

โครงการจัดทำแผนปรับปรุงระบบส่งและระบบจำหน่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยี
ระบบไฟฟ้าในอนาคต (Grid Modernization of Transmission and Distribution)

การปรับปรุง PEA Smart Grid Roadmap

วันอังคารที่ 8 กันยายน พ.ศ. 2563

เวลา 9:00-12:00 น.

ณ ห้อง Magic 3 ชั้น 2 โรงแรมมิราเคิล แกรนด์ คอนเวนชั่น หลักสี่ กรุงเทพมหานคร

โครงสร้างการนำเสนอ

- ภาพรวมแผน PEA Smart Grid Roadmap (ฉบับปัจจุบัน)
- ที่มาของการจัดทำแผน Grid Modernization และ การปรับปรุง Roadmap เดิมตามแผน Grid Modernization
- การเปรียบเทียบระหว่างแผนพัฒนาระบบสมรรถกิริยาของ PEA และ แผนพัฒนา Grid Modernization ของ PEA
- ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap
- สรุปแนวทางการวิเคราะห์ปรับปรุง
- แนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap รายเทคโนโลยี
 - AMI
 - ESS
 - LAMS
 - NETP / ETP
 - EV Charging Management System
 - DERMS
 - VPP
 - SCADA/EMS/DMS
 - Substation/Distribution Technology
 - การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง
 - Microgrid
 - Asset Management
 - GIS

ภาพรวมแผน PEA Smart Grid Roadmap (ฉบับปัจจุบัน)

9 องค์ประกอบหลักของสมาร์ททกริด
ตามบริบทของ PEA

9 องค์ประกอบหลักถูกประเมินในมุมมองเชิงกลยุทธ์ 3 ด้าน ที่จำเป็นสำหรับความสำเร็จของ Smart grid ได้แก่

1. ด้านธุรกิจ
2. ด้านเทคโนโลยี
3. ด้านนโยบายและการกำกับดูแล

ศึกษาและวิเคราะห์ 9 องค์ประกอบหลัก ให้สอดคล้องกับ

1. วิสัยทัศน์และกลยุทธ์ของ PEA Smart Grid
2. แผนและนโยบายของประเทศ

6 ขีดความสามารถของ PEA Smart Grid

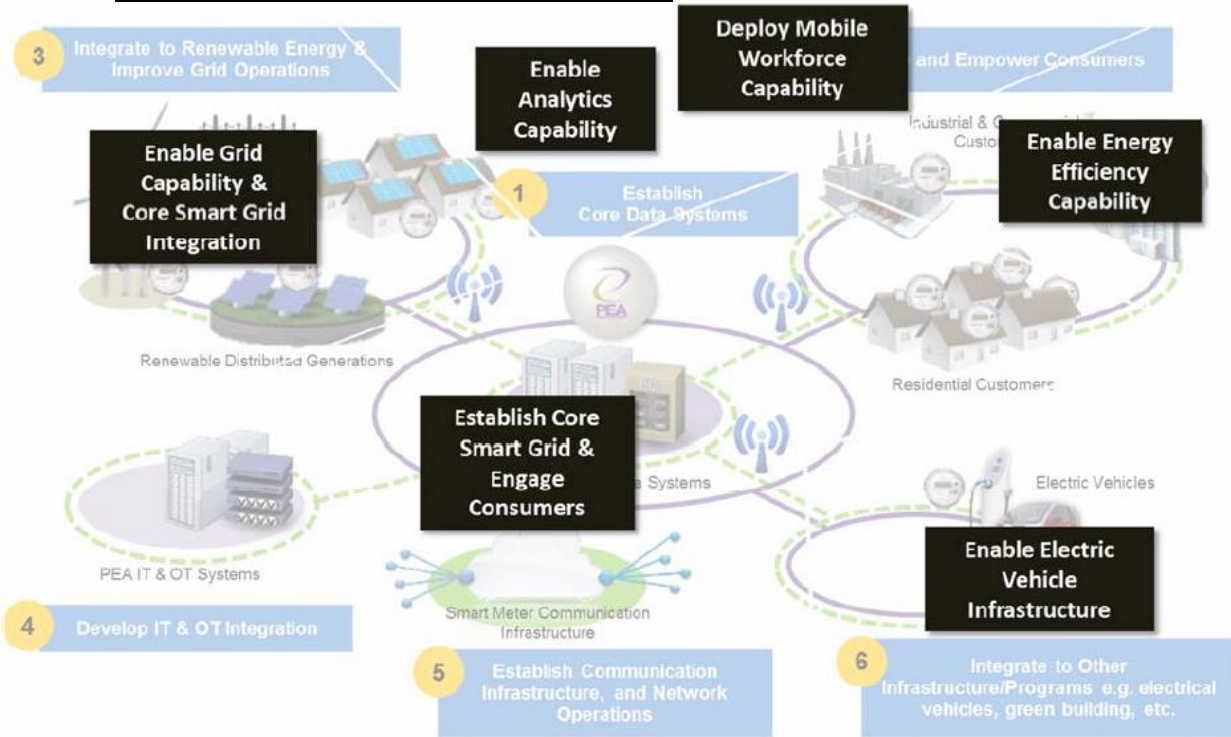
แผนการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไปสู่ 6 ขีดความสามารถ
(แผนงาน Smart Grid ของ PEA)

9 องค์ประกอบหลักของสมาร์ททกริด ตามบริบทของ PEA – แบ่งตามประเภทการดำเนินงาน

Grid operations	Customer Operations	IT Operations
1. Sustainable Generation	3. Empower Energy Customers	4. Integrated Technology Platform
2. Power Grid Operation		5. Data Analysis to support Decision
6. Enabling Electric Vehicle		
	7. Energy Efficiency & Green Buildings	8. Smart Grid Standard Development
		9. Smart Grid Communication & security

ภาพรวมแผน PEA Smart Grid Roadmap (ฉบับปัจจุบัน)

แผนงาน Smart Grid ของ PEA



ที่มาของการจัดทำแผน Grid Modernization

Smart Grid : แผนพัฒนา Smart Grid ของประเทศไทย

- แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด ของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579
- แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดของประเทศไทยในระยะสั้น พ.ศ. 2560-2564

- การเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยี
- สถานการณ์ในปัจจุบันของระบบผลิต ระบบส่ง และระบบจำหน่ายไฟฟ้า เปลี่ยนแปลงจากในอดีต
- ทิศทางการพัฒนาในต่างประเทศเกี่ยวกับ Grid Modernization

