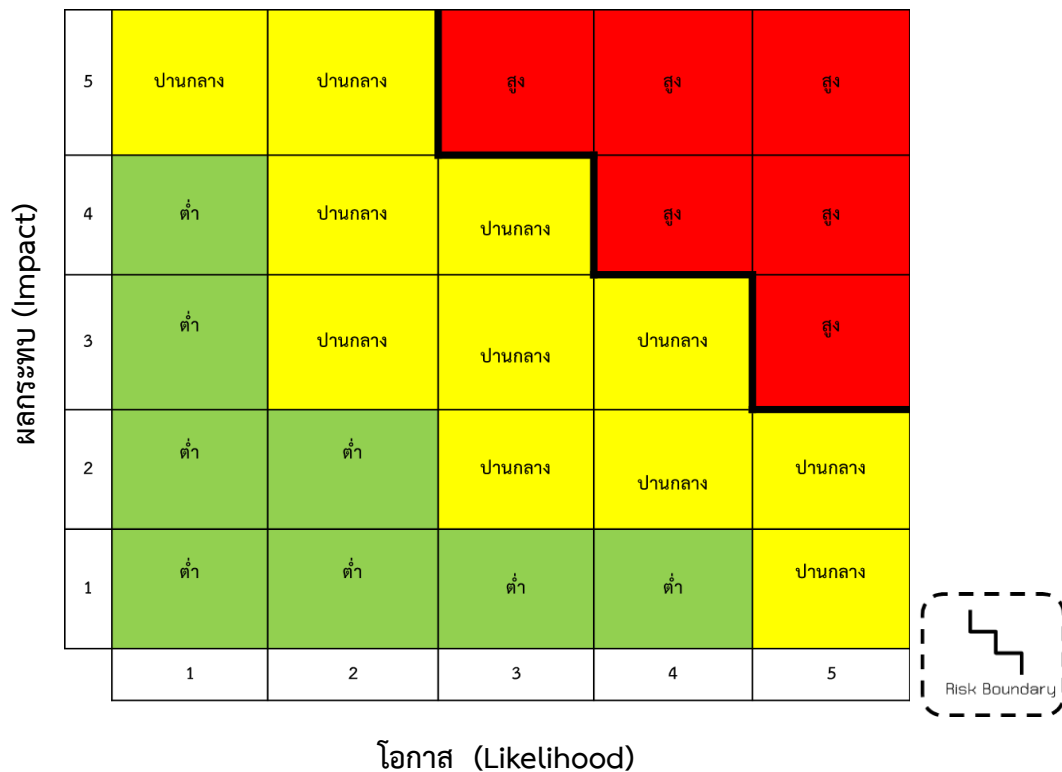
3.2.3 การประเมินระดับความรุนแรงของความเสี่ยง

เมื่อทำการประเมินระดับของโอกาสทั้งการเกิดเหตุการณ์และผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์แล้ว จึงทำการประเมินระดับความรุนแรงของความเสี่ยงด้วยสูตรการคำนวณ ดังนี้

$$\text{ระดับความเสี่ยง (L x I)} = \text{ระดับโอกาส (L)} \times \text{ระดับความรุนแรง (I)}$$

จากการประเมินระดับความรุนแรงของแต่ละปัจจัยเสี่ยง สามารถแสดงระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงทั้งหมดลงในแผนภาพแสดงระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Matrix) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งอยู่ในระดับที่แตกต่างกัน โดยสีในแผนภาพแสดงถึงการแบ่งระดับความรุนแรงของความเสี่ยงออกเป็น 3 ระดับคือ ระดับสูง ปานกลาง และต่ำ ตามลำดับ ดังภาพที่ 10

แผนภาพที่ 10 : แผนภาพแสดงระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Matrix)



3.3 การตอบสนองความเสี่ยง (Risk response)

การตอบสนองความเสี่ยง เป็นการพิจารณาทางเลือกที่เหมาะสมในการจัดการความเสี่ยง ซึ่งควรมีความสอดคล้องกับระดับความรุนแรงของความเสี่ยง และช่วงความเบี่ยงเบนของระดับความเสี่ยงที่องค์กรยอมรับได้ แนวทางการตอบสนองความเสี่ยงที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคพิจารณามี 4 แนวทาง คือ

1. ยอมรับ (Take) คือการยอมรับความเสี่ยงนั้นโดยดำเนินการเฉพาะเท่าที่มีอยู่ต่อไปและไม่จัดการเพิ่มเติมเช่นในกรณีที่เห็นว่าความเสี่ยงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ หรือค่าใช้จ่ายของการจัดการความเสี่ยงนั้นไม่คุ้มค่ากับผลที่องค์กรจะได้รับ อย่างไรก็ตาม ถึงแม้จะมีการยอมรับความเสี่ยงนั้น แต่จะมีการติดตามความเสี่ยงรวมทั้งการเปลี่ยนแปลงของสภาพแวดล้อมทางธุรกิจ เพื่อประเมินว่า ความเสี่ยงนั้นจะมีการเปลี่ยนระดับความรุนแรงของความเสี่ยงเพิ่มขึ้น จนต้องมีการพิจารณามาตรการรองรับเพิ่มเติมหรือไม่

2. กำหนดมาตรการรองรับ (Treat) คือการดำเนินการเพิ่มเติมเพื่อลดโอกาสหรือผลกระทบของความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ เช่น การสำรองข้อมูล การจัดทำแผนฉุกเฉิน การปรับปรุงแก้ไขกระบวนการจัดหาอุปกรณ์เพิ่มเติม การติดตามและควบคุม

3. ถ่ายโอนความเสี่ยง (Transfer) คือการแบ่งหรือถ่ายโอนความเสี่ยงบางส่วนให้กับบุคคลหรือองค์กรอื่น เช่น การประกันภัย การจ้างบุคคลภายนอกดำเนินการ

4. ยุติหรือปรับเป้าหมาย (Terminate) คือการดำเนินการเพื่อยกเลิกหรือหลีกเลี่ยงกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง เช่น ยกเลิกกิจการ ลดการผลิตในสินค้าที่ส่งผลกระทบ การปรับปรุงวัตถุประสงค์เริ่มแรกของธุรกิจ หรือแผนกลยุทธ์

การตอบสนองความเสี่ยงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคมีขั้นตอนการดำเนินการ ดังนี้

3.3.1 การวิเคราะห์สาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้จัดประชุมเชิงปฏิบัติการระหว่างผู้บริหารและหน่วยงานเจ้าของความเสี่ยง (Risk Owner) ที่เกี่ยวข้อง เพื่อวิเคราะห์และกำหนดสาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยง

ตารางที่ 10 : ตัวอย่างการกำหนดสาเหตุของความเสี่ยง

RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ
สาเหตุ
1. การเปิดใช้ TPA/ERC Sandbox 1-2 และการไม่แสวงหาโอกาสทางธุรกิจรองรับ
2. การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO)
3. การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
4. ความพร้อมในการจัดทำ TPA Code อาทิ อัตราค่า Wheeling Charge
5. การเตรียมระบบการส่งข้อมูลมิเตอร์ ระบบ SAP ที่เกี่ยวข้อง และระบบ IT ที่สนับสนุนการดำเนินงาน
6. การเตรียมความพร้อมในเรื่อง ระบบสารสนเทศ รวมถึงข้อกำหนดและระเบียบที่เกี่ยวข้อง
7. การเตรียมการด้านบัญชี และจัดทำ Account Unbundling และระบบการคิดเงิน
8. การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ

3.3.2 การจัดทำตารางแสดงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบที่มีระหว่างหน่วยงานต่างๆ ภายในองค์กร (Risk Correlation Map)

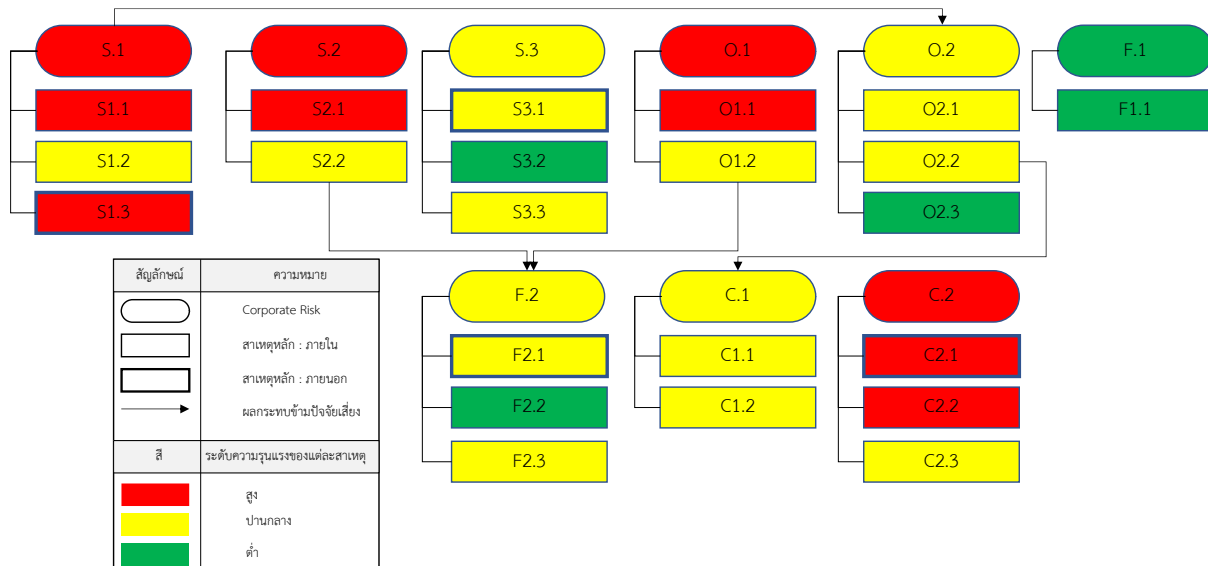
การดำเนินงานการบริหารความเสี่ยงเป็นการดำเนินงานในระดับองค์กร โดยมีการพิจารณาถึงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบของแต่ละปัจจัยเสี่ยง ที่มีระหว่างหน่วยงานต่างๆ ภายในองค์กร ซึ่งสามารถอธิบายได้ด้วยแผนที่ความเสี่ยง (Risk Correlation Map)

Risk Correlation Map คือเครื่องมือที่ช่วยในการบริหารจัดการความเสี่ยง โดยมีการพิจารณาถึงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบที่มีระหว่างหน่วยงานต่างๆ ภายในองค์กร และช่วยให้องค์กรสามารถจัดการความเสี่ยงที่ต้นเหตุได้อย่างชัดเจน

Risk Correlation Map ที่ดีควรแสดงถึงการที่องค์กรสามารถระบุความเสี่ยงถึงต้นเหตุ และแสดงความสัมพันธ์ระหว่างแต่ละปัจจัยเสี่ยงได้ชัดเจนทั้งในเชิงปริมาณและมีใช้เชิงปริมาณ ทั้งนี้ การจัดทำ

Risk Correlation Map ของรัฐวิสาหกิจต้องสามารถนำไปใช้ได้จริง เพื่อสามารถจัดการความเสี่ยงที่ต้นเหตุได้อย่างถูกต้อง ดังตัวอย่างตามภาพที่ 11

แผนภาพที่ 11 : ตัวอย่างการจัดทำ Risk Correlation Map



กฟผ. ได้ศึกษาและจัดทำ Risk Correlation Map ให้ถูกต้องชัดเจน เพื่อแสดงความสัมพันธ์ของความเสียหายและผลกระทบที่มีต่อหน่วยงานต่างๆ ในองค์กร เพื่อประโยชน์ในการบริหารจัดการความเสี่ยงในลักษณะบูรณาการที่ดียิ่งขึ้น โดยการจัดทำ Risk Correlation Map ควรมีองค์ประกอบ ดังนี้

1. การกำหนดสาเหตุของปัจจัยเสี่ยง และกำหนดระดับความรุนแรงของสาเหตุ

1.1 สาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยง องค์กรควรวิเคราะห์เพิ่มเติมมากกว่า 1 Layer โดยสาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยงอาจแบ่งได้เป็นสาเหตุหลักและสาเหตุรองเพื่อประโยชน์ในการนำไปกำหนดแผนการบริหารความเสี่ยงให้ตรงประเด็น

1.2 การกำหนดระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ องค์กรควรมีการจัดทำ Criteria ในการพิจารณาทั้งมุมมองของโอกาสและผลกระทบ เพื่อประกอบการตัดสินใจที่ชัดเจน โดยใช้ฐานข้อมูลที่มีความน่าเชื่อถือ รวมถึงควรแสดงการกำหนดระดับความรุนแรงที่สอดคล้องกันระหว่างระดับความรุนแรงของสาเหตุ กับระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงที่เป็นตัวหลักของสาเหตุดังกล่าว

2. การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยเสี่ยงในระดับองค์กร และความสัมพันธ์ของสาเหตุ

3. การวิเคราะห์ผลกระทบทั้งเชิงการเงิน (ถ้ามี) และมีใช่เชิงการเงิน

4. การนำ Risk Correlation Map ไปใช้ในการกำหนดแผนการบริหารความเสี่ยง (ทุกกิจกรรมในแผนบริหารความเสี่ยงจะต้องมีความสอดคล้องกับสาเหตุและจัดลำดับตามระดับความรุนแรงของสาเหตุ รวมถึงความสัมพันธ์อื่นที่มากกระทบต่อสาเหตุนั้น) การจัดทำ Risk Correlation Map จะเกิดขึ้นก่อนการกำหนดแผนการบริหารความเสี่ยง ดังนั้น เมื่อองค์กรสามารถระบุถึงสาเหตุของปัจจัยเสี่ยง ระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ ความสัมพันธ์และผลกระทบทั้งระดับปัจจัยเสี่ยงและสาเหตุแล้ว องค์กร ต้องนำมากำหนด

แผนการบริหารความเสี่ยงที่สามารถสะท้อนถึงการวิเคราะห์ดังกล่าวข้างต้น โดยทุกกิจกรรมในแผนบริหารความเสี่ยง จะต้องมีความสอดคล้องกับสาเหตุและจัดลำดับตามระดับความรุนแรงของสาเหตุ รวมถึงความสัมพันธ์อื่นที่กระทบต่อสาเหตุนั้น

5. การสร้างความเข้าใจในเรื่อง Risk Correlation Map ให้กับบุคลากรในองค์กร และวาระการประชุมร่วมกันระหว่างผู้บริหาร ฝ่ายบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน และ Risk Owner

3.3.3 การกำหนดระดับความรุนแรงของสาเหตุ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ในการวิเคราะห์โอกาส และผลกระทบในแต่ละสาเหตุของความเสี่ยง เพื่อให้องค์กรเห็นร่วมกันว่าสาเหตุความเสี่ยง (Root Cause) ดังกล่าว โอกาสในการเกิดของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าวมีแนวโน้มเป็นอย่างไร (แทบไม่เกิดขึ้น / เกิดขึ้นปานกลาง/เกิดขึ้นบ่อยมาก) และผลกระทบในด้านต่างๆ เช่น ด้านการเงิน ด้านตลาด หรือ ด้านความพึงพอใจของลูกค้า เป็นต้น มีระดับความรุนแรงที่ส่งผลกระทบต่อเป้าหมายองค์กรอย่างไร (รุนแรงน้อย/รุนแรงปานกลาง/รุนแรงมาก)

เมื่อองค์กรได้มีการให้ระดับของโอกาสและผลกระทบของแต่ละสาเหตุความเสี่ยง จะมีการนำ คะแนนของระดับโอกาส (Likelihood) และคะแนนของระดับผลกระทบ (Impact) มาคูณกัน เพื่อกำหนดเป็นระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุความเสี่ยง (Root Cause) สรุปดังนี้

ความรุนแรงของสาเหตุความเสี่ยง (Root Cause)

= คะแนนระดับโอกาส (L) x คะแนนระดับผลกระทบ (I)

เมื่อได้คะแนนระดับความรุนแรง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจะมีการนำใส่สัญลักษณ์แทนด้วยสีแดง เหลือง เขียวตามระดับความรุนแรงของแต่ละปัจจัยเสี่ยง โดยกำหนดระดับคะแนน ดังนี้

คะแนน	สี
มากกว่า 12 – 25	สีแดง
มากกว่า 4 – 12	เหลือง
1 – 4	เขียว

ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยกองบริหารความเสี่ยง ฝ่ายกำกับดูแลและบริหารความเสี่ยง ได้ประชุมเชิงปฏิบัติการร่วมกับหน่วยงานเจ้าของความเสี่ยง (Risk Owners) เพื่อจัดทำ Risk Correlation Map ซึ่ง Risk Owners ได้ร่วมกันระบุถึงสาเหตุของปัจจัยเสี่ยง และพิจารณาถึงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยเสี่ยงและสาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยง รวมถึงกำหนดระดับความรุนแรงของสาเหตุที่อาจจะเกิดขึ้น ซึ่งจะนำไปสู่การกำหนดมาตรการตอบสนองหรือการจัดการความเสี่ยง ตัวอย่างดังภาพที่ 12

แผนภาพที่ 12 : ตัวอย่างการกำหนดสาเหตุของความเสี่ยง น้ำหนักและระดับความรุนแรงของสาเหตุ

RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ

Risk Owner : ย., ป., บ., บก., ทส.

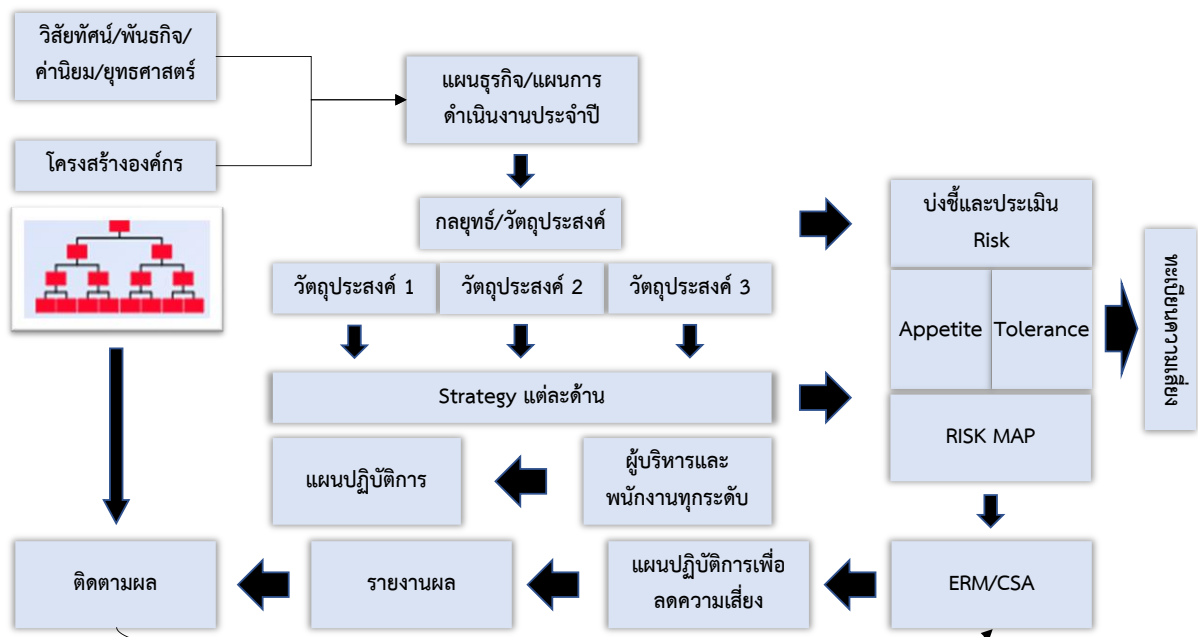
เหตุการณ์ : ความสำเร็จของการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดไฟฟ้าเสรี ในปี 2565 ไตรมาส 3 อยู่ที่ 47.28% ประเด็นความเสี่ยง : ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ ผลกระทบ : สูญเสียรายได้จากการกำหนดค่าบริการที่ไม่สอดคล้องกับต้นทุน	สาเหตุ	แนวคิดการกำหนดน้ำหนัก	แนวคิดการกำหนดความรุนแรง
	การเปิดใช้ TPA/ERC Sandbox 1-2 และการไม่แสวงหาโอกาสทางธุรกิจรองรับ	15%	5x3
	การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO)	13%	5x3
	การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	13%	5x3
	ความพร้อมในการจัดทำ TPA Code อาทิ อัตราค่า Wheeling Charge	13%	3x3
	การเตรียมระบบการส่งข้อมูลมิเตอร์ ระบบ SAP ที่เกี่ยวข้อง และระบบ IT ที่สนับสนุนการดำเนินงาน	13%	5x3
	การเตรียมความพร้อมในเรื่อง ระบบสารสนเทศ รวมถึงข้อกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	10%	5x3
	การเตรียมการด้านบัญชี และจัดทำ Account Unbundling และระบบการคิดเงิน	10%	3x3
	การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ	10%	4x3

3.3.4 การจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan)

การจัดการความเสี่ยงมีความเชื่อมโยงตามเป้าหมายหลักขององค์กร ทั้งในเชิงกลยุทธ์และตัวชี้วัด โดยในการวิเคราะห์ความเสี่ยงต้องพิจารณาจากเป้าหมายหลักในแต่ละกลยุทธ์ และเชื่อมโยงตัวชี้วัดที่สำคัญ ไปสู่การกำหนด Risk Appetite/Tolerance

แผนจัดการความเสี่ยงเป็นการกำหนดเป้าหมาย กิจกรรม ผู้รับผิดชอบในการดำเนินงานต่อปัจจัยเสี่ยง โดยแผนบริหารความเสี่ยงที่ดีจะมีการตั้งเป้าหมายของการบริหารความเสี่ยงในแต่ละปัจจัยเสี่ยงที่สามารถแสดงให้เห็นถึงกระบวนการ ระยะเวลา และผู้ที่เกี่ยวข้องในการจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง การกำหนดเป้าหมายในแผนจัดการความเสี่ยงที่สอดคล้องกับเป้าหมายที่ระบุในแผนปฏิบัติการประจำปีขององค์กร และมีการถ่ายทอดเป้าหมายดังกล่าว ลงสู่ระดับฝ่าย และสอดคล้องกับเป้าหมายที่ระบุในแผนปฏิบัติการประจำปีในแต่ละฝ่าย ดังตัวอย่างตามภาพที่ 13

แผนภาพที่ 13 : การจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง



ทั้งนี้ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยกองแผนบริหารความเสี่ยง ฝ่ายบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน ได้ประชุมเชิงปฏิบัติการร่วมกับ Risk Owners เพื่อจัดทำ Risk Correlation Map รวมถึงกำหนดมาตรการการจัดการความเสี่ยง โดยพิจารณาถึงมาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม และมาตรการ/แผนจัดการความเสี่ยงที่จะต้องมีการดำเนินการเพิ่มเติมเพื่อลดระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้

ตารางที่ 11 : ตัวอย่างการกำหนดมาตรการ/แผนจัดการความเสี่ยงของ RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การเตรียมความพร้อมรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า โดยนโยบายการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้ายังมีทิศทางที่ไม่แน่นอนว่าจะสรุปแนวทางและนำเสนอคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) ในช่วงใด ซึ่งอาจทำให้ กฟผ. มีการเตรียมความพร้อมไม่ทันต่อการเปิดไฟฟ้าเสรีเช่น	สายงาน ย - GM 2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจเพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO)	สายงาน ป - แผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน สายงาน ทส - แผนการพัฒนา Energy Trading Platform ของ กฟผ. แบบ Peer to Peer (P2P)

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
- การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO) - การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อเตรียมความพร้อมการดำเนินธุรกิจของ กฟภ. ภายใต้การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ - ระบบสารสนเทศ รวมถึงข้อมูลกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	สายงาน ป - การเตรียมความพร้อมของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในการทำงานที่ ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operator : DSO) สายงาน บ - การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี การเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อมูลกฎหมาย และระเบียบที่เกี่ยวข้อง สายงาน บก - HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากร และผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้านบริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหารองค์กรและความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุงข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางปฏิบัติงานในการดำเนินงาน - แผนงานยกระดับการเตรียมความพร้อมด้านกฎหมายเพื่อรองรับการเปิดกิจการไฟฟ้าเสรี - แผนการจัดทำอัตราค่าพลัง ประเมินสมรรถนะและเสริมสร้างทักษะของบุคลากรที่ครอบคลุม DSO, MO และ Power Marketer	

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
	- การทบทวนกลไกการสรรหาบุคลากรผู้เชี่ยวชาญพิเศษการพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าพลังพิเศษ เพื่อสรรหาบุคลากรพิเศษ	
การรองรับการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ประกาศข้อกำหนดการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่บุคคลที่สาม (TPA) เพื่อเปิดโอกาสให้บุคคลที่ 3 สามารถใช้โครงข่ายไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าในการซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า กฟภ. จึงต้องเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับหากมีการเปิดให้ใช้ TPA ในอนาคต ส่งผลให้เกิดความเสี่ยงที่มาจาก การดำเนินการในด้านต่างๆ เช่น - ขั้นตอนการยื่นคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ขั้นตอนและระยะเวลาในการพิจารณาและอนุมัติคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าบริการใช้โครงข่าย ระบบสารสนเทศที่สนับสนุนการดำเนินงาน การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี/การเงิน การจัดทำ Account Unbundling การจัดเตรียมระบบการคิดเงิน ระบบการส่ง	สายงาน ย - GM 2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า สายงาน บ - การเตรียมความพร้อมด้านบัญชีการเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	สายงาน ทส - แผนการพัฒนา Energy Trading Platform ของ กฟภ. แบบ Peer to Peer (P2P)

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
ข้อมูลมิเตอร์และระบบ SAP ที่เกี่ยวข้อง - อีกทั้งหากมีการเปิดใช้ TPA ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ จะเพิ่มส่วนแบ่งตลาดอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ กฟผ. สูญเสียลูกค้าและส่งผลกระทบต่อรายได้การดำเนินงาน		
การสูญเสียรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าและการไม่สามารถแสวงหาโอกาสในการดำเนินธุรกิจเมื่อมีการเปิดใช้ TPA และ ERC Sandbox ระยะที่ 1-2		สายงาน ย และสายงาน ธด - แผนการศึกษาและติดตามแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)

3.4 สรุปการประเมินและการตอบสนองความเสี่ยงเป็นรายปัจจัยเสี่ยง

จากปัจจัยเสี่ยง (Risk Factor) จำนวน 7 ปัจจัยเสี่ยงที่ได้ระบุไว้ในข้อ 3.1.2 นำมาระบุสาเหตุ ประเมินความเสี่ยง พร้อมจัดทำมาตรการจัดการความเสี่ยง เป็นรายปัจจัยเสี่ยง ได้ดังนี้

แผนภาพที่ 14 : สรุประดับความรุนแรงของความเสี่ยงปี 2566

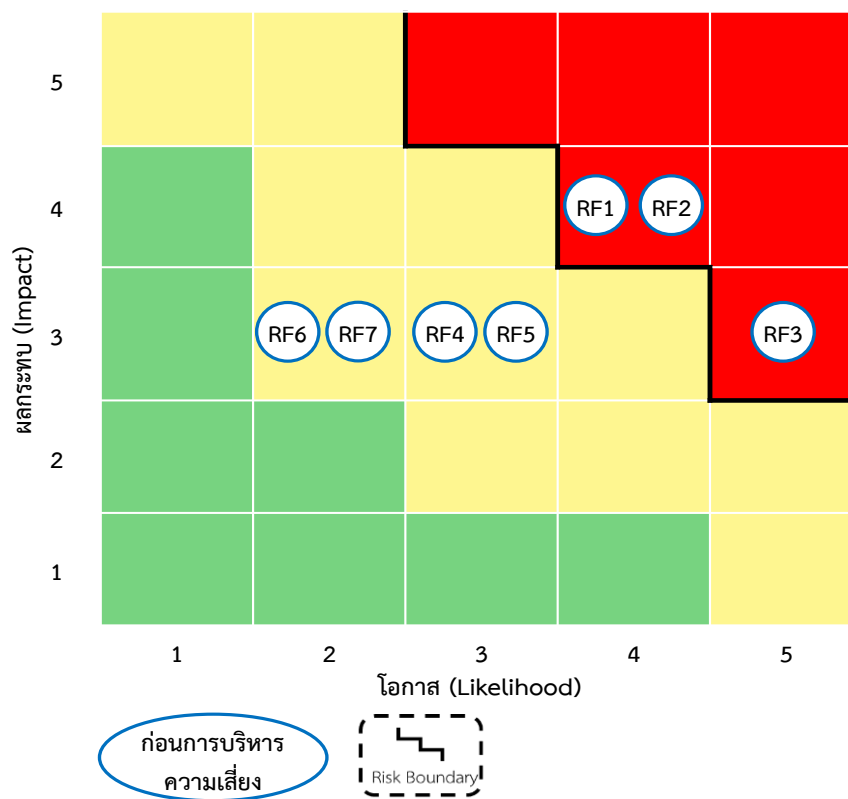
RF	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภทความเสี่ยง	ระดับความรุนแรงก่อนบริหาร		ระดับ	ระดับความรุนแรงเป้าหมาย		ระดับ
			โอกาส	ผลกระทบ		โอกาส	ผลกระทบ	
RF1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F	4	4	สูง	1	2	ต่ำ
RF2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O	4	4	สูง	2	3	ปานกลาง

RF	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภทความเสี่ยง	ระดับความรุนแรงก่อนบริหาร		ระดับ	ระดับความรุนแรงเป้าหมาย		ระดับ
			โอกาส	ผลกระทบ		โอกาส	ผลกระทบ	
RF3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	S/C	5	3	สูง	2	2	ต่ำ
RF4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	S/O	3	3	ปานกลาง	2	2	ต่ำ
RF5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F	3	3	ปานกลาง	1	2	ต่ำ
RF6	การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F	2	3	ปานกลาง	2	1	ต่ำ
RF7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C	2	3	ปานกลาง	1	1	ต่ำ

ปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรของ กฟผ. ปี 2566 จำนวน 7 ปัจจัยเสี่ยง ตามมติคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. เห็นชอบแผนบริหารความเสี่ยงองค์กรของ กฟผ. ประจำปี 2566 ในการประชุมคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. ครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พ.ย. 2565

สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile)

แผนภาพที่ 15 : สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile)



ตารางที่ 12 : สรุปการประเมินและการตอบสนองความเสี่ยงเป็นรายปัจจัย

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT	Risk Owner	ระดับความรุนแรง (L*I)
1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F	1. ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	3.5075	3.4575	สายงาน รัต., ว., ย., ป.	4x4
			2. ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key account)	4.4489	4.3989		
			3. ความพึงพอใจของลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและพาณิชย์รายใหญ่)	4.4781	4.3781		

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT	Risk Owner	ระดับความ รุนแรง (L*I)
2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O	1. ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI) 2. ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ 3. ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	เป็นไปตาม ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 5	เป็นไปตาม ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 4	สายงาน ว., ป., วศ.	4x4
3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	S/C	1. ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	100%	80%	สายงาน ย., ป., บ., บก., ทส.	5x3
4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มืออยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	S/O	1. ความสำเร็จของงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case) 2. กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) 3. ความสำเร็จด้านการศึกษาโครงสร้างของฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	100% 100% 100%	95% 90% 90%	สายงาน สดท., ย., ทส., บก., ธต., ว.	3x3

ลำดับ	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภท	ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT	Risk Owner	ระดับความ รุนแรง (L*I)
5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และ บริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F	1. ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	100%	90%	สายงาน ย., ENCOM	3x3
6	การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F	1. การบริหารค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน (CPI-X)	33,691	33,800	สายงาน บ.	2x3
7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C	1. ความสำเร็จในการขยายขอบเขตการบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ISO27001	100%	95%	สายงาน ทส., ป., บก., ย.	2x3
			2. ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมและการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Respond & Recovery)	100%	95%		

ปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรของ กฟผ. ปี 2566 จำนวน 7 ปัจจัยเสี่ยง ตามมติคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. เห็นชอบแผนบริหารความเสี่ยงองค์กรของ กฟผ. ประจำปี 2566 ในการประชุมคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. ครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พ.ย. 2565

โดยมีรายละเอียดของที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง หน่วยงานเจ้าของความเสี่ยง (Risk Owner) ดัชนีชี้วัดความเสี่ยง (Key Risk Indicator) ค่าเป้าหมาย/ค่าเบี่ยงเบนการบริหารความเสี่ยง (Risk Appetite (RA)/Risk Tolerance (RT)) ระดับความรุนแรง (ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบ) แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ทั้งในส่วนของ สาเหตุ มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control) และ กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan) ของแต่ละปัจจัยเสี่ยง ดังนี้

ปัจจัยเสี่ยงที่ 1 ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น

Risk Owner สายงาน ๐๓., ๖., ๗., ๘., ๙., ๑๐.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

ในปัจจุบันนอกเหนือจาก กฟภ. ที่เป็นผู้ให้บริการสาธารณูปโภคด้านไฟฟ้าแล้ว ยังมีเอกชนหลายแห่งที่ให้บริการด้านไฟฟ้า ซึ่งความต้องการและความคาดหวังของลูกค้า โดยเฉพาะกลุ่มลูกค้ารายสำคัญจะมีประเด็นในการพิจารณาเลือกใช้บริการ ได้แก่ ราคา (Price) การให้บริการ (Service) และความเสถียรภาพของโครงข่าย (Stability of Network) เนื่องจาก กฟภ. ไม่สามารถแข่งขันด้านราคากับเอกชนได้ แต่ กฟภ. มีความได้เปรียบ คือ ความเชี่ยวชาญในการให้บริการด้านไฟฟ้าที่ทำให้ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีความเสถียรภาพและแก้ไขปัญหาได้อย่างรวดเร็ว ประเด็นเรื่องการให้บริการและความเสถียรภาพของโครงข่ายจึงเป็นประเด็นที่ กฟภ. ให้ความสำคัญในการดำเนินงานเพื่อตอบสนองความต้องการ ความคาดหวังของลูกค้ารายสำคัญ โดยได้นำข้อมูลต่างๆ เพื่อพัฒนาปรับปรุงกระบวนการ การทบทวนและปรับปรุงมาตรฐานการให้บริการลูกค้าที่สอดคล้องกับความต้องการของลูกค้า รักษาระดับมาตรฐานการให้บริการ และเพิ่มประสิทธิภาพการให้บริการด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล รวมถึงการสร้างประสบการณ์ที่ดีกับลูกค้า การกำหนดกลยุทธ์ที่ชัดเจนในการดูแลลูกค้ารายสำคัญในมิติต่างๆ เช่น ด้านผลิตภัณฑ์ ด้านบริการ ด้านสนับสนุนและด้านการบริหารข้อร้องเรียน เป็นต้น การพัฒนาระบบการบริหารความสัมพันธ์กับลูกค้าด้วยเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อสนับสนุนการบริการลูกค้าให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยเริ่มจากการสำรวจและรับรู้ถึงความต้องการ ความคาดหวัง ความเชื่อมั่น และความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ เพื่อกำหนดแนวทางการบริหารจัดการลูกค้ารายสำคัญอย่างเป็นระบบ และไปในทิศทางเดียวกัน และจะสามารถตอบสนองต่อความต้องการ ความคาดหวัง ความเชื่อมั่น และเพิ่มความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญได้ดียิ่งขึ้น เพื่อรักษาลูกค้ารายสำคัญให้ยังใช้บริการของ กฟภ. ต่อไป

Key Risk Indicator :

1. ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง

Risk Appetite (RA) = 3.5075

Risk Tolerance (RT) = 3.4575

2. ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key account)

Risk Appetite (RA) = 4.4489

Risk Tolerance (RT) = 4.3989

3. ความพึงพอใจของลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและพาณิชย์รายใหญ่)

Risk Appetite (RA) = 4.4781

Risk Tolerance (RT) = 4.3781

ตารางที่ 13 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF1

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด	ผลกระทบ		
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	ความพึงพอใจของกลุ่มลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรม และ พาณิชย์รายใหญ่)	ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key Account Customer)
ระดับ 1	100%	3.5075	4.4781	4.4489
ระดับ 2	95%	3.4575	4.4281	4.3989
ระดับ 3	90%	3.4075	4.3781	4.3489
ระดับ 4	85%	3.3575	4.3281	4.2989
ระดับ 5	80%	3.3075	4.2781	4.2489
ความรุนแรงตั้งแต่ต้น	4	3	4	1
เป้าหมาย	1	1	2	1

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	3.5075	3.4575
ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key account)	4.4489	4.3989
ความพึงพอใจของลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและพาณิชย์รายใหญ่)	4.4781	4.3781

ตารางที่ 14 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF1

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การแข่งขันที่รุนแรงขึ้น ทำให้ กฟผ. สูญเสียลูกค้ากลุ่มนิคมอุตสาหกรรมและลูกค้ารายสำคัญ ซึ่งเป็นแหล่งรายได้ที่สำคัญ และมีแนวโน้มที่จะสูญเสียอีกในอนาคต (อ้างอิงจากสถิติที่ผ่านมา ยอดสูญเสียลูกค้า Key Account และกลุ่มเสี่ยงสะสมปี พ.ศ. 2560 – Q3 2565 มีจำนวน 172 ราย คิดเป็นรายได้ที่สูญเสียสะสม 8,476 ล้านบาทต่อปี โดยปี 2565 ถึงไตรมาสที่ 3 สูญเสียลูกค้าแล้ว 7 ราย คิดเป็น 68 ล้านบาทต่อปี)	สายงาน ธต - แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า - แผนงานการนำเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อกำหนดและดำเนินการตามมาตรฐานการให้บริการ (Service Level Agreement: SLA) ที่เกินความคาดหวังของลูกค้า และเหนือกว่าคู่แข่ง - แผนงานสร้างความสัมพันธ์ เพื่อรักษาฐานข้อมูลลูกค้ารายสำคัญ (Key Account) และนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนการให้บริการลูกค้า - โครงการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการความต้องการ ความคาดหวังของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ - โครงการ Customer Relationship Management (CRM) สายงาน ป - แผนงานติดตามและแก้ไขปัญหาไฟดับพื้นที่นิคมอุตสาหกรรม	สายงาน ธต - ทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง - แผนงานการยกระดับการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้ารายสำคัญโดยใช้ข้อมูลเชิงลึก - แผนงานการสร้าง Loyalty Program กับกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ - แผนงานการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า
ปัจจัยหลักในการสูญเสียลูกค้า คือ ราคาไม่สามารถแข่งขันได้ นโยบายด้านราคาไฟฟ้าตามข้อกำหนดภาครัฐไม่สามารถสร้างความพึงพอใจ หรือความผูกพันของลูกค้า โดยเฉพาะลูกค้ารายสำคัญ นอกจากนี้ การปรับขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ที่กำลังจะ	สายงาน ธต - แผนงานสร้างความสัมพันธ์ เพื่อรักษาฐานข้อมูลลูกค้ารายสำคัญ (Key Account) และนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนการให้บริการลูกค้า - โครงการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการความต้องการ ความคาดหวังของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ	สายงาน ย - แผนการศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
เกิดขึ้น อาจเป็นปัจจัยส่งเสริมให้ เกิดการสูญเสียลูกค้ากลุ่มนิคม อุตสาหกรรมและลูกค้ารายสำคัญ มากขึ้นในอนาคต	สายงาน ว - แผนงานศึกษาความเหมาะสมในการ ทำ Microgrid ในพื้นที่เมืองใหญ่ นิคมอุตสาหกรรม พื้นที่ราชการ หรือใน พื้นที่ปิด - แผนศึกษาระบบกักเก็บพลังงานใน ระบบจำหน่ายไฟฟ้า - Feasibility Study - BESS Road map on Grid scale	

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF1 ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
EXISTING CONTROL	1		แผนงานยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	ผกต.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	3		แผนงานสร้างความสัมพันธ์ เพื่อรักษาฐานข้อมูลลูกค้ารายสำคัญ (Key Account) และนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนการให้บริการลูกค้า															
		1	การสร้างความสัมพันธ์ที่ดีกับลูกค้ารายสำคัญ (Key Account)	สายงาน ๑๓.														
		1.1	ทบทวนรายชื่อ และ แผนตามกระบวนการบริหารลูกค้ารายสำคัญ (KAMT) ให้สอดคล้องตามคำเป้าหมาย		- มีรายชื่อลูกค้าเป้าหมาย/แผนการดำเนินงานที่ต้องดำเนินการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้า ตามกระบวนการบริหารลูกค้ารายสำคัญ ประจำปี	ม.ค.												
		1.2	ดำเนินการตามแผนงาน (Key Account Management)		- ลูกค้ารายสำคัญ ได้รับการดูแล/ติดต่อสื่อสาร จากพนักงานดูแลลูกค้ารายสำคัญ (KAMR) ที่มีประสิทธิภาพ สร้างความพึงพอใจ และความภักดีต่อ กฟผ	ม.ค. - ธ.ค.												
		1.3	ติดตามผลการบริหารลูกค้ากลุ่มเป้าหมาย (ทุกไตรมาส)		- รายงานสรุปผลการดำเนินงานตามแผนกระบวนการบริหารลูกค้ารายสำคัญ	ทุกไตรมาส												
		1.4	ทบทวนกระบวนการบริหารลูกค้ากลุ่มเป้าหมาย (การคัดเลือกลูกค้า/KAMR/แนวทางดำเนินงาน)			ต.ค. - ธ.ค.												
		2	การนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนในการให้บริการลูกค้ากลุ่มเป้าหมาย	สายงาน ๑๓.														
		2.1	ตรวจรับ และ ติดตามผลการใช้งานระบบฯ พร้อมนำข้อเสนอแนะมาปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพ			ม.ค. - ก.ค.												
		2.2	ขยายผลการใช้งาน Digital CRM ให้ครอบคลุมเป้าหมายทั้งในส่วนพนักงานดูแลลูกค้า และลูกค้ามากยิ่งขึ้น		- พนักงานดูแลลูกค้า มีเครื่องมือสนับสนุนการดำเนินงานภายใต้กระบวนการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้าให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น - เป็นการเพิ่มช่องทางในการเข้าถึงข้อมูล/การติดต่อสื่อสารกับ กฟผ. และสร้างความพึงพอใจแก่ลูกค้าเป้าหมาย	ก.ค. - ธ.ค.												
		2.3	ดูแล/ประสานงาน/ติดตาม/รายงานผลการใช้ระบบ Digital CRM ในกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย		- ทราบถึงปัญหาอุปสรรค/ข้อเสนอแนะ จากผู้ใช้งานระบบ เพื่อนำมาพัฒนาระบบให้ครอบคลุมการใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ	ก.ค. - ธ.ค.												
		2.4	ขยายผลการใช้งานระบบ Digital CRM ไปยังทั้งในส่วนพนักงานดูแลลูกค้า และลูกค้ามากยิ่งขึ้น		- ช่องทางการเข้าถึงข้อมูล ครอบคลุมกลุ่มลูกค้ารายใหญ่/พนักงานดูแลลูกค้ามากยิ่งขึ้น	ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	4		โครงการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการความต้องการ ความคาดหวังของลูกค้ารายสำคัญ															
		1	จัดทำแผนเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการความต้องการและความคาดหวังของลูกค้าเป้าหมาย	สายงาน ๑๓.	- ทราบถึงความต้องการ ความคาดหวังของลูกค้ารายสำคัญ ในเชิงลึก เพื่อนำข้อมูลมาสนับสนุนการจัดทำแผนการรักษาลูกค้า และตอบสนองต่อความต้องการความคาดหวังของลูกค้า ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	ม.ค. - ก.พ.												
		2	สนับสนุน ติดตาม และประเมินผลการดำเนินงานตามแผนเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการความต้องการและความคาดหวังของลูกค้าเป้าหมาย			ทุกไตรมาส												
		3	ทบทวนประเด็นความต้องการและความคาดหวังเชิงลึก (Customer Insights) ของลูกค้ากลุ่มเป้าหมาย			ก.ค. - ก.ย.												
		4	วิเคราะห์สรุปแนวทางการยกระดับเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารจัดการความต้องการและความคาดหวังของลูกค้าเป้าหมาย			ต.ค. - ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	5		โครงการ Customer Relationship Management (CRM)															
		1	ที่ปรึกษาศึกษาและจัดทำร่าง TOR	สายงาน ๑๓ กสธ./ ผลพ.	มีระบบ CRM ที่ครอบคลุมทั้งข้อมูลที่สำคัญ	ม.ค. - ก.ค. 2566												
		2	จัดทำและขออนุมัติ TOR, ราคากลางเพื่อจ้างจัดหา พัฒนา และติดตั้งระบบการบริหารจัดการความสัมพันธ์กับลูกค้า (CRM)			ก.ค. - ก.ย. 2566												
		3	ดำเนินการจ้างเพื่อจัดหา พัฒนา และติดตั้งระบบการบริหารจัดการความสัมพันธ์กับลูกค้า (CRM)			ต.ค. - ธ.ค. 2566												