Grid Modernization

- กำหนดค่านิยามสำหรับ Grid Modernization ในประเทศไทย
- กำหนดแผนการปรับปรุงและพัฒนาทั้ง ด้านนโยบายและกฎระเบียบ และ ด้านเทคโนโลยี
- ระยะเวลาดำเนินการทั้งหมด 20 ปี

ระยะต้น

ระยะกลาง

ระยะยาว

พ.ศ. 2561 - 2565

พ.ศ. 2566 - 2570

พ.ศ. 2571 - 2580

- AMI

- ESS

- LAMS

- NETP / ETP

- EV Charging Management System

- DERMS

- VPP

- SCADA/EMS/DMS

- Substation/Distribution Technology

- การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

- Microgrid

- Asset Management

- GIS

การเปรียบเทียบระหว่างแผนพัฒนาระบบสมรรถกิริตของ PEA และ แผนพัฒนา

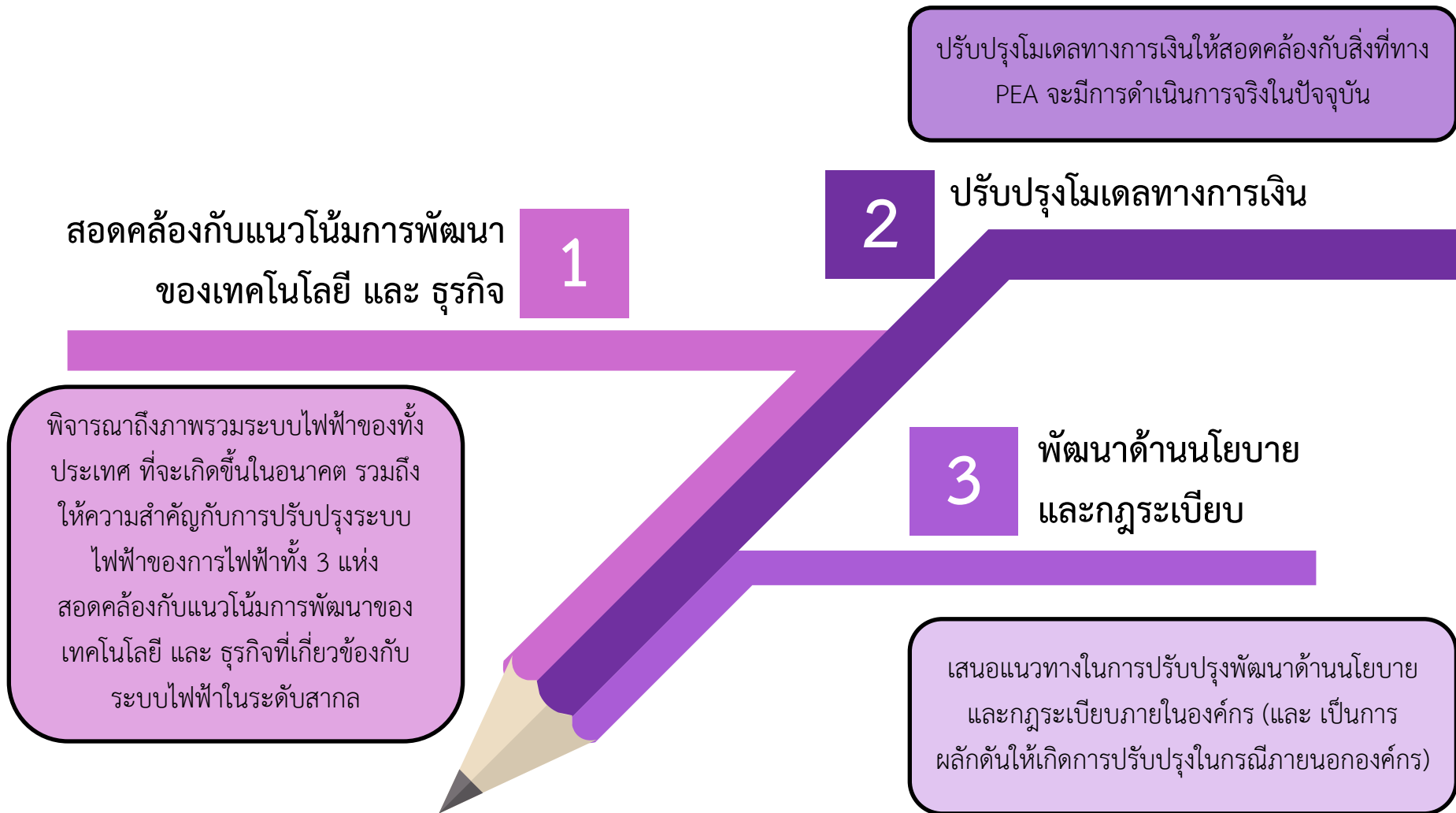
Grid Modernization ของ PEA

แผน Grid Modernization	หัวข้อของแผนงานใน PEA Smart Grid ที่เกี่ยวข้อง	ประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณา
AMI	Core Smart Grid & Engage Consumers	- จำนวน Smart meter ที่ใช้พิจารณาในแผน อาจไม่ตรงกับสิ่งที่ทาง PEA จะดำเนินการจริง นอกจากนี้ยังแตกต่างกับจำนวน Smart meter ในแผน 20 ปี - ยังไม่มีการกล่าวถึงการสร้างธุรกิจใหม่จาก AMI อย่างชัดเจน
ESS	Core Smart Grid Integration	ยังไม่มีการวางแผนในการติดตั้ง ESS ที่ชัดเจน
LAMS	- Core Smart Grid & Engage Consumers - Energy Efficiency Building	ไม่มีการลงทุน LAMS ในระยะนำร่องเนื่องจากการดำเนินการ DR จะเป็นการดำเนินการแบบ manual (TOU) LAMS จึงยังไม่จำเป็น แต่จะมีการลงทุน LAMS ในช่วง Rollout
NETP / ETP		ยังไม่มีการกล่าวถึงในแผนงาน
EV Charging Management System	Electric Vehicles	- แผนงานมุ่งเน้นไปด้านการเตรียมความพร้อมในการเชื่อมต่อสถานีประจุไฟฟ้าเข้ากับโครงข่ายไฟฟ้า และผลกระทบที่จะเกิดขึ้น - ยังไม่มีแผนการลงทุน EV Charging Management System อย่างชัดเจน