[illegible]

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
MITIGATION PLAN	1		ทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง															
		1	รวบรวมข้อมูลการสูญเสียลูกค้า ประจำปี 2565 และอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อเป็นปัจจัยนำเข้าในการศึกษาประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง	ผลพ., ผบย.	มีการรวบรวมข้อมูลที่จะนำมาใช้ในการศึกษาประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง ที่ถูกต้อง และสามารถนำไปใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	ม.ค. - ก.พ.												
		2	วิเคราะห์ และทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง	ผลพ.	สามารถวิเคราะห์ลูกค้าที่มีโอกาสเสี่ยงต่อการย้ายไปใช้ไฟฟ้ากับคู่แข่งได้อย่างถูกต้อง สามารถรักษารฐานลูกค้าได้	มี.ค.												
		3	ติดตาม และรวบรวมข้อมูล กรณีมีการสูญเสียลูกค้าให้กับคู่แข่ง (ทุกไตรมาส)	ผลพ.	มีข้อมูลการสูญเสียลูกค้า มาใช้เป็นปัจจัยนำเข้าในการวิเคราะห์แนวทางป้องกันการสูญเสียลูกค้าให้กับคู่แข่ง	ทุกไตรมาส												
MITIGATION PLAN	2		แผนงานการยกระดับการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้ารายสำคัญโดยใช้ข้อมูลเชิงลึก															
		1	กำหนดกลุ่มเป้าหมาย ในการเข้าถึงสัมภาษณ์เพื่อเก็บข้อมูลความต้องการความคาดหวังเชิงลึก โดยวิธี Depth Interview	ผลพ.	- ทราบถึงความต้องการ ความคาดหวังของลูกค้ารายสำคัญ ในเชิงลึก เพื่อนำข้อมูลมาสนับสนุนการจัดทำแผนการรักษาลูกค้า และตอบสนองต่อความต้องการความคาดหวังของลูกค้า ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	ม.ค. - มี.ค.												
		2	ดำเนินการสัมภาษณ์ลูกค้ากลุ่มเป้าหมาย และรวบรวมข้อมูล	ผลพ.		ม.ค. - เม.ย.												
		3	จัดทำแผนการดำเนินการเพื่อสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้าในพื้นที่นิคมอุตสาหกรรมหรือกลุ่มเสี่ยงที่จะสูญเสียรายได้ตามแผนคู่มือการบริหารลูกค้ารายสำคัญ	ผลพ.		เม.ย. - พ.ค.												
		4	ดำเนินการตามแผนฯ	กฟช. และ กฟฟ.หน่วยงาน		มิ.ย. - ธ.ค.												
		5	ติดตามผลการดำเนินการตามแผนฯ	ผลพ.		ค.ค. - ธ.ค.												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
MITIGATION PLAN	3	0	แผนงานการสร้าง Loyalty Program กับกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ															
		1	แผนงาน PEA Smart Voucher															
		1.1	สำรวจ/วิเคราะห์ความต้องการและความคาดหวังของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่ได้รับผลกระทบจากเหตุไฟฟ้าขัดข้อง	ฝลพ., กฟช.	สามารถตอบสนองและมอบสิทธิพิเศษให้กับลูกค้าเป้าหมายที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง	ม.ค. - มี.ย.												
		1.2	พัฒนาแนวทางการเชื่อมโยงระบบบริหารไฟฟ้าขัดข้อง (OMS) และระบบอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาคัดเลือกและจำแนกกลุ่มลูกค้าที่จะได้รับผลกระทบ	ฝลพ., ฝคฟ., ฝคช., ฝพท.		ม.ค. - มี.ค.												
		1.3	พัฒนาแนวทางการกำหนดสิทธิพิเศษและการมอบให้กับกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย			เม.ย. - มี.ย.												
		1.3.1	ศึกษาและกำหนดแนวทางการตอบสนองและการมอบสิทธิพิเศษให้กับกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย	ฝลพ., กฟช.														
		1.3.2	พัฒนาระบบ e-Voucher (รองรับการพัฒนามาเป็น Smart Voucher)	ฝลพ., ฝคช., ฝพท., ฝคฟ.														
		1.4	จัดทำแผนการมอบสิทธิพิเศษให้กับกลุ่มลูกค้าเป้าหมายที่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ไฟฟ้าขัดข้อง	ฝลพ., กฟช.		มี.ย.												
		1.5	ติดตามและประเมินผลการดำเนินงานทุกไตรมาส	ฝลพ., กฟช.		ก.ค. - ธ.ค.												
		2	แผนงาน PEA Point															
		2.1	ศึกษา/วิเคราะห์ แนวทางการมอบคะแนนสะสม (PEA Point)	คณะทำงานโครงการนำร่องบริหารจัดการระบบคะแนนสะสม (PEA Point)	สามารถตอบสนองและมอบสิทธิพิเศษให้กับลูกค้าเป้าหมาย เพื่อเป็นการรักษารฐานลูกค้า สร้างความพึงพอใจให้กับลูกค้า	ม.ค. - มี.ย.												
		2.2	กำหนดกลุ่มลูกค้าเป้าหมายในแต่ละระดับและงบประมาณที่จะดำเนินการนำร่องบริหารจัดการระบบคะแนนสะสม (PEA Point)															
		2.3	กำหนดเกณฑ์การมอบคะแนนสะสม (PEA Point) ให้กับลูกค้าแต่ละกลุ่มเป้าหมาย และกำหนดสิทธิพิเศษที่ใช้ในการแลกคะแนนสะสม (PEA Point)															
		2.4	วางกรอบแนวทางการดำเนินงานบริหารจัดการระบบคะแนนสะสม (PEA Point)															
		2.5	ติดตาม/ประเมินผลการดำเนินงานนำร่องบริหารจัดการระบบคะแนนสะสม (PEA Point)			ก.ค. - ธ.ค.												
		3	การจัดลำดับลูกค้า (Customer Scoring)	ฝลพ.														
		3.1	รวบรวมข้อมูล หรือศึกษาแนวทาง/วิธีการจัดลำดับลูกค้า (Customer Scoring)	ฝลพ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	สามารถจัดลำดับความสำคัญของลูกค้า ในการสร้างความสัมพันธ์ได้อย่างถูกต้อง และสร้างคุณค่า	ม.ค. - เม.ย.												
		3.2	วางกรอบแนวทางการจัดลำดับลูกค้า (Customer Scoring) เพื่อใช้ในการรักษาและสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้า	ฝลพ.		เม.ย. - มี.ย.												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
MITIGATION PLAN	4		แผนงานการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า															
		1	รวบรวม และวิเคราะห์ข้อมูล เพื่อใช้ในการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า	ผลพ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	- ส่วนที่เกี่ยวข้องทราบถึงพื้นที่เสี่ยง ที่ลูกค้าอาจมีโอกาสรายไปใช้ไฟฟ้ากับ SPP และสามารถเข้าไปดูและ/ปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า อย่างเร่งด่วน เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดค่าในพื้นที่ ได้รับผลกระทบจากการใช้ไฟฟ้า และอาจส่งผลให้ลูกค้าตัดสินใจย้ายไปใช้ไฟฟ้ากับคู่แข่งได้	ม.ค. - เม.ย.												
		2	จัดทำลำดับ และรายชื่อพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า เพื่อให้ สายงาน ป นำไปเป็นข้อมูลในการประเมินสถานะค่าดัชนี SAIFI&SAIDI และเสนอแนวทางแก้ไขปัญหามา ในพื้นที่ดังกล่าว	สายงาน รต และสายงาน ป		เม.ย. - พ.ค.												
MITIGATION PLAN	5		แผนงานศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์ค่าไฟฟ้าสำรอง	ผนศ.														
		1	แต่งตั้งคณะทำงานศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์ค่าไฟฟ้าสำรอง	ผนศ /คณะทำงาน	มีคณะทำงานฯ ประกอบด้วยผู้แทนจากสายงาน ว, ป และ ย	ไตรมาส 1												
		2	จัดเตรียมข้อมูลเพื่อใช้ประกอบการศึกษา	คณะทำงาน	ได้ข้อมูลเพื่อนำเสนอคณะทำงานฯ และประกอบการศึกษา	ไตรมาส 1-2												
		3	ประชุมคณะทำงาน	คณะทำงาน	สามารถประชุมคณะทำงานฯ และได้รับข้อเสนอแนะจากคณะทำงานฯ	ไตรมาส 2-3												
		4	ดำเนินการศึกษา	คณะทำงาน	มีผลการศึกษา ตามข้อเสนอแนะจากคณะทำงานฯ	ไตรมาส 3-4												
		5	สรุปผลการศึกษา	คณะทำงาน	มีสรุปรายงานผลการศึกษา เสนอผู้บริหาร	ไตรมาส 4												

ปัจจัยเสี่ยงที่ 2 ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570

Risk Owner สายงาน ว., ป., วศ.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

กฟผ. ได้ตั้งตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ในปี 2570 คือ ระบบจัดการพลังงานอัจฉริยะ (Smart Energy Solution) และได้รับคะแนน SGI มากกว่า 70 คะแนนในปี 2570 ให้สอดคล้องกับที่กระทรวงพลังงานได้ประกาศแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่าย SMART GRID ของประเทศไทย พ.ศ. 2558 – 2579 เพื่อกำหนดกรอบการดำเนินการพัฒนาระบบโครงข่าย SMART GRID ในภาพรวม สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานในฐานะผู้จัดทำแผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่าย SMART GRID ของไทย ได้กำหนดวิสัยทัศน์ (Vision) ในการพัฒนาระบบ SMART GRID ที่มุ่งส่งเสริมให้เกิดการจัดหาไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ กฟผ. และรองรับโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าในอนาคต ที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าที่มากขึ้นสอดคล้องกับนโยบายการส่งเสริมรถยนต์ไฟฟ้าและแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DERs) รวมทั้งนวัตกรรมและเทคโนโลยีที่จะเข้ามาส่งเสริมการใช้ไฟฟ้า เช่น ระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (Battery Energy Storage System : BESS) เป็นต้น และทางเลือกในการใช้พลังงานของผู้ใช้ไฟฟ้ามีมากขึ้น เช่น พลังงานสะอาด (Renewable Energy) เป็นต้น โครงข่ายอัจฉริยะ (Smart Grid) จึงมีความสำคัญในการช่วยบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ โดยโครงข่ายอัจฉริยะจะเกิดขึ้นได้ตามเป้าหมายนั้น จึงจำเป็นต้องบริหารความเสี่ยงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ให้แต่ละแผนงานเกิดขึ้นได้ระยะเวลาที่กำหนด

Key Risk Indicator :

1. ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)

Risk Risk Appetite (RA) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 5

Risk Tolerance (RT) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 4

2. ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ

Risk Appetite (RA) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 5

Risk Tolerance (RT) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 4

3. ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ

Risk Appetite (RA) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 5

Risk Tolerance (RT) = ค่าเป้าหมาย BSC องค์กร ระดับ 4

ตารางที่ 15 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF2

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด	ผลกระทบ		
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	SAIFI แรงต่ำ*	SAIDI แรงต่ำ*	Smart grid index
ระดับ 1	100%	XX ครั้ง/ราย/ปี	XX ครั้ง/ราย/ปี	≥ 70
ระดับ 2	95%	YY ครั้ง/ราย/ปี	YY ครั้ง/ราย/ปี	65 – 69
ระดับ 3	90%	ZZ ครั้ง/ราย/ปี	ZZ ครั้ง/ราย/ปี	60 – 64
ระดับ 4	85%	AA ครั้ง/ราย/ปี	AA ครั้ง/ราย/ปี	55 – 59
ระดับ 5	80%	BB ครั้ง/ราย/ปี	BB ครั้ง/ราย/ปี	≤ 54
ความรุนแรงตั้งต้น	4	3	3	4
เป้าหมาย	2	2	2	3

*ตาม Web Application

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ระดับ 5	ระดับ 4
ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ระดับ 5	ระดับ 4
ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ระดับ 5	ระดับ 4

ตารางที่ 16 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF2

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ(Smart Grid) อาจไม่บรรลุตามเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570 - โครงการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ (AMI) สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่อาจมีความล่าช้าหรือความล่าช้าของโครงการศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center : SMOC)	สายงาน ป - แผนงานติดตาม/เร่งรัด โครงการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับลูกค้ารายใหญ่ - โครงการจ้างที่ปรึกษาเพื่อออกแบบพัฒนาระบบศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center : SMOC)	
- ความไม่ชัดเจนระหว่างโครงการ SMOC และโครงการระบบบริหารจัดการข้อมูลการอ่านมิเตอร์ (Meter Data Management System: MDMS) เพื่อวางแผนงานในการบริหารจัดการด้านมิเตอร์ของ กฟภ.	สายงาน ป - โครงการจ้างที่ปรึกษาเพื่อออกแบบพัฒนาระบบศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center : SMOC) (key : ทิศทาง SMOC, Implements, MDMS)	
- ความล่าช้าของแผนงานติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System: BESS) เพื่อใช้ในนิคมอุตสาหกรรม	สายงาน ว - แผนศึกษาระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า - Feasibility Study - BESS Road map on Grid scale	สายงาน ป - แผนงานศึกษารายละเอียดเพื่อรองรับการดูแลบำรุงรักษา BESS

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
- ไม่สามารถดำเนินการระบบไมโครกริดได้ตามแผนงานลงทุนของ กฟผ.	สายงาน ว - โครงการพัฒนาระบบไมโครกริดในพื้นที่เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี - แผนงานพัฒนาระบบไมโครกริด อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน - โครงการขยายเขตไฟฟ้าให้บ้านเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยพลังงานทดแทน	สายงาน ว - การศึกษาและถ่ายทอดบทเรียนที่เกี่ยวข้องกับกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่
- Smart Grid index ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย (ปี 2566 สูงขึ้นกว่าปี 2565 และปี 2570 มากกว่า 70 คะแนน)	สายงาน ว - GM 1.1 แผนงานยกระดับการเป็นผู้นำด้าน Smart Grid ในระดับภูมิภาค (มีกิจกรรมย่อยภายใต้แผนงานหลัก)	สายงาน ว - แผนงานการศึกษาคู่เทียบที่มีคะแนนสูง - แผนงานเพิ่มการเผยแพร่ข้อมูลทั้ง 7 ด้าน ของ Smart Grid Indexสู่สาธารณะ รวมทั้งเป็นสื่อภาษาอังกฤษ - สายงาน ว เป็นผู้รวบรวมข้อมูล - สายงาน ย (ประชาสัมพันธ์) เป็นผู้เผยแพร่ ภายใน/ภายนอก
ไม่สามารถสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อการรองรับ Future Demand จากนโยบายภาครัฐที่ส่งเสริมแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DERs) และยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle : EV) มากขึ้น อาจทำให้เกิดแรงดันไฟฟ้าตก แรงดันไฟฟ้าเกินเนื่องจากยานยนต์ไฟฟ้าหรือผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้า (Prosumer)	สายงาน ว - แผนการนำอุปกรณ์เทคโนโลยีสมัยใหม่มาใช้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการบริหารโครงข่ายในระบบจำหน่าย 22-33 KV - งานการศึกษาผลกระทบของการใช้ไฟของยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	สายงาน วศ - แผนงานการศึกษาเพื่อยกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำ

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
หรือ โหลดขนาดใหญ่ ในระบบ จำหน่าย	สายงาน ป - OM 2.1 แผนงานยกระดับคุณภาพระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า - OM 2.2 แผนงานติดตามและแก้ไขปัญหาไฟดับระบบจำหน่ายแรงต่ำ - แผนงานติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำ (โครงการนำร่อง) ในพื้นที่เมืองพัทยา	
การบริหารจัดการข้อมูลในภูมิ สารสนเทศระบบไฟฟ้า (Geographic Information System: GIS) ให้ถูกต้อง ครบถ้วนและเป็นปัจจุบัน (GIS Data Cleaning) ยังไม่สามารถ ดำเนินการได้อย่างเต็ม ประสิทธิภาพ	สายงาน ว - แผนงานติดตาม Data Cleansing ระบบ GIS ในเชิงคุณภาพ	
การบริหารจัดการลำดับ ความสำคัญ (Priority Management) ของการ ดำเนินงานตามแผนพัฒนาระบบ โครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อให้ สามารถดำเนินงานได้อย่างมี ประสิทธิภาพและบรรลุตาม ผลลัพธ์ (Outcome) ของ โครงการ Smart Grid	สายงาน ว - มีคณะกรรมการกำกับดูแล Smart Grid เพื่อบูรณาการร่วมกันเพื่อวางแนวทางปฏิบัติของโครงการ/แผนงานต่างๆ	สายงาน ว - แผนการประเมินผลโครงการนำร่อง เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการพัฒนา ระบบ Smart Grid ของ กฟภ. (โครงการแม่สะเรียง และโครงการพัทยา)

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF2 ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.				
EXISTING CONTROL	1		แผนศึกษาระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า - Feasibility Study - PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale	กวร.ฟวร.														
		1	ที่ปรึกษารายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับที่ 1 และ 2	กวร.ฟวร.	รายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับที่ 1 และ 2	150 วัน (ธ.ค.65-เม.ย.66)												
		2	ที่ปรึกษารายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับที่ 3	กวร.ฟวร.	รายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับที่ 3	75 วัน												
		3	ที่ปรึกษารายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับสมบูรณ์	กวร.ฟวร.	รายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale ฉบับสมบูรณ์	45 วัน												
		4	ขอความเห็นชอบผู้ว่าการ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale	กวร.ฟวร.	ขอความเห็นชอบผู้ว่าการ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale	4 เดือน												
EXISTING CONTROL	2		แผนงานโครงการพัฒนาระบบไมโครกริดในพื้นที่เกาะสมุย จ.สุราษฎร์ธานี	กผอ.ฟวร.														
		1	กระบวนการขออนุญาตใช้พื้นที่ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	กผอ.ฟวร.	มีหนังสือแจ้งผลการขออนุญาตให้ใช้พื้นที่ดำเนินการศึกษา หรือให้ดำเนินการโครงการในพื้นที่	1 เดือน												
		2	กระบวนการจัดทำร่างขอบเขตงาน (TOR) จัดทำที่ปรึกษาจัดทำ Feasibility Report (FS)	กผอ.ฟวร.	มีอนุมัติร่างขอบเขตงาน และราคากลาง พร้อมให้อนุมัติรายงานขอซื้อ	2 เดือน												
		3	กระบวนการจ้างที่ปรึกษาจัดทำ FS	กผอ.ฟวร.	มีอนุมัติสั่งจ้าง และลงนามในสัญญา	2 เดือน												
		4	มีร่างรายงานผลการศึกษาความเหมาะสมโครงการ ฉบับสมบูรณ์ โดยไม่รวมรายงานการศึกษาด้านสิ่งแวดล้อม	กผอ.ฟวร.	มีร่างรายงานผลศึกษาความเหมาะสมโครงการ ฉบับสมบูรณ์ โดยไม่รวมรายงานการศึกษาด้านสิ่งแวดล้อม	7 เดือน												
		5	ขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ.	กผอ.ฟวร.	มีอนุมัติ ผวก. นำเรียนขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ.	1 เดือน												
EXISTING CONTROL	3		แผนงานพัฒนาระบบไมโครกริด อ.เมือง จ.แม่ฮ่องสอน	กผอ.ฟวร.														
		1	ขออนุมัติรายงานขอซื้อจ้างที่ปรึกษาจัดทำรายงานการศึกษาคความเหมาะสมแผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริด		มีอนุมัติรายงานขอจ้าง และขอบเขตงาน พร้อมราคากลาง เพื่อดำเนินการคัดเลือกที่ปรึกษา	1 เดือน												
		2	ขออนุมัติรายงานผลพิจารณาจ้างที่ปรึกษา		มีผลพิจารณาและผ่านการคัดเลือก เพื่อดำเนินการทำสัญญาจ้าง	1 เดือน												
		3	ขออนุมัติสั่งจ้างที่ปรึกษา และลงนามในสัญญาจ้าง		มีอนุมัติจ้าง ให้กับ กนค. จัดทำสัญญา พร้อมลงนามสัญญาให้แล้วเสร็จภายในเดือน เม.ย.	1 เดือน												
		4	จัดทำรายงานทางเทคนิค (Technical Report) และรายงานผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์		มีร่างรายงานผลวิเคราะห์ทางเทคนิค และรายงานวิเคราะห์ผลตอบแทน ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน	7 เดือน												
		5	จัดทำรายงานผลการศึกษาฉบับสมบูรณ์ (Final Report)		มีรายงานศึกษาความเหมาะสมแผนงานฉบับสมบูรณ์	1 เดือน												
		6	ขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ.	กผอ.ฟวร.	มีอนุมัติ ผวก. นำเรียนขอความเห็นชอบจากคณะกรรมการ กฟผ.	1 เดือน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	4		แผนงานโครงการขยายเขตไฟฟ้าให้บ้านเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยพลังงานทดแทน	กคก.ฟวร.														
		1	รวบรวมข้อมูลหมู่บ้านไม่มีไฟฟ้าใช้ในพื้นที่หวงห้ามทั่วประเทศ		มีข้อมูลหมู่บ้านไม่มีไฟฟ้าใช้ในพื้นที่หวงห้ามทั่วประเทศ	3 เดือน												
		2	นำข้อมูลทั้งหมด ตรวจสอบบ้าน พักหมู่บ้าน พื้นที่คุณภาพลุ่มน้ำ ป่าสงวนแห่งชาติ อุทยานแห่งชาติ ของแต่ละหมู่บ้านที่จะดำเนินการตามโครงการ		มีข้อมูลพิกัดหมู่บ้าน พื้นที่ทับซ้อนคุณภาพลุ่มน้ำ ป่าสงวนแห่งชาติ อุทยานแห่งชาติ ของแต่ละหมู่บ้านที่จะดำเนินการตามโครงการ	2 เดือน												
		3	ประมาณการปริมาณงานของโครงการ		มีปริมาณงานและวงเงินลงทุนของโครงการ	4 เดือน												
		4	จัดทำเล็งศึกษาความเหมาะสมของโครงการ		มีรายงานศึกษาความเหมาะสมโครงการ พร้อมนำเสนอ ผวก. เพื่อขอความเห็นชอบดำเนินการขยายระบบไฟฟ้า	3 เดือน												
EXISTING CONTROL	5		GM 1.1 แผนงานยกระดับการเป็นผู้นำด้าน Smart Grid ในระดับภูมิภาค	กผอ.ฟวร.														
		1	ปรับปรุงคณะทำงาน	กผอ.ฟวร.	อนุมัติแต่งตั้งคณะทำงาน	1 เดือน												
		2	จัดทำ SWOT Analysis จากการรวบรวมข้อมูลทั้ง 7 มิติในปี 2565 ร่วมกับคณะทำงาน รวมทั้งวิเคราะห์คู่เทียบที่จะใช้เป็น Benchmark	คณะทำงาน	มีผลการทำ SWOT Analysis จุดอ่อน และโอกาสในแต่ละมิติเพื่อปรับปรุงต่อไป	2 เดือน												
		3	ปรับปรุงข้อมูลทั้ง 7 มิติ ให้เป็นปัจจุบัน และเพิ่มเติมโครงการ/แผนงานสนับสนุนจากผลการทำ SWOT Analysis รวมทั้งวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อยกระดับคะแนนเทียบกับ Benchmark	คณะทำงาน	ข้อมูลทั้ง 7 มิติได้รับการปรับปรุง	2 เดือน												
		4	คณะทำงาน ร่วมจัดทำ/พัฒนา Dash Board เพื่อเป็นข้อมูลสื่อสารประชาสัมพันธ์โครงการ/แผนงานที่ กฟผ. ได้ดำเนินการทั้ง 7 มิติ	คณะทำงาน	Dash board ข้อมูลตาม 7 มิติ	3 เดือน												
		5	ประชาสัมพันธ์โครงการ/แผนงาน	ฟปส.	เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลและโครงการทุกโครงการที่ กฟผ. จัดทำ	2 เดือน												
		6	เปรียบเทียบร้อยละ SGI ของปี 2566 และปี 2565 และเผยแพร่ลง website pea.co.th	กผอ.ฟวร.	ผลคะแนนเพิ่มขึ้นจากปี 2565	3 เดือน												
EXISTING CONTROL	6		แผนการนำอุปกรณ์เทคโนโลยีใหม่มาใช้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพในการบริหารโครงข่ายในระบบจำหน่าย 22-33 KV	(กвр.ฟวร.)														
		1	จัดทำ TOR และกำหนดราคากลางเพื่อจ้างที่ปรึกษาศึกษาจัดทำ Feasibility Study (FS) และ Specification เพื่อนำอุปกรณ์ STATCOM/SVG มาประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	กвр.ฟวร.	TOR และกำหนดราคากลางเพื่อจ้างที่ปรึกษา	2 เดือน ธ.ค. 65 - ม.ค. 66												
		2	กระบวนการจัดซื้อจัดจ้างที่ปรึกษาศึกษาจัดทำ Feasibility Study (FS) และ Specification เพื่อนำอุปกรณ์ STATCOM/SVG มาประยุกต์ใช้งานในระบบไฟฟ้าของ กฟผ.	กвр.ฟวร.	ได้ที่ปรึกษา	3 เดือน												
		3	ที่ปรึกษาศึกษาจัดทำ Feasibility Study (FS) และ Specification ของอุปกรณ์ STATCOM/SVG	กвр.ฟวร.	Feasibility Study (FS) และ Specification ของอุปกรณ์ STATCOM/SVG	9 เดือน												
EXISTING CONTROL	7		งานการศึกษาผลกระทบของการใช้ไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	(กвр.ฟวร.)														
		1	ศึกษาและกำหนดหลักเกณฑ์วางระบบไฟฟ้าสำหรับพื้นที่ที่คาดว่าจะมีการขยายตัวของ EV เป็นจำนวนมาก	กвр.ฟวร.	หลักเกณฑ์วางระบบไฟฟ้าสำหรับพื้นที่ที่คาดว่าจะมีการขยายตัวของ EV เป็นจำนวนมาก	2 เดือน												
		2	ศึกษาและกำหนดพื้นที่ เพื่อใช้วิเคราะห์ผลกระทบของการใช้ไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	กвр.ฟวร.	กำหนดพื้นที่ เพื่อใช้วิเคราะห์ผลกระทบของการใช้ไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	2 เดือน												
		3	กำหนดสมมติฐานในการศึกษาผลกระทบของการใช้ไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	กвр.ฟวร.	สมมติฐานในการศึกษาผลกระทบของการใช้ไฟฟ้าจากยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ	2 เดือน												
		4	ขยายผลการศึกษาให้ครอบคลุมพื้นที่ 4 ภาค ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กвр.ฟวร.	ผลการศึกษาให้ครอบคลุมพื้นที่ 4 ภาค	3 เดือน												
		5	จัดทำรายงานผลการศึกษาผลกระทบของการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำและแผนงานรองรับ เพื่อใช้สำหรับประกอบการจัดทำแผนงานหรือโครงการต่อไป	กвр.ฟวร.	รายงานผลการศึกษาผลกระทบของการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าต่อระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำและแผนงานรองรับ เพื่อใช้สำหรับประกอบการจัดทำแผนงานหรือโครงการต่อไป	3 เดือน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	พ.ย.	มิ.ย.	ก.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	8		แผนงานติดตาม Data Cleansing ระบบ GIS ในเชิงคุณภาพ	กมร.ฟวร.														
		1	ประเมินความสอดคล้องของข้อมูลมิเตอร์ ระหว่างระบบ GIS กับระบบ ISU รายเดือน ร้อยละของข้อมูลที่ตรงกัน = [(จำนวนมิเตอร์ กฟภ. ในระบบ GIS และ ISU ที่มี Installation ID, PEA No, ค่าเฟส และรหัส กฟภ. ตรงกัน) x 100] / (จำนวนมิเตอร์ทั้งหมดในระบบ ISU) หมายเหตุ : (มิเตอร์ ISU ที่ตรงกันกับ GIS) เป็นมิเตอร์ กฟภ. มี Installation ID, PEA No, รหัส กฟภ. และมีค่าเฟสตรงกัน (1 เฟส และ 3 เฟส) ทั้งนี้ ความถูกต้องของข้อมูลขึ้นอยู่กับปริมาณของมิเตอร์ที่ได้รับจากระบบ ISU ทั้งรายวันและรายเดือน	กมร.ฟวร.	ร้อยละของความถูกต้องของข้อมูลมิเตอร์ในระบบ GIS ไม่น้อยกว่า 99	ไตรมาส 1-4												
		2	ประเมินความสอดคล้องของข้อมูลหม้อแปลง กฟภ. ในระบบ 22/33 kV ระหว่างระบบ GIS กับระบบ ADS รายเดือน ร้อยละของข้อมูลที่ตรงกัน = [(จำนวนหม้อแปลง กฟภ. ที่ติดตั้งที่มี PEA No. และรหัส กฟภ. ตรงกัน) x 100] / (จำนวนหม้อแปลง กฟภ. ในระบบ ADS ที่ serialize แล้ว (เฉพาะที่ติดตั้ง))	กมร.ฟวร.	ร้อยละของความถูกต้องของข้อมูลหม้อแปลงในระบบ GIS ไม่น้อยกว่า 96	ไตรมาส 1-4												
		3	ประเมินความสอดคล้องของข้อมูลอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอน ในระบบ 22/33 kV ระหว่างระบบ GIS กับระบบ SCADA รายเดือน ร้อยละของข้อมูลที่ตรงกัน = [(จำนวนอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนที่มีรหัสอุปกรณ์ตรงกัน) x 100] / (จำนวนอุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนทั้งหมดในระบบ SCADA1 และ SCADA2) หมายเหตุ อุปกรณ์ป้องกันและตัดตอนที่พิจารณา ได้แก่ Circuit Breaker, Recloser, Switch (ไม่รวม Ground Switch, Drop Out Fuse และ Switch ขั้วคร่าว)	กมร.ฟวร.	ร้อยละของความถูกต้องของข้อมูลอุปกรณ์ตัดตอนและอุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าในระบบ GIS ไม่น้อยกว่า 99	ไตรมาส 1-4												
EXISTING CONTROL	9		มีคณะกรรมการกำกับดูแล Smart Grid เพื่อบูรณาการร่วมกันเพื่อวางแผนหาทางปฏิบัติของโครงการ/แผนงานต่างๆ	กมอ.ฟวร.														
			มีคณะกรรมการกำกับดูแลด้าน Smart Grid แล้ว ตามอนุมัติ ผว.ลงวันที่ 8 เม.ย. 2565 (กมอ.(ปจ.)234/2565 ลงวันที่ 23 มี.ค. 2565)		มีคณะกรรมการที่คอยติดตามกำกับดูแลแผนงานด้าน Smart Grid	1ปี												
		1	ประชุมเพื่อพิจารณา/ติดตามโครงการด้าน Smart Grid ให้เป็นไปตามแผน		มีการติดตามและเร่งรัดโครงการด้าน Smart Grid ตามแผนงาน	ไตรมาสละครั้ง												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	10		แผนงานติดตาม/เร่งรัดโครงการติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับลูกค้ารายใหญ่															
		1	ทดสอบการทำงานของระบบงานทั้งหมด (Full Functional Test:FFT)	กพร. ฝมป.	ทดสอบการทำงานของระบบงาน AMI แล้วเสร็จ	1 เดือน												
		2	ทดสอบติดตั้งใช้งานไซท์ทดสอบ (Site Acceptance Test:SAT)	กพร. ฝมป.	ติดตั้งมิเตอร์ในพื้นที่ทดสอบจำนวน 120 ไซท์ และทดสอบอ่านหน่วยผ่านระบบ AMI ได้	2 เดือน												
		3	ตรวจรับงาน (12 จุด)			36 เดือน												
		3.1	งวดที่ 1 งานระบบคอมพิวเตอร์ และงานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์	กพร. ฝมป.	ติดตั้งระบบคอมพิวเตอร์ และติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 1 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.2	งวดที่ 2 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 12,000 ไซท์)	กพร. ฝมป.	ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 2 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.3	งวดที่ 3 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 18,000 ไซท์)	กพร. ฝมป.	ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 3 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.4	งวดที่ 4 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 24,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 4 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.5	งวดที่ 5 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 30,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 5 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.6	งวดที่ 6 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 36,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 6 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.7	งวดที่ 7 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 42,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 7 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.8	งวดที่ 8 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 48,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 8 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.9	งวดที่ 9 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 54,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 9 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.10	งวดที่ 10 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 6,000 ไซท์ (รวม 60,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 10 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.11	งวดที่ 11 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 5,000 ไซท์ (รวม 65,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 11 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		3.12	งวดที่ 12 งานติดตั้งมิเตอร์ จำนวน 5,000 ไซท์ (รวม 70,000 ไซท์)		ติดตั้งมิเตอร์งวดที่ 12 จำนวน 6,000 ไซท์	3 เดือน												
		4	ออกหนังสือรับรอง (PAC)		ออกหนังสือรับรองผลงานให้กับผู้รับจ้าง	3 เดือน												
EXISTING CONTROL	11		โครงการจ้างที่ปรึกษาเพื่อออกแบบพัฒนาระบบศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (Smart Meter Operation Center : SMOC)															
		1	SMOC Governance and Operation Setup (ปี 2566 - 2567)	กพร. ฝมป.		24 เดือน												
			- คณะกรรมการจัดทำ TOR , ราคากลาง และขออนุมัติ		ขอบเขตทางเทคนิคและราคากลาง งานจ้างที่ปรึกษา													
			- ขอความเห็นชอบแผนการจ้างที่ปรึกษา		แผนงานจ้างที่ปรึกษา													
			- คณะกรรมการพิจารณาคัดเลือกที่ปรึกษา และรายงานผลการพิจารณาเพื่ออนุมัติสั่งจ้าง		จัดทำสัญญาจ้างที่ปรึกษา													
			- ที่ปรึกษาออกแบบผังงานการทำงาน เพื่อกำหนดขอบเขตและข้อกำหนดรายละเอียดทางเทคนิค (TOR)		ขอบเขตและข้อกำหนดทางเทคนิคงานพัฒนาศูนย์ SMOC													
			- งานจัดจ้างคัดเลือกผู้เสนอราคาเพื่อพัฒนาศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (SMOC)		ผู้รับจ้างสำหรับการพัฒนาศูนย์ SMOC													
		2	SMOC Development ระยะเวลา 24 เดือน (ปี 2568 - 2569)	กพร. ฝมป.		24 เดือน												
			- งานบริหารสัญญาจ้างดำเนินการพัฒนาศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (SMOC)		สัญญาจ้างสำหรับการพัฒนาศูนย์ SMOC													
			- การ Implement ศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (SMOC)		ศูนย์ปฏิบัติการมิเตอร์อัจฉริยะ (SMOC)													

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568												
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4									
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.																	
EXISTING CONTROL	12		OM 2.1 แผนงานยกระดับคุณภาพระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุตสาหกรรมไฟฟ้า																								
			1. ปรับปรุงและพัฒนาหลักเกณฑ์และแนวทางปฏิบัติด้านเทคนิคเพื่อยกระดับโครงข่ายระบบจำหน่ายแรงต่ำ	กบร.	- มีแนวทางการพัฒนาระบบจำหน่ายแรงต่ำให้มีความมั่นคงและมีความเชื่อถือได้ เพื่อให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงระบบไฟฟ้าในอนาคต	ม.ค.-ธ.ค.66																					
			2. จัดทำแผนงาน/โครงการพัฒนาระดับโครงข่ายระบบจำหน่ายแรงต่ำ	กบร.	- มีแผนงานเพื่อยกระดับความมั่นคงและความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ค.ค.-ธ.ค.66																					
EXISTING CONTROL	13		OM 2.2 แผนงานติดตามและแก้ไขปัญหาลัดระบบจำหน่ายแรงต่ำ																								
		1	รายงานผลการประเมินสถานะค่าดัชนี SAIFI&SAIDI ระบบจำหน่ายแรงต่ำ และเสนอแนวทางแก้ไขปัญหาลัด	ผคฟ., ผปบ.(ทุกเขต)	1. ได้คำเป้าหมายและค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานของค่าดัชนี SAIFI&SAIDI ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ 2. มีการประมวลผลและจัดทำรายงานประจำเดือน reliability index (SAIFI, SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ เมื่อข้อมูลของแต่ละ กฟช. ครบถ้วนถูกต้อง ภายใน 10 วันทำการ	รายเดือน																					
		2	รายงานวิเคราะห์ปัญหากระแสไฟฟ้าขัดข้อง ระบบจำหน่ายแรงต่ำเพื่อระบุอุปกรณ์ทำงาน/สาเหตุ/แก้ไขปัญหาลัด	ผคฟ., ผปบ.(ทุกเขต)	มีการวิเคราะห์สาเหตุกระแสไฟฟ้าขัดข้องเพื่อหาแนวทางในการควบคุมค่า SAIFI&SAIDI ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ (จัดทำรายงานวิเคราะห์รายไตรมาส)	ไตรมาส 1-4																					
EXISTING CONTROL	14		แผนงานติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำ (โครงการนำร่อง) ในพื้นที่เมืองพัทยา																								
		1	ดำเนินการติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำในพื้นที่นำร่อง เมืองพัทยา	ผคฟ.	ดำเนินการติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบจำหน่ายแรงต่ำในพื้นที่นำร่อง เมืองพัทยา แล้วเสร็จในปี 2566	ปี 2566																					
		2	เริ่มดำเนินการ ตั้งแต่เดือนตุลาคม ปี 2565 โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จเดือน พฤศจิกายน 2566																								
MITIGATION PLAN	1		การศึกษาและถ่ายทอดบทเรียนที่เกี่ยวข้องกับกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่	กคก.ผวร.																							
		1	ศึกษาผลการดำเนินการขออนุญาตของกลุ่มบ้านความแผนงานนำร่องขยายเขตระบบไฟฟ้าให้บ้านเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ด้วยพลังงานทดแทน		มีข้อมูลผลการดำเนินการ และขั้นตอนต่างๆ ที่เกิดขึ้น ในการขออนุญาตใช้พื้นที่ ตามแผนงานนำร่องขยายเขตระบบไฟฟ้าให้บ้านเรือนที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ด้วยพลังงานทดแทน	4 เดือน																					
		2	ประสานงานกับหน่วยงานเจ้าของพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบและยืนยันแนวทางที่ถูกต้องในการดำเนินการขออนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง		มีข้อมูลระเบียบ กฎหมาย และหลักเกณฑ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาตใช้พื้นที่ และการขออนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง	3 เดือน																					
		3	รวบรวมข้อมูลปัญหา อุปสรรค และแนวทางการแก้ไขปัญหาลัดดำเนินการของกระบวนการต่างๆ ในการขออนุญาต		มีข้อมูลสรุปปัญหา อุปสรรค และแนวทางการแก้ไขปัญหาลัดดำเนินการของกระบวนการต่างๆ ในการขออนุญาตใช้พื้นที่ และการขออนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง	5 เดือน																					

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568					
							Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4		
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.						
MITIGATION PLAN	2		แผนงานการศึกษาผู้เกี่ยวข้องที่มีคะแนนสูง (ที่ปรึกษาช่วยวิเคราะห์ผู้เกี่ยวข้องในแต่ละด้านของ SGI เพื่อส่งให้สายงานฯ ในการดำเนินการ)	ก.ผอ.ฟ.ร.																
		1	ปรับปรุงคณะกรรมการฯ	ก.ผอ.ฟ.ร.	อนุมัติแต่งตั้งคณะทำงานฯ	1 เดือน														
		2	จัดทำ SWOT Analysis จาก การรวบรวมข้อมูลทั้ง 7 มิติ ในปี 2565 ร่วมกับคณะทำงานฯ รวมทั้งวิเคราะห์ผู้เกี่ยวข้องให้เป็น Benchmark	คณะทำงานฯ	มีผลการทำ SWOT Analysis จุดอ่อน และโอกาสใน แต่ละมิติ เพื่อปรับปรุงต่อไป	2 เดือน														
		3	ปรับปรุงข้อมูลทั้ง 7 มิติ ให้เป็นปัจจุบัน และเพิ่มเติมโครงการ/แผนงานสนับสนุนจาก ผลการทำ SWOT Analysis รวมทั้งวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อยกระดับคะแนนเทียบกับ Benchmark	คณะทำงานฯ	ข้อมูลทั้ง 7 มิติ ได้รับการปรับปรุง	2 เดือน														
		4	คณะทำงานฯ ร่วมจัดทำ/พัฒนา Dash Board เพื่อเป็นข้อมูลสื่อสารประชาสัมพันธ์โครงการ/แผนงานที่ ก.ฟ.ล. ได้ดำเนินการทั้ง 7 มิติ	คณะทำงานฯ	Dash board ข้อมูลตาม 7 มิติ	3 เดือน														
		5	ประชาสัมพันธ์โครงการ/แผนงาน	ฟ.ป.ส.	เผยแพร่ประชาสัมพันธ์ข้อมูลและโครงการทุกโครงการที่ ก.ฟ.ล. จัดทำ	2 เดือน														
		6	เปรียบเทียบร้อยละ SGI ของปี 2566 และปี 2565 และเผยแพร่ลง website pea.co.th	ก.ผอ.ฟ.ร.	ผลคะแนนเพิ่มขึ้นจากปี 2565	3 เดือน														
MITIGATION PLAN	3		แผนงานเพิ่มการเผยแพร่ข้อมูลทั้ง 7 ด้าน ของ Smart Grid Index ผู้สาธารณะ รวมทั้งเป็นสื่อภาษาอังกฤษ	ก.ผอ.ฟ.ร.																
		1	ประชาสัมพันธ์งานโครงการที่เกี่ยวข้องทั้ง 7 มิติ ของ SGI ทั้งหมด ออกสื่อสิ่งพิมพ์ภาษาอังกฤษ เช่น Bangkok post เป็นต้น		มีข่าวข้อมูลโครงการต่าง ๆ ของ ก.ฟ.ล. ในสื่อสิ่งพิมพ์ภาษาอังกฤษ	1 เดือน														
		2	ประชาสัมพันธ์งานโครงการที่เกี่ยวข้องทั้ง 7 มิติ ของ SGI ทั้งหมด ลงช่อง Youtube ของ ก.ฟ.ล. เป็นภาษาอังกฤษ		มีช่องทางประชาสัมพันธ์ข้อมูลโครงการต่าง ๆ ของ ก.ฟ.ล. ในสื่อ online	1 เดือน														
		3	ประชาสัมพันธ์งานโครงการที่เกี่ยวข้องทั้ง 7 มิติ ของ SGI ทั้งหมด ลงเว็บไซต์ www.pea.co.th		ข้อมูลใน website ของ ก.ฟ.ล. มีรายละเอียดข้อมูลที่ update	1 เดือน														
		4	ปรับปรุงข้อมูล Annual Report ให้เป็นปัจจุบัน		ข้อมูลในรายงาน Annual Report มีการ update	1 เดือน														
MITIGATION PLAN	4		แผนการประเมินผลโครงการนำร่อง เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการพัฒนาระบบ Smart Grid ของ ก.ฟ.ล. (โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Micro Grid) ที่ อ.แม่สอด (เรื่อง จ.แม่ฮ่องสอน (ค.พ.ล.) และ โครงการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพิมาย จ.ชลบุรี (ค.อ.พ.)) Note : ค.อ.พ. มีผลการศึกษาแล้ว ส่วน ค.พ.ล. เป็นกิจกรรมเดียวกับ RF2 Existing Control แผนงานที่ 3	ก.ผอ.ฟ.ร.																
		1	ขออนุมัติรายงานขอซื้อจ้างที่ปรึกษาจัดทำรายงานการศึกษารวมเหมาะสมแผนงานปรับปรุงระบบไมโครกริด		มีอนุมัติรายงานขอจ้าง และขอบเขตงาน พร้อมราคากลาง เพื่อดำเนินการคัดเลือกที่ปรึกษา	1 เดือน														
		2	ขออนุมัติรายงานผลพิจารณาจ้างที่ปรึกษา		มีผลพิจารณาคะแนน และผู้ชนะการคัดเลือก เพื่อดำเนินการทำสัญญาจ้าง	1 เดือน														
		3	ขออนุมัติส่งจ้างที่ปรึกษา และลงนามในสัญญาจ้าง		มีอนุมัติจ้าง ให้กับ ก.น.ค. จัดทำสัญญา พร้อมลงนามสัญญาให้แล้วเสร็จภายในเดือน เม.ย.	1 เดือน														
		4	จัดทำรายงานทางเทคนิค (Technical Report) และรายงานผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์		มีรายงานผลวิเคราะห์ทางเทคนิค และรายงานวิเคราะห์ผลตอบแทน ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์และทางการเงิน	7 เดือน														
		5	จัดทำรายงานผลการศึกษาด้านสมบูรณ์ (Final Report)		มีรายงานศึกษาความเหมาะสมแผนงานฉบับสมบูรณ์	1 เดือน														
		6	ขอความเห็นชอบจาก คณะกรรมการ ก.ฟ.ล.	ก.ผอ.ฟ.ร.	มีอนุมัติ ผ.ว. นำเรียนขอความเห็นชอบจาก คณะกรรมการ ก.ฟ.ล.	1 เดือน														