การเปรียบเทียบระหว่างแผนพัฒนาระบบสมรรถกิริยาของ PEA และ แผนพัฒนา Grid Modernization ของ PEA

แผน Grid Modernization	หัวข้อของแผนงานใน PEA Smart Grid ที่เกี่ยวข้อง	ประเด็นสำคัญที่ควรพิจารณา
SCADA/EMS/DMS	- Core Smart Grid & Engage Consumers - Core Smart Grid Integration	มีการกล่าวภาพรวมของการพัฒนา
VPP และ DERMS	Core Smart Grid Integration	กล่าวถึงปะปนกับ Microgrid, DMS
การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy	Smart Grid Analytics	ยังไม่มีแผนงานที่ชัดเจน โดยเฉพาะเรื่อง การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่าง 3 การไฟฟ้า
Microgrid	Core Smart Grid Integration	มีแผนงานที่ระบุเฉพาะโครงการที่แม่ฮ่องสอน
Substation Automation	Core Smart Grid Integration	มีแผนงานเฉพาะโครงการนำร่องที่พัทธยา
Asset Management	Mobile Workforce Management	มีการกล่าวภาพรวมของการพัฒนา
GIS	Core Smart Grid & Engage Consumers	มีการกล่าวภาพรวมของการพัฒนา

สาเหตุที่ต้องมีการปรับปรุง Smart Grid Roadmap เดิมตามแผน Grid Modernization

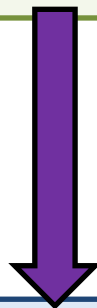


ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

No.	รายการปรับปรุงพัฒนา
1	AMI
2	ESS
3	LAMS
4	NETP / ETP
5	EV Charging Management System
6	DERMS
7	VPP
8	SCADA/EMS/DMS
9	Substation/Distribution Technology
10	การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง
11	Microgrid
12	Asset Management
13	GIS

- Advanced Metering Infrastructure (AMI)
 - ภาพรวมการติดตั้ง AMI ในแผน PEA Smart Grid Roadmap
 - แนวทางการพัฒนาเดิมของ กฟภ. จากแผนอื่น ๆ
 - แนวทางการพัฒนา วิธีการศึกษา และ แผนการพัฒนา

- Energy Storage System (ESS)
 - ภาพรวมการติดตั้ง ESS ในแผน PEA Smart Grid Roadmap
 - แนวทางการพัฒนาเดิมของ กฟภ. จากแผนอื่น ๆ
 - แนวทางการพัฒนา วิธีการศึกษา และ แผนการพัฒนา



- Asset Management
 - ภาพรวมการติดตั้ง Asset Management ในแผน PEA Smart Grid Roadmap
 - แนวทางการพัฒนาเดิมของ กฟภ. จากแผนอื่น ๆ
 - แนวทางการพัฒนา วิธีการศึกษา และ แผนการพัฒนา

- Energy Storage System (GIS)
 - ภาพรวมการติดตั้ง GIS ในแผน PEA Smart Grid Roadmap
 - แนวทางการพัฒนาเดิมของ กฟภ. จากแผนอื่น ๆ
 - แนวทางการพัฒนา วิธีการศึกษา และ แผนการพัฒนา

ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

เทคโนโลยี

พ.ศ. 2561 – 2565

พ.ศ. 2566 – 2570

พ.ศ. 2571 – 2580

AMI

ดำเนินการติดตั้ง AMI ให้ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้า และ ผู้ใช้รถยนต์ EV รวมถึงเริ่มดำเนินการติดตั้งระบบ AMI ในบางพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจ

ศึกษา/นำร่อง Smart Meter จำนวน 116,308 เครื่อง พื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี และ เริ่มติดตั้ง Smart Meter กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
ศึกษาแนวทางกำหนดมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับ Smart meter

ขยายการดำเนินการในพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจ และ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ต้องการจะเข้าร่วมรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ รวมถึง อัตราค่าไฟฟ้าในรูปแบบใหม่ ๆ

เงินลงทุนประมาณ 17,000 ล้านบาท โดยติดตั้ง Smart meter ประมาณ 3.15 ล้านเครื่อง
ศึกษาฟังก์ชันต่าง ๆ ของ Smart Meter และ MDMS ที่จำเป็นกับธุรกิจต่าง ๆ ที่มีแนวโน้มจะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น DR, ETP เป็นต้น

ขยายผลการดำเนินการติดตั้ง AMI ในจังหวัดต่าง ๆ โดยพิจารณาเรียงลำดับตามความคุ้มค่าในการลงทุน และหากในอนาคตต้นทุนระบบ AMI มีค่าลดลง อาจสามารถขยายผลการติดตั้ง Smart Meter ไปสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าทั้งระบบได้

ETP

เตรียมพร้อมเป็น MO และผู้ให้บริการระบบโครงข่ายสำหรับกลุ่ม C&I

เปิดบริการ ETP สำหรับกลุ่ม C&I

เตรียมพร้อมเป็น MO และผู้ให้บริการระบบโครงข่ายสำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย

เปิดบริการ ETP สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฟฟ้าบ้านอยู่อาศัย

เตรียมการในกรณีภาครัฐมีนโยบายเปิดให้ภาคเอกชนเข้าร่วมเป็น MO

ESS

ปี พ.ศ. 2565 ติดตั้ง ESS 790 MWh เริ่มที่ Substation ที่มีปริมาณ RE สูงของแต่ละภาค เช่น ก1 ก3 ฉ1 ฉ3 ต1 น2 ต2

ปี พ.ศ. 2568 ติดตั้ง ESS 3,860 MWh หรือมากกว่าที่ Substation ทั่วประเทศ เงินลงทุน 56,337.67 ล้านบาท

ศึกษาความคุ้มค่าในการดำเนินการ Energy Arbitrage

ปี พ.ศ. 2575 เปลี่ยนแบตเตอรี่ 790 MWh เงินลงทุน 1,314.80 ล้านบาท

ปี พ.ศ. 2578 เปลี่ยนแบตเตอรี่ 3,860 MWh เงินลงทุน 5,507.97 ล้านบาท

เปิดให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในธุรกิจ ESS

LAMS

ศึกษารูปแบบการดำเนินงานด้าน DR ที่เหมาะสมกับ กฟภ.

ศึกษาข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อของ Load Aggregator เอกชน

จัดทำโครงการนำร่อง LAMS ตามโครงการ สนพ.

ออกแบบมาตรการ DR ที่เหมาะสมกับ กฟภ.

จัดทำโครงการนำร่อง DR โดยที่มี กฟภ. เป็นผู้ส่งสัญญาณ DR

ออกข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อของ Load Aggregator เอกชน

เปิดให้ผู้ใช้ไฟฟ้าเข้าร่วมมาตรการ DR ที่มี กฟภ. เป็นผู้ส่งสัญญาณ DR

จัดทำโครงการนำร่องและเปิดให้ภาคเอกชนเป็น Load Aggregator

ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

เทคโนโลยี

พ.ศ. 2561 – 2565

พ.ศ. 2566 – 2570

พ.ศ. 2571 – 2580

EVCMS

ปี พ.ศ. 2564 เริ่มลงทุน Smart grid infrastructure สำหรับ EV

หลังจาก ปี พ.ศ. 2564 ลงทุน Smart grid infrastructure สำหรับ EV ตามการเข้ามาของ EV

ลงทุน Smart grid infrastructure สำหรับ EV ตามการเข้ามาของ EV เฉลี่ยปีละประมาณ 9 ล้านบาท

ลงทุน Smart grid infrastructure สำหรับ EV ตามการเข้ามาของ EV เฉลี่ยปีละประมาณ 9 ล้านบาท

เปิดให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในตลาด เปิดให้เอกชนมีส่วนร่วมในธุรกิจ EV charging station

DERMS

ปี พ.ศ. 2564 ติดตั้ง DERMS เริ่มที่ Substation ที่มีปริมาณ RE สูงของแต่ละภาค เช่น ก1 ก3 ฉ1 ฉ3 ต1 น2

ปี พ.ศ. 2566 ติดตั้ง DERMS ที่ Substation ทั่วประเทศเงินลงทุน 207 ล้านบาท

เปิดให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินการ DERMS

VPP

ศึกษารูปแบบการดำเนินงานด้าน VPP ที่เหมาะสมกับ กฟภ.

ศึกษาข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน VPP โดย กฟภ. และโดยภาคเอกชน

ออกข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้าน VPP

ออกกลไกด้านราคาสำหรับการดำเนินงานด้าน VPP

จัดทำโครงการนำร่อง VPP ของ กฟภ.

เชื่อมโยงข้อมูล 3 การไฟฟ้า

กำหนด Layer ของข้อมูลที่ชัดเจน เพื่อให้สามารถประเมินเทคโนโลยีการสื่อสาร และมาตรฐาน Cyber Security ที่เหมาะสมได้

มีการเชื่อมโยงข้อมูลครอบคลุมข้อมูลที่สำคัญต่อการดำเนินงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง สามารถเชื่อมโยงข้อมูลได้ ครอบคลุมการดำเนินการตามแผนในอนาคต รวมถึงรองรับรูปแบบธุรกิจใหม่ๆ ที่จะเกิดขึ้นในประเทศไทย เช่น VPP, EV, ETP

Microgrid

ดำเนินการ Microgrid ตามแผนของ PEA ที่ได้รับการอนุมัติแล้ว

ศึกษาความจำเป็นในการติดตั้ง Microgrid ในพื้นที่ห่างไกลและไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง เพิ่มเติม ศึกษาเรื่องใบอนุญาต และ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ Microgrid ในกรณีที่ภาคเอกชน ประสงค์ดำเนินการ Microgrid

ติดตั้ง Microgrid ในพื้นที่ห่างไกล ไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง ให้ครบถ้วนทั่วประเทศ

เปิดให้ภาคเอกชน มหาวิทยาลัย หน่วยงานวิจัย หรือ ผู้ที่ต้องการดำเนินการธุรกิจ Microgrid สามารถดำเนินการได้

ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

เทคโนโลยี

พ.ศ. 2561 – 2565

พ.ศ. 2566 – 2570

พ.ศ. 2571 – 2580

SCADA/EMS /DMS

วางแผนพัฒนาระบบ SCADA ให้สามารถเชื่อมโยงข้อมูลกับเทคโนโลยีต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นได้ในอนาคต เช่น ETP VPP และ EV เป็นต้น

พัฒนา (จัดซื้อ) Software ให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่ ๆ รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน

พัฒนารูปแบบการเชื่อมต่อข้อมูลกับระบบสารสนเทศอื่น ๆ ภายนอกองค์กร โดยพิจารณาถึงความปลอดภัย ขนาดข้อมูลและประเภทของข้อมูล

กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อข้อมูลสำหรับระบบสารสนเทศอื่น ๆ บนระบบ SCADA เช่น OpenADR ว่าข้อมูลใดควรมีการเชื่อมต่อด้วยวิธีการใด และ มีรอบระยะเวลาในการรับส่งข้อมูลกี่ครั้งต่อนาที

พัฒนาระบบ SCADA เดิมของ PEA โดยเริ่มทดสอบที่พื้นที่เมืองใหญ่ หรือ พื้นที่ที่มีการดำเนินงานด้านเทคโนโลยีใหม่

ขยายขีดความสามารถของระบบ SCADA เดิมของ PEA ให้สามารถรองรับแบนด์วิดท์ที่สูงขึ้นเพื่อรองรับระบบ AMI ในพื้นที่สำคัญ

พัฒนาต่อเชื่อมระบบ SCADA ให้สามารถรองรับระบบ IOT และ AI ได้เต็มรูปแบบ เพื่อรองรับการนำเอาระบบ AI เข้ามาช่วยบริหารจัดการพลังงานผ่านการควบคุม SCADA ในพื้นที่สำคัญ

ศึกษาและพัฒนาการนำเอาระบบ SCADA ไปใช้ร่วมกับการเชื่อมโยงภาค MV และ LV ในอนาคตตามมาตรฐานใหม่ ๆ เช่น IEC61850

พัฒนาระบบ SCADA รวมทั้งเทคโนโลยีเดิมของ PEA ให้ครอบคลุมทั่วประเทศ โดยสามารถสั่งการทำงานของอุปกรณ์ได้ทุกภาคส่วน และสามารถรองรับกับการควบคุมสั่งการจากเทคโนโลยีอื่น ๆ ได้ในอนาคตผ่านมาตรฐานใหม่ ๆ