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ท.พ.ย.ธ.ค.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
MITIGATION PLAN	5		แผนงานศึกษารายละเอียดเพื่อรองรับการดูแลบำรุงรักษา BESS																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		

ปัจจัยเสี่ยงที่ 3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ

Risk Owner สายงาน ย., ป., บ., บก., ทส.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

เนื่องจากภาครัฐมีนโยบายของการเปิดซื้อขายไฟฟ้าเสรี โดยแบ่งแยกหน้าที่ DSO และ Retail ออกจากกัน โดยใช้กลไกตลาดที่แข่งขันสมบูรณ์ และ กฟผ. ต้องเตรียมความพร้อมในการเปิดซื้อขายไฟฟ้าเสรี ดังนี้

- การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO)
- การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อเตรียมความพร้อมการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. ภายใต้การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
- การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ
- ระบบสารสนเทศ รวมถึงข้อกำหนดและระเบียบที่เกี่ยวข้อง

และการรองรับการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ประกาศข้อกำหนดการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อบริเวณโครงข่ายไฟฟ้าแก่บุคคลที่สาม (TPA) เพื่อเปิดโอกาสให้บุคคลที่ 3 สามารถใช้โครงข่ายไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าในการซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า กฟผ. จึงต้องเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับหากมีการเปิดให้ใช้ TPA ในอนาคต ส่งผลให้เกิดความเสี่ยงที่มาจาก การดำเนินการในด้านต่างๆ เช่น ขั้นตอนการยื่นคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ขั้นตอนและระยะเวลาในการพิจารณาและอนุมัติคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าบริการใช้โครงข่าย ระบบสารสนเทศที่สนับสนุนการดำเนินงาน การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี/การเงิน การจัดทำ Account Unbundling การจัดเตรียมระบบการคิดเงิน ระบบการส่งข้อมูลมิเตอร์และระบบ SAP ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

ดังนั้น แผนในการเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่ายและการเปิดซื้อขายตลาดไฟฟ้าเสรี จำเป็นที่ กฟผ. ต้องเร่งรัดในการดำเนินการ เพื่อแสดงบทบาทที่ชัดเจนของ กฟผ. ในการเป็นผู้นำด้าน DSO โดยใช้ข้อได้เปรียบของบุคลากรและความพร้อมของระบบจำหน่าย และสร้างบทบาทที่ชัดเจนในการเป็นผู้นำด้าน Retail โดยใช้ความได้เปรียบของฐานลูกค้าที่มีจำนวนมากและกระจายครอบคลุมทั่วประเทศ ซึ่งจะนำมาสู่การกำหนด Business Model ที่เปลี่ยนแปลงไปจากสถานะ ณ ปัจจุบัน

Key Risk Indicator :

1. ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 80%

ตารางที่ 17 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF3

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด	ผลกระทบ
	ความสำเร็จการดำเนินงานตาม แผนงานบริหารความเสี่ยง	ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อม สู่การเปิดไฟฟ้าเสรี
ระดับ 1	100%	100%
ระดับ 2	95%	80%
ระดับ 3	90%	60%
ระดับ 4	85%	15%
ระดับ 5	80%	5%
ความรุนแรงตั้งต้น	5	3
เป้าหมาย	2	2

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	100%	80%

ตารางที่ 18 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF3

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การเตรียมความพร้อมรองรับการ เปิดเสรีกิจการไฟฟ้า โดยนโยบาย การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้ายังมี ทิศทางที่ไม่แน่นอนว่าจะสรุป แนวทางและนำเสนอ คณะกรรมการนโยบายพลังงาน แห่งชาติ (กพข.) ในช่วงใด ซึ่งอาจ ทำให้ กฟผ. มีการเตรียมความ	สายงาน ย - GM 2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจเพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO)	สายงาน ป - แผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน สายงาน ทส - แผนการพัฒนา Energy Trading Platform ของ กฟผ. แบบ Peer to Peer (P2P)

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
พร้อมไม่ทันต่อการเปิดไฟฟ้าเสรี เช่น - การเตรียมความพร้อมการจัดตั้ง ศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขาย ไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุม ระบบไฟฟ้า (DSO) - การพัฒนาระบบสารสนเทศและ สถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อ เตรียมความพร้อมการดำเนิน ธุรกิจของ กฟภ. ภายใต้การเปิด เสรีกิจการไฟฟ้า - การเตรียมความพร้อมโครงสร้าง องค์กร และบุคลากร/การ ออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ - ระบบสารสนเทศ รวมถึงข้อ กฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	สายงาน ป - การเตรียมความพร้อมของศูนย์ ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ใน การทำหน้าที่ ศูนย์ควบคุมระบบ จำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operator : DSO) สายงาน บ - การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี การเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคง ปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อกฎหมาย และระเบียบที่เกี่ยวข้อง สายงาน บก - HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากร และผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้าน บริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหาร องค์กรและความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรี กิจการไฟฟ้า - โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุงข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทาง ปฏิบัติงานในการดำเนินงาน - แผนงานยกระดับการเตรียมความ พร้อมด้านกฎหมายเพื่อรองรับการเปิด กิจการไฟฟ้าเสรี - แผนการจัดทำอัตราค่าพลัง ประเมิน สมรรถนะและเสริมสร้างทักษะของ บุคลากรที่ครอบคลุม DSO, MO และ Power Marketer	

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
	- การทบทวนกลไกการสรรหาบุคลากรผู้เชี่ยวชาญพิเศษการพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าพลังพิเศษ เพื่อสรรหาบุคลากรพิเศษ	
การรองรับการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย โดยสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ประกาศข้อกำหนดการเปิดให้ใช้หรือเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าแก่บุคคลที่สาม (TPA) เพื่อเปิดโอกาสให้บุคคลที่ 3 สามารถใช้โครงข่ายไฟฟ้าของทั้ง 3 การไฟฟ้าในการซื้อ-ขายพลังงานไฟฟ้า กฟภ. จึงต้องเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับหากมีการเปิดให้ใช้ TPA ในอนาคต ส่งผลให้เกิดความเสี่ยงที่มาจาก การดำเนินการในด้านต่างๆ เช่น - ขั้นตอนการยื่นคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า ขั้นตอนและระยะเวลาในการพิจารณาและอนุมัติคำขอใช้บริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า อัตราค่าบริการใช้โครงข่าย ระบบสารสนเทศที่สนับสนุนการดำเนินงาน การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี/การเงิน การจัดทำ Account Unbundling การจัดเตรียมระบบการคิดเงิน ระบบการส่ง	สายงาน ย - GM 2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า สายงาน บ - การเตรียมความพร้อมด้านบัญชีการเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	สายงาน ทส - แผนการพัฒนา Energy Trading Platform ของ กฟภ. แบบ Peer to Peer (P2P)

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
ข้อมูลมิเตอร์และระบบ SAP ที่เกี่ยวข้อง - อีกทั้งหากมีการเปิดใช้ TPA ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ จะเพิ่มส่วนแบ่งตลาดอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ กฟผ. สูญเสียลูกค้าและส่งผลกระทบต่อรายได้การดำเนินงาน		
การสูญเสียรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าและการไม่สามารถแสวงหาโอกาสในการดำเนินธุรกิจเมื่อมีการเปิดใช้ TPA และ ERC Sandbox ระยะที่ 1-2		สายงาน ย และสายงาน ธด - แผนการศึกษาและติดตามแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	1		HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากร และผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้านบริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหารองค์กรและความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า															
		1	กำหนดสมรรถนะที่เกี่ยวข้องกับ Future Core Competency ขององค์กรตามแผนยุทธศาสตร์ - ด้านดิจิทัล - ด้านบริหารธุรกิจการตลาด - ด้านการบริหารองค์กร - ด้านความรู้เกี่ยวกับตลาดไฟฟ้าเสรี	ผบ.ค. ผบ.พ. สชก.(บก-ท)	พิจารณา Future Core Competency ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ไตรมาส 1-2												
		2	สำรวจข้อมูลเพื่อกำหนดกลุ่มเป้าหมาย และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ผบ.ค. สชก.(บก-ท)	ตัวแบบร่างสมรรถนะหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ไตรมาส 1-2												
		3	วิเคราะห์อัตราค่าจ้าง ตำแหน่งงานใหม่ๆ ภูมิการศึกษา ความรู้ทักษะคุณลักษณะที่จำเป็นกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาจัดทำ Competency	ผบ.ค. สชก.(บก-ท)	ตำแหน่งงานใหม่ๆ ภูมิการศึกษา ตัวแบบสมรรถนะ Competency	ไตรมาส 2												
		4	สื่อสาร Future Core Competency ให้กับผู้บริหารและพนักงาน เพื่อให้ทราบถึงทิศทางองค์กรในอนาคต	ผบ.ค. สชก.(บก-ท)	อนุมัติสมรรถนะ Competency	ไตรมาส 3												
		5	กำหนดแผนงานพัฒนาบุคลากรและกิจกรรมตามกลุ่มเป้าหมาย	ผบ.พ. สชก.(บก-ท)	แผนงานพัฒนาและกิจกรรม	ไตรมาส 1-2												
		6	ดำเนินงานพัฒนาบุคลากรตามแผน	ผบ.พ. สชก.(บก-ท)	กลุ่มเป้าหมายเข้ารับการอบรม	ไตรมาส 2-4												
		7	ติดตามประเมินผลและปรับปรุงแผน	ผบ.พ. สชก.(บก-ท)	ติดตามการดำเนินงาน	ไตรมาส 3 - 4												
EXISTING CONTROL	2		โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุงข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางปฏิบัติงานในการดำเนินงาน															
		1	งานตรวจสอบ ศึกษา รวบรวม กฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายฉบับใหม่ เพื่อรองรับในการดำเนินงานของ กฟภ. รวมทั้งศึกษาคำพิพากษาศาลฎีกา หรือศาลปกครองสูงสุด คำวินิจฉัยขององค์กรด้านกฎหมายอื่นๆ เพื่อพัฒนาศักยภาพพนักงานในสังกัด สชก. (บก-กม) รวมทั้งประชุมพิจารณากฎหมายคำพิพากษาดังกล่าว เพื่อสรุปและเผยแพร่ให้หน่วยงานต่าง ๆ ทราบ	สชก.(บก-กม)	พนักงาน กฟภ. มีความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องในการปฏิบัติงานโดยมีความถูกต้องตามกฎหมาย หรือ กฎระเบียบต่างๆ	ไตรมาส 1- 4												
		2	งานจัดทำหรือมีส่วนร่วมในการปรับปรุงกฎหมาย กฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ต่างๆ เพื่อให้หน่วยงานภายใน กฟภ. ใช้ประกอบในการปฏิบัติงาน	สชก.(บก-กม)	ทำให้ กฟภ. สามารถ ดำเนินงานหรือธุรกิจได้คล่องตัวยิ่งขึ้น	ไตรมาส 1- 4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	3		แผนงานยกระดับการเตรียมความพร้อมด้านกฎหมายเพื่อรองรับการเปิดกิจการไฟฟ้าเสรี															
		1	แต่งตั้งคณะทำงานศึกษากฎหมายที่เกี่ยวข้องเพื่อรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรี	สชก.(บก-กม)	มีคณะทำงานเพื่อดำเนินการ	ไตรมาส 1												
		2	ตรวจสอบ ศึกษา รวบรวม วิเคราะห์ กฎหมายที่เกี่ยวข้องเพื่อรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรี	สชก.(บก-กม)	พ.ร.บ. กฟภ. พ.ศ.2503 ร่าง พ.ร.บ. กฟภ. พ.ศ. ... และกฎหมายที่เกี่ยวข้องเพื่อรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรี	ไตรมาส 1- 4												
		3	แจ้งเวียนผลการศึกษากฎหมายที่เกี่ยวข้องเพื่อรองรับการเปิดไฟฟ้าเสรี	สชก.(บก-กม)	เพื่อเผยแพร่ให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบและใช้ในการประกอบการดำเนินงาน รวมถึงรับฟังความคิดเห็นจากหน่วยงานต่างๆ ถึงปัญหาและอุปสรรค เพื่อนำมาปรับปรุงหรือหาแนวทางการแก้ปัญหา	ไตรมาส 2-4												
		4	ร่วมประชุมหรือเป็นคณะทำงานเกี่ยวกับการเปิดไฟฟ้าเสรี	สชก.(บก-กม)	สนับสนุนการดำเนินงานของ กฟภ. เกี่ยวกับการเปิดไฟฟ้าเสรี	ไตรมาส 1- 4												
EXISTING CONTROL	4		แผนการจัดทำอัตราค่าส่ง ประเมินสมรรถนะและเสริมสร้างทักษะของบุคลากรที่ครอบคลุม DSO, MO และ Trader															
		1	ศึกษาและทำความเข้าใจ ทิศทางการดำเนินธุรกิจจากแผนงานยุทธศาสตร์,แผนปฏิบัติการดิจิทัล และการปรับโครงสร้างองค์กร และสรุปแผนงานที่มีการนำ Digital เข้ามาใช้และมีผลกระทบต่ออัตราค่าส่งในช่วง 3-5 ปี	ฝบค.	ภาพรวมแนวทางของแผนงานต่าง และข้อสรุปผลกระทบต่างๆที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าส่ง	ม.ค.-มี.ค.66												
		2	นำผลการศึกษาดำเนินโครงการต่าง ๆ มาวิเคราะห์กระบวนการ และอัตราค่าส่งในตำแหน่งงานใหม่	ฝบค.	สรุปภาพรวมกระบวนการของแต่ละหน่วยงาน รวมถึงตำแหน่งงานใหม่เพื่อให้สอดคล้องกับภาระงานที่เปลี่ยนแปลงไป	เม.ย.-มิ.ย.66												
		3	สรุปอัตราค่าส่งในภาพรวม โดยระบุ ตำแหน่งจำนวน สมรรถนะและช่วงเวลาที่ต้องการ	ฝบค.	สรุปจำนวนกรอบอัตราค่าส่งของแต่ละหน่วยงาน และสมรรถนะที่ต้องการได้	เม.ย.-มิ.ย.66												
		4	ประเมินความต้องการอัตราค่าส่งที่มีอยู่ในปัจจุบัน และแนวโน้มอนาคต แบ่งกลุ่มเป็น 4 ประเภท ได้แก่ Reskill, Upskill, Replace, Recruit โดยพิจารณาจากข้อมูล ได้แก่ 4.1 พนักงานตามช่วงอายุ ระดับการศึกษา คุณวุฒิและข้อมูลพนักงานเกษียณในแต่ละปี 4.2 เทคโนโลยีที่จำเป็นต้องนำมาใช้ในการทำงานในอนาคตว่าจะมีผลต่อการทำงานของหน่วยงานได้บ้าง และตำแหน่งอะไรบ้าง 4.3 ทักษะที่จำเป็น Competency ของพนักงาน (Reskill, Upskill) 4.4 ความแตกต่าง (Gap Analysis) ทั้งในมุมมองปริมาณคน หรือในมุมมองความรู้ทักษะที่จำเป็น	ฝบค.	ผลการประเมินความต้องการอัตราค่าส่งและสมรรถนะที่มีและรองรับในอนาคต	เม.ย.-มิ.ย.66												
		5	ส่งต่อแผนอัตราค่าส่งระยะยาวทั้ง 4 กลุ่ม เพื่อให้ในแต่ละกลุ่มดำเนินการ	ฝบค.	สรุปข้อมูลเพื่อเข้าคณะกรรมการอัตราค่าส่ง เพื่อจัดทำแผนอัตราค่าส่งแยกเป็นรายสายงาน/เขต	ก.ค.-ก.ย.66												
		6	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการสรรหาและคัดเลือกบุคลากร และการพัฒนาบุคลากรให้สอดคล้องตามผลวิเคราะห์ด้านอัตราค่าส่ง	ฝบค., ฝพบ.	หน่วยงานทราบรายละเอียดแผนอัตราค่าส่งเพื่อไปพัฒนาบุคลากรหรือสรรหาเพิ่มเติม	ต.ค.-ธ.ค.66												
		7	ติดตามประเมินผลตามกลุ่มเป้าหมายตามแผนงานของแต่ละกลุ่ม	ฝบค., ฝพบ.	ติดตามผลการดำเนินงาน	ม.ค.-ธ.ค.66												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	5		การทบทวนกลไกการสรรหาบุคลากรผู้เชี่ยวชาญพิเศษพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าจ้างพิเศษ เพื่อสรรหาบุคลากรพิเศษจากปีที่ผ่านมา	ผบ.ค.	รับทราบภาพรวมประเด็นปัญหาต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ.													
		1	ทบทวนกระบวนการสรรหาและคัดเลือกบุคลากร โดยใช้ข้อมูลต่างๆ จากปีที่ผ่านมา	ผบ.ค.	รับทราบภาพรวมประเด็นปัญหาต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ.	ไตรมาส 1												
		2	เก็บรวบรวมประเด็นปัญหาจากการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ.	ผบ.ค.	สรุปประเด็นปัญหาจากการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ.	ไตรมาส 2												
		3	ศึกษารูปแบบ/แนวทางการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ. ให้ความหลากหลาย และสามารถตอบสนองต่อความต้องการของหน่วยงาน	ผบ.ค.	เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของแนวทางในการสรรหาพนักงานรูปแบบใหม่ๆ ที่ตอบสนองต่อความต้องการของหน่วยงาน	ไตรมาส 3 - 4												
		4	นำเสนอรูปแบบ/แนวทางและแผนงานการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรเพื่อระดับแนวทางในการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ. ให้ความหลากหลาย และสามารถตอบสนองต่อความต้องการของหน่วยงาน	ผบ.ค.	ได้ข้อสรุปรูปแบบ/แนวทางและแผนงานการสรรหาและคัดเลือกบุคลากรของ กฟผ.	ไตรมาส 4												
EXISTING CONTROL	6		GM 2.1 แผนงานการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ผบ.ค.	มีแผนงานและการดำเนินการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ ของ กฟผ. รองรับการแข่งขันไฟฟ้าเสรี													
		1	ประชุมคณะทำงาน เพื่อดำเนินการตามแผนงานย่อยทั้ง 5 แผน	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		2	ประเมินผลการเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MC) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO) (โดยความสำเร็จ 100% ของแผนงานย่อยคิดเป็น 15% ของแผนงานหลัก)	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		3	ประเมินผลการพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อเตรียมความพร้อมการดำเนินงานธุรกิจของ กฟผ. ภายใต้การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า (โดยความสำเร็จ 100% ของแผนงานย่อยคิดเป็น 20% ของแผนงานหลัก)	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		4	ประเมินผลการเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ เพื่อรองรับ การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า (โดยความสำเร็จ 100% ของแผนงานย่อยคิดเป็น 20% ของแผนงานหลัก)	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		5	ประเมินผลการเตรียมความพร้อมด้านบัญชี การเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อมูลกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง (โดยความสำเร็จ 100% ของแผนงานย่อยคิดเป็น 20% ของแผนงานหลัก)	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		6	ประเมินผลการติดตาม ชี้แจง และปรับปรุง TPA Code (โดยความสำเร็จ 100% ของแผนงานย่อยคิดเป็น 15% ของแผนงานหลัก)	ผบ.ค., ผบ.ย.		ทุกไตรมาส												
		7	ประเมินผลสรุปผลการดำเนินงานของแผนงานย่อยและจัดทำข้อเสนอแนะเพื่อขยายผลการดำเนินการในปีต่อไป	ผบ.ค., ผบ.ย.		ไตรมาส 4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค	ก.พ	มี.ค	เม.ย	พ.ค	มิ.ย	ก.ค	ส.ค	ก.ย	ต.ค	พ.ย	ธ.ค
EXISTING CONTROL	7		การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO)	ผ.ศ.	มีผลการศึกษาและแนวทางในการเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO)													
		1	ศึกษาภาพรวมตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) ของประเทศต่างๆ	ผ.ศ., ผ.ศ.พ.		ไตรมาส 1												
		2	ศึกษากฎและข้อบังคับของตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) ของประเทศต่างๆ	ผ.ศ., ผ.ศ.พ.		ไตรมาส 2												
		3	ศึกษาแนวทางการจัดตั้งตลาดซื้อขายไฟฟ้าล่วงหน้าและตลาดจริง (Forward และ Spot Electricity Market)	ผ.ศ., ผ.ศ.พ.		ไตรมาส 2-3												
		4	สรุปผลการศึกษาและจัดทำรายงานการเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO)	ผ.ศ., ผ.ศ.พ.		ไตรมาส 3-4												
EXISTING CONTROL	8		การเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจเพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ผ.พ.														
		1	การจัดโครงสร้างองค์กร สำหรับการเปิดกิจการไฟฟ้าเสรี															
		1.1	ทบทวนระบบงานตามสถาปัตยกรรมองค์กร (Enterprise Architecture: EA) ในส่วนสถาปัตยกรรมธุรกิจ (Business Architecture: BA)	ผ.พ., ผ.พ.ค. ก.ร.อ.ผ.พ.	ได้รับระบบงานตามสถาปัตยกรรมธุรกิจ (BA) สอดคล้องกับยุทธศาสตร์	ไตรมาส 1-2												
		1.2	จัดกลุ่มงานด้านเครือข่าย บริการ สนับสนุน และจัดทำโครงสร้างองค์กร และหน้าที่ความรับผิดชอบ เชื่อมโยงตั้งแต่สำนักงานใหญ่ การไฟฟ้าเขต การไฟฟ้า เพื่อเตรียมความพร้อมการแบ่งแยกต้นทุนทางบัญชี และบริหารสินทรัพย์ ระบบไฟฟ้า (Asset Management)	ผ.พ.ค., ผ.พ. ก.น.อ.ผ.พ.	มีโครงสร้างและ JD ที่จัดกลุ่มงานตามเครือข่าย บริการ และสนับสนุน	ไตรมาส 2-3												
		1.3	วิเคราะห์สรุปสิ่งที่เปลี่ยนแปลง (As is / To be)	ผ.พ., ผ.พ.ค. ก.น.อ.ผ.พ.	มีผลการวิเคราะห์นำเสนอคณะกรรมการ/คณะทำงาน	ไตรมาส 2-3												
		1.4	นำเสนอคณะกรรมการ/คณะทำงานที่เกี่ยวข้อง และ ผ.ว.	ผ.พ.ค. ก.น.อ.ผ.พ.	ความเห็นชอบ/รับทราบจากคณะกรรมการ/คณะทำงาน	ไตรมาส 2-3												
		1.5	สื่อสารโครงสร้างองค์กรและหน้าที่ความรับผิดชอบใหม่	ผ.พ.ค. ก.น.อ. ผ.พ. และคณะทำงาน สื่อสารโครงสร้างองค์กร	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบและนำไปปฏิบัติ	ไตรมาส 3-4												
		1.6	ประสานงานหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น ด้านบุคลากร ด้านกระบวนการ ด้านบัญชีการเงิน ด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ กฎระเบียบต่างๆ การกระจายอำนาจและการมอบอำนาจ	ผ.พ.ค. ก.น.อ.ผ.พ.	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับข้อมูลเพื่อนำไปปรับปรุงระบบ	ไตรมาส 1-4												
		2	การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ สำหรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า															
		2.1	คัดเลือก จัดลำดับกระบวนการธุรกิจที่สำคัญ สอดคล้องกับการเปลี่ยนผ่านแต่ละระยะ	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	มีกระบวนการทางธุรกิจที่สอดคล้องกับการเปลี่ยนผ่านแต่ละระยะ	ไตรมาส 1-2												
		2.2	ศึกษา รวบรวม วิเคราะห์ ข้อมูล ปัจจัยภายใน ภายนอก	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	ผลการวิเคราะห์	ไตรมาส 1-2												
		2.3	ประสานงานหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการ	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	ได้ข้อมูลจากหน่วยงานเจ้าของกระบวนการ	ไตรมาส 1-2												
		2.4	จัดทำกระบวนการทางธุรกิจ	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	มีกระบวนการทางธุรกิจที่สอดคล้องกับการเปลี่ยนผ่านแต่ละระยะ	ไตรมาส 2-3												
		2.5	นำเสนอขออนุมัติใช้กระบวนการธุรกิจ	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	อนุมัติจากผู้บริหาร	ไตรมาส 3												
		2.6	สื่อสารกระบวนการ	ผ.พ.ค.ก.น.อ.ผ.พ.	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบและนำไปปฏิบัติ	ไตรมาส 3-4												
		2.7	ติดตามผลการดำเนินการ (SLA)	ผ.พร.(สนญ.) (ก) ก.น.อ.ผ.พ.	มีผลการดำเนินการ	ไตรมาส 4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.				
EXISTING CONTROL	9		แผนงานย่อย : การเตรียมความพร้อมของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในการทำหน้าที่ ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution System Operator : DSO)															
		1	ร่วมกับที่ปรึกษาโครงการเตรียมความพร้อมและจัดทำแผนที่นำทาง กำหนดโครงสร้างและภาระหน้าที่ของศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ให้สอดคล้องกับผลการศึกษา	ผ.ค.ฟ.	ได้โครงสร้างและภาระหน้าที่ของ DSO ที่สอดคล้องกับ Roadmap	ม.ค.-มี.ค.66												
		2	จัดทำรายละเอียดของขั้นตอนและวิธีปฏิบัติงานตาม TPA Operation Code	ผ.ค.ฟ. ผ.ปบ.เขต	ศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. มีมาตรฐานการปฏิบัติงานตาม TPA Operation Code	ม.ค.-มิ.ย.66												
		3	พัฒนาฐานข้อมูลระบบ SCADA คจฟ.1 คจฟ.2 และศึกษา Application Function ในโครงการ คปส. รองรับงานศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO)	ผ.ค.ฟ. ผ.ปบ.เขต	Application Function ในระบบ SCADA มีความพร้อมใช้งานรองรับภาระหน้าที่ ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ครบถ้วน	ม.ค.-ธ.ค.66												
		4	กำหนดรูปแบบและกระบวนการของศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ใน TPA Platform	ผ.ค.ฟ. ผ.ปบ.เขต	มีกระบวนการของศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ที่มีต่อ TPA Platform	ก.ค.-ธ.ค.66												
		5	อบรม/สัมมนา ถ่ายทอดให้คนรู้จักกับผู้เกี่ยวข้องกับการเตรียมความพร้อมของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟฟ้าของ กฟภ. ในการทำหน้าที่ ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO)	ผ.ค.ฟ.	ผู้ปฏิบัติงานมีความรู้ความเข้าใจ สามารถปฏิบัติงานที่ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	ต.ค.-ธ.ค.66												
EXISTING CONTROL	10		การเตรียมความพร้อมด้านบัญชี การเงิน ระบบสารสนเทศ ความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ รวมถึงข้อกำหนดและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	สายงาน บ														
		1	ศึกษารูปแบบการดำเนินงานของ Network และ Retail ของ กฟภ.	ก.บ.บ. ผ.บช.	ได้รูปแบบการดำเนินงานของ Network และ Retail ของ กฟภ. เพื่อนำไปกำหนดแนวทางการแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail ของ กฟภ.	ม.ค. - มิ.ย												
		2	กำหนดแนวทางการแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail ของ กฟภ.	ก.บ.บ. ผ.บช.	ได้แนวทางการแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail ของ กฟภ. ที่เป็นมาตรฐานเพื่อใช้ในการจัดทำรายงานการแบ่งแยกต้นทุน	ก.ค - ก.ย												
		3	สรุปรายงานผลการศึกษารูปแบบการดำเนินงานและแนวทางการแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail ของ กฟภ.	ก.บ.บ. ผ.บช.	มีการจัดทำรายงานผลการดำเนินงานแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail ของ กฟภ. ได้อย่างถูกต้อง/ครบถ้วน	ต.ค - ธ.ค												
MITIGATION PLAN	1		แผนการศึกษาและติดตามแนวทางการจัดซื้อที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)	ผ.นศ.	มีผลการศึกษาและแผนงานในการดำเนินการจัดซื้อที่เกี่ยวข้องกับ REC													
		1	แต่งตั้งคณะทำงานศึกษาและติดตามแนวทางการจัดซื้อที่เกี่ยวข้องกับ REC ของ กฟภ.	ผ.นศ., ผ.พร.		ไตรมาส 1												
		2	ประชุมจัดทำแผนงานเตรียมความพร้อมในการดำเนินการจัดซื้อที่เกี่ยวข้องกับ REC	ผ.นศ., ผ.พร.		ทุกไตรมาส												
		3	สืบหาและเจรจากับหน่วยงานหรือผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจ REC เพื่อหาพันธมิตรทางธุรกิจ REC ของ กฟภ.	ผ.นศ., ผ.พร.		ไตรมาส 2-4												
		4	สรุปผลและจัดทำแผนการดำเนินการจัดซื้อที่เกี่ยวข้องกับ REC ของ กฟภ. และบริษัทในเครือ	ผ.นศ., ผ.พร.		ไตรมาส 3-4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ต.ก.ย.	พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ต.ก.ย.	พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ต.ก.ย.	พ.ย.ธ.ค.
MITIGATION PLAN	2		แผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน															
		1	รวบรวมจำนวนมิเตอร์ และกำหนดรูปแบบข้อมูลที่จะดำเนินการ Export	กพร. ฝงป., กสม., กผอ., กอธ.	มีการกำหนดจำนวนมิเตอร์ และรูปแบบข้อมูล	1 เดือน												
		2	กำหนดรูปแบบและกระบวนการวางข้อมูลเพื่อให้หน่วยงานภายนอกใช้งานข้อมูล	กพร. ฝงป., กสม., กผอ., กอธ.	มีการกำหนดพื้นที่การวางข้อมูล	1 เดือน												
		3	พัฒนาโปรแกรมสำหรับการ Export ข้อมูล และ Export เข้า ทุกสิ้นวัน/สัปดาห์/เดือน	กพร. ฝงป., กสม., กผอ., กอธ.	มีโปรแกรมสำหรับ Export แบบอัตโนมัติ และส่งข้อมูลได้ตามกำหนดระยะเวลา	3 เดือน												
MITIGATION PLAN	3		แผนการพัฒนา Energy Trading Platform ของ กฟผ. แบบ Peer to Peer (P2P)	กฟผ. ฝพท.														
		1	ประสานหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	มรฟ.กฟผ. ฝพท.	ข้อมูล/ระบบงาน เพื่อสนับสนุนงานบริการตามโครงการ	ไตรมาส 1-4												

ปัจจัยเสี่ยงที่ 4 ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.

Risk Owner สายงาน สดท., ย., ทส., บก., ธต., ว.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

การเติบโตทางธุรกิจและการแข่งขันที่สูงขึ้นในปัจจุบัน องค์กรจำเป็นต้องปรับตัวรองรับการเปลี่ยนแปลงในธุรกิจไฟฟ้า เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีและโครงสร้างอุตสาหกรรมของระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง รวมถึงปัจจุบันรายได้ขององค์กรมาจากธุรกิจหลัก คือ ธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้า ข้อมูลของผู้ใช้ไฟของ กฟผ. มีจำนวนมากเนื่องจากพื้นที่ให้บริการครอบคลุมพื้นที่ 74 จังหวัด (ยกเว้น กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการซึ่งอยู่ในความรับผิดชอบของการไฟฟ้านครหลวง) สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ทั้งการปรับปรุงการให้บริการลูกค้า การพัฒนาธุรกิจเกี่ยวเนื่องใหม่ๆ รวมถึงการใช้ข้อมูลเชิงลึกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid Analytic) มาปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น แต่ปัจจัยที่จะทำให้ข้อมูลที่มีอยู่เกิดประโยชน์ได้สูงสุดนั้น ข้อมูลจำเป็นต้องมีการบริหารจัดการที่ดี (Data Management) การ Cleansing ข้อมูลที่ดี รวมถึงบุคลากรต้องมีทักษะด้านการวิเคราะห์ข้อมูล และการใช้ประโยชน์จากข้อมูลนั้นต้องคำนึงถึงการคุ้มครองความเป็นส่วนตัวและข้อมูลส่วนบุคคล (privacy)

Key Risk Indicator :

1. ความสำเร็จของงานบริหารจัดการและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case)

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 95%

2. กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics)

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 90%

3. ค่าความสำเร็จด้านการศึกษาโครงสร้างของฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 90%

ตารางที่ 19 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF4

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด	ผลกระทบ
	ความสำเร็จการดำเนินงานตาม แผนงานบริหารความเสี่ยง	ความสำเร็จของงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความ จำเป็น (Use Case)
ระดับ 1	100%	100%
ระดับ 2	95%	95%
ระดับ 3	90%	90%
ระดับ 4	85%	85%
ระดับ 5	80%	80%
ความรุนแรงตั้งต้น	3	3
เป้าหมาย	2	2

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ความสำเร็จของงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case)	100%	95%
กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics)	100%	90%
ค่าความสำเร็จด้านการศึกษาโครงสร้างของฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	100%	90%

ตารางที่ 20 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF4

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การจัดการข้อมูล (Data Management) ที่ดีไม่เพียงพอ ประกอบกับข้อมูลในระบบต่างๆ ที่มีจำนวนมาก ขาดการ Cleansing ข้อมูลที่ดี และไม่สามารถเชื่อมต่อกันได้ ทำให้การวิเคราะห์ข้อมูลไม่มีประสิทธิภาพ ใช้เวลาประมวลผลนาน หรือไม่ตอบสนองต่อความต้องการในการวิเคราะห์ข้อมูล ส่งผลต่อการตัดสินใจในลักษณะ Evidence-based decision making ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญในการปรับเปลี่ยนสู่ดิจิทัล	สดท. - แผนงานการยกระดับการกำกับดูแลข้อมูล (Data Governance) สายงาน ทส - DT1.1 แผนงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform - แผนงานการเชื่อมโยงข้อมูล API - แผนงานพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัล (Digital Platform) เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านรูปแบบทางธุรกิจไปสู่ Digital Utility และการดำเนินธุรกิจเกี่ยวเนื่อง สายงาน บก - HCM1.1 แผนงานจัดทำโครงการนำร่องเพื่อศึกษาการบูรณาการกำลังคนกับดิจิทัล โดยใช้ค่า FTE ในการควบคุมปริมาณคนให้เหมาะสมในแต่ละหน่วยงาน	สายงาน ย, สดท. - แผนงานการจัดทำ Data Strategy (People, Process, Technology) เพื่อตอบสนองต่อยุทธศาสตร์องค์กร
การใช้ประโยชน์จากฐานข้อมูลลูกค้า/ผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer Analytics) ยังไม่สามารถสร้างโอกาสทางธุรกิจเกี่ยวเนื่องหรือสร้างประโยชน์เชิงพาณิชย์ ซึ่งส่งผลต่อการต่อยอดทางนวัตกรรมเพื่อตอบสนองลูกค้า	สายงาน ธต - แผนงานการศึกษาโครงสร้างฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร ผู้รับผิดชอบหลัก สดท. ผู้รับผิดชอบร่วม ธต - แผนงานขับเคลื่อนธุรกิจด้วยข้อมูล (Data Driven Business)	