Asset Management

จัดตั้งวัตถุประสงค์ AM ที่ชัดเจนและวัดค่าได้ ที่มีความสอดคล้องกับ SAMP (Strategic Asset Management Plan) สำหรับทางวิศวกรรมและภูมิภาค

มีระบบการวิเคราะห์ข้อมูลสินทรัพย์แบบ Big Data ให้ทราบถึงปัจจัยในการเสื่อมสภาพ และสามารถวางแผนบำรุงรักษาตามสภาพ Condition Based Maintenance ในการแก้ไข ป้องกัน หรือ ยืดเวลา การเสื่อมสภาพของสินทรัพย์สำคัญ

มีระบบข้อมูลของสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าของ กฟผ. ครอบคลุมทั่วทั้งประเทศ เช่น ต้นทุนตลอดช่วงอายุการใช้งาน ถือครองสินทรัพย์ ประวัติการใช้งานและการบำรุงรักษา สภาพการใช้งาน ความสำคัญและความเสี่ยงที่เกิดจากสินทรัพย์ เป็นต้น

GIS

พัฒนา Software เดิมให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานทางด้าน GIS รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้สามารถทำงานร่วมกับ GIS ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน

กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อข้อมูลระหว่าง GIS กับระบบสารสนเทศอื่น ๆ ว่า ข้อมูลใดควรมีการเชื่อมต่อด้วยวิธีการใด

พัฒนาระบบ GIS ให้รองรับการใช้งานทั่วประเทศ รวมถึงธุรกิจอื่น เช่น มีการใช้งานระบบ GIS ในการ Optimize หาดำเนินการที่ควรมีการนำร่องธุรกิจ ETP และ ตำแหน่งที่เหมาะสมในการใช้ Charging station ช่วยเหลือระบบไฟฟ้าผ่านเทคโนโลยี V2G เป็นต้น

ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

Technology และ Outcomes

พ.ศ. 2561 – 2565

- ศึกษา/นำร่อง Smart Meter จำนวน 116,308 เครื่อง พื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี และ เริ่มติดตั้ง Smart Meter กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
- ศึกษา/นำร่อง Smart Meter จำนวน 116,308 เครื่อง พื้นที่เมืองพัทยา จ.ชลบุรี และ เริ่มติดตั้ง Smart Meter กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่
- ศึกษา/นำร่อง ESS
- ศึกษา/นำร่อง EV charging management system
- ศึกษา/นำร่อง DERMS
- ต่อยอดเทคโนโลยีพื้นฐานเช่น SCADA/EMS/DMS Substation, Microgrid, Asset Management และ GIS ให้มีความทันสมัยสอดคล้องกับเทคโนโลยีที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต
- นำร่องเชื่อมโยงข้อมูลในบางพื้นที่ หรือ VSPP บางแห่ง

Outcomes

- มีความสามารถในการควบคุมและ Monitor ระบบไฟฟ้าในบางพื้นที่สามารถบริหารจัดการระบบไฟฟ้าได้มีประสิทธิภาพมากขึ้น
- ลดความผันผวนของพลังงานหมุนเวียน
- ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถเข้าถึงข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของตนเอง และ เข้ามามีส่วนร่วมกับธุรกิจ/กิจการที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้า

พ.ศ. 2566 – 2570

- ติดตั้ง Smart Meter ครอบคลุมผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ และ ขยายผลผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย 3,150,000 เครื่อง ในพื้นที่เมืองใหญ่ และ พื้นที่เศรษฐกิจ
- ดำเนินการ ESS ต่อเนื่อง
- เริ่มมีการใช้งาน Demand Response
- EV charging management system
- เริ่มโครงการนำร่อง Solar power charging station + ESS & V2G
- ขยายผล DERMS
- ต่อยอดเทคโนโลยีพื้นฐานเช่น SCADA/EMS/DMS Substation, Microgrid, Asset Management และ GIS ให้มีความทันสมัยสอดคล้องกับเทคโนโลยีที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต
- มีการเชื่อมโยงข้อมูลครอบคลุมข้อมูลที่สำคัญต่อการดำเนินงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

Outcomes

- ติดตั้งเทคโนโลยีที่เป็นโครงสร้างหลักของ Smart Grid ครอบคลุมพื้นที่ส่วนมากของประเทศ
- เชลลการสร้างสายส่ง/สถานีไฟฟ้า/หม้อแปลง
- สามารถยกระดับการบริการที่มีต่อผู้ใช้ไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ โดยใช้เทคโนโลยีเข้ามาช่วยสนับสนุน
- มี Software Platform สำหรับรองรับการใช้งานรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า เช่น DR , ETP, EVCMS , เป็นต้น

พ.ศ. 2571 – 2580

- ติดตั้ง Smart Meter ตามการเติบโตของผู้ใช้ไฟฟ้า และ รองรับธุรกิจรูปแบบใหม่
- พิจารณาความเป็นไปได้ของ Battery swapping
- ต่อยอดเทคโนโลยีพื้นฐานที่ฐาน เช่น SCADA/EMS/DMS Substation, Microgrid, Asset Management และ GIS ให้ครอบคลุมทั่วทุกพื้นที่ และมีความทันสมัยสอดคล้องกับเทคโนโลยีที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต

Outcomes

- ทาง PEA มีศูนย์กลางการจัดการข้อมูลที่มีประสิทธิภาพ สามารถเชื่อมต่อครอบคลุมทุกเทคโนโลยีที่อยู่ภายในองค์กร
- ขยายผลการดำเนินธุรกิจจาก Big Data & Data Analytic
- เอกชนมีบทบาทในธุรกิจไฟฟ้ามากขึ้น

ภาพรวมแนวทางการพัฒนา PEA Smart Grid Roadmap

ภาพรวมและการเตรียมความพร้อม

พ.ศ. 2561 – 2565

PEA เริ่มศึกษาและติดตั้งเทคโนโลยีที่เป็นโครงสร้างหลักของ Smart Grid

PEA ดำเนินการตามแผนด้าน Smart grid ที่ได้รับงบประมาณแล้ว แต่บางเทคโนโลยีอาจมีการดำเนินการเร็วกว่าแผนเดิม เช่น ESS , EVCMS , เป็นต้น