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การใช้ประโยชน์ข้อมูลเชิงลึกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid Analytic) เพื่อการต่อยอดทางธุรกิจและการให้บริการลูกค้า (Customer) การปรับปรุงโครงข่ายไฟฟ้า และยกระดับการให้บริการยังไม่เต็มประสิทธิภาพ	สายงาน ว - แผนการดำเนินงานร่วมกับ Future Grid ในการทำ Smart Grid Analytic ในพื้นที่นำร่องโครงการพหุยาโดยใช้ข้อมูลจาก Smart Meter ผู้รับผิดชอบหลัก สดท. ผู้รับผิดชอบร่วม ว - แผนงานขับเคลื่อนธุรกิจด้วยข้อมูล (Data Driven Business) สายงาน ธต - แผนงานการศึกษาโครงสร้างฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	
บุคลากรที่มีทักษะด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) มีจำนวนไม่เพียงพอ ทำให้ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่ได้รับมาได้เต็มประสิทธิภาพ และส่งผลต่อการบริหารจัดการข้อมูล รวมถึงการจัดการและส่งต่อความรู้ภายใน (Knowledge management)	สายงาน บก - HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากร และผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้านบริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหารองค์กร และความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า - แผนงานยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) และการใช้ประโยชน์จากข้อมูล (Data Analytic) - แผนงานพัฒนาบุคลากรในการจัดการความรู้เพื่อนำไปปรับปรุงการทำงาน - แผนงานการบริหารอัตรากำลังเพื่อรองรับทิศทางการดำเนินงานขององค์กร - แผนงานการจัดเก็บความรู้ด้านการวิเคราะห์ข้อมูลกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF4 ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ก.ค.ย.	ก.พ.ค.ย.	มิ.ย.ก.ย.	ต.ค.ก.ย.	ม.ก.ค.ย.	ก.พ.ค.ย.	มิ.ย.ก.ย.	ต.ค.ก.ย.	ม.ก.ค.ย.	ก.พ.ค.ย.	มิ.ย.ก.ย.	ต.ค.ก.ย.
EXISTING CONTROL	1		HCM1.1 แผนงานจัดทำโครงการนำร่องเพื่อศึกษาการบูรณาการกำลังงานกับดิจิทัล โดยใช้คำ FTE ในการควบคุมปริมาณคนให้เหมาะสมในแต่ละหน่วยงาน															
		1	ศึกษาและทำความเข้าใจ ทิศทางการดำเนินงานด้านธุรกิจจากแผนงานยุทธศาสตร์ แผนปฏิบัติการดิจิทัล และการปรับโครงสร้างองค์กรและสรุปแผนงานที่มีการนำ Digital เข้ามาใช้และมีผลกระทบต่ออัตราค่าจ้างในช่วง 3-5 ปี	ผดช.	ภาพรวมแนวทางของแผนงานต่าง และข้อสรุปผลกระทบต่างๆที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าจ้าง	ม.ค.-มิ.ค. 66												
		2	เก็บรวบรวมข้อมูลกระบวนการทำงานจริง และเทคโนโลยีที่จำเป็นต้องนำมาใช้ในการทำงานในอนาคต	ผดช.	สรุปภาพรวมกระบวนการของหน่วยงาน รวมถึงตำแหน่งงานใหม่เพื่อให้สอดคล้องกับภาระงานที่เปลี่ยนแปลงไป	เม.ย.-มิ.ย. 66												
		3	นำข้อมูลกระบวนการทำงานของโครงการนำร่อง มาวิเคราะห์กระบวนการ FTE และอัตราค่าจ้างในตำแหน่งงานที่เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งระบบกระบวนการที่มีการนำ Digital มาใช้ได้ชัดเจน	ผบค.	สรุปจำนวนกรอบอัตราค่าจ้างของแต่ละหน่วยงาน และสมรรถนะที่ต้องการได้	ก.ค.-ส.ค. 66												
		4	พิจารณาอัตราค่าจ้างให้ทราบทิศทางการปรับอัตราค่าจ้างได้แก่ควรปรับเพิ่ม/ลด/คงอัตราค่าจ้าง เมื่อเทียบกับจำนวนที่มีอยู่	ผบค.	ผลการประเมินความต้องการอัตราค่าจ้างและสมรรถนะที่มีและรองรับในอนาคต เพื่อให้มีอัตราค่าจ้างรองรับกับภาระงาน	Sep-66												
		5	วิเคราะห์และพยากรณ์สภาพการณ์และปัญหาเกี่ยวกับกำลังคนที่มีอยู่ในปัจจุบันและปัญหาที่อาจเกิดขึ้นในอนาคตซึ่งส่งผลกระทบต่อจำนวนและสมรรถนะของกำลังคนในองค์กร	ผบค.	สรุปข้อมูลเพื่อเข้าคณะกรรมการอัตราค่าจ้าง เพื่อจัดทำแผนอัตราค่าจ้างแยกเป็นรายสายงาน/เขต	ต.ค.-พ.ย. 66												
		6	ติดตามประเมินผลการวิเคราะห์อัตราค่าจ้างที่เหมาะสมและความพร้อมของระบบดิจิทัลในการทดแทนอัตราค่าจ้าง	ผดช.	ติดตามผลการดำเนินงาน	ก.ย.-ธ.ค. 66												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	2		HCM2.1 แผนงานพัฒนาบุคลากร และผู้บริหารระดับสูงให้มี Future Competency ทั้งด้านดิจิทัล ด้านบริหารธุรกิจการตลาด ด้านการบริหารองค์กร และความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า															
		1	กำหนดสมรรถนะที่เกี่ยวข้องกับ Future Core Competency ขององค์กรตามแผนยุทธศาสตร์ - ด้านดิจิทัล - ด้านบริหารธุรกิจการตลาด - ด้านการบริหารองค์กร - ด้านความรู้เกี่ยวกับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ผบค. ผพบ. สชก.(บก-ท)	พิจารณา Future Core Competency ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ไตรมาส 1-2												
		2	สำรวจข้อมูลเพื่อกำหนดกลุ่มเป้าหมาย และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ผบค. สชก.(บก-ท)	ตัวแบบร่างสมรรถนะหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ไตรมาส 1-2												
		3	วิเคราะห์อัตราค่าจ้าง ตำแหน่งงานใหม่ๆ วุฒิการศึกษา ความรู้ ทักษะ คุณลักษณะที่จำเป็นกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาจัดทำ Competency	ผบค. สชก.(บก-ท)	ตำแหน่งงานใหม่ๆ วุฒิการศึกษา ตัวแบบสมรรถนะ Competency	ไตรมาส 2												
		4	สื่อสาร Future Core Competency ให้กับผู้บริหารและพนักงาน เพื่อให้ทราบถึงทิศทางองค์กรในอนาคต	ผบค. สชก.(บก-ท)	อนุมัติสมรรถนะ Competency	ไตรมาส 3												
		5	กำหนดแผนงานพัฒนาบุคลากรและกิจกรรมตามกลุ่มเป้าหมาย	ผพบ. สชก.(บก-ท)	แผนงานพัฒนาและกิจกรรม	ไตรมาส 1-2												
		6	ดำเนินงานพัฒนาบุคลากรตามแผน	ผพบ. สชก.(บก-ท)	กลุ่มเป้าหมายเข้ารับการอบรม	ไตรมาส 2-4												
		7	ติดตามประเมินผลและปรับปรุงแผน	ผพบ. สชก.(บก-ท)	ติดตามการดำเนินงาน	ไตรมาส 3-4												
EXISTING CONTROL	3		แผนงานยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) และการใช้ประโยชน์จากข้อมูล (Data Analytic)		พัฒนาพนักงานกลุ่มเป้าหมายให้มีทักษะการวิเคราะห์ข้อมูลและใช้ประโยชน์จากข้อมูลได้													
		1	วิเคราะห์โครงการหรือแผนงานที่เกี่ยวข้องในการยกระดับบุคลากร ด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) และการใช้ประโยชน์จากข้อมูล (Data Analytic)	ผบค., ผพบ. สชก.(บก-ท)		ไตรมาส 1-2												
		2	กำหนดกลุ่มเป้าหมายในการยกระดับ	ผพบ. สชก.(บก-ท)		ไตรมาส 3												
		3	กำหนดแผนงานพัฒนาและกิจกรรมตามกลุ่มเป้าหมาย	ผพบ. สชก.(บก-ท)		ไตรมาส 3												
		4	ดำเนินงานตามแผน	ผพบ. สชก.(บก-ท)		ไตรมาส 3-4												
		5	ติดตามประเมินผลและปรับปรุงแผน	ผพบ. สชก.(บก-ท)		ไตรมาส 4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	4		แผนงานพัฒนาบุคลากรในการจัดการความรู้เพื่อนำไปปรับปรุงการทำงาน															
		1	กำหนดกระบวนการทำงานที่สำคัญทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน (Key and Support Processes) ตามสถาปัตยกรรมองค์กร	คณะกรรมการจัดการความรู้	จำนวนองค์ความรู้ตามกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่มีการพัฒนาและปรับปรุงการปฏิบัติงาน โดยใช้เครื่องมือการจัดการความรู้	ไตรมาส 1 (ม.ค.-ก.พ. 2566, ม.ค.-ก.พ. 2567)												
		2	คัดเลือกกระบวนการที่สำคัญในการดำเนินการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Operation) ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน	คณะกรรมการจัดการความรู้	จำนวนกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่มีการใช้องค์ความรู้ไปในการพัฒนาและปรับปรุงการปฏิบัติงานรวมถึงการใช้การจัดการความรู้ไปสร้างความตระหนักด้านความเสี่ยง	ไตรมาส 1-2 (ก.พ.-เม.ย. 2566, ก.พ.-เม.ย. 2567)												
		3	วิเคราะห์และระบุจุดที่จะดำเนินการจัดทำองค์ความรู้ ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 1-2 (ก.พ.-เม.ย. 2566, ก.พ.-เม.ย. 2567)												
		4	สื่อสาร แลกเปลี่ยน องค์ความรู้ให้แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้องผ่านเครื่องมือการจัดการความรู้ เช่น AAR, Story Telling, Mentor, On-the-job Training เป็นต้น	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 2 (พ.ค.-มิ.ย. 2566, พ.ค.-มิ.ย. 2567)												
		5	ดำเนินการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Operation) ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน โดยการใช้เครื่องมือในการปรับปรุงกระบวนการต่างๆ เช่น Lean Process, Quality Control Cycle, Six Sigma เป็นต้น และใช้การจัดการความรู้ เช่น CoPs, AAR เป็นต้น เป็นกลไกหนึ่งในการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงาน	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 2-3 (มิ.ย.-ส.ค. 2566, มิ.ย.-ส.ค. 2567)												
		6	สร้างความตระหนักเรื่องความเสี่ยงในกระบวนการปฏิบัติงานที่สำคัญทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน (Key and Support Processes) แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้อง	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 3-4 (ส.ค.-พ.ย. 2566, ส.ค.-พ.ย. 2567)												
		7	ติดตามและประเมินผล เพื่อนำมาปรับปรุงทบทวนทุกอย่างต่อเนื่อง	ฝ.พ.		ไตรมาส 4 (ธ.ค. 2566, ธ.ค. 2567)												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	5		แผนงานการบริหารอัตราค่าจ้างเพื่อรองรับทิศทางการดำเนินงานขององค์กร															
		1	ศึกษาและทำความเข้าใจ ทิศทางการดำเนินธุรกิจจากแผนงาน ยุทธศาสตร์, แผนปฏิบัติการดิจิทัล และการปรับโครงสร้างองค์กร และสรุป แผนงานที่มีการนำ Digital เข้ามาใช้และมีผลกระทบต่ออัตราค่าจ้างในช่วง 3-5 ปี	ผบ.ค.	ภาพรวมแนวทางของแผนงานต่าง และข้อสรุปผลกระทบต่างๆที่ส่งผลกระทบต่ออัตราค่าจ้าง	ม.ค.-มี.ค.66												
		2	นำผลการศึกษาดำเนินโครงการต่าง ๆ มาวิเคราะห์ กระทบงาน และอัตราค่าจ้างในด้านหน่วยงานใหม่	ผบ.ค.	สรุปภาพรวมกระบวนการของหน่วยงาน รวมถึงตำแหน่งงานใหม่เพื่อให้สอดคล้องกับภาระงานที่เปลี่ยนแปลงไป	เม.ย.-มิ.ย.66												
		3	สรุปอัตราค่าจ้างในภาพรวม โดยระบุ ตำแหน่งจำนวน สมรรถนะและช่วงเวลาที่ต้องการ	ผบ.ค.	สรุปจำนวนรอบอัตราค่าจ้างของแต่ละหน่วยงาน และสมรรถนะที่ต้องการได้	เม.ย.-มิ.ย.66												
		4	ประเมินความต้องการอัตราค่าจ้างที่มีอยู่ในปัจจุบัน และแนวโน้มอนาคต แบ่งกลุ่มเป็น 4 ประเภท ได้แก่ Reskill, Upskill, Replace, Recruit โดยพิจารณาจากข้อมูล ได้แก่ 4.1 พนักงานตามช่วงอายุ ระดับการศึกษา คุณวุฒิและข้อมูลพนักงานเกษียณในแต่ละปี 4.2 เทคโนโลยีที่จำเป็นต้องนำมาใช้ในการทำงานในอนาคต ว่าจะมีผลกระทบต่อการทำงานของหน่วยงานใดบ้าง และตำแหน่งอะไรบ้าง 4.3 ทักษะที่จำเป็น Competency ของพนักงาน (Reskill, Upskill) 4.4 ความแตกต่าง (Gap Analysis) ทั้งในมุมมองปริมาณคน หรือ ในมุมมองความรู้ทักษะที่จำเป็น	ผบ.ค.	ผลการประเมินความต้องการอัตราค่าจ้างและสมรรถนะที่มีและรองรับในอนาคต	เม.ย.-มิ.ย.66												
		5	ส่งต่อแผนอัตราค่าจ้างระยะยาวทั้ง 4 กลุ่ม เพื่อให้ในแต่ละกลุ่มดำเนินการ	ผบ.ค.	สรุปข้อมูลเพื่อเข้าคณะกรรมการอัตราค่าจ้าง เพื่อจัดทำแผนอัตราค่าจ้างแยกเป็นรายสาขา/เขต	ก.ค.-ก.ย.66												
		6	หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดำเนินการสรรหาและคัดเลือกบุคลากร และการพัฒนาบุคลากรให้สอดคล้องตามผลวิเคราะห์ด้านอัตราค่าจ้าง	ผบ.ค., ผพ.	หน่วยงานทราบรายละเอียดแผนอัตราค่าจ้างเพื่อไปพัฒนาบุคลากรหรือสรรหาเพิ่มเติม	ต.ค.-ธ.ค.66												
		7	ติดตามประเมินผลตามกลุ่มเป้าหมายตามแผนงานของแต่ละกลุ่ม	ผบ.ค., ผพ.	ติดตามผลการดำเนินงาน	ม.ค.-ธ.ค.66												
EXISTING CONTROL	6		แผนงานการจัดเก็บความรู้ด้านการวิเคราะห์ข้อมูลกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง															
		1	ทบทวนคู่มือการจัดการความรู้ตามมาตรฐาน ISO 30401 (การจัดการความรู้ที่เป็นระบบ)	ผพ.	แนวทางการดำเนินการจัดการความรู้ตามมาตรฐาน ISO 30401	ไตรมาส 1												
		2	แต่งตั้งคณะกรรมการประเมินกระบวนการจัดการความรู้	ผพ.	จำนวนสายงานที่ผ่านการตรวจสอบจากผู้ตรวจสอบภายใน	ไตรมาส 1												
		3	ศึกษาและปรับปรุงแนวทางการตรวจประเมิน	ผพ.		ไตรมาส 1												
		4	ให้ความรู้และชี้แจงหลักการ คู่มือการจัดการความรู้ตามมาตรฐาน ISO 30401 ให้แต่ละสายงานและเขตรับทราบ	ผพ.		ไตรมาส 1-2												
		5	ดำเนินการตามมาตรฐาน ISO 30401 ครั้งที่ 1	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 2-3												
		6	ติดตามและประเมินผล รวมถึงรวบรวมปัจจัยความสำเร็จ ปัญหาและบทบทวนปรับปรุงกระบวนการตามมาตรฐาน ISO 30401 ครั้งที่ 1	ผพ.		ไตรมาส 3												
		7	ดำเนินการตามมาตรฐาน ISO 30401 ครั้งที่ 2	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 3-4												
		8	ติดตามและประเมินผล รวมถึงรวบรวมปัจจัยความสำเร็จ ปัญหาและบทบทวนปรับปรุงกระบวนการตามมาตรฐาน ISO 30401 ครั้งที่ 2	ผพ.		ไตรมาส 4												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																								
EXISTING CONTROL	7		DT1.1 แผนงานจ้างจัดทหาและพัฒนา Big Data Platform	กทท. ผพท.		ไตรมาส 1-4																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																											</

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	9		แผนงานพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัล (Digital Platform) เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านรูปแบบทางธุรกิจไปสู่ Digital Utility และการดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับ															
		1	ระบบการบริหารจัดการข้อมูลภายในองค์กร (Enterprise Content Management System) จัดทำติดตั้งและดูแลบำรุงรักษาระบบบริหารจัดการข้อมูลภายในองค์กร	ก.พท. ฝ.พท.		ไตรมาส 1-4												
			ปี 2565 ขอความเห็นชอบแต่งตั้งคณะกรรมการ TOR , ราคา	ก.พท. ฝ.พท.														
			ปี 2565 ขอความเห็นชอบ TOR	ก.พท. ฝ.พท.														
			ปี 2565 จัดทำและปรับปรุง (meeting 1)	ก.พท. ฝ.พท.														
			ปี 2565 จัดทำและปรับปรุง (meeting 2)	ก.พท. ฝ.พท.														
			ปี 2565 ขอความเห็นชอบ ราคา	ก.พท. ฝ.พท.														
			ปี 2565 ขอความเห็นชอบแผนการจัดซื้อ / วัสดุ อนุมัติ	ก.พท. ฝ.พท.														
			1. จัดทำรายงานขอซื้อ และขอความเห็นชอบรายงานขอซื้อ พร้อมทั้ง	ก.พท. ฝ.พท.	มีรายงานขอซื้อ พร้อมทั้งแต่งตั้งคณะกรรมการพิจารณาประกวด	ม.ค. 66												
			2. แผนพ่วงจ้างประกาศ และเอกสารซื้อหรือจ้าง เพื่อประชาสัมพันธ์ (บนระบบ e-GP)	ก.พท. ฝ.พท.	แผนพ่วงจ้างประกาศ และเอกสารซื้อหรือจ้าง เพื่อประชาสัมพันธ์	ม.ค. 66												
			- ปรับปรุงเว็บไซต์															
			3. ประกาศราคาอิเล็กทรอนิกส์ (ขายแบบ) (e-GP 20 วัน)	ก.พท. ฝ.พท.	ประกาศราคาอิเล็กทรอนิกส์บนระบบ egp	ม.ค.-ก.พ. 66												
				ก.พท. ฝ.พท.														
			คณะกรรมการพิจารณาการยื่นข้อเสนอของ บริษัท download EGP	ก.พท. ฝ.พท.		ก.พ. 66												
			4. พิจารณาคัดเลือกและสรุปผลการพิจารณา และนำเสนอขอความเห็นชอบอนุมัติ	ก.พท. ฝ.พท.		มี.ค. 66												
			- ทำหนังสือถึง คณะกรรมการพิจารณาเกี่ยวกับ คณะกรรมการตรวจรับ															
			- เชิญคณะกรรมการพิจารณาเปิดซอง															
			- ตรวจสอบเอกสาร															
			- สรุปผลการพิจารณา															
			5. ประกาศผลผู้ชนะในระบบ e-GP	ก.พท. ฝ.พท.		มี.ค. 66												
			6. จัดทำหนังสือแจ้งลงนามในสัญญา และเสนอลงนาม พร้อมลงนาม	ก.พท. ฝ.พท.		เม.ย. 66												
			7. จัดทำสัญญา (30 วัน ทำการ)	ก.น.ต.		พ.ค. 66												
			8. ลงนามสัญญา	ก.พท. ฝ.พท.		พ.ค. 66												
		2	งานพัฒนาโครงข่าย IP Access Network	ก.อบ. ฝ.สค.														
			ปี 2565 สำรอง และออกแบบ		สรุปผลการออกแบบ	1 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำร่างขอบเขตของงาน (TOR) และราคากลาง		ได้ TOR และราคากลาง ใช้สเปคเดิม	2 เดือน												
			1. ขอแผน/จัดทำรายงานขอซื้อดำเนินการจัดทำ		ได้อนุมัติประกาศราคา	ม.ค.-ก.พ. 66												
			2. สรุปผลการพิจารณา		ได้สรุปผลการพิจารณา	มี.ค.-66												
			3. จัดทำสัญญา/ลงนาม		ได้สัญญาที่ลงนามแล้ว	มี.ค.-66												
			4. บริหารสัญญา		ประชุม Kick off	มี.ค.-66												
			5. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)		ได้เบิกจ่ายเงินงวดสุดท้าย 100 %	เม.ย.-ธ.ค. 66												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
		3	งานขยายโครงข่ายเคเบิลใยแก้วนำแสง	กอบ. ผสค.														
			ปี 2565 สำรอง และออกแบบ		สรุปผลการออกแบบ	1 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำร่างขอบเขตของงาน (TOR) และราคากลาง		ได้ TOR และราคากลาง ใช้สเปคเดิม	2 เดือน												
			1. ขออนุมัติ/จัดทำรายงานขอซื้อ/ดำเนินการจัดหา		ได้อนุมัติประกวดราคา	ม.ค.-ก.พ. 66												
			2. สรุปผลการพิจารณา		ได้สรุปผลการพิจารณา	มี.ค.-66												
			3. จัดทำสัญญา/ลงนาม		ได้สัญญาที่ลงนามแล้ว	เม.ย.-66												
			4. บริหารสัญญา		ประชุม Kickoff	เม.ย.-66												
			5. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (60%)		ได้เบิกจ่ายเงิน 60 %	พ.ค.-ธ.ค. 66												
		4	งานจัดหาสายเคเบิลใยแก้วนำแสงและอุปกรณ์สำหรับงานตรวจ	กบข. ผสค.														
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปคใช้สำหรับการประกวดราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคากลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกวดราคา	3 เดือน												
			1. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กบข. ผสค.	ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	ม.ค.-66												
			2. สรุปผลการจัดหา (55%)	กบข. ผสค.	ได้ผู้ขาย	ก.พ.-66												
			3. จัดทำสัญญา ลงนาม บริหารสัญญา (60%)	กบข. ผสค.	ได้สัญญาการจัดซื้อ	ก.พ.-66												
			4. บริหารสัญญา (70%)	กบข. ผสค.	ดำเนินการส่งของ ตามกระบวนการ	ก.พ.-ธ.ค. 66												
			5. บริหารสัญญา ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน (100%)	กบข. ผสค.	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	มี.ค.-ธ.ค. 66												
		5	ระบบรักษาความปลอดภัยเครือข่าย Internet พร้อมอุปกรณ์ประกอบสำหรับศูนย์ข้อมูลสำรอง	กคช. ผสท.														
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปคใช้สำหรับการประกวดราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคากลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกวดราคา	3 เดือน												
			1. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรมการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กคช. ผสท.	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ กฟผ.	ม.ค.-66												
			2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกระทรวงมหาดไทย	กคช. ผสท.	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหาดไทย (ทั้ง 2 ชุด)	ก.พ.-มี.ค. 66												
			3. ประกาศสร้าง TOR	กคช. ผสท.	ผ่านการพิจารณาพิจารณา	มี.ค.-66												
			4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กคช. ผสท.	ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	เม.ย.-66												
			5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กคช. ผสท.	ได้ผู้ขาย	เม.ย.-66												
			6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กคช. ผสท.	ได้สัญญาการจัดซื้อ	เม.ย.-66												
			7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผสท.	ดำเนินการส่งของ ติดตั้ง ตามกระบวนการ	พ.ค.-ธ.ค. 66												
			8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผสท.	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	ธ.ค. - ก.ย. 66												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568													
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4										
							ม.ค	ก.พ	มี.ค	เม.ย	พ.ค	มิ.ย	ก.ค	ส.ค	ก.ย	ต.ค	พ.ย	ธ.ค	ม.ค	ก.พ	มี.ค	เม.ย	พ.ค	มิ.ย	ก.ค	ส.ค	ก.ย	ต.ค
		6	ระบบ Internal Application Firewall ทดแทน	กคช. ผสท.																								
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปคใช้สำหรับการประกวดราคา	3 เดือน																						
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคากลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกวดราคา	3 เดือน																						
			1. คณะกรรมการบริหารและจัดการระบบคอมพิวเตอร์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กคช. ผสท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ กฟผ.	ม.ค.-66																						
			2. คณะกรรมการบริหารและจัดการระบบคอมพิวเตอร์ของกระทรวงมหาดไทย	กคช. ผสท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหาดไทย (ทั้ง 2 ชุด)	ก.พ.-มี.ค. 66																						
			3. ประกาศร่าง TOR	กคส. ผสท.	ผ่านการประชาสัมพันธ์	มี.ค.-66																						
			4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กคส. ผสท.	ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	เม.ย.-66																						
			5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กคส. ผสท.	ได้ผู้ขาย	เม.ย.-66																						
			6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กคส. ผสท.	ได้สัญญาการจัดซื้อ	เม.ย.-66																						
EXISTING CONTROL	10		7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผสท	ดำเนินการส่งของ ติดตั้ง ตามกระบวนการ	พ.ค.-ก.ค. 66																						
			8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผสท	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	ส.ค.-ก.ย. 66																						
			แผนงานขับเคลื่อนธุรกิจด้วยข้อมูล (Data Driven Business)	สทท.																								
		1	ศึกษา/ทำความเข้าใจความต้องการทางธุรกิจร่วมกับกลุ่มธุรกิจ	กจช. ผตช.	ผลการศึกษาความต้องการทางธุรกิจจากกลุ่มคณะทำงานวิเคราะห์ข้อมูลและจัดการข้อมูลขนาดใหญ่ของ กฟผ.	ม.ค.-ก.พ.																						
		2	จัดทำแผนฯ และคัดเลือกความต้องการทางธุรกิจที่มีความพร้อมและมีผลกระทบกับองค์กร		ได้เกณฑ์การพิจารณา และผลการคัดเลือกจากงานที่มีความพร้อมเพื่อไปดำเนินการ	มี.ค.-เม.ย.																						
		3	จัดทำ Data Preparation และดำเนินการวิเคราะห์ข้อมูล (Data Analytics) รวมถึงการจัดทำ Data Visualization ในการนำเสนอผลการวิเคราะห์ข้อมูล		ข้อมูลที่เกี่ยวข้องสำหรับการดำเนินการวิเคราะห์ข้อมูล และได้ผลการนำเสนอในรูปแบบ Data Visualization	พ.ค.-พ.ย.																						
		4	ดำเนินการกำกับดูแลข้อมูล และบริหารจัดการข้อมูล (Data Governance & Data Management) ของชุดข้อมูลที่มีแนวโน้มวิเคราะห์ข้อมูล		การกำกับดูแลข้อมูลและบริหารจัดการชุดข้อมูลที่มีแนวโน้มวิเคราะห์ข้อมูล ได้แก่ คำอธิบายข้อมูล (Metadata) พจนานุกรมข้อมูล(Data Dictionary) และ แนวปฏิบัติชุดข้อมูล (Data Life Cycle)	มี.ย.-พ.ย.																						
		5	ตรวจสอบและสรุปผลการวิเคราะห์ข้อมูลให้ตรงตามความต้องการทางธุรกิจ พร้อมส่งมอบ Analytics Model รวมถึงให้การสนับสนุนการนำออกใช้งานให้ตรงตามวัตถุประสงค์		ข้อมูลสรุปผลการวิเคราะห์ข้อมูลให้ตรงตามความต้องการทางธุรกิจ พร้อมส่งมอบ Analytics Model และการนำออกใช้งาน	ธ.ค.																						
EXISTING CONTROL	11		แผนงานการศึกษาโครงสร้างฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อ ยอดการเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	ผสท.																								
		1	กำหนดประเด็นปัญหา วัตถุประสงค์ และความต้องการใช้ข้อมูล	สายงาน ธต, สายงาน ป และ สายงาน ว		ม.ค. - มี.ค.																						
		2	ศึกษา โครงสร้างข้อมูลในระบบงานที่เกี่ยวข้อง เช่น AMR, AMI, OMS, GIS เป็นต้น	สายงาน ธต, สตท.		ม.ค. - มี.ย.																						
		3	กำหนดหัวข้อ/รูปแบบข้อมูล/การประมวลผล/แสดงผลข้อมูล ที่ต้องการใช้จากระบบฯ	สายงาน ธต		เม.ย. - มี.ย.																						
		4	ประสานงานหน่วยงานเกี่ยวข้องพัฒนาระบบ	สายงาน ธต		ก.ค. - ก.ย.																						

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	12		แผนการดำเนินงานร่วมกับ Future Grid ในการทำ Smart Grid Analytic ในพื้นที่นำร่องโครงการพหุยาโดยใช้ข้อมูลจาก Smart Meter	กมอ.ผว.														
		1	ศึกษาการนำข้อมูลมาวิเคราะห์เพิ่มเติมให้เกิดประโยชน์มากขึ้นจากเฟสที่ผ่านมา		ได้แนวทางการวิเคราะห์ข้อมูลเพิ่มเติม	2 เดือน												
		2	ขออนุญาตใช้ข้อมูล		ได้รับการอนุญาตให้ใช้ข้อมูล	1 เดือน												
		3	จัดทำแนวทางการเชื่อมโยงข้อมูลแบบอัตโนมัติ		ได้แนวทางการจัดและเชื่อมโยงข้อมูลแบบอัตโนมัติ	2 เดือน												
		4	ทำการวิเคราะห์ข้อมูลตาม use case ที่กำหนดไว้		ได้ผลการวิเคราะห์ข้อมูล	3 เดือน												
		5	จัดทำ Dash Board แสดงผลการวิเคราะห์ข้อมูลและสรุปแนวทางการต่อยอดการนำข้อมูลไปใช้ในเชิงเทคนิค/ธุรกิจเพิ่มเติม		มีการแสดงผลการวิเคราะห์และมีแนวทางการต่อยอดการนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ในกิจการของ กฟผ.	3 เดือน												
MITIGATION PLAN	1		แผนงานการจัดทำ Data Strategy (People, Process, Technology) เพื่อตอบสนองต่อยุทธศาสตร์องค์กร	ผนย. สายงาน ย และ ผคช. สคท.	การกำหนดขั้นตอนในการจัดทำกลยุทธ์ด้านข้อมูล (Data Strategy) ที่เป็นมาตรฐานโดยมีความสอดคล้องกับกลยุทธ์ขององค์กร (Corporate strategy) เพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการข้อมูลในระดับองค์กรและนำไปสู่การสร้างความคุ้มค่าเพิ่มให้กับองค์กรได้													
		1	แต่งตั้งคณะทำงานเพื่อศึกษาและกำหนดกรอบแนวทางในการจัดทำกลยุทธ์ข้อมูล (Data Strategy)	ผนย., ผนศ. ผคช., ผพบ., ผพท.	เพื่อศึกษา จัดทำกรอบแนวทางในการจัดทำกลยุทธ์ข้อมูล (Data Strategy) รวมทั้งติดตาม วิเคราะห์และประเมินผลทุกกิจกรรมตามแผนงานที่กำหนด													
		2	กำหนดขั้นตอนในการสร้าง Data Strategy โดยคัดเลือก Usecase จาก Critical process ที่ตอบสนองต่อตำแหน่งทางยุทธศาสตร์ขององค์กรเป็นแผนนำร่อง	คณะทำงาน	กำหนดขั้นตอนและรายละเอียดที่เป็นมาตรฐานในการสร้าง Data Strategy โดยเริ่มจาก Usecase จัดทำเป็นแผนนำร่อง													
		3	สรุปผลการศึกษา และผลการดำเนินงานจากแผนนำร่อง	คณะทำงาน	เพื่อให้ผลการศึกษา และผลการดำเนินงานสามารถสรุปเป็นขั้นตอนมาตรฐานในการใช้กับชุดข้อมูลระดับองค์กรด้านอื่น ๆ ต่อไป													
		4	นำผลการศึกษาจากแผนนำร่องเป็นปัจจัยนำเข้าในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์ กฟผ. ต่อไป	ผนย.	เพื่อให้ผลการศึกษา และผลการดำเนินงานเป็นปัจจัยนำเข้าในการทบทวนการจัดทำแผนยุทธศาสตร์ของ กฟผ.													

ปัจจัยเสี่ยงที่ 5 ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ

Risk Owner สายงาน ย., ENCOM

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

เพื่อขยายการเติบโตทางธุรกิจ โดยองค์กรจำเป็นต้องปรับตัวรองรับการเปลี่ยนแปลงในธุรกิจไฟฟ้า เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีและโครงสร้างอุตสาหกรรมของระบบไฟฟ้ามีการเปลี่ยนแปลง รวมถึงปัจจุบันรายได้ขององค์กรมาจากธุรกิจหลัก คือ ธุรกิจจำหน่ายไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม Core Competency และทรัพยากรขององค์กร ทำให้ กฟผ. มีโอกาสทางธุรกิจ และมีความได้เปรียบเหนือเอกชนรายอื่น ๆ เช่น ธุรกิจบริการงานด้านระบบไฟฟ้ากับลูกค้ากลุ่มอุตสาหกรรม ธุรกิจจัดการพลังงาน Rooftop Solar ที่ปรึกษาออกแบบระบบไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งธุรกิจที่เกี่ยวข้องดังกล่าวจะเป็นส่วนสำคัญในการพัฒนาความสามารถในการสร้างรายได้ในภาพรวมขององค์กรในอนาคต ซึ่งการดำเนินงานของบริษัทในเครือจะเป็นแนวทางสำคัญในการส่งเสริมการแสวงหาโอกาสทางธุรกิจ ทั้งนี้ การเพิ่มความคล่องตัวในการดำเนินธุรกิจของบริษัทในเครือจึงมีความสำคัญมาก รวมถึง กฟผ. จำเป็นต้องกำหนดทิศทางร่วมกับบริษัทในเครือ และมีกลไกการกำกับดูแลที่ดีเพื่อให้เกิดผลตอบแทนที่เหมาะสมกับมายัง กฟผ.

Key Risk Indicator :

1. ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 90%

ตารางที่ 21 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF5

เกณฑ์	โอกาส	ผลกระทบ
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำ ENCOM เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)
ระดับ 1	100%	100%
ระดับ 2	95%	95%
ระดับ 3	90%	90%
ระดับ 4	85%	85%
ระดับ 5	80%	80%
ความรุนแรงตั้งต้น	3	3
เป้าหมาย	1	2

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	100%	90%

ตารางที่ 22 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF5

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การกำหนดทิศทางและนโยบาย และการบูรณาการการวิเคราะห์ ธุรกิจระหว่าง กฟภ. และบริษัทใน เครือ (PEA ENCOM) ยังไม่ชัดเจน ส่งผลต่อการดำเนินงานและผล ประสิทธิภาพของ PEA ENCOM ขาดการพัฒนาความร่วมมือระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM ในการ ผลักดันการดำเนินธุรกิจ	สายงาน ย - นโยบายการบริหารจัดการ ระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ กฟภ. (Way of Conduct) - การประชุมร่วมกันระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM โดยผ่านคณะกรรมการ กำกับดูแลยุทธศาสตร์และการดำเนิน ธุรกิจของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กยธ.)	สายงาน ย, PEA ENCOM - แผนงานการบูรณาการเพื่อ กำหนด Business Flagship และการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM
การผลักดัน PEA ENCOM เข้าสู่ ตลาดหลักทรัพย์ ที่อาจมีความ ลำบาก/ไม่เป็นไปตามเป้าหมายทาง ยุทธศาสตร์ (พ.ศ. 2566-2569) เนื่องจากแผนธุรกิจ/Flagship ของ PEA ENCOM ยังไม่ชัดเจน	สายงาน ย - NM1.1 แผนงานการศึกษาแนว ทางการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาด หลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	
ความไม่คล่องตัวในการลงทุน และสัดส่วนในการถือหุ้นบริษัทใน เครือของ PEA ENCOM ที่จำกัด การเติบโต ทำให้ไม่เอื้ออำนวย หรือส่งผลต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อผล ประสิทธิภาพของ PEA ENCOM	สายงาน ย - NM1.1 แผนงานการศึกษาแนว ทางการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาด หลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	สายงาน ย, PEA ENCOM - แผนงานการบูรณาการเพื่อ กำหนด Business Flagship และการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF5 ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	1		นโยบายการบริหารจัดการ ระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ กฟภ. (Way of Conduct)	ผนย.														
		1	ติดตามผลการดำเนินงานตามนโยบาย Way of Conduct ไปปฏิบัติตามบันทึกข้อตกลง ประจำปี 2565 และนำเสนอคณะกรรมการจัดทำบันทึกข้อตกลงและประเมินผลการดำเนินงานบริษัท พีโอเอ เอ็นคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ข่าย จำกัด คณะกรรมการบริหาร กฟภ. และคณะกรรมการ กฟภ.	กปอ. ผนย.	ผลการดำเนินงานจากการนำนโยบาย Way of Conduct ประจำปี 2565 ที่ได้รับความเห็นชอบจาก คณะกรรมการ กฟภ.	ม.ค. - มี.ค.												
		2	ติดตามผลการดำเนินงานตามนโยบาย Way of Conduct ไปปฏิบัติตามบันทึกข้อตกลง ประจำปี 2566 และนำเสนอคณะกรรมการจัดทำบันทึกข้อตกลงและประเมินผลการดำเนินงานบริษัท พีโอเอ เอ็นคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ข่าย จำกัด และคณะกรรมการ กฟภ. เป็นประจำทุกไตรมาส	กปอ. ผนย.	ผลการดำเนินงานจากการนำนโยบาย Way of Conduct ประจำปี 2566 ที่ได้รับความเห็นชอบจาก คณะกรรมการ กฟภ.	เม.ย. - ธ.ค.												
		3	นำข้อมูล feedback จากการติดตามการนำนโยบาย Way of Conduct มาทบทวนนโยบาย/แนวทางการบริหารจัดการตามนโยบาย Way of Conduct ประจำปี 2567 และนำเสนอคณะกรรมการจัดทำบันทึกข้อตกลง	กปอ. ผนย.	นโยบาย/แนวทางการบริหารจัดการตามนโยบาย Way of Conduct ในเกณฑ์ประเมินผลการดำเนินงานตามบันทึกข้อตกลง ประจำปี 2567	ก.ค. - ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	2		การประชุมร่วมกันระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM โดยผ่านคณะกรรมการกำกับดูแลยุทธศาสตร์และการดำเนินธุรกิจของ (กยธ.)	ผนย.														
		1	เข้าร่วมประชุมตามที่บริษัท พีโอเอ เอ็นคอมฯ มีเข้าร่วมในการประชุมคณะกรรมการ กยธ. เพื่อรับฟังข้อเสนอแนะประเด็นที่สำคัญต่างๆ	ผนย., ผพร.	ข้อเสนอแนะจากที่ประชุมในประเด็นสำคัญต่างๆ	ม.ค. - ธ.ค.												
		2	สรุปประเด็นสำคัญและข้อเสนอแนะของคณะกรรมการ กยธ. ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของ กฟภ. และบริษัท พีโอเอ เอ็นคอมฯ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการติดตามหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้ดำเนินการตามข้อเสนอแนะต่างๆ	ผนย., ผพร.	ข้อมูลที่ใช้ในการติดตามหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้ดำเนินการตามข้อเสนอแนะต่างๆ	ม.ค. - ธ.ค.												
		3	ติดตามการดำเนินงานของ กฟภ. และบริษัท พีโอเอ เอ็นคอมฯ ตามข้อสังเกตของที่ประชุมคณะกรรมการ กยธ. เพื่อนำเสนอผลการดำเนินงานในการประชุมคณะกรรมการ กยธ. ครึ่งต่อไป (ถ้ามี)	ผนย., ผพร.	ผลการดำเนินงานตามข้อเสนอแนะต่างๆ นำเสนอในที่ประชุมคณะกรรมการ กยธ.	ม.ค. - ธ.ค.												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
EXISTING CONTROL	3		NM1.1 แผนงานการศึกษาแนวทางหรือนำบริษัท พีโอเอ เอนคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	ฝ่าย.														
		1	ร่วมกับที่ปรึกษา ศึกษาการดำเนินงานธุรกิจและแนวทาง/ขอบเขตการดำเนินงานในการนำบริษัท พีโอเอ เอนคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ จำกัด เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (ตลท.) พร้อมจัดทำรายงานการศึกษา	กปอ. ฝ่าย.	รายงานการศึกษา การนำบริษัท พีโอเอ เอนคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ จำกัด เข้าจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (ตลท.)	ม.ค. - มิ.ย.												
		2	นำรายงานการศึกษา ตามข้อ 1 นำเสนอผู้บริหารระดับสูง	กปอ. ฝ่าย.	รายงานการศึกษา ที่ได้รับความเห็นชอบจากผู้บริหารระดับสูง	ม.ค. - มี.ค.												
		3	ร่วมกับที่ปรึกษาปรับปรุงรายงานการศึกษา ตามข้อเสนอแนะ/ข้อสังเกต ของผู้บริหารระดับสูง และจัดเตรียมข้อมูลนำเสนอคณะกรรมการ กฟผ. เพื่อขออนุมัติการดำเนินงานในการนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท.	กปอ. ฝ่าย.	รายงานการศึกษา ฉบับปรับปรุง ตามข้อสังเกตของผู้บริหารระดับสูง และข้อมูลนำเสนอคณะกรรมการ กฟผ. เพื่อขออนุมัติการดำเนินงานในการนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท.	มี.ค. - เม.ย.												
		4	ร่วมกับที่ปรึกษาปรับปรุงรายงานการศึกษา ตามข้อเสนอแนะ/ข้อสังเกต ของคณะกรรมการ กฟผ. และจัดเตรียมข้อมูลนำเสนอต่อหน่วยงานกำกับ เพื่อขออนุมัติการดำเนินงานในการนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท.	กปอ. ฝ่าย.	รายงานการศึกษา ฉบับปรับปรุง ตามข้อสังเกตของคณะกรรมการ กฟผ. และข้อมูลนำเสนอหน่วยงานกำกับ เพื่อขออนุมัติการดำเนินงานในการนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท.	เม.ย. - มิ.ย.												
		5	นำมติจากหน่วยงานกำกับมาดำเนินการเพื่อนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท. ต่อไป	กปอ. ฝ่าย.	มติจากหน่วยงานกำกับ เพื่อนำบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เข้า ตลท.	ก.ค. - ธ.ค.												
MITIGATION PLAN	1		แผนงานการบูรณาการเพื่อกำหนด Business Flagship และการดำเนินงานระหว่าง กฟผ. และ บริษัท พีโอเอ เอนคอม อินเทอร์เน็ตในชั้นแม่ จำกัด	ฝ่าย.														
		1	หาหรือหน่วยงานภายในของ กฟผ. ที่เกี่ยวข้องกับกิจการดำเนินธุรกิจ เพื่อกำหนดขอบเขตการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. และการส่งมอบธุรกิจให้กับ บริษัท พีโอเอ เอนคอมมา	ฝ่าย.ฝ่าย.	ขอบเขตการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. และธุรกิจที่ต้องดำเนินการให้ บริษัท พีโอเอ เอนคอมมา ดำเนินการ	ม.ค. - ก.พ.												
		2	จัดประชุมระหว่าง กฟผ. กับ บริษัท พีโอเอ เอนคอมมา เพื่อหารือเกี่ยวกับการกำหนด Business Flagship ในการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. และธุรกิจที่ต้องดำเนินการส่งมอบให้ บริษัท พีโอเอ เอนคอมมา ดำเนินการ	ฝ่าย.ฝ่าย.	Business Flagship ในการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟผ. และบริษัท พีโอเอ เอนคอมมา	ก.พ. - มี.ค.												
		3	คัดเลือกธุรกิจตาม Flagship ที่ได้รับความเห็นชอบ เพื่อนำมาติดตามและประเมินผลการดำเนินงาน	ฝ่าย.ฝ่าย.	ธุรกิจตาม Flagship เพื่อนำมาติดตามและประเมินผลการดำเนินงาน	มี.ค.												
		4	ติดตามผลการดำเนินงานธุรกิจตาม Flagship ที่ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง นำเสนอ รพท.(ย) พิจารณาให้ความเห็นชอบ	ฝ่าย.ฝ่าย.	ผลการดำเนินธุรกิจตาม Flagship นำเสนอ รพท.(ย)	เม.ย. - ธ.ค.												
		5	สรุปและวิเคราะห์ผลการดำเนินธุรกิจตาม Flagship ที่ได้รับความเห็นชอบ (ผลสั้นปี) นำเสนอ รพท.(ย) พิจารณาให้ความเห็นชอบ	ฝ่าย.ฝ่าย.	รายงานผลการดำเนินธุรกิจตาม Flagship (ผลสั้นปี)	พ.ย. - ธ.ค.												

ปัจจัยเสี่ยงที่ 6 การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ

Risk Owner สายงาน บ.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

ผลกระทบที่เกิดจากสงครามรัสเซีย-ยูเครน ทำให้ต้นทุนต่างๆ สูงขึ้น รวมถึงสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรค Covid-19 ที่ผ่านมา และปัญหาทางเศรษฐกิจ วิกฤตเงินเฟ้อ รวมถึงการปรับขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (FT) ทำให้ลูกหนี้ของ กฟผ. ไม่มีเงินในการชำระค่าไฟ หรือชำระล่าช้า ซึ่งส่งผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ. ได้ กฟผ. จำเป็นต้องติดตามและบริหารความเสี่ยงซึ่งอาจกระทบต่อการดำเนินงานได้

Key Risk Indicator :

1. การบริหารค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน (CPI-X)

Risk Appetite (RA) = 33,691 ล้านบาท

Risk Tolerance (RT) = 33,800 ล้านบาท

ตารางที่ 23 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF6

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด		ผลกระทบ
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	GDP Growth (%)	เงินสดคงเหลือปลายงวดรายไตรมาส (Cash Ending per Quarter) (ล้านบาท)
ระดับ 1	100%	> 6.0	>12,000
ระดับ 2	95%	4.0 – 6.0	-
ระดับ 3	90%	2.0 - 3.9	7,000-12,000
ระดับ 4	85%	0 - 1.9	-
ระดับ 5	80%	< 0	<7,000
ความรุนแรงตั้งต้น	2	2	3
เป้าหมาย	1	2	1

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
การบริหารค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน (CPI-X)	33,691 ล้านบาท	33,800 ล้านบาท

ตารางที่ 24 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF6

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
ปัญหาทางเศรษฐกิจในช่วงที่ผ่านมา ทำให้ลูกหนี้ของ กฟภ. อาจมีการชำระช้ากว่ากำหนด หรือไม่ชำระเลย มีกระแสเงินสดจากการเรียกเก็บเงินได้ล่าช้า หนี้ค้างชำระเพิ่มขึ้น รวมถึงความสามารถในการเข้าถึงแหล่งเงินทุนในสถานการณ์วิกฤตเศรษฐกิจ ส่งผลให้ กฟภ. ขาดสภาพคล่องทางการเงิน และกระทบต่อประสิทธิภาพการดำเนินธุรกิจ ลูกหนี้ค้างชำระยังคงมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากสถานะเศรษฐกิจจากสถานการณ์ในปัจจุบัน อาทิ สถานการณ์ความขัดแย้งรัสเซีย-ยูเครน วิกฤตโควิด วิกฤตเงินเฟ้อ และอาจเพิ่มสูงขึ้นอีกจากการปรับขึ้นอัตราค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ที่กำลังเกิดขึ้น	สายงาน บ - แผนงานเจรจากับ สคร. ขอแบ่งชำระเงินนำส่งรายได้แผ่นดิน (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม) - แผนงานใช้วงเงินกู้ระยะสั้น Credit Line วงเงิน 5,000 ล้านบาท (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม) - แผนการเพิ่มช่องทางการชำระเงินค่าไฟฟ้าเพื่ออำนวยความสะดวกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางออนไลน์ - แผนการทบทวนมาตรการเร่งรัดหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระทุกประเภทให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น (เอกชนรายใหญ่ เอกชนรายย่อย ส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ) โดยให้นำข้อมูลอายุหนี้ค้างชำระ (aging) ในแต่ละช่วงมาเป็นเครื่องมือช่วยวิเคราะห์กลุ่มเป้าหมาย	สายงาน บ - แผนงานการบริหารจัดการเงินภายในองค์กร

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
	จากระบบงาน (BI, SAP) การปรับปรุงระบบงานผ่านชำระราคาไฟฟ้าแบบออนไลน์ ให้เกิดความสะดวกทั้งแก่ผู้ใช้ไฟฟ้าและ กฟผ. ผู้ให้บริการ - แผนงานขอให้ กฟผ. ขยายระยะเวลาการชำระค่าซื้อไฟฟ้า (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟผ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม)	

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF6 การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.พ.ย.ธ.ค.				
EXISTING CONTROL	1		แผนงานเจรจากับ สคร. ขอแบ่งชำระหนี้สินสำเร็จได้แผ่นดิน (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม)	สายงาน บ														
		1	เตรียมข้อมูลเพื่อนำเสนอ สคร. ในการขอแบ่งชำระหนี้ / เลื่อนการชำระหนี้	ฝก., ฝง.	จัดทำข้อมูลเพื่อเจรจาขอแบ่งชำระหนี้/เลื่อนการชำระหนี้สินสำเร็จได้แผ่นดิน	เม.ย.-ธ.ค.												
		2	นำเสนอแผนขอแบ่งชำระหนี้/ เลื่อนการชำระหนี้ ต่อ สคร.	ฝก., ฝง.	สคร. อนุมัติให้ กฟภ. แบ่งชำระหนี้/เลื่อนการชำระหนี้ ได้ตามแผนการ	เม.ย.-ธ.ค.												
		3	ติดตามผลการพิจารณาในการขอแบ่งชำระหนี้ /เลื่อนการชำระหนี้	ฝก., ฝง.	ดำเนินการแบ่งชำระหนี้/เลื่อนการชำระหนี้ตามแผนการบริหารสภาพคล่อง	เม.ย.-ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	2		แผนงานใช้วงเงินกู้ระยะสั้น Credit Line วงเงิน 5,000 ล้านบาท (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม)	สายงาน บ														
		1	ติดตามและประเมินผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟภ.	ฝก., ฝง.	สามารถบริหารสภาพคล่องของ กฟภ. ได้อย่างเหมาะสม	ม.ค.-ธ.ค.												
		2	พิจารณาใช้วงเงินกู้ระยะสั้นตามความเหมาะสม	ฝก., ฝง.	สามารถบริหารสภาพคล่องของ กฟภ. ได้อย่างเหมาะสม	ม.ค.-ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	3		แผนงานขอให้ กฟภ. ขยายระยะเวลาการชำระค่าซื้อไฟฟ้า (ขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. โดยจะมีการพิจารณาดำเนินการตามความเหมาะสม)	สายงาน บ														
		1	เสนอขอขยายระยะเวลาการชำระค่าซื้อไฟฟ้ากับ กฟภ.	ฝง,ฝก.	กฟภ. รับทราบข้อเสนอเพื่อนำไปพิจารณา	ม.ค.-ธ.ค.												
		2	ติดตามผลการพิจารณาการขอขยายระยะเวลาการชำระค่าซื้อไฟฟ้ากับ กฟภ.	ฝง,ฝก.	รับทราบผลการพิจารณาจาก กฟภ.	ม.ค.-ธ.ค.												
EXISTING CONTROL	4		แผนการเพิ่มช่องทางการชำระเงินค่าไฟฟ้าเพื่ออำนวยความสะดวกให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทอนไลน์	สายงาน บ														
		1	ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และผู้ร่วมให้บริการ ปรับปรุงพัฒนาระบบให้รองรับการรับชำระหนี้ค่าไฟฟ้า และค่าบริการอื่นๆ ของบัญชีนิติบุคคลผ่าน Website Corporate ของธนาคาร	ฝก.	เพิ่มช่องทางการชำระเงินค่าไฟฟ้าและค่าบริการอื่นๆ ให้หลากหลายและ	ม.ค.-ธ.ค.												
		2	ทดสอบระบบการรับชำระหนี้	ฝก.	เพิ่มช่องทางการชำระเงินค่าไฟฟ้าและค่าบริการอื่นๆ ให้หลากหลายและ	ม.ค.-ธ.ค.												
		3	จัดทำข้อตกลงแก้ไขเพิ่มเติมสัญญา	ฝก.	เพิ่มช่องทางการชำระเงินค่าไฟฟ้าและค่าบริการอื่นๆ ให้หลากหลายและ	เม.ย.-ธ.ค.												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.				
EXISTING CONTROL	5		แผนการทบทวนมาตรการเร่งรัดหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระทุกประเภทให้มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น (เอกชนรายใหญ่ เอกชนรายย่อย ส่วนราชการและรัฐวิสาหกิจ) โดยให้นำข้อมูลอายุหนี้ค้างชำระ (aging) ในแต่ละช่วงเวลาเป็นเครื่องมือช่วยวิเคราะห์กลุ่มเป้าหมายจากระบบงาน (BI, SAP)	สายงาน บ														
		1	วิเคราะห์ผลการดำเนินงานเร่งรัดจัดเก็บเงินค่าไฟฟ้าของปีที่ผ่านมา สรุปประเด็นปัญหาข้อขัดข้องในการดำเนินงาน และพิจารณาแนวทางการปรับปรุงแก้ไข	กรด.ผก.	เพื่อทราบถึงปัญหาและข้อขัดข้องในการดำเนินงานที่ทำให้ไม่เป็นไปตาม	ไตรมาส 1												
		2	ปรับปรุงแก้ไขวิธีปฏิบัติและระบบงานที่เกี่ยวข้องในการดำเนินงานให้เกิดความสะดวกและมีประสิทธิภาพ จัดประชุมชี้แจงวิธีปฏิบัติงานที่ปรับปรุงให้ กฟผ. ทราบและดำเนินการตามแนวทางที่กำหนด	กรด.ผก.	เพื่อให้การดำเนินงานตามมาตรการเร่งรัดหนี้ เกิดประสิทธิภาพและให้	ไตรมาส 1-2												
		3	ติดตามเร่งรัดหนี้ค่าไฟฟ้าค้างชำระตามแนวทาง/วิธีปฏิบัติงานเร่งรัดหนี้ฯ ที่ได้ปรับปรุงใหม่	กรด.ผก.	เพื่อให้สามารถติดตามเร่งรัดการชำระหนี้ให้เสร็จสิ้นครบถ้วน	ไตรมาส 3-4												
		4	วิเคราะห์ประเมินผลการดำเนินงาน	กรด.ผก.	เพื่อให้ทราบผลสัมฤทธิ์ในการดำเนินงาน	ไตรมาส 4												
MITIGATION PLAN	1		แผนงานการบริหารจัดการเงินภายในองค์กร	สายงาน บ														
		1	ชะลอการนำฝากเงินหรือเงินจาก Sinking Fund	ผก.	สามารถบริหารสภาพคล่องของ กฟผ. ได้อย่างเหมาะสม	ม.ค.-ธ.ค.												
		1.1	ติดตามและประเมินผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ.	ผก.														
		1.2	พิจารณาชะลอการนำฝากเงินหรือเงินจาก Sinking Fund ตามความเหมาะสม	ผก.														
		2	พิจารณาขอเงินจากกองทุนเงินประกันการใช้ ไฟฟ้า (มติ คณะกรรมการ กฟผ. ให้ความเห็นชอบเมื่อ วันที่ 21 พ.ค.63 อนุมัติกรอบวงเงิน 15,000 ลบ.)	ผก.	สามารถบริหารสภาพคล่องของ กฟผ. ได้อย่างเหมาะสม	ม.ค.-ธ.ค.												
		2.1	ติดตามและประเมินผลกระทบต่อสภาพคล่องทางการเงินของ กฟผ.	ผก.														
		2.2	พิจารณาขอเงินจากกองทุนเงินประกันการใช้ไฟฟ้าตามความเหมาะสม	ผก.														
		2.3	รายงานผลการดำเนินงานให้คณะกรรมการ กฟผ. ทราบทุกไตรมาส	ผก.														
		3	ควบคุมค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	ผก.	เพื่อให้ กฟผ.สามารถดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ บรรลุเป้าหมายทางการเงิน สามารถผ่านค่าเกณฑ์วัดทางการเงิน													
		3.1	จัดทำมาตรการควบคุมค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่ควบคุมได้ 7 ประเภท	ผก.		ม.ค.-มี.ค.												
		3.2	จัดทำหนังสือขอความเห็นชอบ ผวก. เรื่องค่าเกณฑ์วัดผลการดำเนินงานของหน่วยงานภายใน กฟผ.ปี 2566 และแจ้งเวียนทุกหน่วยงาน	ผก.		ก.พ.-เม.ย.												
		3.3	รายงานผลการดำเนินงานค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานให้ รผก.(บ) ทราบทุกไตรมาส	ผก.		ทุกไตรมาส												

ปัจจัยเสี่ยงที่ 7 มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน

Risk Owner สายงาน ทส., ป., บก., ย.

ที่มาในการระบุเป็นประเด็นความเสี่ยง

จากความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีในปัจจุบัน และการเป็น Digital Utility ของ กฟผ. นั้น จำเป็นต้องมุ่งเน้นการสร้างความมั่นคงปลอดภัย และความเชื่อมั่นในการดำเนินงานด้วยเทคโนโลยีดิจิทัลให้กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกภาคส่วน ซึ่งเป็นปัจจัยพื้นฐานที่ช่วยขับเคลื่อนองค์กรสู่ Digital Utility โดยจะครอบคลุมเรื่องมาตรฐาน (Standard) การรักษาความมั่นคงปลอดภัย (Cyber Security) ซึ่งจะมุ่งเน้นการสร้างความมั่นคงปลอดภัยของระบบสารสนเทศและการสื่อสาร เพื่อสร้างความเชื่อมั่นในการสื่อสาร และการทำธุรกรรมต่างๆ ทางออนไลน์ เช่น จัดให้มีระบบการชำระค่าบริการที่ตรงตามความต้องการ มีประสิทธิภาพ และมั่นคงปลอดภัย เป็นต้น รวมถึงศูนย์ปฏิบัติการความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ (Security Operation Center: SOC) มีบุคลากรเพียงพอ การกำหนดมาตรการการเฝ้าระวังและรับมือภัยคุกคามไซเบอร์ที่เหมาะสมและสอดคล้องตามมาตรฐานสากล โดยเฉพาะการปกป้องโครงสร้างพื้นฐานที่มีความจำเป็นอย่างยิ่งยวด (critical infrastructure) เช่น ระบบ SCADA เป็นต้น เพื่อให้มีความมั่นคงปลอดภัยเพียงพอต่อการดำเนินงาน ตลอดจนการส่งเสริมการสร้างเครือข่ายแลกเปลี่ยนข้อมูลภัยคุกคามไซเบอร์ และการส่งเสริมให้เกิดความตระหนักและรู้เท่าทันภัยคุกคามทางไซเบอร์ว่าเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องดำเนินการอย่างต่อเนื่องในองค์กร

Key Risk Indicator :

1. ความสำเร็จในการขยายขอบเขตการบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ISO27001

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 95%

2. ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมและการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Respond & Recovery)

Risk Appetite (RA) = 100%

Risk Tolerance (RT) = 95%

ตารางที่ 25 : ตารางประเมินโอกาสและผลกระทบของ RF7

เกณฑ์	โอกาสในการเกิด		ผลกระทบ	
	ความสำเร็จการดำเนินงานตามแผนงานบริหารความเสี่ยง	จำนวนการโจมตีที่ส่งผลกระทบต่อการทำงาน	การดำเนินธุรกิจ [ระบบสารสนเทศภายใน]	การสูญหาย/ความเสียหายของข้อมูล
ระดับ 1	100%	< 1 ครั้ง/ปี	ระยะเวลาหยุดชะงัก < 4 ชม.	ข้อมูลสำคัญไม่มีการสูญหาย ไม่มีการหยุดการทำงาน ไม่มีความเสียหายต่อองค์กร
ระดับ 2	95%	2-3 ครั้ง/ปี	ระยะเวลาหยุดชะงัก 4 - 8 ชม.	ข้อมูลสำคัญไม่มีการสูญหาย มีการหยุดการทำงาน ไม่มีความเสียหายต่อองค์กร
ระดับ 3	90%	4-5 ครั้ง/ปี	ระยะเวลาหยุดชะงัก 8 - 24 ชม.	ข้อมูลสูญหายแต่กู้คืนได้ตามระยะเวลา/มาตรฐานที่ได้กำหนดไว้ไม่มีความเสียหายต่อองค์กร
ระดับ 4	85%	6-11 ครั้ง/ปี	ระยะเวลาหยุดชะงัก 24 - 48 ชม.	ข้อมูลสำคัญเสียหาย/สูญหายและกู้คืนได้เกินระยะเวลา/มาตรฐานที่ได้กำหนดไว้
ระดับ 5	80%	1 ครั้ง/เดือน หรือมากกว่า	ระยะเวลาหยุดชะงัก > 48 ชม.	ข้อมูลได้รับความเสียหาย ข้อมูลรั่วไหล และไม่สามารถกู้คืนได้ ส่งผลให้ระบบงานธุรกิจหลักหยุดชะงัก
ความรุนแรงตั้งต้น	2	2	3	3
เป้าหมาย	1	1	1	1

ตัวชี้วัดความเสี่ยง (KRI)	RA	RT
ความสำเร็จในการขยายขอบเขตการบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ISO27001	100%	95%
ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมและการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Respond & Recovery)	100%	95%

ตารางที่ 26 : แผนตอบสนองปัจจัยเสี่ยง Risk Response ของ RF7

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
ความเสี่ยงจากการถูกโจมตีจากภายนอก เช่น Exploit, Malware, Information Gathering, Unauthorized Access, Web Exploit, Phishing ที่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบและวิธีการโจมตีอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอยู่ตลอดเวลา	สายงาน ทส - แผนการซ่อมแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP) - แผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Cyber Security Incident Response Plan) - แผนการจัดหาอุปกรณ์ด้าน Cyber Security - แผนงานตรวจสอบช่องโหว่ ระบบรักษาความมั่นคงปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ ตามมาตรฐานสากล ISO/IEC 27001:2013 - แผนดำเนินการของศูนย์ SOC ฝ้าระวังภัยคุกคาม 24 x 7 ชั่วโมง - แผนยกระดับการรับรู้ความตระหนักรู้ด้านความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์	สายงาน ทส - แผนการทดสอบเจาะระบบ - แผนการศึกษาความเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศ - แผนความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
การถูกโจมตีทางไซเบอร์ที่เพิ่มขึ้น ในปัจจุบัน อาจทำลายความมั่นคง ทางพลังงานจากการถูกโจมตี เทคโนโลยีด้านการปฏิบัติการ (Operation Technology: OT) การโจรกรรมข้อมูล และ ทำลาย ระบบ ของ กฟผ. เป็นต้น	สายงาน ป - แผนการดำเนินการตาม พ.ร.บ. การ รักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562 ในส่วนของ Critical Services ประกอบด้วยระบบ SCADA ระบบ CSCS/SCPS ระบบอุปกรณ์ ป้องกันและรีเลย์ ระบบ Unmanned Security ระบบสื่อสาร ระบบ Access Control และ Facility Management ของอาคารศูนย์สั่งการ จ่ายไฟ (การทำ Risk Assessment, การ ทำ Asset List, และ การทำแผน Incident Response ร่วมกับการทำ internal audit โดย กตส.)	สายงาน ป - แผนงานปรับปรุงประสิทธิภาพ ระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าตาม นโยบายความมั่นคงปลอดภัย ไซเบอร์
นอกจากความเสี่ยงที่ระบบ สารสนเทศจะถูกทำลาย อาจ เกิดผลกระทบด้านชื่อเสียงและ กฎหมายจากการโจมตี/โจรกรรม ทางไซเบอร์	สายงาน บก - โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุง/มีส่วนร่วมในการ ปรับปรุงข้อบังคับ กฎ ระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางปฏิบัติงานใน การดำเนินงาน	
ความเสี่ยงจากทีม Security Operations Center (SOC) บุคลากรยังมีความรู้และทักษะที่ จำเป็นไม่เพียงพอในการดูแล ความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยี สารสนเทศและด้านปฏิบัติการ	สายงาน ทส - แผนการฝึกการจำลองยุทธ การ ฝึกซ้อม Cyber Range สายงาน บก - แผนงานพัฒนาบุคลากรด้านการ ป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ - แผนงานพัฒนาบุคลากรในการจัดการ ความรู้เพื่อนำไปปรับปรุงการทำงาน	ผู้รับผิดชอบหลัก สายงาน ทส ผู้รับผิดชอบร่วม สายงาน บก - แผนงานกำหนดทักษะของ บุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงาน ในศูนย์ SOC

สาเหตุ	มาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control)	กิจกรรม/แผนบริหารความเสี่ยง (Mitigation Plan)
ความเสี่ยงจาก - การที่พนักงานเปิดเผยข้อมูลภายในองค์กรออกสู่เว็บไซต์สาธารณะ - ความตระหนักของพนักงานในเรื่องความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ - หรือการที่เครื่องคอมพิวเตอร์หรืออุปกรณ์ส่วนตัวของพนักงานที่นำมาใช้ปฏิบัติงานภายในองค์กร อาจมีช่องโหว่/ความไม่ปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ	สายงาน ทส - แผนงานยกระดับการรับรู้ความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ สายงาน บก - แผนงานฝึกอบรมบุคลากรเพื่อสร้างความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ ผ่านช่องทาง e-Learning สายงาน ย - แผนการเผยแพร่ด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศทั้งสื่อภายในและภายนอกทุกเดือน	สายงาน ย - แผนการประชุมร่วมกับสายงาน ทส ในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสาร สำหรับความเสี่ยงด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศใหม่ๆ - แผนเฝ้าระวัง ติดตาม เพื่อนำมาใช้เป็นกรณีศึกษาในการออกแบบสื่อด้านความปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ
ความเสี่ยงในการรักษาและขยายขอบเขตตามมาตรฐาน ISO27001	สายงาน ทส - งานพัฒนาระบบรักษาความมั่นคงปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศตามมาตรฐานสากล ISO/IEC 27001:2013 (ISO 27001 Extension & Certification)	

แผนบริหารจัดการความเสี่ยง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

RF7 มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่ความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ก.ย.ต.ค.	พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ก.ย.ต.ค.	พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ก.ย.ต.ค.	พ.ย.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	1		แผนการซ้อมแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP)	กอส. ผสท.														
		1	ทบทวนแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน (Emergency Response Plan : ERP) และแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP) รองรับ อุบัติการณ์การถูกโจมตีทางไซเบอร์	กอส.	เพื่อปรับปรุงแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน (Emergency Response Plan : ERP) และแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP) ให้มีประสิทธิภาพเห็นเหตุการณ์ ซึ่งจะช่วยให้ระบบงานสารสนเทศ กฟภ. มีความปลอดภัยมากยิ่งขึ้นจากภัยคุกคามทางไซเบอร์	มี.ค.-เม.ย.66 และ ก.ย.-ต.ค. 66												
		2	ซ้อมแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน (Emergency Response Plan : ERP) และแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP)	กอส., กมม., กคช.	เพื่อให้บุคลากรและหน่วยงานด้านเทคโนโลยีสารสนเทศมีความพร้อมในด้านการบริหารจัดการขั้นตอนปฏิบัติงานตามแผนตอบโต้ภาวะฉุกเฉิน (Emergency Response Plan : ERP) และแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP) ซึ่งจะช่วยให้ระบบงานสารสนเทศ กฟภ. มีความปลอดภัยมากยิ่งขึ้นจากภัยคุกคามทางไซเบอร์	เม.ย.-มิ.ย.66 และ ต.ค.-ธ.ค. 66												
EXISTING CONTROL	2		แผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Cyber Security Incident Response Plan)	กมม. ผสท.		ไตรมาส 2-4												
		1	เตรียมการและจัดการฝึกซ้อม Cyber Exercise	กมม. ผสท.	การฝึกซ้อม Cyber Exercise	6 เดือน												
		2	ทบทวนแผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Cyber Security Incident Response Plan)	กมม. ผสท.	ยกร่างแผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (ฉบับปรับปรุง)	1 เดือน												
		3	ขออนุมัติแผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (ทบทวน) และประกาศใช้งาน	กมม. ผสท.	แผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (ฉบับปรับปรุง)	1 เดือน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
EXISTING CONTROL	3		แผนการจัดการอุปกรณ์ด้าน Cyber Security	กคช. ผ.สท.														
		1	ระบบ Internal Application Firewall ทดแทน															
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปคใช้สำหรับการประกวดราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคา กลาง		ได้ซื้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกวดราคา	3 เดือน												
			1.1 คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรมการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	กคช. ผ.สท.	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ กฟผ.	1 เดือน												
			1.2 คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกระทรวงมหาดไทย	กคช. ผ.สท.	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหาดไทย (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน												
			1.3 ประสานร่าง TOR	กอส. ผ.สท.	ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน												
			1.4 ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดหา (50%)	กอส. ผ.สท.	ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	1 เดือน												
			1.5 สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผ.สท.	ได้ผู้ขาย	1 เดือน												
			1.6 จัดทำสัญญาลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผ.สท.	ได้สัญญารับการจัดซื้อ	1 เดือน												
			1.7 บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผ.สท.	ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน												
			1.8 บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผ.สท.	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
		2	ระบบรักษาและป้องกันภัยไซเบอร์แบบเต็มรูปแบบ (XDR Security)															
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปกใช้สำหรับกรับประกันราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคา กลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกันราคา	3 เดือน												
			1. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรไฟฟ้า	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ ก.พก.	1 เดือน												
			2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของ	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหานคร (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน												
			3. ประกาศร่าง TOR	กอส. ผ.สท.	ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน												
			4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กอส. ผ.สท.	ดำเนินการประกันราคา E-Bidding	1 เดือน												
			5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผ.สท.	ได้ผู้ขาย	1 เดือน												
			6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผ.สท.	ได้สัญญาก่อสร้าง	1 เดือน												
			7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผ.สท	ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน												
			8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผ.สท	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน												
		3	ระบบออกใบรับรองอิเล็กทรอนิกส์ (Certification Authority) ทดแทน															
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปกใช้สำหรับกรับประกันราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคา กลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกันราคา	3 เดือน												
			1. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรไฟฟ้า	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ ก.พก.	1 เดือน												
			2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของ	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหานคร (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน												
			3. ประกาศร่าง TOR	กอส. ผ.สท.	ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน												
			4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กอส. ผ.สท.	ดำเนินการประกันราคา E-Bidding	1 เดือน												
			5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผ.สท.	ได้ผู้ขาย	1 เดือน												
			6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผ.สท.	ได้สัญญาก่อสร้าง	1 เดือน												
			7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผ.สท	ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน												
			8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผ.สท	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน												
		4	ระบบ Security Web Gateway ทดแทน															
			ปี 2565 ขออนุมัติ Spec		มีสเปกใช้สำหรับกรับประกันราคา	3 เดือน												
			ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคา กลาง		ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคากลางในการประกันราคา	3 เดือน												
			1. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรไฟฟ้า	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ ก.พก.	1 เดือน												
			2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของ	กคช. ผ.สท	ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหานคร (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน												
			3. ประกาศร่าง TOR	กอส. ผ.สท.	ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน												
			4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กอส. ผ.สท.	ดำเนินการประกันราคา E-Bidding	1 เดือน												
			5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผ.สท.	ได้ผู้ขาย	1 เดือน												
			6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผ.สท.	ได้สัญญาก่อสร้าง	1 เดือน												
			7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผ.สท	ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน												
			8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผ.สท	เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568					
							Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4		
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ส.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ส.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ส.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ส.พ.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ค.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.										
		5	ระบบรักษาความปลอดภัยเครือข่าย Internet พร้อมอุปกรณ์ประกอบ																	
		ปี 2565 ขออนุมัติ Spec			มีสเปคใช้สำหรับกรประกวดราคา	3 เดือน														
		ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคาากลาง			ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคาากลางในการประกวดราคา	3 เดือน														
		1. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรไฟฟ้า	กคช. ผสท		ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ กฟผ.	1 เดือน														
		2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของ	กคช. ผสท		ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหาดไทย (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน														
		3. ประกาศร่าง TOR	กอส. ผสท.		ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน														
		4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กอส. ผสท.		ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	1 เดือน														
		5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผสท.		ได้ผู้ขาย	1 เดือน														
		6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผสท.		ได้สัญญาการจัดซื้อ	1 เดือน														
		7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผสท		ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน														
		8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผสท		เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน														
		6	ระบบ Next Generation Content Delivery Network																	
		ปี 2565 ขออนุมัติ Spec			มีสเปคใช้สำหรับกรประกวดราคา	3 เดือน														
		ปี 2565 จัดทำ TOR และ ราคาากลาง			ได้ข้อกำหนดทางเทคนิคและราคาากลางในการประกวดราคา	3 เดือน														
		1.คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของกรไฟฟ้า	กคช. ผสท		ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ กฟผ.	1 เดือน														
		2. คณะกรรมการบริหารและจัดหาระบบคอมพิวเตอร์ของ	กคช. ผสท		ได้รับความเห็นชอบคณะกรรมการ มหาดไทย (ทั้ง 2 ชุด)	2 เดือน														
		3. ประกาศร่าง TOR	กอส. ผสท.		ผ่านการประชาสัมพันธ์	1 เดือน														
		4. ดำเนินการจัดซื้อ/จัดจ้าง/จัดเช่า (50%)	กอส. ผสท.		ดำเนินการประกวดราคา E-Bidding	1 เดือน														
		5. สรุปผลการจัดหา (55%)	กอส. ผสท.		ได้ผู้ขาย	1 เดือน														
		6. จัดทำสัญญา ลงนามสัญญา (60%)	กอส. ผสท.		ได้สัญญาการจัดซื้อ	1 เดือน														
		7. บริหารสัญญา (ส่งของติดตั้ง) (70%)	กคช. ผสท		ดำเนินการส่งของติดตั้ง ตามกระบวนการ	3 เดือน														
		8. บริหารสัญญา (ตรวจรับ เบิกจ่ายเงิน) (100%)	กคช. ผสท		เบิกจ่ายเงินให้ผู้ขาย	1 เดือน														
EXISTING CONTROL	4		แผนงานตรวจสอบช่องโหว่ระบบรักษาความมั่นคงปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ ตามมาตรฐานสากล ISO/IEC 27001:2013	กมม. ผสท.																
			1. ประสานงานกับผู้เกี่ยวข้อง พร้อมทั้งกำหนดขอบเขตการดำเนินงาน	ผ.ม., ผ.มม. ก.มม. ผสท.	- ทราบขอบเขตการตรวจสอบช่องโหว่	1 สัปดาห์														
			2. ดำเนินการตรวจสอบช่องโหว่	ผ.ม. ก.มม. ผสท.	- จำนวนช่องโหว่ของ Server ที่มีความเสี่ยงสูงมาก สูงที่ไม่สามารถยอมรับได้ และต้องดำเนินการแก้ไขหรือหามาตรการควบคุมทดแทนเพื่อลดความเสี่ยง	3 สัปดาห์														
			3. จัดทำสรุปรายงานผลการดำเนินงานตรวจสอบและวิเคราะห์ช่องโหว่	ผ.ม. ก.มม. ผสท.	- แนวทางการแก้ไขช่องโหว่ Server, Source, Web ในเบื้องต้น	2 สัปดาห์														
			4. ส่งรายงานผลการตรวจสอบให้หน่วยงานเจ้าของระบบและแนะนำวิธีการแก้ไข	ผ.ม. ก.มม. ผสท.	- ลดช่องทางการโจมตีจากผู้ไม่ประสงค์ดี, ส่งผลให้ระบบงานสารสนเทศมีความมั่นคงปลอดภัยมากขึ้น	2 วัน														
			5. รายงานผลการตรวจสอบช่องโหว่แก่คณะกรรมการ	ผ.ม., ผ.มม. ก.มม. ผสท.	- ผู้บริหารทราบผลการตรวจสอบช่องโหว่	1 วัน														

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	5		แผนดำเนินการของศูนย์ SOC เพื่อระงับภัยคุกคาม 24 x 7 ชั่วโมง	กมม. ผสท.		ไตรมาส 1-4												
			1. เผชิญหน้า วิกฤตภัย และแจ้งเตือนเหตุภัยคุกคามทางไซเบอร์	กมม. ผสท.	เผชิญหน้า และกลั่นกรอง เหตุการณ์ผิดปกติ และภัยคุกคามที่มีผลกระทบต่อ กฟผ.	ม.ค. - ธ.ค. 2566												
			- จัดทำรายงานสรุปผลการเฝ้าระวังภัยคุกคามประจำเดือน เพื่อรายงานผู้บริหารตามลำดับชั้น															
			- แจ้งเตือนเหตุการณ์ผิดปกติและภัยคุกคาม															
			2. กำกับดูแลผู้รับจ้าง ให้ดำเนินการตามข้อกำหนดในสัญญาจ้าง	กมม. ผสท.	เจ้าหน้าที่มาปฏิบัติงานเฝ้าระวังและแจ้งเตือนภัยคุกคามทางไซเบอร์ ครบถ้วนและเป็นไปตามกรอบเวลา และส่งรายงาน ตามข้อกำหนดในสัญญา	ม.ค. - ธ.ค. 2566												
			- กำกับการดำเนินงานให้ครบถ้วน ถูกต้อง และตรงเวลา ตามข้อกำหนดในสัญญา															
			- ตรวจสอบรายงาน ตามข้อกำหนดในสัญญา															
EXISTING CONTROL	6		แผนยกระดับการรับรู้ความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์	กมม. ผสท.		ไตรมาส 3-4												
			จัดอบรมหลักสูตรสร้างความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ (ในรูปแบบ e-Learning)															
			- นำสื่อไปเผยแพร่ ผ่านระบบ LMS (50%)	ผสม. กมม.	นำ คริปส์วิดีโอ ไปเผยแพร่ ผ่านระบบ LMS													
			- ติดตาม และรายงานผล (50%)	ผสม. กมม.	ติดตามผล													
EXISTING CONTROL	7		แผนการฝึกการจำลองเหตุการณ์การฝึกซ้อม Cyber Range	กมม. ผสท.		ไตรมาส 1-4												
			1. อบรมระบบจำลองสำหรับฝึกความชำนาญ ครั้งที่ 1	กมม. ผสท.	ได้ฝึกความชำนาญทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกัน (Defensive Security) และด้านการโจมตี (Offensive Security) จำนวน 3 สถานการณ์	5 วัน												
			2. อบรมระบบจำลองสำหรับฝึกความชำนาญ ครั้งที่ 2	กมม. ผสท.	ได้ฝึกความชำนาญทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกัน (Defensive Security) และด้านการโจมตี (Offensive Security) จำนวน 3 สถานการณ์	5 วัน												
			3. อบรมระบบจำลองสำหรับฝึกความชำนาญ ครั้งที่ 3	กมม. ผสท.	ได้ฝึกความชำนาญทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกัน (Defensive Security) และด้านการโจมตี (Offensive Security) จำนวน 2 สถานการณ์	3 วัน												
			4. อบรมทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกันและโจมตีภาคปฏิบัติในรูปแบบ Capture The Flag (CTF)	กมม. ผสท.	ได้อบรมทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกันและการโจมตีภาคปฏิบัติ (Defensive and Offensive Security Workshop) ในรูปแบบ Capture The Flags (CTFs) จำนวน 30 คน (ผสม.กมม., ศสฟ., กรพ. 12 เขต)	3 วัน												
			5. อบรมระบบจำลองสำหรับฝึกความชำนาญ ครั้งที่ 4	กมม. ผสท.	ได้ฝึกความชำนาญทักษะไซเบอร์ด้านการป้องกัน (Defensive Security) และด้านการโจมตี (Offensive Security) จำนวน 2 สถานการณ์	3 วัน												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.ย.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	8		งานพัฒนาระบบรักษาความมั่นคงปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ ตามมาตรฐานสากล ISO/IEC 27001:2013 (ISO 27001 Extension & Certification)	กมม. ผสท.														
			การพัฒนาเพื่อขยายขอบเขตไปยังโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ ของ รชช. ระยะที่ 2 (ระบบ (ERP, IS-U และ OMS)) และ Re Cert ใบรับรอง สำหรับโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ ของ กฟภ. ได้แก่ สำนักงานใหญ่, โครงการ รชช. ระยะที่ 2 (ระบบ BPM) และส่วนภูมิภาค ครอบคลุมทั้ง 12 เขต															
			1.รับการตรวจสอบระบบบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ จากผู้ตรวจสอบภายใน (กตส.)	กมม. ผสท.	การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคได้ผ่านการขอใบรับรอง การขยายขอบเขตไปยังโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ ของ รชช. ระยะที่ 2 (ระบบ (ERP, IS-U และ OMS)) และ Re Cert ใบรับรอง สำหรับโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญ ของ กฟภ. ได้แก่ สำนักงานใหญ่, โครงการ รชช. ระยะที่ 2 (ระบบ BPM) และส่วนภูมิภาค ครอบคลุมทั้ง 12 เขต													
			2.เตรียมความพร้อมรับการตรวจสอบจาก ผู้ตรวจสอบภายนอก (CB)	กมม. ผสท.														
			3.ประสานส่วนที่เกี่ยวข้องเพื่อแก้ไขความไม่สอดคล้องที่ตรวจพบ จากผู้ตรวจสอบภายใน (กตส.)	กมม. ผสท.														
			4.รับการตรวจสอบระบบบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ จากผู้ตรวจสอบภายนอก (CB)	กมม. ผสท.														
			5.แก้ไขความไม่สอดคล้องที่ตรวจพบ จากผู้ตรวจสอบภายนอก (CB)	กมม. ผสท.														
			6.การสร้างวัฒนธรรมด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศให้บุคลากรในขอบเขต	กมม. ผสท.														
EXISTING CONTROL	9		โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุง/มีส่วนร่วมในการปรับปรุงข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางปฏิบัติงานในการดำเนินงาน	สายงาน บก														
		1	งานตรวจสอบ ศึกษา รวบรวม กฎหมาย กฎกระทรวง มติครม. กฎหมายฉบับใหม่ เพื่อรองรับในการดำเนินงานของ กฟภ. รวมทั้งศึกษาคำพิพากษาศาลฎีกา หรือศาลปกครองสูงสุด คำวินิจฉัยขององค์กรด้านกฎหมายอื่นๆ เพื่อพัฒนาศักยภาพพนักงานในสังกัด สชก. (บก-กม) รวมทั้งประชุมพิจารณาให้ความหมายคำพิพากษาดังกล่าวเพื่อสรุปและเผยแพร่ให้หน่วยงานต่าง ๆ ทราบ	สชก.(บก-กม)	พนักงาน กฟภ. มีความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องในการปฏิบัติงานโดยมีความถูกต้องตามกฎหมาย หรือ กฎระเบียบต่างๆ													
		2	งานจัดทำหรือมีส่วนร่วมในการปรับปรุงกฎหมาย กฎระเบียบ ข้อบังคับ หลักเกณฑ์ต่างๆ เพื่อให้หน่วยงานภายใน กฟภ. ใช้ประกอบในการปฏิบัติงาน	สชก.(บก-กม)	ทำให้ กฟภ. สามารถ ดำเนินงานหรือธุรกิจได้คล่องตัวยิ่งขึ้น													

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.	เม.พ.ค.มิ.ย.	ก.ค.ส.ค.ก.ย.	ต.ค.พ.ย.ธ.ค.
EXISTING CONTROL	10		แผนงานพัฒนาบุคลากร ประจำปี 2566 แผนงานพัฒนาบุคลากรด้านการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์	สายงาน บก	พนักงานได้รับการพัฒนาความรู้และทักษะอย่างเหมาะสมกับการปฏิบัติงาน													
		1	วิเคราะห์หาความเป็นในการพัฒนาบุคลากรตามแผนงานที่สำคัญ Competency และ ทบทวนข้อมูลจากการฝึกอบรมที่ผ่านมา	ฝพบ.		ไตรมาส 1												
		2	กำหนดกลุ่มเป้าหมายและหลักสูตรฝึกอบรมพัฒนา	ฝพบ.		ไตรมาส 1												
		3	จัดทำแผนฝึกอบรมและพัฒนาบุคลากรประจำปี	ฝพบ.		ไตรมาส 1												
		4	ดำเนินการพัฒนาบุคลากรตามแผน	ฝพบ.		ไตรมาส 1-4												
		5	ติดตาม ประเมินผลและปรับปรุงแผน	ฝพบ.		ไตรมาส 4												
EXISTING CONTROL	11		แผนงานพัฒนาบุคลากรในการจัดการความรู้เพื่อนำไปปรับปรุงการทำงาน	สายงาน บก														
		1	กำหนดกระบวนการทำงานที่สำคัญทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน (Key and Support Processes) ตามสถาปัตยกรรมองค์กร	คณะกรรมการจัดการความรู้	จำนวนองค์ความรู้ตามกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่มีการพัฒนาและปรับปรุงการปฏิบัติงาน โดยใช้เครื่องมือการจัดการความรู้	ไตรมาส 1 (ม.ค.-ก.พ.2566, ม.ค.- ก.พ.2567)												
		2	คัดเลือกกระบวนการที่สำคัญในการดำเนินการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Operation) ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน	คณะกรรมการจัดการความรู้	จำนวนกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่มีการใช้องค์ความรู้ไปในการพัฒนาและปรับปรุงการปฏิบัติงานรวมถึงการใช้การจัดการความรู้ไปสร้างความตระหนักด้านความเสี่ยง	ไตรมาส 1-2 (ก.พ.-เม.ย. 2566,ก.พ.-เม.ย.2567)												
		3	วิเคราะห์และระบุจุดที่จะดำเนินการจัดการองค์ความรู้ ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 1-2 (ก.พ.-เม.ย. 2566,ก.พ.-เม.ย.2567)												
		4	สื่อสาร แลกเปลี่ยน องค์ความรู้ให้แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้องผ่านเครื่องมือการจัดการความรู้ เช่น AAR, Story Telling, Mentor, On-the-job Training เป็นต้น	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 2 (พ.ค.-มิ.ย.2566, พ.ค.-มิ.ย.2567)												
		5	ดำเนินการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงานประจำวัน (Daily Operation) ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุนโดยใช้เครื่องมือในการปรับปรุงกระบวนการต่างๆ เช่น Lean Process, Quality Control Cycle, Six Sigma เป็นต้น และใช้การจัดการความรู้ เช่น CoPs, AAR เป็นต้น เป็นกลไกหนึ่งในการพัฒนาและการปรับปรุงการปฏิบัติงาน	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 2-3 (มิ.ย.- ส.ค. 2566, มิ.ย.-ส.ค.2567)												
		6	สร้างความตระหนักเรื่องความเสี่ยงในกระบวนการปฏิบัติงานที่สำคัญ ทั้งกระบวนการหลักและกระบวนการสนับสนุน (Key and Support Processes) แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้อง	คณะกรรมการจัดการความรู้		ไตรมาส 3-4 (ส.ค.- พ.ย. 2566, ส.ค.- พ.ย.2567)												
		7	ติดตามและประเมินผล เพื่อนำมาปรับปรุง/ทบทวนทุกปีอย่างต่อเนื่อง	ฝพบ.		ไตรมาส 4												
EXISTING CONTROL	12		แผนงานฝึกอบรมบุคลากรเพื่อสร้างความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ ผ่านช่องทาง e-Learning	สายงาน บก	พนักงานกลุ่มเป้าหมายได้รับความรู้และมีความตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ													
		1	กำหนดกลุ่มเป้าหมายและหลักสูตรฝึกอบรมพัฒนา	ฝพบ.		ไตรมาส 1-2												
		2	จัดเตรียมเนื้อหา e-learning	ฝพบ.		ไตรมาส 2-3												
		3	ดำเนินการพัฒนาบุคลากร	ฝพบ.		ไตรมาส 4												
		4	ติดตามผลการฝึกอบรม	ฝพบ.		ธ.ค. 2566												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568				
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ส.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.					
EXISTING CONTROL	13		แผนการดำเนินการตาม พ.ร.บ. การรักษาความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ พ.ศ. 2562 ในส่วนของ Critical Services ประกอบด้วยระบบ SCADA ระบบ CSCS/SCPS ระบบอุปกรณ์ป้องกันและรีเลย์ ระบบ Unmanned Security ระบบสื่อสาร ระบบ Access Control และ Facility Management ของอาคารศูนย์สั่งการจ่ายไฟ (การทำ Risk Assessment, การ ทำ Asset List, และการทำแผน Incident Response ร่วมกับการทำ internal audit โดย กตส.)																
			ประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment)	หน่วยงานเจ้าของระบบ (ศสฟ., กอศ., กอร., กบข.)	ได้รายละเอียดการประเมินความเสี่ยงของ Critical Services และ Mitigation Plan	1-30 ก.ย. 65													
			จัดทำทะเบียนทรัพย์สิน	หน่วยงานเจ้าของระบบ (ศสฟ., กอศ., กอร., กบข.)	ได้รายการทรัพย์สินที่มีข้อมูลตามที่กำหนดในประมวลแนวทางปฏิบัติและกรอบมาตรฐาน ตาม พ.ร.บ. ไซเบอร์	1-15 ต.ค. 65													
			จัดทำแผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์	หน่วยงานเจ้าของระบบ (ศสฟ., กอศ., กอร., กบข.) และ กมม.	ได้แผนการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ในภาพรวมของ กฟผ. และแผนย่อยสำหรับแต่ละ Critical Services	16 ต.ค. - 15 พ.ย. 65													
			รายงานผลการดำเนินการให้คณะกรรมการประสานการรักษาความมั่นคงปลอดภัยระบบคอมพิวเตอร์ของ กฟผ. (กปค.) ทราบ	ศสฟ., กมม.	คณะกรรมการฯ (กปค.) รับทราบผลการดำเนินการ และให้ข้อเสนอแนะ/แนวทางในการดำเนินการต่อไป	พ.ย. - ธ.ค. 65													
			ตรวจสอบการดำเนินการ	กตส.	มีกิจกรรมตรวจสอบการดำเนินการตาม พ.ร.บ. ไซเบอร์ ของ กฟผ.	16 พ.ย. - 30 ธ.ค. 65													
			จัดทำรายงานสรุปผลการตรวจสอบ	กตส.	มีรายงานผลการตรวจสอบตาม พ.ร.บ. ไซเบอร์	16-30 ธ.ค. 65													
			รายงานผลการดำเนินการให้ กระทรวงพลังงาน (Regulator) และ สกมช. ทราบ	คณะกรรมการฯ (กปค.)	กระทรวงพลังงาน (Regulator) และ สกมช. รับทราบผลการดำเนินการตาม พ.ร.บ. ไซเบอร์ ของ กฟผ.	ภายในวันที่ 30 ม.ค. 66													
EXISTING CONTROL	14		แผนการเผยแพร่ด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศทั้งสื่อภายใน/ภายนอก	ฝสย.															
		1	เผยแพร่ข้อมูล/ข่าวสารด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศผ่านสื่อประชาสัมพันธ์ภายใน/ภายนอก	ฝสย.	พนักงาน ลูกจ้างและผู้มีส่วนได้ส่วนเสียภายนอกทราบข้อมูลและตระหนักด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ	ม.ค.-ธ.ค. 2566													
MITIGATION PLAN	1		แผนงานกำหนดทักษะของบุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในศูนย์ SOC	กมม. ฝสท.		ไตรมาส 1													
			1. ทบทวนเอกสารประกอบการคัดเลือกพนักงานใหม่ (กำหนดความรู้ สาขาวิชา คุณสมบัติเพิ่มเติม)	กมม. ฝสท.	ได้รับจัดสรรพนักงานกะประจำศูนย์ปฏิบัติการความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ ที่มีความรู้ความสามารถด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	7 วัน													
			2. จัดส่งเอกสารประกอบการคัดเลือกพนักงานใหม่ ให้ กบ.	กบ. ฝบค.	ดำเนินการจัดหาพนักงานใหม่	1 วัน													