ศึกษาและเตรียมความพร้อมด้านผลกระทบของ Disruptive technology ในระบบจำหน่าย

เริ่มมีการศึกษาอัตราการซื้อ/ขายไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับธุรกิจไฟฟ้าแต่ละประเภท เช่น EV เป็นต้น

เริ่มศึกษาและออกกฎเกณฑ์เบื้องต้นที่จำเป็นสำหรับเทคโนโลยี Smart Grid ของ PEA

PEA สามารถระบุถึงขอบเขตการพัฒนาด้านการเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง

พ.ศ. 2566 – 2570

มีการศึกษาและออกกฎระเบียบสำหรับธุรกิจไฟฟ้าในกรณีที่เอกชนต้องการเข้ามามีส่วนร่วมในระบบไฟฟ้า

มีการเตรียมการบุคลากรที่มีเชี่ยวชาญสำหรับการใช้งานเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่เพิ่มขึ้นมาในระบบ

ทาง PEA ผลักดันและสนับสนุนให้ภาครัฐประกาศอัตราการใช้ไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับธุรกิจไฟฟ้าแต่ละประเภท

ทาง PEA ผลักดันให้ภาครัฐ/ภาคนโยบายเปิดโอกาสให้ PEA สามารถเสนอข้อกำหนดและมาตรฐานสำหรับใช้ดำเนินการร่วมกับภาคเอกชนได้

พ.ศ. 2571 – 2580

ทาง PEA ผลักดันให้ภาครัฐ/ภาคนโยบายเปิดโอกาสให้ PEA สามารถเสนอข้อกำหนดและมาตรฐานสำหรับใช้ดำเนินการร่วมกับภาคเอกชนได้

PEA มีบทบาทหลักเป็นผู้ควบคุมระบบและ ผู้ลงทุนในโครงสร้างหลักของระบบมากกว่าจะลงทุนในทุก ๆ เทคโนโลยีด้วยตนเองทั้งหมด



สรุปแนวทางการวิเคราะห์ปรับปรุง

เทคโนโลยี	สิ่งที่วิเคราะห์ปรับปรุง	หมายเหตุ
AMI	- พิจารณาถึงพื้นที่ ที่เหมาะสมต่อการติดตั้ง AMI - พิจารณาถึงประโยชน์ที่ทำได้เมื่อสามารถเลือกพื้นที่ได้แล้ว - พิจารณามาตรฐาน ฟังก์ชันการทำงาน และ แนวโน้มของราคา	กฟภ. เคยดำเนินการนำร่องในการติดตั้งระบบ AMI ที่พัทธยา มาแล้วจึงสามารถนำผลการดำเนินการ มาต่อยอดเพื่อวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ได้
ESS	- พื้นที่ ๆ เหมาะสมในการติดตั้ง ESS - เป้าหมายการติดตั้ง ESS ตามแผนเดิมของ PEA สามารถบรรลุในการชะลอการลงทุนหรือไม่ - ความคุ้มค่าของการดำเนินการ Energy Arbitrage	
LAMS	- รูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมกับ กฟภ. - แนวทางการพัฒนา LAMS - ความคุ้มค่าในการพัฒนาเทคโนโลยี LAMS	

สรุปแนวทางการวิเคราะห์ปรับปรุง

เทคโนโลยี	สิ่งที่วิเคราะห์ปรับปรุง	หมายเหตุ
ETP	- รูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมกับ กฟภ. - พื้นที่ และ ปีที่ควรมีการดำเนินงานด้าน ETP - ความคุ้มค่าในการพัฒนาเทคโนโลยี ETP	
EVCMS	- Scenario การเติบโตของ EV - การเงินสำหรับลงทุน EVCMS	
DERMS	- พื้นที่ ๆ เหมาะสมในการติดตั้ง DERMS, จำนวน Site ที่ควรติดตั้ง - การเงินสำหรับ DERMS platform และ flex-box	ผลประโยชน์ที่มาจากการลดความผันผวนของ RE นั้นสามารถประเมินได้ยาก และ การลดความผันผวนจาก RE คือผลจากการดำเนินการของหลายเทคโนโลยี ซึ่งไม่ใช่ DERMS เพียงอย่างเดียว
VPP	- รูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมกับ กฟภ. - แนวทางการพัฒนา VPP - ความคุ้มค่าในการพัฒนาเทคโนโลยี VPP	