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลลัพธ์ที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568			
							Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
							ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
MITIGATION PLAN	2		แผนการทดสอบเจาะระบบ	ก.มม., ผ.สท.														
			1. ทดสอบเจาะระบบตามขอบเขต ISO 27001	ก.มม., ผ.สท.														
			- ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดขอบเขตการทดสอบเจาะระบบ		แผนการทดสอบเจาะระบบ	ไตรมาส 2												
			- ดำเนินการทดสอบเจาะระบบ		ผลการทดสอบเจาะระบบ	ไตรมาส 2-3												
			- วิเคราะห์ผลการทดสอบเจาะระบบ		ผลการวิเคราะห์การทดสอบเจาะระบบ	ไตรมาส 3-4												
			- จัดทำรายงานสรุปผลการทดสอบเจาะระบบ		รายงานสรุปผลการทดสอบเจาะระบบ	ไตรมาส 3-4												
			2. ทดสอบเจาะระบบในรูปแบบ Red Teaming	ก.มม., ผ.สท.														
			- ประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อกำหนดขอบเขตการทดสอบเจาะระบบ		แผนการทดสอบเจาะระบบในรูปแบบ Red Teaming	ไตรมาส 3												
			- ประสานกับผู้เชี่ยวชาญเพื่อดำเนินการทดสอบเจาะระบบในรูปแบบ Red Teaming		ผลการทดสอบเจาะระบบในรูปแบบ Red Teaming	ไตรมาส 3-4												
			- ตรวจสอบรายงานผลการวิเคราะห์การทดสอบเจาะระบบ		- รายงานผู้บริหาร - รายงานสรุปสิ่งที่พบ - คำแนะนำและวิธีการแก้ไข	ไตรมาส 4												
MITIGATION PLAN	3		แผนการศึกษาวงการเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศ (แผนงานเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก ปี 2566 (ระยะเวลาใช้งาน 3 ปี))	ก.อส., ผ.สท.														
		1	ศึกษาแนวทางการประเมินความเหมาะสมการลงทุนแผนงานเข้าใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก สำหรับงานประมวลผล พร้อมระบบปฏิบัติการของ ก.ฟผ.	ก.อส., ผ.สท.	มีผลการวิเคราะห์เพื่อประกอบการขอความเห็นชอบแผนงานเข้าใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก	ไตรมาส 1												
		2	ขอความเห็นชอบแผนงานเข้าใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก สำหรับงานประมวลผล พร้อมระบบปฏิบัติการของ ก.ฟผ.	ก.อส., ผ.สท.	ได้รับความเห็นชอบดำเนินการแผนงานเข้าใช้งานเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก สำหรับงานประมวลผล พร้อมระบบปฏิบัติการของ ก.ฟผ. จากคณะกรรมการ ก.ฟผ.	ไตรมาส 1												
		3	ขออนุมัติงบประมาณลงทุนประจำปี 2566 และดำเนินการเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก ปี 2566 (ระยะเวลาใช้งาน 3 ปี)	ก.อส., ผ.สท.	1. ได้รับอนุมัติงบประมาณ 2. ดำเนินการเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก ปี 2566 (ระยะเวลาใช้งาน 3 ปี) แล้วเสร็จตามกำหนดเวลา	ไตรมาส 1-3												
		4	สำรวจและประเมินความพร้อมใจ	ก.อส., ผ.สท.	ผลการสำรวจ	ไตรมาส 4												
		5	ศึกษาวิเคราะห์และประเมินความเหมาะสมการลงทุน	ก.อส., ผ.สท.	ผลการศึกษาวิเคราะห์และประเมินความเหมาะสมการลงทุนเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก ปี 2566 (ระยะเวลาใช้งาน 3 ปี)	ไตรมาส 4												
		6	สรุปผลและรายงานผล	ก.อส., ผ.สท.	รายงานสรุปผลการเข้าเครื่องคอมพิวเตอร์เน็ตบุ๊ก ปี 2566 (ระยะเวลาใช้งาน 3 ปี)	ไตรมาส 4												
MITIGATION PLAN	4		แผนความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น	ก.มม., ผ.สท.		ไตรมาส 1-4												
			1. ประสานงานหรือความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น	ก.มม., ผ.สท.	ได้สรุปความร่วมมือกับหน่วยงานอื่นด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	9 เดือน												
			2. จัดทำบันทึกความเข้าใจว่าด้วยความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	ก.มม., ผ.สท.	บันทึกความเข้าใจว่าด้วยความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	2 เดือน/บันทึก												
			3. ประสานงานลงนามบันทึกความเข้าใจว่าด้วยความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	ก.มม., ผ.สท.	ความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	1 เดือน/บันทึก												

ประเภท	แผนงาน	ลำดับ	ชื่อแผนงาน/กิจกรรม	ผู้รับผิดชอบ	ผลที่คาดว่าจะได้รับ	ระยะเวลา	ระยะเวลา 2566				ระยะเวลา 2567				ระยะเวลา 2568												
							Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4	Q 1	Q 2	Q 3	Q 4									
							ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.	ม.ค.ก.พ.มี.ค.เม.ย.พ.ค.มิ.ย.ก.ค.ก.ย.ต.ค.พ.ย.ธ.ค.																		
MITIGATION PLAN	5		แผนการประชุมร่วมกับสายงาน ทส ในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสาร สำหรับ ความเสี่ยงด้าน ความมั่นคง ปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศให้มากยิ่งขึ้น	ผ.สย.																							
		1	แต่งตั้งคณะทำงานจัดทำแผนงาน และข้อมูลเพื่อสร้าง Content ด้านความมั่นคง ปลอดภัยทางสารสนเทศ	ก.สภ. ก.มม. ก.พล. ก.ค.ช.	มีคณะทำงาน แผนงาน และข้อมูลเพื่อใช้ในการดำเนินงานประชาสัมพันธ์ด้านความมั่นคง ปลอดภัยทางสารสนเทศ	ม.ค.- ก.พ.2566																					
		2	จัดประชุมคณะทำงานจัดทำแผน	ก.สภ.	มีผู้เข้าร่วมประชุมพิจารณาจัดทำสื่อประชาสัมพันธ์	ทุกไตรมาส																					
		3	ผลิตสื่อประชาสัมพันธ์ตามแผนงาน	ก.สภ.	มีสื่อประชาสัมพันธ์ตามแผน	ทุกไตรมาส																					
		4	เผยแพร่สื่อประชาสัมพันธ์ผ่านช่องทางต่างๆ ตามแผนงาน	ก.สภ. ก.พล. ก.ค.ช.	มีการเผยแพร่ตามแผน	ทุกไตรมาส																					
MITIGATION PLAN	6		แผนเฝ้าระวัง ติดตาม เพื่อนำมาใช้เป็นกรณีศึกษาในการออกแบบสื่อ ด้านความมั่นคง ปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ	ผ.สย.																							
		1	มีการติดตาม เฝ้าระวัง เหตุการณ์ต่างๆ ในสังคม เพื่อนำมาเป็นปัจจัยนำเข้าในการผลิตสื่อ	ก.สภ. ก.มม. ก.พล. ก.ค.ช.	นำเหตุการณ์สำคัญ ในสังคมมาวิเคราะห์เพื่อผลิตสื่อประชาสัมพันธ์	ม.ค.- ธ.ค.2566																					
		2	มีการประชุมคณะทำงาน เพื่อพิจารณา และจัดทำแนวทางการผลิต และเผยแพร่สื่อประชาสัมพันธ์	ก.สภ. ก.มม. ก.พล. ก.ค.ช.	คณะทำงานร่วมประชุมและพิจารณาแนวทางการผลิต และเผยแพร่สื่อประชาสัมพันธ์	ม.ค.- ธ.ค.2566																					
MITIGATION PLAN	7		แผนงานปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าตามนโยบายความมั่นคง ปลอดภัยไซเบอร์																								
			ขออนุมัติหลักการ และงบประมาณ พร้อมดำเนินการจ้างเหมาปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า ตามนโยบายความมั่นคง ปลอดภัยไซเบอร์ จำนวน 5 สถานีไฟฟ้า (Pilot Project) (ขอใช้งบสำรองกรณีจำเป็นเร่งด่วน)	ก.อศ.	1. ได้รับอนุมัติหลักการและงบประมาณ 2. ดำเนินการจ้างเหมาจัดหา พร้อมติดตั้งอุปกรณ์ Firewall สำหรับระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า จำนวน 5 สถานีไฟฟ้า 3. ดำเนินการติดตั้งและทดสอบอุปกรณ์ที่สถานีไฟฟ้าพร้อมปรับเปลี่ยนช่องทางการ Remote Access จากเดิมเชื่อมต่อผ่าน Intranet และ Switch L3 ของสถานีไฟฟ้า เป็นเชื่อมต่อผ่าน OT Network และ IP Access Switch ของสถานีไฟฟ้า แล้วเสร็จตามสัญญา	พ.ย. 65 - มี.ย. 66																					
			ขออนุมัติหลักการ และงบประมาณ พร้อมดำเนินการจ้างเหมาปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า ตามนโยบายความมั่นคง ปลอดภัยไซเบอร์ จำนวน 60 สถานีไฟฟ้า (ระยะที่ 1) (ขอใช้งบสำรองกรณีจำเป็นเร่งด่วน)	ก.อศ.	1. ได้รับอนุมัติหลักการและงบประมาณ 2. ดำเนินการจ้างเหมาจัดหา พร้อมติดตั้งอุปกรณ์ Firewall สำหรับระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า จำนวน 60 สถานีไฟฟ้า	ก.ค. 66 - ธ.ค. 66																					

3.5 แนวทางการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis : CBA) ในการจัดการความเสี่ยงระดับองค์กร

การจัดทำมาตรการจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนเพื่อให้เหมาะสมกับการดำเนินการ ซึ่งต้องสอดคล้องกับแนวทางการจัดการความเสี่ยงทั้ง 4 แนวทางตามที่กำหนดไว้ในคู่มือการบริหารความเสี่ยง โดยมีมาตรการตอบสนอง 4 แนวทาง ดังนี้

- 1) การลดหรือควบคุมความเสี่ยง (Treat) คือ การดำเนินการเพิ่มเติมเพื่อลดโอกาสที่อาจเกิดขึ้นหรือความรุนแรงของความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้
- 2) การยอมรับความเสี่ยง (Take) คือ ความเสี่ยงที่เหลืออยู่ในปัจจุบัน อยู่ภายในระดับที่ยอมรับได้แล้ว ไม่ต้องการดำเนินการเพิ่มเติมเพื่อลดโอกาสหรือความรุนแรงที่อาจเกิดขึ้นได้อีก
- 3) การถ่ายโอนหรือกระจายความเสี่ยง (Transfer) คือ การโอนหรือการกระจายความรับผิดชอบกับผู้อื่นในการจัดการความเสี่ยง
- 4) การหลีกเลี่ยงความเสี่ยง (Terminate) คือ การหยุดดำเนินการใดๆ เพื่อหลีกเลี่ยงเหตุการณ์ที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง

ทั้งนี้สำหรับการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์นั้น จะทำการวิเคราะห์เฉพาะมาตรการจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) ที่ยังไม่มีมาตรการควบคุม (Existing Control/Plan) ที่เพียงพอของแต่ละสาเหตุ (การพิจารณาความเพียงพอของมาตรการควบคุม สอดคล้องตามแนวทางการประเมินประสิทธิภาพการควบคุม ภายใน ในด้านผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย (ด้านที่1) และด้านกระบวนการควบคุม (ด้านที่ 2) เพื่อประกอบการพิจารณาว่ามาตรการควบคุม (Existing Control/Plan) เพียงพอหรือไม่

ระดับการควบคุม	ประสิทธิผลของการควบคุมที่มีอยู่		
	1. ผลการดำเนินงานเมื่อเทียบกับเป้าหมาย	2. กระบวนการควบคุม	3. การติดตาม
1 เบื้องต้น	ผลการดำเนินงานต่ำกว่าเป้าหมายมาก (เทียบเท่า ระดับ 1)	ไม่มีมาตรฐานที่ชัดเจน	ไม่มีการติดตาม
2 ไม่เป็นทางการ	ผลการดำเนินงานต่ำกว่าเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 2)	มีการควบคุมเป็นมาตรฐาน แต่ยังไม่นำออกมาใช้	มีการควบคุมแต่ไม่มีการติดตาม
3 เป็นระบบ	ผลการดำเนินงานเป็นไปตามเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 3)	มีการควบคุมเป็นมาตรฐานของ <u>แต่ละหน่วยงาน</u>	มีการติดตามแต่ไม่มีการรายงานให้ผู้บริหารทราบ
4 บูรณาการ	ผลการดำเนินงานดีกว่าเป้าหมาย (เทียบเท่า ระดับ 4)	มีการกำหนดเป็นมาตรฐานของ <u>องค์กร</u>	มีการติดตามและมีการรายงานให้ผู้บริหารทราบเป็นระยะ
5 ใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด	ผลการดำเนินงานดีกว่าเป้าหมายมาก (เทียบเท่า ระดับ 5)	มีการกำหนดเป็นมาตรฐานของ <u>องค์กร และเทียบเคียงกับ Best Practice</u>	มีการระบุระยะเวลาการติดตามและรายงานผลที่ชัดเจน

ทั้งนี้การควบคุมภายในที่มีอยู่นั้น (มาตรการควบคุม (Control)) หมายถึง แผนการดำเนินงาน แผนปฏิบัติงาน หรือกระบวนการทำงานของหน่วยงานเจ้าของความเสี่ยงที่มีการดำเนินการอยู่แล้ว ซึ่งต้องสามารถกำหนด/ระบุ แผนงาน กิจกรรม ระยะเวลาของการดำเนินงานที่สะท้อนการควบคุมภายในได้อย่างชัดเจน เพื่อให้สามารถติดตามความสำเร็จของกิจกรรมควบคุมภายในดังกล่าวได้ โดยเฉพาะกรณีที่ประสิทธิผลการควบคุมนั้นๆ ไม่เพียงพอ จะถูกกำหนดเป็นความเสี่ยงที่คงเหลืออยู่ (Residual Risk) ซึ่งต้องมีการจัดทำแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) รวมทั้งการดำเนินการติดตามความสำเร็จของการจัดการความเสี่ยง ซึ่งต้องมีการติดตามทั้งกิจกรรมการควบคุมภายใน (Existing Control) และกิจกรรมตามแผนจัดการความเสี่ยง (Mitigation Plan) ที่ได้จัดทำ หรือกรณีที่เคยมีกิจกรรมที่การควบคุมภายในมีประสิทธิภาพ แต่เมื่อมีการดำเนินการจริงแล้วผลการดำเนินงานไม่เป็นไปตามเป้าหมาย ต้องสามารถติดตามความสำเร็จของกิจกรรมควบคุมดังกล่าวได้เช่นกัน

ส่งผลให้ไม่มีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์สำหรับสาเหตุที่มีมาตรการควบคุมที่มีอยู่เดิม (Existing Control/Plan) ที่ถือว่าควบคุมสาเหตุนั้นได้เพียงพอแล้ว โดย

Benefits = การประมาณการมูลค่าของผลกระทบจากความเสี่ยงที่ลดลง เมื่อเทียบกับไม่ได้ดำเนินการใดๆ (Ability to Mitigate Overall Risks)

Costs = การประมาณการต้นทุน /ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการแผนบริหารความเสี่ยง

การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis) ในการจัดทำมาตรการจัดการความเสี่ยง ดังนี้

ปัจจัยเสี่ยง : ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษาลูกค้ากลุ่มนี้ได้ จากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
ทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง	Treat	ไม่มีต้นทุนในการทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง	-	-	ทำให้ กฟภ. มีการทบทวนวิธีการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง ทำให้ผู้ทำการประเมินมีแนวทางการประเมินเดียวกัน ผลการประเมินมีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. สูญเสียรายได้จากการไม่สามารถสร้างความพึงพอใจและรักษาลูกค้าได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป		องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยการทบทวนวิธีการในการประเมินลูกค้ากลุ่มเสี่ยง			

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษาลูกค้ากลุ่มนี้ได้ จากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการยกระดับการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้ารายสำคัญโดยใช้ข้อมูลเชิงลึก	Treat	ต้นทุนด้านเครื่องมืออุปกรณ์ หรือเทคโนโลยีสารสนเทศในการบริหารจัดการและวิเคราะห์ข้อมูล	-	-	ทำให้ กฟภ. สามารถเพิ่มประสิทธิภาพในการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้ารายสำคัญจากการใช้ข้อมูลเชิงลึกในการวิเคราะห์ลูกค้ารายสำคัญแต่ละราย
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. สูญเสียรายได้จากการไม่สามารถสร้างความพึงพอใจและรักษาลูกค้าได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			

ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการยกระดับการสร้างความสัมพันธ์กับลูกค้ารายสำคัญโดยใช้ข้อมูลเชิงลึก	

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษาลูกค้ากลุ่มนี้ได้ จากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการสร้าง Loyalty Program กับกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ	Treat	ด้านรายได้ที่ลดลง หรือ ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นในโครงการ Loyalty Program	-	-	ทำให้ กฟภ. มีแนวทางในการรักษากลุ่มลูกค้ารายสำคัญ ที่ชัดเจนมากขึ้น จากการสร้าง Loyalty Program ในการให้สิทธิประโยชน์ต่างๆ กับกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. สูญเสียรายได้จากการไม่สามารถสร้างความพึงพอใจและรักษาลูกค้าได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการสร้าง Loyalty Program กับกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ				

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษาลูกค้ากลุ่มนี้ได้ จากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินการตามแผนงานการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า	-	-	ทำให้ กฟภ. มีแนวทางและหลักเกณฑ์ในการพิจารณาเลือกพื้นที่ที่ควรเร่งปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า ก่อน-หลัง
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. สูญเสียรายได้จากการไม่สามารถสร้างความพึงพอใจและรักษาลูกค้าได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษารฐานลูกค้ากลุ่มนี้ได้ จากการแข่งขันที่รุนแรงขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการจัดลำดับความสำคัญของพื้นที่เสี่ยงในการปรับปรุงคุณภาพของระบบไฟฟ้า				
สาเหตุ		ราคาไม่สามารถแข่งขันได้ตามนโยบายด้านราคาตามข้อกำหนดภาครัฐทำให้สูญเสียลูกค้าลูกค้ารายสำคัญ ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางรายได้			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินการตามแผนการศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง	-	-	ทำให้ กฟภ. มีหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าสำรองที่ชัดเจน ป้องกันการสูญเสียรายได้จากผู้ผลิตไฟฟ้ายรายเล็ก (SPP) มาใช้ไฟสำรองจาก กฟภ. เพื่อจ่ายไฟให้ลูกค้าของ SPP
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		จากสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติที่สูงขึ้นส่งผลให้ SPP มีการใช้ไฟฟ้าจาก กฟภ. ในอัตราค่าไฟฟ้าสำรองมากขึ้น ทำให้ กฟภ. ประกอบกับหลักเกณฑ์การใช้ไฟฟ้าที่ กกพ. กำหนด ทำให้ กฟภ. เสียเปรียบในด้านการจำหน่ายไฟฟ้า		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการศึกษา/ทบทวนหลักเกณฑ์อัตราค่าไฟฟ้าสำรอง				

ปัจจัยเสี่ยง : ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570

สาเหตุ		ความล่าช้าของแผนงานติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานแบบแบตเตอรี่ (Battery Energy Storage System: BESS) เพื่อใช้ในนิคมอุตสาหกรรม			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานศึกษารายละเอียดเพื่อรองรับการดูแลบำรุงรักษา BESS	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนงานศึกษารายละเอียดเพื่อรองรับการดูแลบำรุงรักษา BESS	-	-	ทำให้ กฟผ. มีแนวทางและกระบวนการดูแลบำรุงรักษา BESS
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		เนื่องจากเป็นเทคโนโลยีใหม่ และ กฟผ. ยังไม่ได้ศึกษาและวางแผนด้านบุคลากร งบประมาณ และเครื่องมือในการบำรุงรักษา BESS จึงอาจส่งผลต่อความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid)		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานศึกษารายละเอียดเพื่อรองรับการดูแลบำรุงรักษา BESS				

สาเหตุ		ไม่สามารถดำเนินการระบบไมโครกริดได้ตามแผนงานลงทุนของ กฟผ.			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
การศึกษาและถ่ายทอดบทเรียนที่เกี่ยวข้องกับกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่	Treat	ไม่มีต้นทุนในการศึกษาและถ่ายทอดบทเรียนที่เกี่ยวข้องกับกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่	-	-	ทำให้ กฟผ. มีแนวทางหลักปฏิบัติ และกระบวนการ ในการขออนุญาตใช้พื้นที่สำหรับดำเนินการระบบไมโครกริด
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟผ. อาจดำเนินการตามแผนงานพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ได้ล่าช้า เนื่องจากไม่มีการศึกษาและถอดบทเรียนด้านกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยการศึกษากับถ่ายทอดบทเรียนที่เกี่ยวข้องกับกฎระเบียบในการดำเนินการระบบไมโครกริด และการจัดเตรียมเอกสารในการขออนุญาตใช้พื้นที่				

สาเหตุ		Smart Grid index ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย (ปี 2566 สูงขึ้นกว่าปี 2565 และปี 2570 มากกว่า 70 คะแนน)			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการศึกษาคู่เทียบที่มีคะแนนสูง	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนงานการศึกษาคู่เทียบที่มีคะแนนสูง	-	-	ทำให้ กฟภ. มีแนวทางในการเพิ่มระดับคะแนน SGI จากการศึกษาข้อมูลการดำเนินงานเกี่ยวกับ Smart Grid และวิธีการนำเสนอของคู่เทียบที่คะแนนสูง
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. อาจจะไม่บรรลุตัวชี้วัด Smart Grid index ที่กำหนด หากไม่มีการศึกษาคู่เทียบที่มีคะแนนสูงจากการจัดอันดับของ SP		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการศึกษาคู่เทียบที่มีคะแนนสูง				

สาเหตุ		Smart Grid index ไม่เป็นไปตามเป้าหมาย (ปี 2566 สูงขึ้นกว่าปี 2565 และปี 2570 มากกว่า 70 คะแนน)			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานเพิ่มการเผยแพร่ข้อมูลทั้ง 7 ด้าน ของ Smart Grid Index สู่สาธารณะ รวมทั้งเป็นสื่อภาษาอังกฤษ	Treat	ต้นทุนด้านสื่อสิ่งพิมพ์ รูปแบบต่างๆ	-	-	ทำให้ กฟภ. มีรูปแบบการสื่อสารที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น หน่วยงานในการประเมินคะแนน SGI สามารถหาข้อมูลของ กฟภ. ได้ครบถ้วน และสะดวกมากยิ่งขึ้น
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. อาจจะไม่บรรลุตัวชี้วัด Smart Grid index ที่กำหนด หากไม่มีการดำเนินเผยแพร่ข้อมูลของ Smart Grid Index สู่สาธารณะ โดยเฉพาะการจัดทำเป็นสื่อภาษาอังกฤษ เพื่อให้ SP สามารถเข้าใจ และค้นหาข้อมูลของ กฟภ. ได้ง่ายขึ้น		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานเพิ่มการเผยแพร่ข้อมูลทั้ง 7 ด้าน ของ Smart Grid Index สู่สาธารณะ รวมทั้งเป็นสื่อภาษาอังกฤษ				

สาเหตุ		ไม่สามารถสร้างความมั่นคงในระบบไฟฟ้าแรงต่ำเพื่อการรองรับ Future Demand จากนโยบายภาครัฐที่ส่งเสริมแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DERs) และยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle : EV) มากขึ้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการศึกษาเพื่อยกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำ	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนงานการศึกษาเพื่อยกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำ	-	-	ทำให้ กฟภ. มีแนวทางและหลักเกณฑ์ ในการพิจารณาการยกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำ เพื่อสามารถรองรับ Future Demand ในอนาคตได้
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. อาจมีอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าไม่รองรับการเพิ่มขึ้นของแหล่งพลังงานแบบกระจายตัว (Distributed Energy Resources: DERs) และยานยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle : EV) ที่มีแนวโน้มมากขึ้นในอนาคต ซึ่งต้องมีการพัฒนายกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำให้สามารถรองรับได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการศึกษาเพื่อยกระดับอุปกรณ์ไฟฟ้าในระบบแรงต่ำ				

สาเหตุ		การบริหารจัดการลำดับความสำคัญ (Priority Management) ของการดำเนินงานตามแผนพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อให้สามารถดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและบรรลุตามผลลัพธ์ (Outcome) ของโครงการ Smart Grid			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการประเมินผลโครงการนำร่อง เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการพัฒนาระบบ Smart Grid ของ กฟภ. (โครงการแม่สะเรียง และ โครงการพญา)	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนการประเมินผลโครงการนำร่อง เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการพัฒนาระบบ Smart Grid ของ กฟภ. (โครงการแม่สะเรียง และ โครงการพญา)	-	-	ทำให้ กฟภ. ทราบแนวทางในการปรับปรุงขั้นตอนการดำเนินงานที่ยังมีประสิทธิไม่เพียงพอ เพื่อลดความล่าช้าของแผนงานต่างๆ
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. ไม่มีการพิจารณาประเมินผลการดำเนินโครงการถึงความคุ้มค่าและประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนในระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ เพื่อนำมาปรับปรุงและพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะของ กฟภ. ต่อไป		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการประเมินผลโครงการนำร่อง เพื่อปรับปรุงและเพิ่มประสิทธิภาพการพัฒนาระบบ Smart Grid ของ กฟภ. (โครงการแม่สะเรียง และ โครงการพญา)				

ปัจจัยเสี่ยง : ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิด

ค่าบริการ

สาเหตุ		การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อเตรียมความพร้อมการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. ภายใต้การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน	-	-	ทำให้ข้อมูลมิเตอร์ที่ลูกค้าได้รับมีความถูกต้อง แม่นยำ และเป็นปัจจุบัน
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		การประมวลผลข้อมูลเพื่อนำมาจัดทำ Settlement ในโครงการ ERC Sandbox อาจเกิดความผิดพลาดและประมวลข้อมูลได้ไม่ถูกต้อง		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการสนับสนุนข้อมูลจากมิเตอร์ AMR และ Regen ข้อมูล ทุกสิ้นวัน และสิ้นเดือน				

สาเหตุ		การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อเตรียมความพร้อมการดำเนินธุรกิจของ กฟผ. ภายใต้การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า และเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับหากมีการเปิดให้ใช้ TPA ในอนาคต			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการพัฒนา TPA Platform เพื่อรองรับ ERC Sandbox ระยะที่ 2	Treat	ต้นทุนด้าน เครื่องมือ อุปกรณ์ Software และ Hardware สำหรับการดำเนินงานของ TPA Platform	-	-	ทำให้ กฟผ. มี Platform สำหรับการซื้อขายไฟ ในโครงการนำร่อง ERC Sandbox ระยะที่ 2 และเป็นแนวทางในการพัฒนา Platform สำหรับการซื้อขายไฟ ในการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		ไม่สามารถดำเนินพัฒนา TPA Platform เพื่อทดสอบการซื้อขายไฟฟ้าตาม TPA และการเปิดกิจการไฟฟ้าเสรีที่กำหนดได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการพัฒนา TPA Platform เพื่อรองรับ ERC Sandbox ระยะที่ 2				

สาเหตุ		การสูญเสียรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าและการไม่สามารถแสวงหาโอกาสในการดำเนินธุรกิจ เมื่อมีการเปิดใช้ TPA และ ERC Sandbox ระยะที่ 1-2			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการศึกษาและติดตามแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนการศึกษาและติดตามแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)	-	-	ทำให้ กฟผ. มีแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs) เพื่อรองรับการสูญเสียรายได้จากการขายไฟจากโครงการนำร่อง ERC Sandbox ระยะที่ 2 และการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟผ. ไม่สามารถแสวงหาโอกาสในการดำเนินธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs) ได้		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการศึกษาและติดตามแนวทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ Renewable Energy Certificates (RECs)				

ปัจจัยเสี่ยง : ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.

สาเหตุ		การจัดการข้อมูล (Data Management) ที่ดีไม่เพียงพอ ประกอบกับข้อมูลในระบบต่างๆ ที่มีจำนวนมาก ขาดการ Cleansing ข้อมูลที่ดี และไม่สามารถเชื่อมต่อกันได้ ทำให้การวิเคราะห์ข้อมูลไม่มีประสิทธิภาพ ใช้เวลาประมวลผลนาน หรือไม่ตอบสนองต่อความต้องการในการวิเคราะห์ข้อมูล ส่งผลต่อการตัดสินใจในลักษณะ Evidence-based decision making ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญในการปรับเปลี่ยนสู่ดิจิทัล และตอบสนองต่อยุทธศาสตร์องค์กร			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการจัดทำ Data Strategy (People, Process, Technology) เพื่อตอบสนองต่อยุทธศาสตร์องค์กร	Treat	มีต้นทุนในการจ้างที่ปรึกษาเพื่อจัดทำ Data Strategy	-	-	ทำให้ กฟผ. มีการวางแผนการจัดเก็บฐานข้อมูล เพื่อนำไปใช้ต่อได้อย่างมีประสิทธิภาพ
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take	กฟผ. ขาดการวางแผนและจัดทำยุทธศาสตร์ข้อมูล (Data Strategy) และจัดทำสถาปัตยกรรมข้อมูล (Data Architecture) เพื่อพัฒนาทรัพย์สินข้อมูล (Data Asset) ให้เกิดมูลค่าเพิ่ม สามารถนำข้อมูลไปใช้ในการบริหาร การบริการ การปฏิบัติการ และพัฒนาองค์กร ได้อย่างต่อเนื่อง			
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการจัดทำ Data Strategy (People, Process, Technology) เพื่อตอบสนองต่อยุทธศาสตร์องค์กร เพราะการไม่วางแผนการจัดเก็บฐานข้อมูล เมื่อต้องการนำข้อมูลมาใช้ทำให้ไม่สามารถนำมาวิเคราะห์ได้ทันที				

ปัจจัยเสี่ยง : ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่
สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ

สาเหตุ		1. การกำหนดทิศทางและนโยบาย และการบูรณาการการวิเคราะห์ธุรกิจระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ (PEA ENCOM) ยังไม่ชัดเจน ส่งผลต่อการดำเนินงานและผลประกอบการของ PEA ENCOM 2. ความไม่คล่องตัวในการลงทุน และสัดส่วนในการถือหุ้นบริษัทในเครือของ PEA ENCOM ที่จำกัดการเติบโต ทำให้ไม่เอื้ออำนวยหรือส่งผลต่ออย่างมีนัยสำคัญต่อผลประกอบการของ PEA ENCOM			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการบูรณาการเพื่อกำหนด Business Flagship และการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตาม แผนงานการบูรณาการเพื่อกำหนด Business Flagship และการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM	-	-	ทำให้ PEA ENCOM มีแนวทาง การดำเนินธุรกิจที่ชัดเจน เพื่อเพิ่มผลประกอบการของ PEA ENCOM และเตรียมความพร้อมในการเข้าตลาดหลักทรัพย์
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. ไม่สามารถกำหนดทิศทางและนโยบาย และการบูรณาการการวิเคราะห์ธุรกิจระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ (PEA ENCOM) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการบูรณาการเพื่อกำหนด Business Flagship และการดำเนินธุรกิจ ระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM				

ปัจจัยเสี่ยง : การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ

สาเหตุ		ปัญหาทางเศรษฐกิจในช่วงที่ผ่านมา ทำให้ลูกหนี้ของ กฟภ. อาจมีการชำระช้ากว่ากำหนด หรือไม่ชำระเลย มีกระแสเงินสดจากการเรียกเก็บเงินได้ล่าช้า หนี้ค้างชำระเพิ่มขึ้น รวมถึงความสามารถในการเข้าถึงแหล่งเงินทุนในสถานการณ์วิกฤตเศรษฐกิจ ส่งผลให้ กฟภ. ขาดสภาพคล่องทางการเงิน และกระทบต่อประสิทธิภาพการดำเนินงาน			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานการบริหารจัดการ การเงินภายในองค์กร	Treat	ไม่มีต้นทุนในการ ดำเนินงานตามแผน แผนงานการบริหารจัดการ การเงินภายในองค์กร	-	-	ทำให้ กฟภ. มี มาตรการรับมือมาก ขึ้น ช่วยป้องกัน กฟภ. ขาดสภาพ คล่องทางการเงิน จากความผันผวนทาง เศรษฐกิจในปัจจุบัน
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take				
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิด ความเสี่ยง	Terminate	สามารถพิจารณายกเลิกได้โดยขึ้นกับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อสถานะการเงินและสภาพคล่องของ กฟภ. ซึ่งหากใช้มาตรการควบคุมเดิมโดยเงินสดคงเหลือรายไตรมาสยังอยู่ในระดับที่องค์กรยอมรับได้ จึงไม่จำเป็นต้องใช้มาตรการจัดการความเสี่ยง			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานการบริหารจัดการการเงินภายในองค์กร				

ปัจจัยเสี่ยง : มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน

สาเหตุ		ความเสี่ยงจากการถูกโจมตีจากภายนอก เช่น Exploit, Malware, Information Gathering, Unauthorized Access, Web Exploit, Phishing ที่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบและวิธีการโจมตีอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอยู่ตลอดเวลา			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการทดสอบเจาะระบบ	Treat	มีต้นทุนในการจ้างผู้เชี่ยวชาญเพื่อทดสอบเจาะระบบ	-	-	ทำให้ กฟผ. ทราบจุดอ่อนของระบบสามารถหาวิธีป้องกันได้ล่วงหน้าก่อนเกิดเหตุขึ้นจริง
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟผ. อาจถูกโจมตีทางไซเบอร์โดยอาศัยช่องโหว่ในระบบสารสนเทศของ กฟผ.		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการทดสอบเจาะระบบ				

สาเหตุ		ความเสี่ยงจากการถูกโจมตีจากภายนอก เช่น Exploit, Malware, Information Gathering, Unauthorized Access, Web Exploit, Phishing ที่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบและวิธีการโจมตีอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอยู่ตลอดเวลา			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการศึกษาความเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศ	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนการศึกษาความเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศ	-	-	ทำให้ กฟภ. มีแนวทางในการลงทุนด้านระบบสารสนเทศเพื่อป้องกันการลงทุนเกินความจำเป็น
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟภ. อาจไม่สามารถพิจารณาความเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศให้สมดุลกับ Cost และ Benefit ที่องค์กรจะได้รับ		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการศึกษาความเหมาะสมการลงทุนด้านระบบสารสนเทศ				

สาเหตุ		ความเสี่ยงจากการถูกโจมตีจากภายนอก เช่น Exploit, Malware, Information Gathering, Unauthorized Access, Web Exploit, Phishing ที่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบและวิธีการโจมตีอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเทคโนโลยีมีการพัฒนาอยู่ตลอดเวลา			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น	-	-	ช่วยเพิ่มความรู้ความเข้าใจด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ของ กฟภ. จากความร่วมมือกับหน่วยงานอื่น
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take				
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนความร่วมมือด้านความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์กับหน่วยงานอื่น				

สาเหตุ		การถูกโจมตีทางไซเบอร์ที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน อาจทำลายความมั่นคงทางพลังงานจากการถูกโจมตีเทคโนโลยีด้านการปฏิบัติการ (Operation Technology: OT) การโจรกรรมข้อมูล และ ทำลายระบบ ของ กฟผ. เป็นต้น			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าตามนโยบายความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์	Treat	ต้นทุนในการดำเนินการตามแผนงานปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าตามนโยบายความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์ ใช้งบทำการของสายงาน เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า	-	-	เกิดแนวทางในการพัฒนาระบบควบคุมสถานีไฟฟ้า ให้มีความมั่นคงปลอดภัยจากโอกาสถูกโจมตีทางไซเบอร์
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		กฟผ. อาจถูกโจมตีทางไซเบอร์และอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้า		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานปรับปรุงประสิทธิภาพระบบควบคุมสถานีไฟฟ้าตามนโยบายความมั่นคงปลอดภัยไซเบอร์				

สาเหตุ		ความเสี่ยงจากทีม Security Operations Center (SOC) บุคลากรยังมีความรู้และทักษะที่จำเป็นไม่เพียงพอในการดูแลความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศและด้านปฏิบัติการ			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนงานกำหนดทักษะของบุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในศูนย์ SOC	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนงานกำหนดทักษะของบุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในศูนย์ SOC	-	-	ทำให้มีแนวทางและหลักเกณฑ์ ในการกำหนดทักษะของบุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในศูนย์ SOC เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของศูนย์ SOC ในการเฝ้าระวังภัยคุกคามทางไซเบอร์
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		บุคลากรที่ปฏิบัติงานในศูนย์ SOC อาจจะไม่มีความสามารถในการปฏิบัติงาน		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนงานกำหนดทักษะของบุคลากรที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในศูนย์ SOC				

สาเหตุ		ความเสี่ยงจาก			
		- การที่พนักงานเปิดเผยข้อมูลภายในองค์กรออกสู่เว็บไซต์สาธารณะ			
		- ความตระหนักของพนักงานในเรื่องความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ			
		- หรือการที่เครื่องคอมพิวเตอร์หรืออุปกรณ์ส่วนตัวของพนักงานที่นำมาใช้ปฏิบัติงานภายในองค์กรอาจมีช่องโหว่/ความไม่ปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนการประชุมร่วมกับสายงาน ทส ในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสาร สำหรับความเสี่ยงด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศใหม่ๆ	Treat	ไม่มีต้นทุนในการดำเนินงานตามแผนการประชุมร่วมกับสายงาน ทส ในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสาร สำหรับความเสี่ยงด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศใหม่ๆ	-	-	ทำให้มีแนวทางในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสารที่มีประสิทธิภาพ ในการสร้างความตระหนักเรื่องความมั่นคงปลอดภัยทางไซเบอร์ให้กับบุคลากร
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		ทำให้พนักงานไม่รับทราบและสร้างความตระหนักสำหรับความเสี่ยงด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนการประชุมร่วมกับสายงาน ทส ในการสร้าง Content และรูปแบบการสื่อสาร สำหรับความเสี่ยงด้านความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศใหม่ๆ				

สาเหตุ		ความเสี่ยงจาก			
		- การที่พนักงานเปิดเผยข้อมูลภายในองค์กรออกสู่เว็บไซต์สาธารณะ			
		- ความตระหนักของพนักงานในเรื่องความมั่นคงปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ			
		- หรือการที่เครื่องคอมพิวเตอร์หรืออุปกรณ์ส่วนตัวของพนักงานที่นำมาใช้ปฏิบัติงานภายในองค์กรอาจมีช่องโหว่/ความไม่ปลอดภัยด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ			
มาตรการจัดการความเสี่ยง		Cost		Benefit	
มาตรการ	ประเภท	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ	เชิงปริมาณ	เชิงคุณภาพ
แผนเฝ้าระวัง ติดตาม เพื่อนำมาใช้เป็นกรณีศึกษาในการออกแบบสื่อด้านความปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ	Treat	มีต้นทุนด้านการบริหารจัดการบริษัทหรือบุคลากรภายนอกในการรวบรวมและค้นคว้าข้อมูล (Social Listening/ Analytic)	-	-	ทำให้เกิดการสร้าง Content ที่ทันสมัยกับยุคคมทางไซเบอร์ รูปแบบใหม่ๆ เพื่อสร้างความตระหนักให้กับบุคลากร ทำให้สามารถช่วยป้องกันการโจมตีที่อาจจะเกิดขึ้นจากพนักงาน
ยอมรับความเสี่ยงที่เหลืออยู่	Take		ทำให้ไม่ทราบข้อมูลข่าวสารการถูกโจมตีใหม่ๆ เพื่อนำมาพิจารณาการป้องกัน ตรวจสอบและเฝ้าระวังภัยคุกคามทางไซเบอร์		
ถ่ายโอนความเสี่ยง	Transfer	ไม่สามารถถ่ายโอนความเสี่ยงได้			
ยกเลิกกิจกรรมที่ก่อให้เกิดความเสี่ยง	Terminate	ไม่สามารถยกเลิกกิจกรรมนี้ได้			
สรุป	องค์กรเลือกการลดความเสี่ยง (Threat) ด้วยแผนเฝ้าระวัง ติดตาม เพื่อนำมาใช้เป็นกรณีศึกษาในการออกแบบสื่อด้านความปลอดภัยเทคโนโลยีสารสนเทศ				

3.6 สรุประดับความรุนแรงของความเสี่ยงปี 2566

สรุประดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงในปี 2566 ทั้ง 7 ปัจจัยเสี่ยง ดังนี้

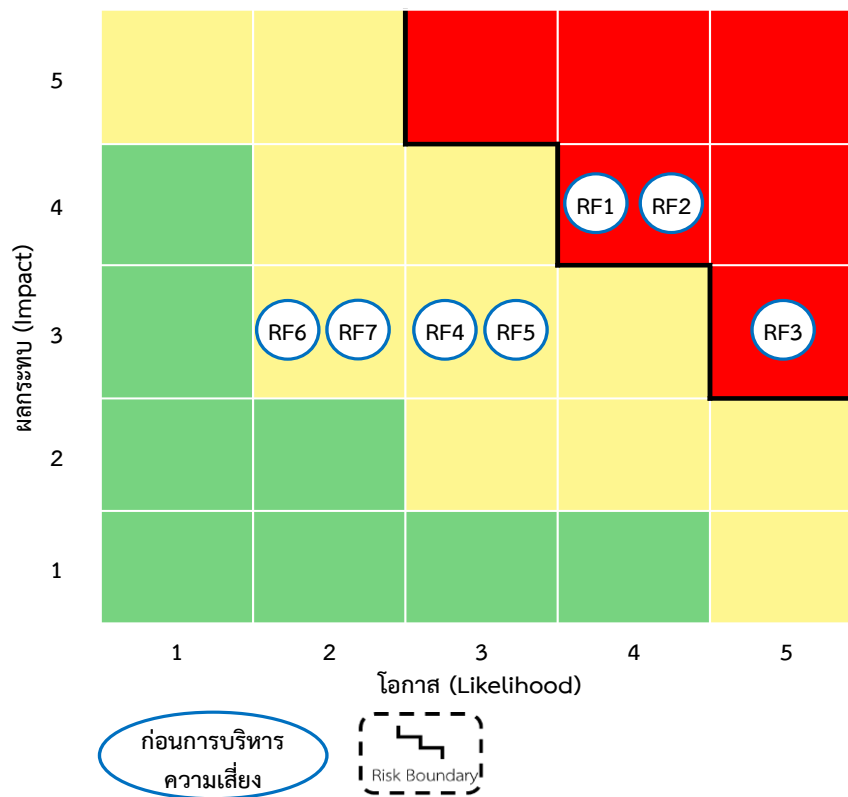
แผนภาพที่ 16 : สรุประดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยงปี 2566

RF	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภทความเสี่ยง	ระดับความรุนแรงก่อนบริหาร		ระดับ	ระดับความรุนแรงเป้าหมาย		ระดับ
			โอกาส	ผลกระทบ		โอกาส	ผลกระทบ	
RF1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F	4	4	สูง	1	2	ต่ำ
RF2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O	4	4	สูง	2	3	ปานกลาง
RF3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	S/C	5	3	สูง	2	2	ต่ำ
RF4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.	S/O	3	3	ปานกลาง	2	2	ต่ำ
RF5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F	3	3	ปานกลาง	1	2	ต่ำ
RF6	การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F	2	3	ปานกลาง	2	1	ต่ำ
RF7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C	2	3	ปานกลาง	1	1	ต่ำ

ปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรของ กฟภ. ปี 2566 จำนวน 7 ปัจจัยเสี่ยง ตามมติคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟภ. เห็นชอบแผนบริหารความเสี่ยงองค์กรของ กฟภ. ประจำปี 2566 ในการประชุมคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟภ. ครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พ.ย. 2565

สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile)

แผนภาพที่ 17 : สรุปการประเมินระดับความรุนแรงของปัจจัยเสี่ยง (Risk Profile)



RF	ปัจจัยเสี่ยง	ประเภทความเสี่ยง
RF1	ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	S/F
RF2	ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	S/O
RF3	ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	S/C
RF4	ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	S/O
RF5	ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	S/F
RF6	การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	F
RF7	มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	S/O/C

บทที่ 4

แผนที่ความเสี่ยง (Risk Correlation Map)

4.1 แผนที่ความเสี่ยง (Risk Correlation Map)

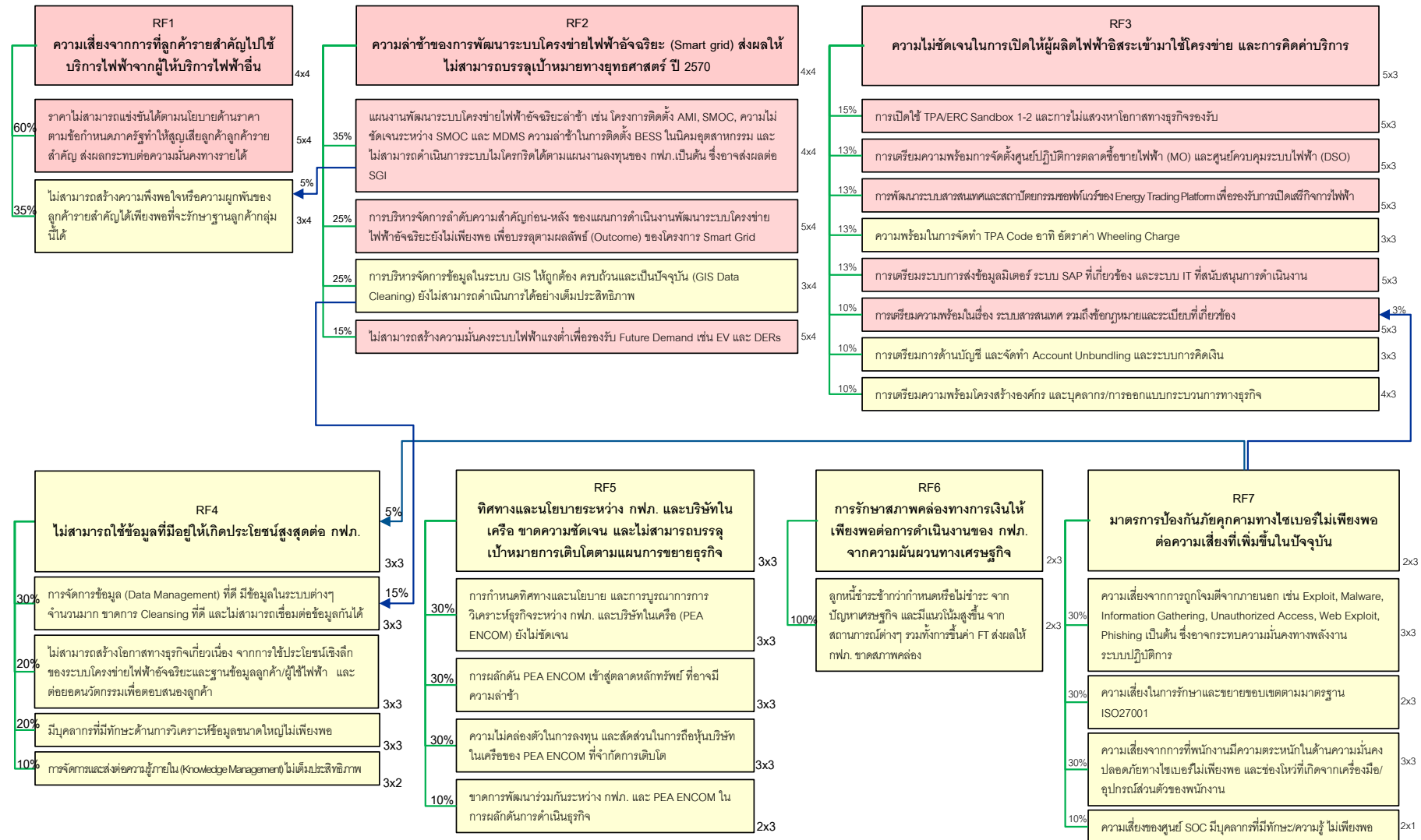
แผนภาพแสดงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและความรุนแรงที่มีระหว่างปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ภายในองค์กร (Risk Correlation Map) เป็นเครื่องมือหนึ่งที่แสดงถึงความเสี่ยงแบบบูรณาการของทั้งองค์กร โดยจะแสดงเป็นแผนภาพเพื่อแสดงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและความรุนแรงที่มีระหว่างปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ภายในองค์กรซึ่งเมื่อองค์กรทราบถึงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและความรุนแรงของแต่ละปัจจัยเสี่ยงที่มีต่อกันแล้ว องค์กรจะได้ทำการกำหนดแผนการบริหารความเสี่ยงให้ครอบคลุมทุกสาเหตุ ทั้งนี้ หากต้องมีการจัดลำดับความสำคัญของแผนการบริหารความเสี่ยง จะมีการพิจารณาแผนการบริหารความเสี่ยงที่มุ่งบริหารความเสี่ยงที่เป็นสาเหตุหลักก่อน (มีน้ำหนักของสาเหตุสูง)

ขั้นตอนของการจัดทำ Risk Correlation Map คือ การค้นหาสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร และนำมาพิจารณาความสัมพันธ์ ซึ่งจะมีทั้งความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยเสี่ยงกับสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงนั้นๆ และความสัมพันธ์ข้ามปัจจัยเสี่ยง ซึ่งอาจเป็นความสัมพันธ์ซึ่งกันและกันของสาเหตุ หรือความสัมพันธ์ของสาเหตุและปัจจัยเสี่ยงก็ได้ จากนั้น พิจารณาความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ เพื่อจัดระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ

ทั้งนี้ เมื่อ กฟผ. ทราบความสัมพันธ์และความรุนแรงของแต่ละสาเหตุแล้ว นำมาจัดทำหรือตรวจสอบคุณภาพของแผนการบริหารความเสี่ยงสำหรับปัจจัยเสี่ยงนั้นๆ ว่ามีการจัดทำแผนการบริหารความเสี่ยงครบถ้วนในประเด็นสำคัญหรือไม่

ผลส. ร่วมกับ Risk Owner พิจารณา Risk Correlation Map ตามแนวทางที่กำหนด และนำเสนอให้คณะกรรมการ กนย. พิจารณาเห็นชอบในการประชุมคณะกรรมการกำหนดนโยบายและยุทธศาสตร์ (กนย.) ครั้งที่ 4/2565 เมื่อวันที่ 4 ต.ค. 2565 และนำเสนอให้คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายในของ กฟผ. เห็นชอบในการประชุมครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พ.ย. 2565

แผนภาพที่ 18 : Risk Correlation Map ของ กฟภ.



4.1.1 นิยามของความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบที่มีระหว่างปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ภายในองค์กร (Risk Correlation Map)

Risk Correlation Map เป็นเครื่องมือหนึ่งที่แสดงถึงความเสี่ยงแบบบูรณาการของทั้งองค์กร โดยมักจะแสดงเป็นแผนภาพเพื่อแสดงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและความรุนแรงที่มีระหว่างปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ภายในองค์กร

ความสัมพันธ์ของความเสี่ยง เมื่อองค์กรได้ระบุปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรแล้ว เพื่อเป็นการกำหนดแผนบริหารความเสี่ยงได้ถูกต้องและครบถ้วน องค์กรควรต้องบ่งบอกถึงสาเหตุที่ประกอบเป็นปัจจัยเสี่ยงนั้นๆ เพื่อให้ทราบถึงที่มาของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว ว่าประกอบด้วยปัจจัยสนับสนุนใดบ้างซึ่งการบริหารความเสี่ยงที่ถูกต้องตามหลักสากล จำเป็นต้องบริหารความเสี่ยงที่สาเหตุ ดังนั้น ขั้นตอนนี้ องค์กรจึงจำเป็นต้องระบุสาเหตุให้ครบถ้วน

เมื่อองค์กรสามารถระบุถึงสาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยงได้แล้ว จะพบว่า มีความสัมพันธ์กันทั้งในแนวดิ่ง และแนวราบ

- สาเหตุทางตรง/สาเหตุหลัก/ความสัมพันธ์ในแนวดิ่ง เป็นความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร กับสาเหตุย่อยของแต่ละปัจจัยเสี่ยง
- สาเหตุทางอ้อม/สาเหตุรอง/ความสัมพันธ์ในแนวราบ เป็นความสัมพันธ์ข้ามปัจจัยเสี่ยง ไม่ว่าจะเป็นความสัมพันธ์ของปัจจัยเสี่ยงด้วยกันเอง หรือ ความสัมพันธ์ของสาเหตุด้วยกันเอง หรือ ความสัมพันธ์ของสาเหตุกับปัจจัยเสี่ยงที่มีใช้ปัจจัยเสี่ยงเดียวกันก็ตาม

ความรุนแรงของความเสี่ยง เมื่อองค์กรสามารถระบุสาเหตุของแต่ละปัจจัยเสี่ยงได้แล้ว จะต้องหาความรุนแรงของสาเหตุดังกล่าว โดยอาศัยฐานข้อมูล สถิติ และประสบการณ์ในการทำงานที่ผ่านมาประกอบการพิจารณา

4.1.2 การนำ Risk Correlation Map ไปใช้ในการบริหารความเสี่ยงแบบบูรณาการ

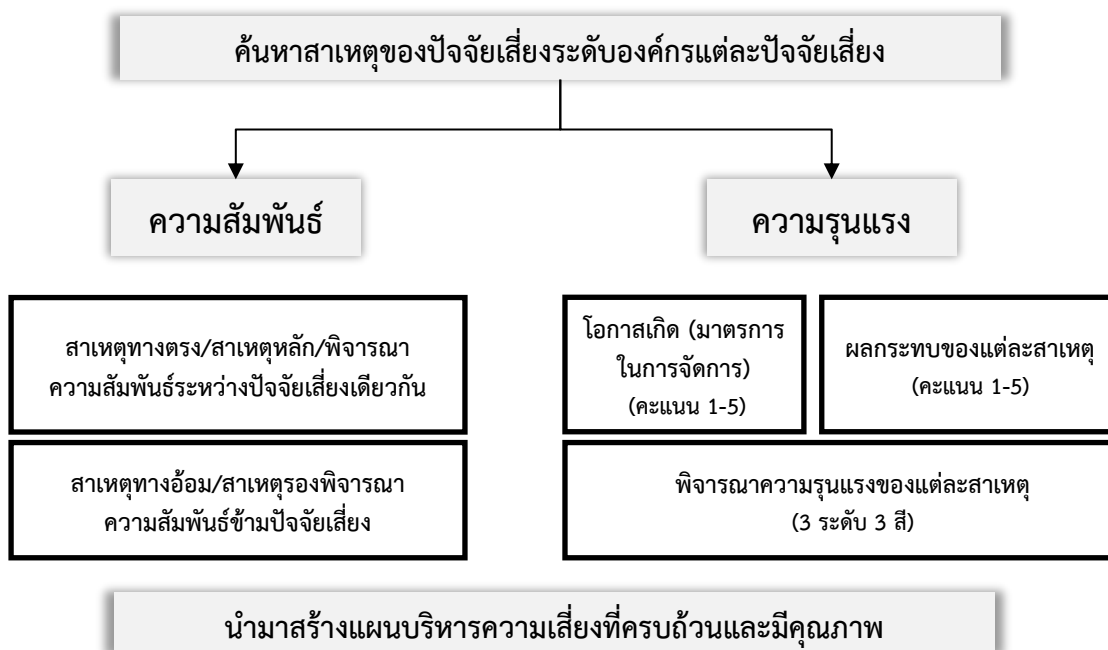
1. เมื่อองค์กรทราบถึงความสัมพันธ์ของความเสี่ยงและผลกระทบของแต่ละปัจจัยเสี่ยงที่มีต่อกันแล้ว องค์กรจะได้ทำการกำหนดแผนการบริหารความเสี่ยงให้ครอบคลุมทุกสาเหตุ

2. ทั้งนี้ หากต้องมีการจัดลำดับความสำคัญของแผนการบริหารความเสี่ยง จะมีการพิจารณาแผนการบริหารความเสี่ยงที่มุ่งบริหารความเสี่ยงที่เป็นสาเหตุหลักก่อน

3. Risk Correlation Map จะแสดงถึงความเสี่ยงร่วม (Common Risk) ที่เป็ความเสี่ยงที่เป็นสาเหตุของหลายปัจจัยเสี่ยง แสดงถึงการที่องค์กรควรให้ความสำคัญกับการบริหาร Common Risk ดังกล่าว เนื่องจากเมื่อบริหารฯ ได้ตามเป้าหมาย จะทำให้หลายปัจจัยเสี่ยงที่เกี่ยวข้อง มีระดับความรุนแรงที่ลดลง

4. Risk Correlation Map ทำให้ทราบถึงความสัมพันธ์ระหว่างหน่วยงานต่างๆ ภายในองค์กรที่ต้องร่วมรับผิดชอบในการบริหารความเสี่ยง (Risk Owner) ตามแผนการบริหารความเสี่ยง

4.1.3 กระบวนการจัดทำ Risk Correlation Map



จากแผนภาพ จะเห็นว่ากระบวนการจัดทำ Risk Correlation Map จะให้ความสำคัญใน 2 มิติ คือ ความสัมพันธ์และความรุนแรง ซึ่งขั้นตอนของการจัดทำ Risk Correlation Map มีดังนี้

1. การค้นหาสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร จากปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร 7 ปัจจัยเสี่ยง โดยทำการระบุถึงสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรดังกล่าว จากนั้น นำเสนอฝ่ายบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยง การควบคุมภายใน และการไฟฟ้าปริมังคลาบุรี เพื่อพิจารณาถึงความครบถ้วนของสาเหตุ และเน้นที่สาเหตุหลักที่แท้จริง

2. จากนั้น นำมาพิจารณาความสัมพันธ์ ซึ่งจะมีทั้งความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยเสี่ยงกับสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงนั้นๆ และความสัมพันธ์ข้ามปัจจัยเสี่ยง ซึ่งอาจเป็นความสัมพันธ์ซึ่งกันและกันของสาเหตุ หรือความสัมพันธ์ของสาเหตุและปัจจัยเสี่ยงก็ได้

3. สำหรับในอีกมิติหนึ่ง คือ การพิจารณาความรุนแรงของสาเหตุดังกล่าวว่ามีความรุนแรงเพียงใด เกณฑ์ในการพิจารณา คือ โอกาสเกิดของสาเหตุ (พิจารณาจากมาตรการในการจัดการมีความเพียงพอหรือไม่) และผลกระทบ

สำหรับเกณฑ์ในการพิจารณาโอกาสเกิด (มาตรการในการจัดการ) และผลกระทบ พิจารณาโดยให้ระดับคะแนน 5 ระดับ ซึ่งจะมีความสอดคล้องกับระดับความรุนแรงของ Risk Profile ขององค์กร

ตารางที่ 27 : เกณฑ์ในการพิจารณาโอกาสเกิด และผลกระทบของสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร

ระดับความรุนแรง	โอกาสเกิด (Likelihood)	ผลกระทบ (Impact)
ระดับ 1	มีมาตรการ หรือ การดำเนินการตามมาตรการที่สมบูรณ์ และได้รับการกำหนดเป็นมาตรฐานของระดับหน่วยงานและระดับองค์กรในการจัดการสาเหตุดังกล่าว	
ระดับ 2	มีมาตรการและการดำเนินการตามมาตรการที่สมบูรณ์ และได้รับการกำหนดเป็นมาตรฐานของระดับหน่วยงานในการจัดการสาเหตุดังกล่าว	ผลกระทบของสาเหตุ จะใช้เกณฑ์เดียวกับเกณฑ์ผลกระทบของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร (RF) เช่น สาเหตุของ RF1 จะใช้เกณฑ์ผลกระทบของ RF1 โดยเกณฑ์ผลกระทบของแต่ละ RF ตามตารางดังนี้ ตารางที่ 13 ตารางที่ 15 ตารางที่ 17 ตารางที่ 19 ตารางที่ 21 ตารางที่ 23 ตารางที่ 25
ระดับ 3	มีเพียงมาตรการในการดำเนินงานจัดการกับสาเหตุ แต่ยังไม่สามารถแสดงประสิทธิผลของมาตรการดังกล่าวได้	
ระดับ 4	เริ่มมีแนวทางในการจัดการต่อสาเหตุดังกล่าว แต่ยังไม่ได้กำหนดเป็นมาตรการที่ชัดเจนและเป็นรูปธรรม	
ระดับ 5	ยังไม่มีมาตรการ หรือ การดำเนินการตามมาตรการไม่เพียงพอ หรือมีปัจจัยภายนอกเข้ามาเกี่ยวข้องมาก ทำให้ กฟผ. ไม่สามารถจัดการได้	

4. ทั้งนี้ เมื่อ กฟผ. ทราบความสัมพันธ์และผลกระทบของแต่ละสาเหตุแล้ว นำมาจัดทำหรือตรวจสอบคุณภาพของแผนการบริหารความเสี่ยงสำหรับปัจจัยเสี่ยงนั้นๆ ว่ามีการจัดทำแผนการบริหารความเสี่ยงครบถ้วนในประเด็นสำคัญหรือไม่

4.1.4 ความสัมพันธ์และความรุนแรงในแต่ละสาเหตุของปัจจัยเสี่ยง

การค้นหาสาเหตุและวิเคราะห์ระดับผลกระทบของแต่ละสาเหตุเพื่อกำหนดระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ

จากปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร 8 ปัจจัยเสี่ยง หลังจากทำการระบุถึงสาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กรดังกล่าว จากนั้น นำเสนอฝ่ายกำกับดูแลและบริหารความเสี่ยง และคณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน เพื่อพิจารณาถึงความครบถ้วนของสาเหตุ และเน้นที่สาเหตุหลักที่แท้จริงแล้ว สามารถสรุปได้ดังนี้

จากปัจจัยเสี่ยงแต่ละปัจจัยสามารถระบุสาเหตุที่เป็นสาเหตุหลักได้แล้วนั้น นำมาหาระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ ผ่านมุมมองโอกาสและผลกระทบ โดยใช้เกณฑ์การพิจารณาตามที่ได้กล่าวมาแล้ว นำมาหาระดับความรุนแรงของแต่ละสาเหตุ ซึ่งแทนด้วยสีตาม Risk Profile ขององค์กร 3 ระดับ ดังนี้

คะแนน 1 - 4	สีเขียว
คะแนน >4 - 12	สีเหลือง
คะแนน >12 - 25	สีแดง

ผลกระทบ (Impact)	5	ปานกลาง	ปานกลาง	สูง	สูง	สูง
	4	ต่ำ	ปานกลาง	ปานกลาง	สูง	สูง
	3	ต่ำ	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง	สูง
	2	ต่ำ	ต่ำ	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง
	1	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ	ปานกลาง
		1	2	3	4	5
		โอกาส (Likelihood)				



4.2 Portfolio View of Risk ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566

การจัดทำ Portfolio View of Risk เป็นการจัดทำแบบจำลองที่เหมาะสม/นำแบบจำลองดังกล่าวไปใช้ในการบริหารความเสี่ยงในภาพรวม เพื่อสะท้อนถึงช่วงเบี่ยงเบนที่ยังอยู่ในวิสัยที่องค์กรสามารถจัดการได้ โดยเฉพาะกรณีการวิเคราะห์เพิ่มเติมในกรณีที่ปัจจัยเสี่ยงมากกว่า 1 ปัจจัยเสี่ยง เกิดขึ้นพร้อมกัน ดังนั้น ระดับความเสี่ยงสูงสุด และช่วงเบี่ยงเบนสูงสุดในภาพรวมขององค์กรยังอยู่ในวิสัยที่สามารถจัดการได้หรือไม่ โดยมีขั้นตอนในการจัดทำ ดังนี้

1. พิจารณาตัวชี้วัดระดับองค์กรของ กฟภ. ประจำปี 2566 ทั้งที่เป็นเป้าหมายทางการเงินและเป้าหมายที่ไม่ใช่ทางการเงิน
2. พิจารณาปัจจัยเสี่ยงประจำปี 2566 ทุกตัว ที่จะมีผลกระทบต่อเป้าหมายทางการเงินและเป้าหมายที่ไม่ใช่ทางการเงินขององค์กร
3. สร้างตารางความเชื่อมโยงระหว่างปัจจัยเสี่ยงและผลกระทบต่อเป้าหมายทางการเงินและเป้าหมายที่ไม่ใช่ทางการเงิน

ทั้งนี้ ผลส. ได้ดำเนินการร่วมกับ Risk Owner ในการพิจารณา Portfolio View of Risk และนำเสนอให้คณะกรรมการ กนย. พิจารณาเห็นชอบในการประชุม กนย. ครั้งที่ 4/2565 เมื่อวันที่ 4 ต.ค. 2565 และนำเสนอให้คณะกรรมการบริหารความเสี่ยงและควบคุมภายใน (RM&IC) ในการประชุมครั้งที่ 5/2565 เมื่อวันที่ 9 พ.ย. 2565

รายละเอียด Portfolio View of Risk ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566

เป้าหมายทางการเงิน	ค่าเป้าหมายระดับ 4	ค่าเป้าหมายระดับ 5
ROA	3.32	3.39
ค่าใช้จ่าย CPI-X	33,800	33,691
รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	6,931	7,100

เป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน	ค่าเป้าหมายระดับ 4	ค่าเป้าหมายระดับ 5
จำนวน Full-time equivalent ที่ลดลงจากการปรับเปลี่ยนกระบวนการทางธุรกิจด้วยดิจิทัล	4 โครงการ	5 โครงการ
ร้อยละของกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการพัฒนาตาม Future Competency (ด้านดิจิทัล-การตลาด-การบริหารธุรกิจ ฯลฯ) (ร้อยละ)	75	80
ความสำเร็จในการพัฒนา Talent และ Successor (ร้อยละ)	90	100
ความสำเร็จของงานจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case) (ร้อยละ)	95	100
ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)	X3-interval	X5
ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	X3-interval	X5
ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) นิคมอุตสาหกรรม	X3-interval	X5
ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI)	X3-interval	X5
ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	X3-interval	X5
ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) นิคมอุตสาหกรรม	X3-interval	X5
ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss)	X3-interval	X5
ความสำเร็จของการมี Grid Model Data Management (ร้อยละ)	90	100
ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ระดับ 4	ระดับ 5
Net Promotor Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟภ.	41.5	42.5
ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET) (ร้อยละ)	90	100
ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า (ร้อยละ)	80	100
ความสำเร็จของแผนงานการพัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral (ร้อยละ)	90	100

ปัจจัยเสี่ยง	KRI	Risk Appetite	Risk Tolerance	ปัจจัยเสี่ยง	KRI	Risk Appetite	Risk Tolerance	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (1)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (2)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (3)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (4)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (5)	ผลกระทบต่อเป้าหมายด้านการเงิน	จำนวนเงินที่มีผลกระทบต่อเป้าหมายทางการเงิน
RF6 การรักษาสภาพคล่องทางการเงินให้เพียงพอต่อการดำเนินงานของ กฟผ. จากความผันผวนทางเศรษฐกิจ	การบริหารค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงาน (CPI-X)	33,691	33,800	RF1 ความเสี่ยงจากการที่ลูกค้ารายสำคัญไปใช้บริการไฟฟ้าจากผู้ให้บริการไฟฟ้าอื่น	ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	3.5075	3.4575	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	Net Promotor Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟผ.					
					ความพึงพอใจของลูกค้ารายสำคัญ (Key account)	4.4489	4.3989	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	Net Promotor Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟผ.					
					ความพึงพอใจของลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรม และภาคภัยรายใหญ่)	4.4781	4.3781	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	Net Promotor Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟผ.					
				RF2 ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ระดับ 5	ระดับ 4	ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)	ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI)	ร้อยละของหน่วยสูญเสียในระบบจำหน่าย (Loss)	ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ความสำเร็จของแผนงานการพัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral	ROA	807.96
					SAIFI/SAIDI ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ระดับ 5	ระดับ 4	ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)				
				RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	100%	80%	ร้อยละของกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการพัฒนาตาม Future Competency (ด้านดิจิทัล-การตลาด-การบริหารธุรกิจ ฯลฯ)	ความสำเร็จของแผนงานการพัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral					

ปัจจัยเสี่ยง	KRI	Risk Appetite	Risk Tolerance	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (1)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (2)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (3)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (4)	ผลกระทบต่อเป้าหมายที่มีใช้ทางการเงิน (5)	ผลกระทบต่อเป้าหมายด้านการเงิน	จำนวนเงินที่มีผลกระทบต่อเป้าหมายทางการเงิน
RF4 ไม่สามารถใช้ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ กฟผ.	ความสำเร็จของงานจ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความจำเป็น (Use Case)	100%	95%	จำนวน Full-time equivalent ที่ลดลงจากการปรับเปลี่ยนกระบวนการทางธุรกิจด้วยดิจิทัล	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ความสำเร็จในการพัฒนา Talent และ Successor				
	กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics)	100%	90%	ร้อยละของกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการพัฒนาตาม Future Competency (ด้านดิจิทัล-การตลาด-การบริหารธุรกิจ ฯลฯ)	ความสำเร็จในการพัฒนา Talent และ Successor					
	ความสำเร็จด้านการศึกษาโครงสร้างของฐานข้อมูลลูกค้าเพื่อนำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ต่อองค์กรเพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	100%	90%	Net Promoter Score ของลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟผ.	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า				
RF5 ทิศทางและนโยบายระหว่าง กฟผ. และบริษัทในเครือ ขาดความชัดเจน และไม่สามารถบรรลุเป้าหมายการเติบโตตามแผนการขยายธุรกิจ	ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมการนำบริษัทฟิอ่อ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	100%	90%	การบรรลุ Strategic Positioning ปี 66-69 ในงานนำ ENCOM เข้าตลาดหลักทรัพย์ หรือ การฟื้นสภาพรัฐวิสาหกิจ (รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่องในอนาคต)						
RF7 มาตรการป้องกันภัยคุกคามทางไซเบอร์ไม่เพียงพอต่อความเสี่ยงที่เพิ่มขึ้นในปัจจุบัน	ความสำเร็จในการขยายขอบเขตการบริหารจัดการความมั่นคงปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ISO27001	100%	95%	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)						
	ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมและการรับมือภัยคุกคามทางไซเบอร์ (Respond & Recovery)	100%	95%	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)						
										807.96

การ Test กลับผลกระทบที่มีต่อเป้าหมายทางการเงิน

เป้าหมายทางการเงิน	ค่าเป้าหมายระดับ 4	ค่าเป้าหมายระดับ 5	ผลต่างที่ยอมให้ลดลงได้	ผลกระทบจากปัจจัยเสี่ยงที่มีต่อเป้าหมายทางการเงิน	(สูง) ค่ากว่าระดับที่ยอมให้ลดลง
กำไรสุทธิ	15,629	18,415	2,786	807.96	1,978.04

4.3 Value Driver และ Risk Driver

ในการจัดทำแผนยุทธศาสตร์ ปี 2565 – 2569 มีการบูรณาการและประยุกต์การวิเคราะห์ EVM เพื่อจัดทำแผนกลยุทธ์ ปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan: SIP) โดยแผนยุทธศาสตร์ต้องมีการกำหนดตัวชี้วัดระดับแผนงาน ผู้รับผิดชอบ ตัวชี้วัดความสำเร็จของแผนงานทั้ง Leading Indicator และ Lagging Indicator พร้อมกำหนดตัวอย่างของ Trigger Point ทางการเงิน และมีใช้การเงินที่สอดคล้องกับตัวชี้วัดที่สำคัญขององค์กร เพื่อใช้สำหรับการติดตามผลการดำเนินงาน

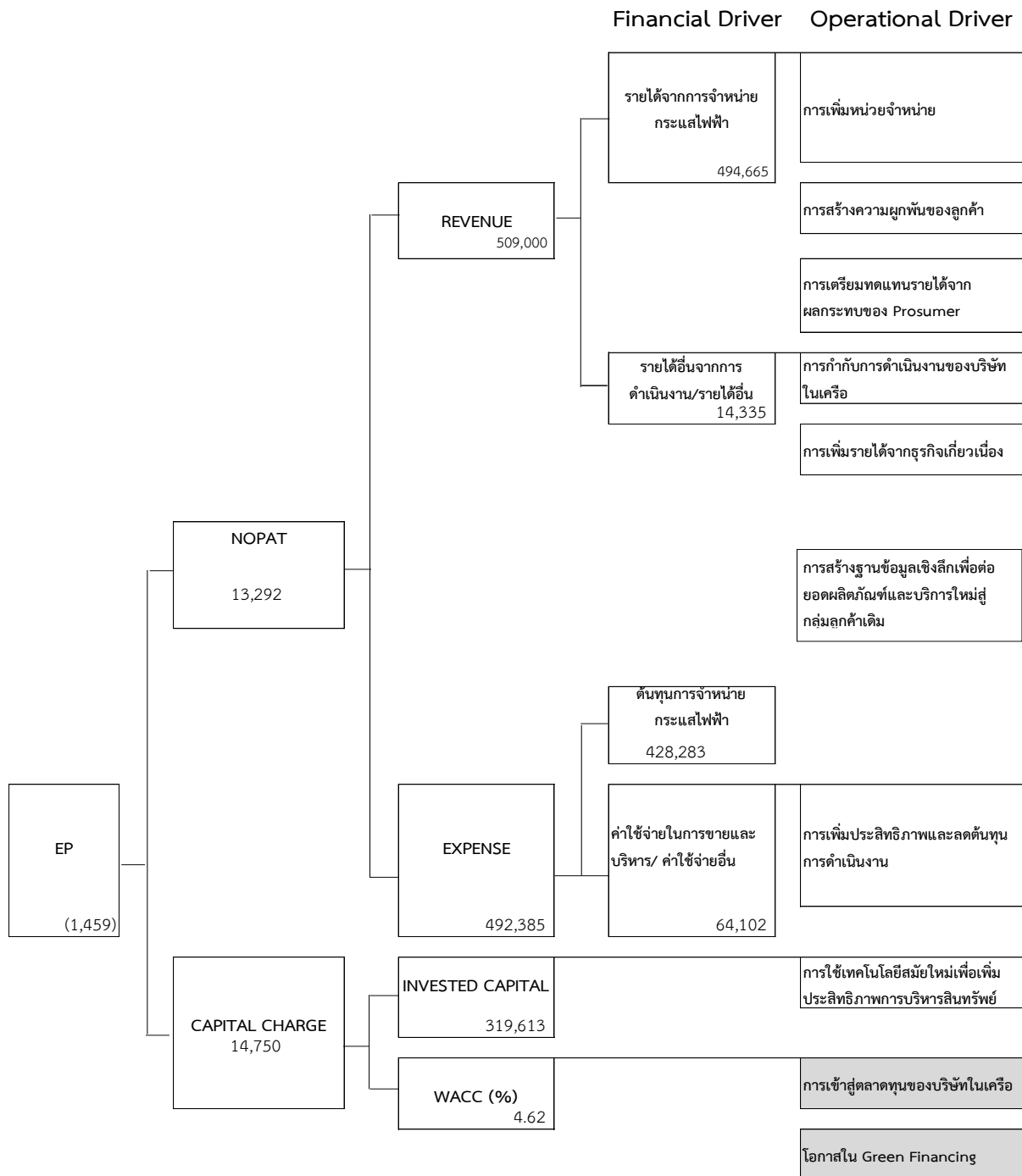
การประยุกต์ใช้การวิเคราะห์ Economic Value Added เพื่อจัดทำแผนกลยุทธ์เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ (Strategic Improvement Plan : SIP)

ระบบการบริหารจัดการเพื่อสร้างมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (EVM – Economic Value Management) หรือ ระบบ EVM คือ ระบบการบริหารจัดการองค์กรที่ได้นำเอาปัจจัยสำคัญต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการดำเนินธุรกิจขององค์กรมาพิจารณาอย่างครบถ้วน ในการวางแผนการดำเนินธุรกิจขององค์กร เพื่อให้องค์กรสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มจากทรัพยากรต่างๆ ที่มีอยู่ขององค์กร นอกจากนี้ ผู้บริหารสามารถนำหลักการ การสร้างมูลค่าเพิ่มทางเศรษฐศาสตร์นี้ไปใช้ เป็นเครื่องมือในการตัดสินใจในการลงทุนในกิจกรรมต่างๆ ขององค์กร ซึ่งจะทำให้ทราบว่าการลงทุนนั้นๆ เป็นการสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับองค์กรหรือไม่ ตลอดจนสามารถประยุกต์ใช้ตัวชี้วัดที่เรียกว่า “กำไรเชิงเศรษฐศาสตร์” เป็นเครื่องมือในการตรวจสอบผลการดำเนินงานขององค์กร โดยพิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงของกำไรเชิงเศรษฐศาสตร์ในแต่ละช่วงเวลาว่ามีการปรับเปลี่ยนในแต่ละช่วงเวลาที่ทำให้การประเมินหรือไม่ อย่างไร และอาจใช้ข้อมูลที่ได้รับนี้ในการทบทวนการวางแผนกลยุทธ์และแผนธุรกิจขององค์กรต่อไป ซึ่งจะทำให้เกิดการพัฒนางานองค์กรอย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ ปัจจัยขับเคลื่อนด้านการดำเนินงาน (Operational Driver tree) สรุปปัจจัยขับเคลื่อนได้ดังนี้

1. การเพิ่มหน่วยจำหน่าย
2. การสร้างความผูกพันของลูกค้า
3. การเตรียมทดแทนรายได้จากผลกระทบของ Prosumer
4. การกำกับกับการดำเนินงานของบริษัทในเครือ
5. การเพิ่มรายได้จากธุรกิจเกี่ยวเนื่อง
6. การสร้างฐานข้อมูลเชิงลึกเพื่อต่อยอดผลิตภัณฑ์และบริการใหม่ สู่กลุ่มลูกค้าเดิม
7. การเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนการดำเนินงาน
8. การใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารสินทรัพย์
9. การเข้าสู่ตลาดทุนของบริษัทในเครือ
10. โอกาสใน Green Financing

แผนภาพที่ 19 : ปัจจัยขับเคลื่อนค่า EP

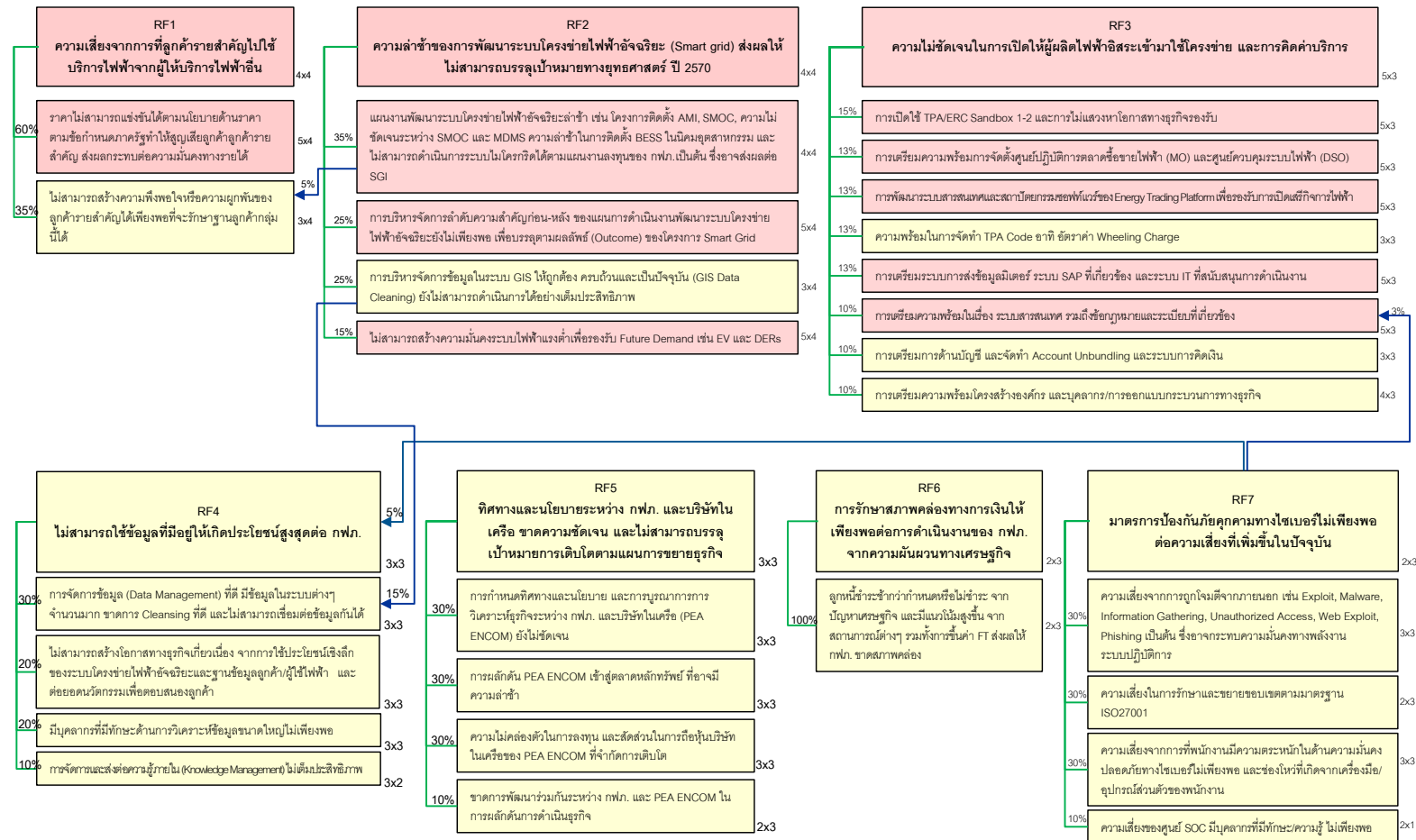


หมายเหตุ

อยู่ในแผนดำเนินการในอนาคตที่เป็น SIP มาจากปี พ.ศ. 2564 เพื่อเป็นการเตรียมการสำหรับ WACC

ปัจจัยขับเคลื่อนความเสี่ยง (Risk Driver) จะทำการวิเคราะห์ผ่านการจัดทำ Risk Correlation Map ซึ่งจะได้ปัจจัยที่ผ่านการวิเคราะห์สาเหตุของปัจจัยเสี่ยงระดับองค์กร รวมทั้งปัจจัยเสี่ยงองค์กร ซึ่งสามารถสรุปปัจจัยขับเคลื่อนความเสี่ยง (Risk Driver) ผ่านแผนภาพ Risk Correlation Map ได้ดังนี้

แผนภาพที่ 20 : Risk Correlation Map ของ กฟภ.