สรุปแนวทางการวิเคราะห์ปรับปรุง

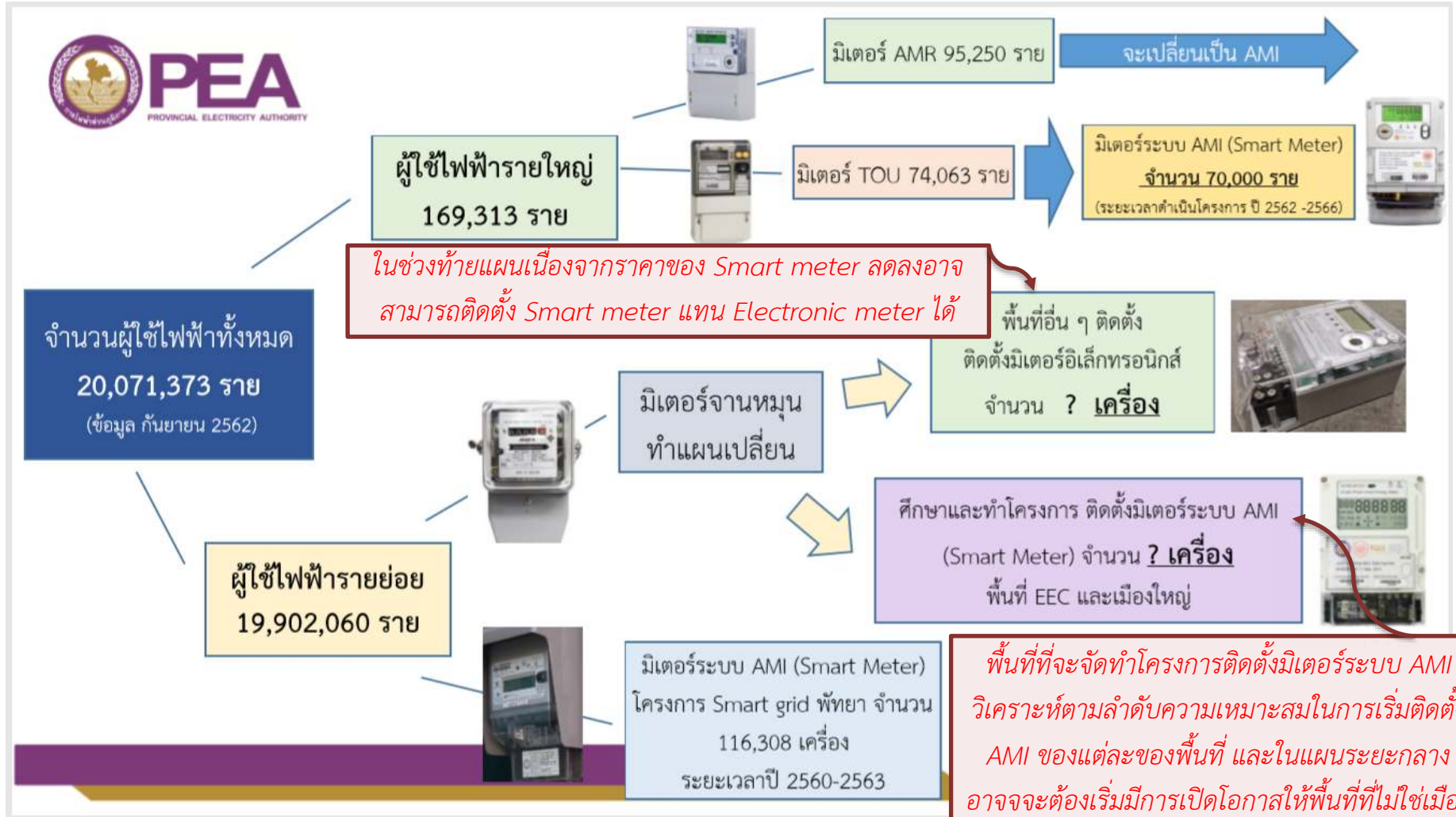
เทคโนโลยี	สิ่งที่วิเคราะห์ปรับปรุง	หมายเหตุ
การเชื่อมโยงข้อมูลของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง	ข้อเสนอแนะในการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมโยงข้อมูลของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งเพิ่มเติม	การดำเนินการในส่วนนี้จำเป็นต้องมีการหารือกันระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง หน่วยงานด้านนโยบาย และ หน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง เพื่อระบุถึงขอบเขตการพัฒนา ดังนั้น จึงไม่สามารถประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ได้
Microgrid	ข้อเสนอแนะพื้นที่ ๆ ควรปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า และ อาจต้องมีการดำเนินการ Microgrid	การวิเคราะห์สำหรับ Microgrid รวมทุกแห่ง น่าจะกระทำได้ยาก และ Microgrid แต่ละแห่งประกอบด้วยการบูรณาการของหลากหลายเทคโนโลยี มากกว่าจะเป็นการลงทุนเพียงด้านใดด้านหนึ่ง นอกจากนี้จะมีความแตกต่างกันของ Microgrid ในแต่ละพื้นที่ได้มาก
SCADA/EMS/DMS	ข้อเสนอแนะในการพัฒนาเทคโนโลยี SCADA/EMS/DMS เพิ่มเติม	การพัฒนา SCADA/EMD/DMS เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีหลักที่ทาง กฟผ. ต้องมีการดำเนินการให้ครอบคลุมระบบโครงข่ายของ กฟผ.

สรุปแนวทางการวิเคราะห์ปรับปรุง

เทคโนโลยี	สิ่งที่วิเคราะห์ปรับปรุง	หมายเหตุ
Substation Automation	ข้อเสนอแนะในการพัฒนาเทคโนโลยี Substation Automation	การพัฒนา Substation Automation เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีหลักที่ทาง กฟผ. ต้องมีการดำเนินการให้ครอบคลุมทั้งโครงข่ายของ กฟผ.
Asset Management	ข้อเสนอแนะในการพัฒนาเทคโนโลยีที่ Asset Management	การพัฒนาระบบ Asset Management เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีหลักที่ทาง กฟผ. ต้องมีการดำเนินการให้ครอบคลุมอุปกรณ์และทรัพย์สินของทาง กฟผ.
GIS	ข้อเสนอแนะในการพัฒนาเทคโนโลยีที่ GIS	การพัฒนาระบบ GIS เป็นหนึ่งในเทคโนโลยีหลักที่ทาง กฟผ. ต้องมีการดำเนินการให้ครอบคลุมพื้นที่ต่าง ๆ และ มีการขยายขอบเขตการดำเนินการอยู่เสมอ

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการพัฒนาเดิมของ กฟภ.



ในเอกสาร “แผนงานจัดหาอิเล็กทรอนิกส์สับเปลี่ยนทดแทนมิเตอร์แบบจานหมุน ระยะที่ 1 (ปี 2564–2565)” ระบุว่าจะมีการติดตั้ง Electronic Meter ภายในปี พ.ศ. 2569 จำนวน 17.8 ล้านเครื่อง

พื้นที่ที่จะจัดทำโครงการติดตั้งมิเตอร์ระบบ AMI วิเคราะห์ตามลำดับความเหมาะสมในการเริ่มติดตั้ง AMI ของแต่ละของพื้นที่ และในแผนระยะกลาง อาจจะต้องเริ่มมีการเปิดโอกาสให้พื้นที่ที่ไม่ใช่เมืองใหญ่มีการติดตั้ง Smart Meter เพื่อรองรับธุรกิจใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้น เช่น ETP VPP เป็นต้น