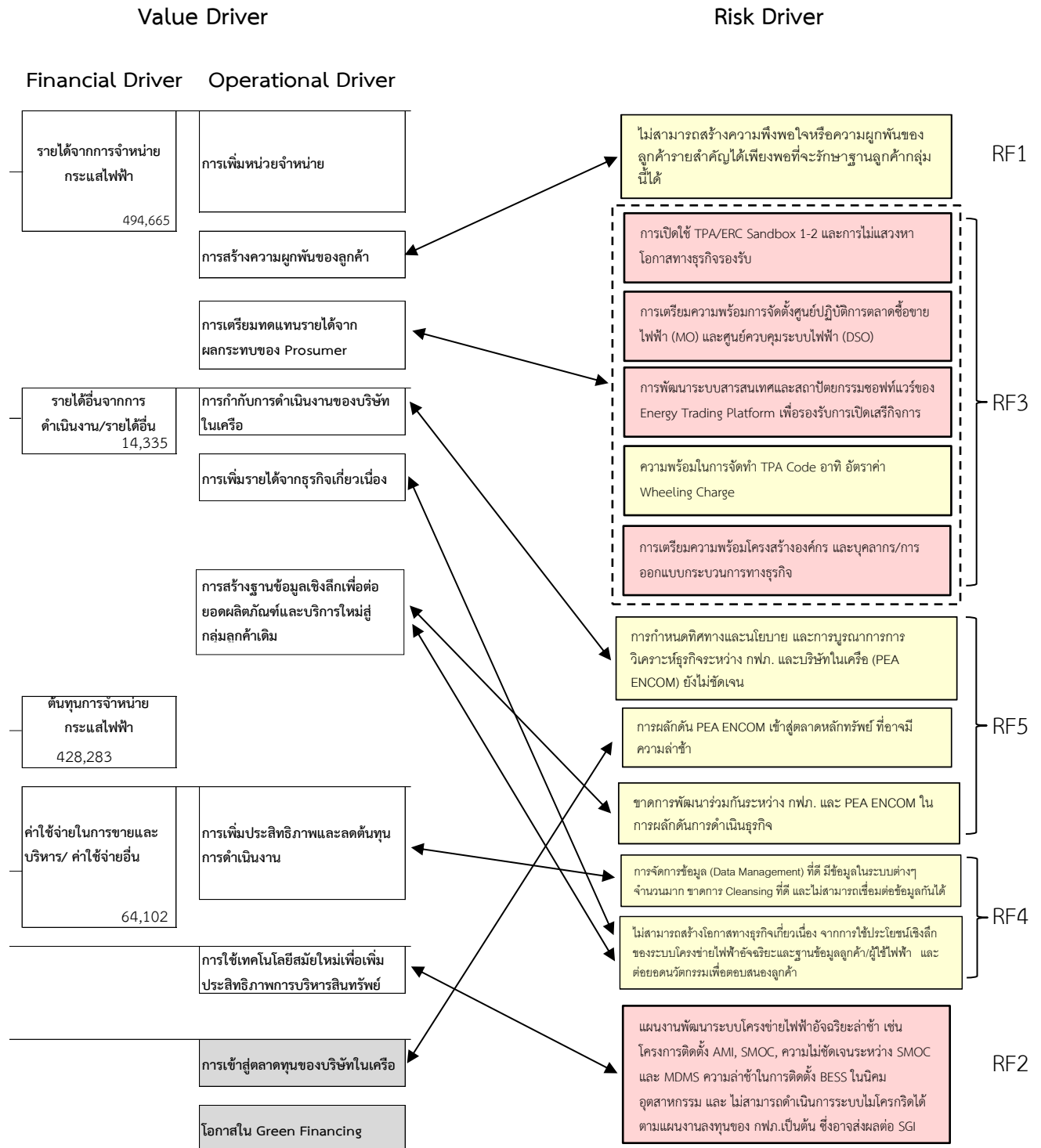


1. จาก Value Driver และ Risk Driver จะเห็นได้ว่ามีปัจจัยสำคัญที่เป็นทั้งปัจจัยในการสร้างมูลค่า และเป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อความเสี่ยงองค์กร ซึ่งจากการพิจารณาไปพร้อมกันแล้วพบว่าปัจจัยที่เป็นปัจจัยร่วมกัน ได้แก่ การสร้างความผูกพันของลูกค้า และการเตรียมทดแทนรายได้จากผลกระทบของ Prosumer จาก Value Driver สอดคล้องกับ Risk Driver คือ ไม่สามารถสร้างความพึงพอใจหรือความผูกพันของลูกค้ารายสำคัญได้เพียงพอที่จะรักษารฐานลูกค้ากลุ่มนี้ได้ การเปิดใช้ TPA/ERC Sandbox 1-2 และการไม่แสวงหาโอกาสทางธุรกิจรองรับ การเตรียมความพร้อมการจัดตั้งศูนย์ปฏิบัติการตลาดซื้อขายไฟฟ้า (MO) และศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (DSO) การพัฒนาระบบสารสนเทศและสถาปัตยกรรมซอฟต์แวร์ของ Energy Trading Platform เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า ความพร้อมในการจัดทำ TPA Code อาทิ อัตราค่า Wheeling Charge รวมทั้งการเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ

2. รายได้อื่นจากการดำเนินงาน มี Operational Driver คือ การกำกับการดำเนินงานของบริษัทในเครือ การเพิ่มรายได้จากธุรกิจเกี่ยวเนื่อง และการสร้างฐานข้อมูลเชิงลึกเพื่อต่อยอดผลิตภัณฑ์และบริการใหม่สู่กลุ่มลูกค้าเดิม สอดคล้องกับสาเหตุใน Risk Driver คือ การกำหนดทิศทางและนโยบาย และการบูรณาการการวิเคราะห์ธุรกิจระหว่าง กฟภ. และบริษัทในเครือ (PEA ENCOM) ยังไม่ชัดเจน ขาดการพัฒนาาร่วมกันระหว่าง กฟภ. และ PEA ENCOM ในการผลักดันการดำเนินธุรกิจ รวมทั้งไม่สามารถสร้างโอกาสทางธุรกิจเกี่ยวเนื่อง จากการใช้ประโยชน์เชิงลึกของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและฐานข้อมูลลูกค้า/ผู้ใช้ไฟฟ้า และต่อยอดนวัตกรรมเพื่อตอบสนองลูกค้า

3. การบริหารค่าใช้จ่าย และสินทรัพย์ มี Operational Driver คือ การเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนการดำเนินงาน การใช้เทคโนโลยีสมัยใหม่ เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารสินทรัพย์ และการเข้าสู่ตลาดทุนของบริษัทในเครือ สอดคล้องกับสาเหตุใน Risk Driver คือ การผลักดัน PEA ENCOM เข้าสู่ตลาดหลักทรัพย์ ที่อาจมีความล่าช้า การจัดการข้อมูล (Data Management) ที่ดี มีข้อมูลในระบบต่างๆ จำนวนมาก ขาดการ Cleansing ที่ดี และไม่สามารถเชื่อมต่อข้อมูลกันได้ รวมทั้งแผนงานพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะล่าช้า เช่น โครงการติดตั้ง AMI, SMOC, ความไม่ชัดเจนระหว่าง SMOC และ MDMS ความล่าช้าในการติดตั้ง BESS ในนิคมอุตสาหกรรม และ ไม่สามารถดำเนินการระบบไมโครกริดได้ตามแผนงานลงทุนของ กฟภ. เป็นต้น ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อ SGI

แผนภาพที่ 21 : ความสอดคล้องระหว่างปัจจัยขับเคลื่อนมูลค่าเชิงลึกของรัฐวิสาหกิจ (Value Driver) และ ปัจจัยขับเคลื่อนความเสี่ยง (Risk Driver)



บทที่ 5

Leading Indicator ของทั้งตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสี่ยงองค์กร

5.1 การกำหนด Leading Indicator

ตัวชี้วัด (Key Performance Indicator : KPI) เป็นเครื่องมือที่สำคัญที่สุดของระบบการบริหารผลการดำเนินงานหรือ PMS (Performance Management System) ซึ่งเรามักจะยอมรับกับคำกล่าวที่ว่า “What gets measure, gets done.” หรือหมายถึงการมี KPI เพื่อให้เรายึดเป็นเป้าหมายต่อการดำเนินงานเพื่อบรรลุความสำเร็จ ลักษณะของ KPI ที่กำหนดนั้น ไม่มีมาตรฐานตายตัวในแต่ละเรื่องหรือแม้แต่ในแต่ละธุรกิจที่มีสภาพแวดล้อมใกล้เคียงกัน โดยจำเป็นต้องพิจารณาบริบทและความเหมาะสมตามสภาพแวดล้อม รวมถึงเป้าประสงค์กลยุทธ์ที่องค์กรกำหนดด้วย แต่โดยทั่วไปการกำหนด KPI สามารถพิจารณาถึงประเด็นสำคัญใน 5 ประการ คือ

1. ต้องสามารถแสดงถึงข้อมูลหลักฐานที่เชื่อมโยงกับความก้าวหน้าในการบรรลุผลสำเร็จตามเป้าประสงค์กลยุทธ์อย่างชัดเจน
2. ต้องวัดประเมินในสิ่งที่จำเป็นต่อการเป็นข้อมูลป้อนกลับให้กับการตัดสินใจทางการบริหารที่มีคุณภาพมากขึ้น
3. ต้องสามารถใช้เปรียบเทียบความสามารถระหว่างปีหรือรอบระยะเวลาของการปฏิบัติงานได้ ว่าดีขึ้นหรือแย่ลง
4. ต้องสามารถใช้เป็นเครื่องมือในการติดตามความก้าวหน้าเป็นระยะตลอดรอบระยะเวลาดำเนินการได้
5. ต้องมีความน่าเชื่อถือ ตรวจสอบได้

ทั้งมี KPI ในลักษณะของตัวชี้วัดนำ (Leading indicators) และตัวชี้วัดตาม (Lagging indicators) ใช้ร่วมกันอย่างสมดุล ซึ่งในการติดตามผลการดำเนินงานของแผนงานต่างๆ นั้นจำเป็นต้องมีการกำหนดตัวชี้วัดเพื่อติดตามและประเมินผลสำเร็จ โดยควรมีทั้งตัวชี้วัดที่เป็นตัวชี้วัดนำ (Leading indicators) และตัวชี้วัดแสดงผลการดำเนินงาน (ตัวชี้วัดตาม) Lagging KPI

แนวปฏิบัติของกระบวนการติดตามผลการดำเนินงานที่ดี

1. องค์กรกำหนดตัวชี้วัดที่สำคัญขององค์กรเพื่อใช้ในการติดตามผลการดำเนินงาน และการกำหนดหน่วยงานรับผิดชอบต่อแผนการดำเนินงานของตัวชี้วัดดังกล่าวที่ชัดเจน
2. การกำหนดแบบฟอร์มที่ใช้สำหรับให้หน่วยงาน รายงานรายละเอียดการดำเนินงาน ทั้งความคืบหน้าของกิจกรรมย่อย ระยะเวลา และผลลัพธ์ตามตัวชี้วัดที่เป็นทั้ง Leading KPI และ Lagging KPI และลำดับชั้นในการรายงานทั้งระดับผู้บริหาร คณะอนุกรรมการ และคณะกรรมการ

3. การกำหนดความถี่ในการติดตามตัวชี้วัดของแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ เพื่อติดตามความคืบหน้าในการดำเนินงาน และความสำเร็จของการดำเนินงานในระดับแผนงานและโครงการให้กับผู้บริหารระดับสูงได้พิจารณา อย่างน้อยเป็นรายไตรมาส

4. หากมีปัญหา/อุปสรรคในการดำเนินงานจำเป็นต้องปรับปรุงแผนปฏิบัติเชิงยุทธศาสตร์ โดยมีการวิเคราะห์ถึง Leading Indicator หรือมีการทำ Early Warning System ถึงการเตือนล่วงหน้าก่อนที่ตัวชี้วัดดังกล่าวจะไม่บรรลุเป้าหมาย เพื่อให้มีการปรับกระบวนการวางแผนได้ทันกาล

5.2 Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566 และ Leading Indicator ของทั้งตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสี่ยงองค์กร

ตารางที่ 28 : Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566 และ Leading Indicator ของทั้งตัวชี้วัดระดับองค์กรและความเสี่ยงองค์กร

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
Goal (Finance Social Environment: FSE)			1.1 อัตราผลตอบแทนต่อสินทรัพย์ รวม (ROA)	ร้อยละ	SCM1, SCM2, SCM3, SCM4, NM1, NM2, NM3, NM4	C1.1/C2.1/C5.1/C5.2/C8.1/C8.2/ E2.1/E2.3/S5.1/S5.2	1. ความสำเร็จของแผนการดำเนินงานปรับปรุง กระบวนการที่มีนัยสำคัญต่อการเพิ่มรายได้ ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง 2. ร้อยละความสำเร็จของแผนงานการศึกษา แนวทางการเตรียมความพร้อมนำบริษัท ทีโอเอ เอ็นคอม อินเทอร์เน็ตเซ็นแนล จำกัด เข้าตลาด หลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET) 3. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับการเพิ่มประสิทธิภาพเชิงนิเวศ เศรษฐกิจ (Eco-Efficiency) 4. จำนวนนวัตกรรมเชิงพาณิชย์ นวัตกรรมที่ใช้ เป็นเครื่องมือมาตรฐาน หรือกระบวนการที่ สร้างรายได้/ลดค่าใช้จ่ายให้กับ กฟภ. 5. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน บริหารการปิดให้บริการศูนย์บริการลูกค้า PEA SHOP 6. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน สร้างความสัมพันธ์ เพื่อรักษาฐานข้อมูลลูกค้า รายสำคัญ (Key Account) และนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนการให้บริการ ลูกค้า	RF6 การรักษาสภาพ คล่องทางการเงินให้ เพียงพอต่อการ ดำเนินงานของ กฟภ. จากความผันผวนทาง เศรษฐกิจ	การบริหารค่าใช้จ่าย จากการดำเนินงาน (CPI-X)
			1.2 การบริหารค่าใช้จ่ายจากการ ดำเนินงาน (CPI-X)	ล้านบาท					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
Customer / Stakeholder	Satisfying Customers and Engaged Stakeholders (SCM)	SCM1 มุ่งตอบสนอง ความต้องการความ คาดหวังและความกังวล ของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	2.1 ผลสำรวจความพึงพอใจของ ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียต่อการดำเนินงาน ของ กฟภ.	ระดับ	HCM1, HCM2, OC1, OC2, OC3, OC4, OM1 OM2, OM3, GM1, GM2	S3.1/S3.2/E4.1/E4.2	1. ร้อยละความสำเร็จของการดำเนินงานตาม แผนงานยกระดับความผูกพันของพนักงาน กฟภ. 2. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน สร้างความสัมพันธ์กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	RF1 ความเสี่ยงจาก การที่ลูกค้าราย สำคัญไปใช้บริการ ไฟฟ้าจากผู้ให้บริการ ไฟฟ้าอื่น	ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายสำคัญ (Key account) ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและ พาณิชย์รายใหญ่)
			2.2 ผลสำรวจความผูกพันระหว่าง ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกับ กฟภ.	ระดับ					
			2.3 ระดับความผูกพันในการ ดำเนินงานของ กฟภ. ที่ตอบสนอง ต่อความคาดหวังของพนักงาน	ระดับ					
		SCM2 การสร้าง ประสบการณ์ที่ดีของการ ให้บริการแบบ New Normal (Digital Customer Experience)	2.4 Net Promotor Score ของ ลูกค้าที่ใช้บริการผ่าน Digital Channel ของ กฟภ.	ระดับ	HCM2, OC1, OC2, OC3, DT1	C7.1/C7.2/C8.1/E5.1	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน พัฒนา Digital Customer Experience 2. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน ประชาสัมพันธ์เชิญชวนผู้ใช้ไฟฟ้าสมัครใช้ บริการ e-Bill 3. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน ประชาสัมพันธ์เชิญชวนผู้ใช้ไฟฟ้าสมัครใช้งาน PEA Smart Plus 4. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า 5. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน การนำเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อกำหนดและ ดำเนินการตามมาตรฐาน การให้บริการ (Service Level Agreement: SLA) ที่เกิน ความคาดหวังของลูกค้า และเหนือกว่าคู่แข่ง 6. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน บริหารการปิดให้บริการศูนย์บริการลูกค้า PEA SHOP	RF1 ความเสี่ยงจาก การที่ลูกค้าราย สำคัญไปใช้บริการ ไฟฟ้าจากผู้ให้บริการ ไฟฟ้าอื่น	ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายสำคัญ (Key account) ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและ พาณิชย์รายใหญ่)
			2.5 ความสำเร็จของการให้บริการ ออนไลน์ผ่าน e-Service และ PEA Smart Plus	ร้อยละ					
			2.6 ความพึงพอใจรายกลุ่มลูกค้า	ระดับ คะแนน					
			2.7 จำนวนผู้สมัครใช้บริการ e-Bill	ราย					
			2.8 จำนวนผู้สมัครใช้งาน PEA Smart Plus	ราย					
			2.9 ร้อยละของจำนวนศูนย์บริการ ลูกค้า PEA Shop ที่เปิดให้บริการ เทียบกับจำนวน PEA Shop ตาม เป้าหมายที่ต้องการปิดให้บริการ	ร้อยละ					
			2.10 ความสำเร็จของการให้บริการ ตามมาตรฐาน SLA ที่กำหนด	ระดับ คะแนน					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
		SCM3 การรักษารฐานลูกค้า รายสำคัญ (Key Account) ที่มีความเสี่ยง	2.11 ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่ม ลูกค้ารายสำคัญที่มีความเสี่ยง	ระดับ	OM1, OM2, OM3	S2.2/E4.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน สร้างความสัมพันธ์ เพื่อรักษารฐานข้อมูลลูกค้า รายสำคัญ (Key Account) และนำระบบ Digital CRM มาใช้สนับสนุนการให้บริการ ลูกค้า 2. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามโครงการ เพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการความ ต้องการความคาดหวังของกลุ่มลูกค้ารายสำคัญ	RF1 ความเสี่ยงจาก การที่ลูกค้าราย สำคัญไปใช้บริการ ไฟฟ้าจากผู้ให้บริการ ไฟฟ้าอื่น	ค่าความผูกพัน (Engagement score) ของกลุ่ม ลูกค้ารายสำคัญที่มี ความเสี่ยง
		SCM4 การใช้ CRM เพิ่ม ประสิทธิภาพบริการตลอด Customer Journey	2.12 ความสำเร็จของโครงการ พัฒนาระบบ Customer Relationship Management (CRM) (การบริหารจัดการ ความสัมพันธ์กับลูกค้า)	ร้อยละ	GM1, OC1, OC2, OC3, DT1	C7.1/C7.3/C7.4/C8.1/C8.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามโครงการ Customer Relationship Management (CRM)	RF1 ความเสี่ยงจาก การที่ลูกค้าราย สำคัญไปใช้บริการ ไฟฟ้าจากผู้ให้บริการ ไฟฟ้าอื่น	ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายสำคัญ (Key account) ความพึงพอใจของ ลูกค้ารายใหญ่ (อุตสาหกรรมและ พาณิชย์รายใหญ่)

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
	New Market (NM)	NM1 การกำหนดนโยบาย และกำหนดทิศทางการ ดำเนินงานของบริษัทใน เครือ รวมถึงการวิเคราะห์ ถึงการเชื่อมโยงแผนธุรกิจ เป็นองค์รวม (Business Alignment)	2.13 ความสำเร็จในการเตรียม ความพร้อมการนำบริษัท พีอีเอ เอ็น คอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้า ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	ร้อยละ	RS1, GM2	S5.2	1. ร้อยละความสำเร็จของแผนงานการศึกษา แนวทางการเตรียมความพร้อมนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เข้าตลาด หลักทรัพย์แห่งประเทศไทย (SET)	RF5 ทิศทางและ นโยบายระหว่าง กฟภ. และบริษัทใน เครือ ขาดความ ชัดเจน และไม่ สามารถบรรลุ เป้าหมายการเติบโต ตามแผนการขยาย ธุรกิจ	ความสำเร็จในการ เตรียมความพร้อม การนำบริษัท พีอีเอ เอ็นคอม อินเตอร์ เนชั่นแนล จำกัด เข้า ตลาดหลักทรัพย์แห่ง ประเทศไทย (SET)
		NM2 พัฒนาระบบการ ทำงานของธุรกิจเกี่ยวเนื่อง ให้มีความมั่นคงและตอบ โจทย์การบริการ	2.14 รายได้ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง 2.15 มีการปรับปรุงกระบวนการให้ ตอบโจทย์การให้บริการธุรกิจ เกี่ยวเนื่อง	ล้านบาท ร้อยละ	DT1, DT2, GM2, CIS1	S5.1/S5.2	1. ความสำเร็จของแผนการดำเนินงานปรับปรุง กระบวนการที่มีนัยสำคัญต่อการเพิ่มรายได้ ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง		
		NM3 ยกระดับผล ประกอบการขององค์กร และการจัดทำบัญชีต้นทุน ระหว่าง Regulated Business และ Non- regulated Business	2.16 ความสำเร็จในการจัดทำบัญชี ต้นทุนตามประเภทรายได้ในส่วน ของธุรกิจนอกการกำกับดูแล (Non- regulated)	ร้อยละ	OC1, GM2	S5.1/S5.2/E2.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนการ จัดทำบัญชีต้นทุนตามประเภทรายได้ในส่วน ของธุรกิจนอกการกำกับดูแล (Non- regulated)	RF3 ความไม่ชัดเจน ในการเปิดให้ผู้ผลิต ไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้ โครงข่าย และการคิด ค่าบริการ	ความสำเร็จในการ จัดทำแผนงานสำหรับ การเตรียมความ พร้อมสู่การเปิดเสรี กิจการไฟฟ้า
		NM4 มุ่งเน้นการสร้าง มูลค่าเพิ่มจากฐานข้อมูล ผู้ใช้ไฟฟ้า	2.17 ความสำเร็จด้านการศึกษา โครงสร้างของฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อ นำข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการ เพิ่มมูลค่าให้กับองค์กร	ร้อยละ	GM1, GM2, HCM2, DT1, RS1	C7.1/C7.2/C7.3/C7.4/ C8.1/C8.2/S5.1/S5.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน การศึกษาโครงสร้างฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำ ข้อมูลไปใช้ประโยชน์ ต่อยอดการเพิ่มมูลค่า ให้กับองค์กร	RF4 ไม่สามารถใช้ ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิด ประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.	ความสำเร็จด้าน การศึกษาโครงสร้าง ของฐานข้อมูลลูกค้า เพื่อนำข้อมูลไปใช้ ประโยชน์ ต่อยอด การเพิ่มมูลค่าให้กับ องค์กร

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
Internal Process	Operational Management Process (OM)	OM1 การเพิ่ม ประสิทธิภาพและความ น่าเชื่อถือของระบบ จำหน่ายอย่างต่อเนื่อง	3.1 ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI)	ครั้ง/ ราย/ปี	HCM2, OM2, DT1	C1.1/C1.2/C2.1/C4.1/C5.1/ C5.2/C6.1/C6.2/C6.3/C7.3	1 ความสำเร็จของการจัดทำหลักเกณฑ์และ แนวทางปฏิบัติงานด้านเทคนิคตั้งแต่กระบวนการ การวางแผน วิศวกรรม การออกแบบ การก่อสร้าง การปฏิบัติการ และ บำรุงรักษา 2 ความสำเร็จของการจัดทำแผนงาน/โครงการ พัฒนาระดับโครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid) 3 จัดทำโครงการนำร่องเพื่อเตรียมความพร้อม ก่อนการขยายผล (Strong Grid Sand Box) 4 จัดทำแผนงาน/โครงการพัฒนาระดับ โครงข่ายระบบไฟฟ้า (Strong Grid) 5. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงานฯ 6. ความพึงพอใจต่อระบบไฟฟ้าในนิคม อุตสาหกรรม		
			3.2 ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI)	นาทีย/ ราย/ปี					
			3.3 ร้อยละของหน่วยสูญเสียใน ระบบจำหน่าย (Loss)	ร้อยละ					
			3.4 ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) นิคมอุตสาหกรรม	ครั้ง/ ราย/ปี					
			3.5 ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) นิคมอุตสาหกรรม	นาทีย/ ราย/ปี					
			3.6 ความพึงพอใจต่อระบบไฟฟ้า ในนิคมอุตสาหกรรม	ระดับ					
		OM2 ยกระดับคุณภาพ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงต่ำ รองรับการเปลี่ยนแปลงของ อุตสาหกรรมไฟฟ้า	3.7 ดัชนีจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	ครั้ง/ ราย/ปี	HCM2, GM1, OM1, DT1	C1.1/C1.2/C2.1/C4.1/C5.1/ C5.2/C6.1/C6.2/C6.3/C7.3	1. ความสำเร็จของการจัดทำหลักเกณฑ์และ แนวทางปฏิบัติงานด้านเทคนิคตั้งแต่กระบวนการ การวางแผน วิศวกรรม การออกแบบ การ ก่อสร้าง การปฏิบัติการ และบำรุงรักษา 2. ความสำเร็จของการจัดทำแผนงาน/ โครงการพัฒนาระดับโครงข่ายระบบ จำหน่ายแรงต่ำและยกระดับแรงดันไฟฟ้าแรง ต่ำ ให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล และการ ไฟฟ้านครหลวง 3. จัดทำโครงการนำร่องเพื่อเตรียมความพร้อม ก่อนการขยายผลระบบจำหน่ายแรงต่ำ	RF2 ความล่าช้าของ การพัฒนาของ โครงข่ายไฟฟ้า อัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่ สามารถบรรลุ เป้าหมายทาง ยุทธศาสตร์ ปี 2570	ดัชนีจำนวนครั้งที่ ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIFI) ของระบบจำหน่าย แรงต่ำ ดัชนีระยะเวลาที่ ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่าย แรงต่ำ
			3.8 ดัชนีระยะเวลาที่ไฟฟ้าขัดข้อง (SAIDI) ของระบบจำหน่ายแรงต่ำ	นาทีย/ ราย/ปี					
			3.9 ร้อยละความสำเร็จของการ ติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบ จำหน่ายแรงต่ำ	ร้อยละ					
			3.10 จำนวนพื้นที่เป้าหมาย (ที่คาด ว่าจะมีการขยายตัวของ EV จำนวน มาก) แผนและรูปแบบวิศวกรรม ใน การยกระดับศักยภาพระบบไฟฟ้า	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
		OM3 การบูรณาการข้อมูล ในการบริหารโครงข่ายและ บริหารสินทรัพย์เพื่อเพิ่ม ประสิทธิภาพระบบนำส่ง	เพื่อรองรับการใช้ไฟฟ้าจาก ยานยนต์ไฟฟ้า (เช่น GIS Backlog /Cleansing การติดตั้งอุปกรณ์ ฯลฯ)				4. จัดทำแผนงาน/โครงการพัฒนาระดับ โครงข่ายระบบจำหน่ายแรงต่ำ และยกระดับ แรงดันไฟฟ้าด้านแรงต่ำให้สอดคล้องกับ มาตรฐานสากลและ การไฟฟ้านครหลวง 5. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ติดตั้งระบบ SCADA สำหรับระบบจำหน่ายแรง ต่ำ (โครงการนำร่อง) ในพื้นที่เมืองพัทยา 6. ความสำเร็จของรายงานผลการศึกษา ผลกระทบ EVต่อระบบจำหน่ายแรงต่ำ		
			3.11 ความสำเร็จของการมี Grid Model Data Management (GMDM) (ระดับของคุณภาพของ ข้อมูลในการบูรณาการข้อมูลบริหาร โครงข่ายและบริหารสินทรัพย์เพื่อ เพิ่มประสิทธิภาพให้ระบบส่งและ ระบบจำหน่ายกระแสไฟฟ้า)	ร้อยละ	HCM2, DT1, DT2, GM1	E1.1/E2.1/C5.1/C5.2	1. จำนวนโปรไฟล์ที่จัดทำขึ้น เพื่อยกระดับ คุณภาพของข้อมูลในกระบวนการแลกเปลี่ยน ข้อมูลที่คัดเลือก 2. จำนวนตัวชี้วัดระดับคุณภาพของข้อมูลใน แต่ละโปรไฟล์ที่จัดทำขึ้น 3. จำนวนแนวทางวิธีการวัดระดับคุณภาพของ ข้อมูลที่จัดทำขึ้นของแต่ละโปรไฟล์ 4. ความสำเร็จของการพัฒนาขั้นตอนและ กระบวนการทำงาน ที่เหมาะสมเพื่อจัดเก็บ ข้อมูลสำคัญของสินทรัพย์สถานีไฟฟ้า 5. ความสำเร็จของการจัดหาระบบสาระ สนเทศมาช่วยในการจัดเก็บ วิเคราะห์ ช่วยใน การจัดการข้อมูลสินทรัพย์สถานีไฟฟ้ารวมถึง สินทรัพย์เกี่ยวเนื่องอื่นๆ 6. ความสำเร็จของการปรับปรุงและตรวจสอบ ข้อมูลสำคัญของสินทรัพย์สถานีไฟฟ้าให้มี ความถูกต้องและทันสมัยเพื่อการวิเคราะห์ผลที่ แม่นยำ		
			3.12 ร้อยละความสำเร็จของการมี ฐานข้อมูลในการวางแผนจัดการ สินทรัพย์ระยะยาว สินทรัพย์ภายใน สถานีไฟฟ้า	ร้อยละ					
			3.13 สัดส่วนของค่าใช้จ่ายในการ บำรุงรักษาเชิงป้องกันต่อเชิงแก้ไข (Preventive Maintenance /Corrective Maintenance) ที่ เพิ่มขึ้นของระบบไฟฟ้า	อัตราส่วน PM/CM					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผลกระทบ ก่อนหน้า (อ้างอิงตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลกระทบต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุงกระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
							7. ความสำเร็จของการเชื่อมโยงระบบข้อมูลสำคัญของสินทรัพย์สถานีไฟฟ้ากับสารสนเทศที่เกี่ยวข้องอื่นๆ 8. ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเชิงป้องกันกับค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเชิงแก้ไข		
	Grid Modernization Process (GM)	GM1 การเสริมสร้างศักยภาพของระบบจำหน่าย โดย Smart Grid และระบบที่รองรับธุรกิจในอนาคต	3.14 ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)	ระดับ	DT1, CIS1, OM1, OM2, OM3, GM2, OC4	C1.1/C1.2/C2.1/C4.1/C5.1/C5.2/C6.1/C6.2/C6.3	1. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงานยกระดับการเป็นผู้นำด้าน Smart Grid ในระดับภูมิภาค 2. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงานจัดทำรายงานศึกษาความเป็นไปได้โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ ระยะที่ 1 3. ความสำเร็จในการดำเนินการเตรียมความพร้อมในการพัฒนาระบบ e-Invoice การทำประชาสัมพันธ์เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่สมัครใช้งาน 4. ความสำเร็จของรายงานผลการศึกษา Feasibility Study (FS) และ Specification ของอุปกรณ์ STATCOM/SVG" 5. ความสำเร็จของรายงานผลการศึกษาและจัดทำ PEA Energy Storage Roadmap : Grid Scale	RF2 ความล่าช้าของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart grid) ส่งผลให้ไม่สามารถบรรลุเป้าหมายทางยุทธศาสตร์ ปี 2570	ความสำเร็จการเพิ่มขึ้นของคะแนน (Score) โดยวัดผลจาก Smart Grid Index (SGI)
			3.15 ความสำเร็จของการประยุกต์ใช้ระบบ Voltage Control ในการบริหารโครงข่ายเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้า EV (Electric Vehicle) และรองรับ Energy Market	ร้อยละ					
			3.16 ความสำเร็จของระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (ในโครงการนำร่อง) นำมาใช้ประโยชน์ได้จริง	ร้อยละ					
			3.17 ความสำเร็จของการวางแผนขยายผลระบบ AMI	ร้อยละ					
			3.18 ความสำเร็จในการดำเนินการตามแผนพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานในระบบจำหน่ายไฟฟ้า	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
		GM2 การเตรียมความพร้อมของ กฟภ. เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	3.19 ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ร้อยละ	DT1, DT2, RS1, GM1	S1.2/S1.3/S2.9/E2.2/E3.1/E3.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานย่อย	RF3 ความไม่ชัดเจนในการเปิดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้โครงข่าย และการคิดค่าบริการ	ความสำเร็จในการจัดทำแผนงานสำหรับการเตรียมความพร้อมสู่การเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า
			3.20 ความสำเร็จของการดำเนินงานเป็นไปตามแผนงานหลักและแผนงานย่อย	ร้อยละ					
			3.21 ความสำเร็จของโครงการศึกษาเพื่อแบ่งแยกต้นทุนในกิจกรรมหลักของ Network และ Retail เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ร้อยละ					
			3.22 ความสำเร็จในการเตรียมความพร้อมโครงสร้างองค์กร และบุคลากร/การออกแบบกระบวนการทางธุรกิจ เพื่อรองรับการเปิดเสรีกิจการไฟฟ้า	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
	Organizational Capital (OC)	OC1 วิเคราะห์ GAP และ แนวทางการผลักดันองค์กร สู่ความยั่งยืน	3.23 ความสำเร็จของแผนงาน ยกระดับการดำเนินงานเรื่องความ ปลอดภัยให้อยู่ในระดับมาตรฐาน/ ระดับสากล	ร้อยละ	HCM1, OC2	S3.1/S3.2/S3.3/S2.1/S2.5/S2.6	1. ความสำเร็จของแผนงานยกระดับการ ดำเนินงานเรื่องความปลอดภัยให้อยู่ในระดับ สากล 2. ความสำเร็จของกระบวนการ GRC ใน กฟภ. 3. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับการดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อ สังคมและสิ่งแวดล้อมสู่มาตรฐานสากล อย่างยั่งยืน		
			3.24 ค่าดัชนีการประสบอุบัติเหตุ (Disabling Injury Index: $\sqrt{DI}$)	ดัชนี					
			3.25 ได้รับรางวัล CSR ระดับ นานาชาติ หรือ การรับรองรายงาน ความยั่งยืนตามมาตรฐานสากลจาก องค์กรในประเทศหรือต่างประเทศ	รางวัล/					
			3.26 ความสำเร็จของแผนงาน การบูรณาการ GRC อย่างเป็น รูปธรรม	การ รับรอง					
		OC2 สนับสนุนการใช้ พลังงานอย่างมี ประสิทธิภาพ	3.27 ค่าแฟคเตอร์ของค่า ประสิทธิภาพเชิงนิเวศเศรษฐกิจ (Eco-Efficiency) ตามแนวทาง ISO14045	เท่า	CIS1, OC1, OC3	C1.2/C2.1/C4.1/C5.2/ C6.1/C6.2/C6.3	1. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับการเพิ่มประสิทธิภาพเชิงนิเวศ เศรษฐกิจ (Eco-Efficiency) 2. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ส่งเสริมและสนับสนุนให้เกิดการใช้พลังงาน ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพในทุกภาคส่วน		
			3.28 จำนวนหน่วย (kWh) ที่ ประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้สะสม	kWh					
		OC3 มุ่งเน้นการลดการ ปล่อยก๊าซเรือนกระจก ภายในองค์กร	3.29 ความสำเร็จของแผนงานการ พัฒนาองค์กรไปสู่ Carbon Neutral	ร้อยละ	OC2, OC4, DT1	S1.1/S3.1	1. ความสำเร็จของการจัดทำ PEA Carbon Neutrality Roadmap		
		OC4 สนับสนุนการให้ ภาคประชาชนใช้ไฟฟ้าจาก พลังงาน หมุนเวียน	3.30 ร้อยละความสำเร็จของการ ดำเนินการปรับปรุงและจัดทำ แนวทางปฏิบัติการเชื่อมต่อผู้ผลิต ไฟฟ้าเพื่อลดขั้นตอนการดำเนินงาน	ร้อยละ	RS1, OC3, GM1	S1.1/S1.3/C1.1/C2.1	1. ร้อยละความสำเร็จในการดำเนินงานตาม แผนการปรับปรุง/จัดทำแนวทางปฏิบัติการ เชื่อมต่อผู้ผลิตไฟฟ้าเพื่อลดขั้นตอนการ ดำเนินงาน		

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
	Digital Technology (DT)	DT2 พัฒนาขีดความสามารถ ด้าน Cyber Security	3.31 ความสำเร็จในการขยาย ขอบเขตการบริหารจัดการความ มั่นคงปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ISO27001	ร้อยละ	HCM2, DT1, GM2, OM3	E6.5/S2.8/E3.4/E3.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน พัฒนาระบบรักษาความมั่นคงปลอดภัยทาง เทคโนโลยีดิจิทัล 2. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับการรับรู้ความตระหนักระดับความ มั่นคงปลอดภัยสารสนเทศ 3. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนการ ซ้อมแผนความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Plan : BCP) 4. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนการ จัดหาอุปกรณ์ด้าน Cyber Security	RF7 มาตรการ ป้องกันภัยคุกคาม ทางไซเบอร์ไม่ เพียงพอต่อความ เสี่ยงที่เพิ่มขึ้นใน ปัจจุบัน	ความสำเร็จในการ ขยายขอบเขตการ บริหารจัดการความ มั่นคงปลอดภัยตาม มาตรฐานสากล ISO27001 ความสำเร็จในการ เตรียมความพร้อม และการรับมือภัย คุกคามทาง ไซเบอร์ (Respond & Recovery)
			3.32 ร้อยละความสำเร็จของการ สร้างความตระหนักเรื่อง Cyber Security	ร้อยละ					
			3.33 ความสำเร็จในการเตรียมความ พร้อมและการรับมือภัยคุกคามทาง ไซเบอร์ (Respond & Recovery)	ร้อยละ					
			3.34 ความสำเร็จในการดำเนินการ จัดหาอุปกรณ์ด้าน Cyber Security	ร้อยละ					
Learning & Growth	Human Capital Management (HCM)	HCM1 พัฒนาระบบ HRM 4.0	4.1 จำนวน Full-time equivalent ที่ลดลงจากการปรับเปลี่ยน กระบวนการทางธุรกิจด้วยดิจิทัล	โครงการ	เนื่องจากเป็น Learning & Growth จึงไม่มีกระบวนการ ก่อนหน้าที่ระบุใน Strategy Map	E3.1/E3.2/E3.3/E3.4/E6.3	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน พัฒนาบุคลากรและเครื่องมือให้มี Future Competency 2. ร้อยละความสำเร็จของแผนงานใช้ เทคโนโลยีดิจิทัลในการสรรหาและจัดการ บุคลากร 3. ร้อยละความสำเร็จในการดำเนินการพัฒนา ระบบเทคโนโลยีดิจิทัลเพื่อสนับสนุนการพัฒนา ทุนมนุษย์ที่สอดคล้องกับแผน DX ด้าน Workforce of the Future และแผนแม่บท ด้านทรัพยากรมนุษย์		
			4.2 ร้อยละความสำเร็จของการ จัดทำแผนอัตรากำลังระยะยาวที่ ระบุการดำเนินงานของทั้ง 4 กลุ่ม	ร้อยละ					
			4.3 ร้อยละความสำเร็จในการ ดำเนินงานตามแผนการพัฒนา ระบบเทคโนโลยีดิจิทัล เพื่อสนับสนุนการยกระดับการ บริหารและพัฒนาทุนมนุษย์	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
		HCM2 พัฒนาระบบการ เรียนรู้ เสริมสร้างและ ยกระดับสมรรถนะของ บุคลากร	4.4 ร้อยละของกลุ่มเป้าหมายที่ ได้รับการพัฒนาตาม Future Competency (ด้านดิจิทัล- การตลาด-การบริหารธุรกิจ ฯลฯ)	ร้อยละ	เนื่องจากเป็น Learning & Growth จึงไม่มีกระบวนการ ก่อนหน้าที่ระบุใน Strategy Map	E3.1/E3.2/E3.3/E3.4/ E6.3/S4.2/S4.2	1. จำนวน Successor และ Talent ที่ผ่าน กระบวนการตามแผนงาน ได้รับการแต่งตั้งเป็นผู้บริหาร และมีผลการปฏิบัติงานดีขึ้น 2. จำนวนหลักสูตรที่จัดฝึกอบรมตามแผนงาน การพัฒนาบุคลากรประจำปี 2566 3. ความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนงาน ยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ข้อมูล ขนาดใหญ่ (Big Data Analytics) และการใช้ ประโยชน์จาก ข้อมูล (Data Analytic) 4. จำนวนองค์ความรู้ตามกระบวนการหลัก และกระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่มีการพัฒนาและ ปรับปรุงการปฏิบัติงาน โดยใช้เครื่องมือการ จัดการความรู้ 5. จำนวนตามกระบวนการหลักและ กระบวนการสนับสนุนที่สำคัญ (Key and Support Processes) ที่สำคัญ ที่มีการใช้การ จัดการความรู้ไปสร้างความตระหนักรู้ด้านความ เสี่ยง	RF4 ไม่สามารถใช้ ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิด ประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.	กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับ การยกระดับบุคลากร ด้านการวิเคราะห์ ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics)
			4.5 ความสำเร็จในการพัฒนา Talent และ Successor	ร้อยละ					
			4.6 จำนวนชั่วโมงในการฝึกอบรม บุคลากรต่อคนต่อปี	ชม./คน /ปี					
			4.7 กลุ่มเป้าหมายที่ได้รับการ ยกระดับบุคลากรด้านการวิเคราะห์ ข้อมูลขนาดใหญ่ (Big Data Analytics)	ร้อยละ					
			4.8 ร้อยละความสำเร็จของการ ดำเนินงานตามแผนพัฒนาทีมงาน ด้านการจัดการความรู้	ร้อยละ					
			4.9 ร้อยละความสำเร็จของทีมงาน ด้านการจัดการความรู้ที่ผ่านการ ประเมินประสิทธิภาพของการเรียนรู้ และพัฒนาตามรูปแบบที่กำหนด	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
	Digital Technology (DT)	DT1 พัฒนาขีดความสามารถ ตามมาตรฐานด้านเทคโนโลยี ดิจิทัล เพื่อสะท้อนถึง ประสิทธิภาพของการบริหาร ค่าใช้จ่ายและประสิทธิภาพ ของกระบวนการดำเนินงาน	4.10 ความสำเร็จของงานจ้างจัดหา และพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ข้อมูลตามความ จำเป็น (Use Case)	ร้อยละ	เนื่องจากเป็น Learning & Growth จึงไม่มีกระบวนการ ก่อนหน้าที่ระบุใน Strategy Map	S2.2/S2.3/S2.4/E6.1/ E6.2/E6.3/E6.4/E6.6	1. ร้อยละความสำเร็จของการสร้างความ ตระหนักรู้เรื่องการกำกับดูแลและบริหาร จัดการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ 2. ความสำเร็จของแผนงานการยกระดับการ กำกับดูแลข้อมูล (Data Governance) 3. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน การเชื่อมโยงข้อมูล API 4. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน จ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform 5. ความสำเร็จของการดำเนินงานตามแผนงาน การพัฒนามาตรฐานการกำกับดูแลด้านการ บริหารจัดการด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ (IT Governance)	RF4 ไม่สามารถใช้ ข้อมูลที่มีอยู่ให้เกิด ประโยชน์สูงสุดต่อ กฟภ.	ความสำเร็จของงาน จ้างจัดหาและพัฒนา Big Data Platform เพื่อนำมาวิเคราะห์ ข้อมูลตามความ จำเป็น (Use Case)
			4.11 ความสำเร็จในการเชื่อมโยง ข้อมูลทั้งภายในและภายนอกองค์กร (Data Integration)	ร้อยละ					
			4.12 ความสำเร็จการดำเนินงาน ตามแผนงานยกระดับการกำกับดูแล ข้อมูล (Data Governance)	ร้อยละ					
			4.13 ความสำเร็จในการพัฒนา มาตรฐานการกำกับดูแลที่ดีและ บริหารจัดการด้านเทคโนโลยี สารสนเทศ (ISO38500)	ร้อยละ					
			4.14 ความสำเร็จของแผนปฏิบัติ การดิจิทัลของ กฟภ.	ร้อยละ					
			4.15 ความสำเร็จในการปรับปรุง กระบวนการสื่อสารภายในให้ คล่องตัว ให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และใช้เวลาน้อยลง	ร้อยละ					

Balanced Scorecard การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประจำปี 2566									
มุมมอง		กลยุทธ์	ตัวชี้วัด (Lagging Indicator)	หน่วยวัด	กระบวนการที่ส่งผล ก่อนหน้า (อ้างอิง ตาม Strategy Map)	กระบวนการที่ส่งผลต่อ KPI (อ้างอิงตามเอกสารการปรับปรุง กระบวนการที่สำคัญ Key Process ของ กฟภ.) - รายละเอียดในส่วนที่ 2	ตัวชี้วัดที่เป็น Leading Indicator	ความเชื่อมโยงกับ ปัจจัยเสี่ยงองค์กรปี 2566	KRI
	Corporate Innovation System (CIS)	CIS1 พัฒนาโครงสร้างและ กระบวนการด้านนวัตกรรม	4.16 จำนวนนวัตกรรมเชิงพาณิชย์ นวัตกรรมที่ใช้เป็นเครื่องมือ มาตรฐาน หรือ กระบวนการที่ สร้างรายได้/ลดค่าใช้จ่ายให้กับ กฟภ.	ชิ้นงาน	เนื่องจากเป็น Learning & Growth จึงไม่มีกระบวนการ ก่อนหน้าที่ระบุใน Strategy Map	S4.2	1. จำนวนนวัตกรรมเชิงพาณิชย์ นวัตกรรมที่ใช้ เป็นเครื่องมือมาตรฐาน หรือกระบวนการที่ สร้างรายได้/ลดค่าใช้จ่ายให้กับ กฟภ.		
			4.17 มูลค่ารวมจากรายได้หรือการ ลดค่าใช้จ่ายจากนวัตกรรม/ กระบวนการ	ล้านบาท					
	Regulatory & Standard Process (RS)	RS1 ทบทวนกฎหมาย ระเบียบ ข้อบังคับ เพื่อ รองรับการดำเนินงานใน ธุรกิจเกี่ยวเนื่อง รวมถึง กำกับการค้าเงินงาน	4.18 ความสำเร็จของการตรวจสอบ ศึกษา รวบรวม กฎหมาย กฎกระทรวง มติ ครม. กฎหมาย ฉบับใหม่ (ที่ออกมาใหม่ ตรวจสอบ และแจ้งให้หน่วยงานทราบ) (กฎหมายทั่วไปทั้งภายในและ ภายนอก)	ระดับ	เนื่องจากเป็น Learning & Growth จึงไม่มีกระบวนการ ก่อนหน้าที่ระบุใน Strategy Map	S2.9/C7.2	1. ความสำเร็จของการดำเนินงานให้เป็นไปตาม แผนงานยกระดับ/ขยายผลการพัฒนาช่องทาง ธุรกรรมการเงิน ให้สอดคล้องกับการ เปลี่ยนแปลงของพฤติกรรมลูกค้า และการ ดำเนินงานในธุรกิจใหม่ขององค์กร 2. ความสำเร็จในการดำเนินการตามแผนงาน โครงการตรวจสอบกฎหมาย กฎกระทรวง มติ ครม. กฎหมายใหม่ จัดทำหรือปรับปรุง/มีส่วน ร่วมในการปรับปรุงข้อบังคับ กฎ ระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางปฏิบัติงานในการ ดำเนินงาน	RF3 ความไม่ชัดเจน ในการเปิดให้ผู้ผลิต ไฟฟ้าอิสระเข้ามาใช้ โครงข่าย และการคิด ค่าบริการ	ความสำเร็จในการ จัดทำแผนงานสำหรับ การเตรียมความ พร้อมสู่การเปิดเสรี กิจการไฟฟ้า
			4.19 จัดทำ หรือปรับปรุง/ มีส่วน ร่วมในการปรับปรุงข้อบังคับ กฎระเบียบ หลักเกณฑ์ คำสั่ง วิธี ปฏิบัติต่าง ๆ ในการดำเนินงานของ กฟภ. และบริษัททุกทั้งภายในและ ภายนอกองค์กร เพื่อรองรับการ ดำเนินธุรกิจเกี่ยวเนื่อง	เรื่อง					
			4.20 ความสำเร็จของการพัฒนา ช่องทางชำระเงินรายได้อื่น ๆ ผ่าน ช่องทางอิเล็กทรอนิกส์	ราย					

ภาคผนวก

[illegible]



แผนบริหารความเสี่ยงองค์กร
ประจำปี 2566

จัดทำโดย : สายงานยุทธศาสตร์
ฝ่ายกำกับดูแลและบริหารความเสี่ยง
กองบริหารความเสี่ยง
ออกแบบและจัดพิมพ์ : กองสนับสนุนงานองค์กร
ฝ่ายจัดการงานบริการองค์กร