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
Smart meter เป็นเทคโนโลยีที่มีความสำคัญต่อการปรับปรุงคุณภาพการให้บริการระบบไฟฟ้า ที่ในหลาย ๆ ประเทศให้ความสำคัญ และมีการใช้งานเพิ่มขึ้นในทุก ๆ ปี	- ในแผนงานมีการวางแผนติดตั้ง AMI 18 ล้านเครื่อง ซึ่งแตกต่างกับแผน 20 ปีที่จะติดตั้ง 5 ล้านเครื่อง - ยังไม่มีมีการกล่าวถึงการสร้างธุรกิจใหม่จาก AMI อย่างชัดเจน	- แผนการติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะ พ.ศ. 2561 – 2580 - (พ.ศ. 2563 – 2568) ○ มิเตอร์อัจฉริยะ 800,000 เครื่อง - (พ.ศ. 2561 – 2566) ○ มิเตอร์อัจฉริยะ 70,000 เครื่อง - (พ.ศ. 2561 – 2570) ○ มิเตอร์อัจฉริยะ 2,200,000 เครื่อง - (พ.ศ. 2571 – 2580) ○ มิเตอร์อัจฉริยะ 2,000,000 เครื่อง - แผนงานจัดหามิเตอร์อิเล็กทรอนิกส์สับเปลี่ยนทดแทนมิเตอร์แบบจานหมุน ระยะที่ 1 (ปี 2564 – 2565) - ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ 3.15 ล้านเครื่อง (ไม่ได้มีการระบุช่วงเวลาในการติดตั้งที่ชัดเจน) - มีการติดตั้ง Electronic Meter ภายในปี พ.ศ. 2569 จำนวน 17.8 ล้านเครื่อง	- วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงลำดับความเหมาะสมในการเริ่มติดตั้ง AMI ของแต่ละของพื้นที่ และกลุ่มลูกค้า รวมถึงพิจารณาถึงประโยชน์เพิ่มเติมที่เกี่ยวข้องกับการรองรับธุรกิจที่จะเกิดขึ้นในอนาคต - วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงมาตรฐาน ของระบบ AMI และ Smart Meter เช่น มาตรฐานการเชื่อมโยงข้อมูล และ Cyber security - วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงฟังก์ชันที่ AMI และ Smart Meter จำเป็นต้องทำได้ - วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงแนวโน้มผลต่างของราคาระหว่าง E-meter (AMR only) และ smart meter 1-phase ใน 5 ปี 10 ปี หรือ 15 ปี

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา	
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ
ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่	วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงลำดับความเหมาะสมในการเริ่มติดตั้ง AMI ของแต่ละของพื้นที่ และกลุ่มลูกค้า รวมถึงพิจารณาถึงประโยชน์เพิ่มเติมที่เกี่ยวข้องกับการรองรับธุรกิจที่จะเกิดขึ้นในอนาคต
ติดตั้งระบบมิเตอร์อัจฉริยะผู้ใช้ไฟรายย่อย พื้นที่เมืองใหญ่ รวมถึงรองรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Distributed Generation) และ ผู้ใช้ไฟที่มีรถยนต์ EV	- ควรพิจารณา ผู้ที่จำเป็นต้องติดตั้ง Smart Meter ตามประโยชน์ที่เกิดขึ้น และ ความจำเป็น เช่น ➤ ผู้ใช้ไฟฟ้า: ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท 3, 4 และ 5, ผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (DR), ผู้ใช้ไฟฟ้า ETP ➤ ผู้ผลิตไฟฟ้า: ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีระบบ DERMS , ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่, Prosumer, ผู้ผลิตไฟฟ้า ETP
ติดตั้งมิเตอร์อัจฉริยะ 3.15 ล้านเครื่องที่พื้นเมืองใหญ่ และใช้ อิเล็กทรอนิกส์มิเตอร์สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อยอื่น ๆ	- วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงมาตรฐาน ของระบบ AMI และ Smart Meter เช่น มาตรฐานการเชื่อมโยงข้อมูล และ Cyber security - วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงฟังก์ชันที่ AMI และ Smart Meter จำเป็นต้องทำได้ - วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงแนวโน้มผลต่างของราคาระหว่าง E-meter (AMR only) และ Smart meter 1-phase ใน 5 ปี 10 ปี หรือ 15 ปี

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการพัฒนา

วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
ขั้นตอนที่ 1 พิจารณาถึงพื้นที่ ที่เหมาะสมต่อการติดตั้ง AMI พิจารณาถึงแผนเดิมที่ได้มีการดำเนินการมาแล้ว รวมถึงแผนระยะสั้นที่คาดว่าจะมีการดำเนินการแน่นอน ร่วมกับปัจจัยด้านอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องต่อการวิเคราะห์ประโยชน์ของ AMI	- ข้อมูลพื้นที่ ที่มีการติดตั้ง AMI แล้ว - ข้อมูลปริมาณการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่ (เฉพาะพื้นที่ ที่เป็นเมืองใหญ่ และ พื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐศาสตร์ เช่น พื้นที่ EEC)
ขั้นตอนที่ 2 พิจารณาถึงประโยชน์ที่ได้เมื่อสามารถเลือกพื้นที่ได้แล้ว พิจารณาถึงประโยชน์ที่ได้จากการติดตั้ง AMI โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์	- ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการติดตั้งระบบ AMI - ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่าย และ ประโยชน์ด้าน Smart meter เช่น ต้นทุนการจดหน่วย ต้นทุนค่าความเสียหายเมื่อเกิดไฟฟ้าขัดข้อง เป็นต้น
ขั้นตอนที่ 3 พิจารณามาตรฐาน ฟังก์ชันการทำงาน และ แนวโน้มของราคา วิเคราะห์เพิ่มเติมถึงมาตรฐาน และ ฟังก์ชันที่ AMI และ Smart Meter จำเป็นต้องทำได้ เช่น มาตรฐานการเชื่อมโยงข้อมูล และ Cyber security	- เอกสารที่เกี่ยวข้องกับการจัดซื้อ AMI 70,000 เครื่องที่ทาง PEA ต้องการซื้อไปติดตั้งผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ - ข้อมูลรูปแบบธุรกิจต่าง ๆ ที่มีแนวโน้มจะเกิดขึ้นในอนาคตจาก EGAT, PEA และ MEA

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการวิเคราะห์พื้นที่ในการติดตั้ง AMI : ประเมินการการติดตั้งทั้งจังหวัด

จากการขอรับข้อมูลจาก PEA ในหัวข้อ พื้นที่ที่เป็นเมืองใหญ่ และพื้นที่ที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจ สามารถระบุพื้นที่ที่มีความเหมาะสมต่อการติดตั้ง AMI ได้ 7 จังหวัดได้แก่ ขอนแก่น เชียงใหม่ ภูเก็ต ชลบุรี ระยอง ฉะเชิงเทรา และ สุราษฎร์ธานี (สมุย) ซึ่งจากการวิเคราะห์ตามข้อมูลจากเว็บไซต์กระทรวงพลังงานจะสามารถสรุปข้อมูลภาพรวมของแต่ละจังหวัดได้ดังต่อไปนี้

สรุปประมาณการจำนวน AMI							
จังหวัด	ประเภท	การใช้ไฟฟ้า* (ktoe)	การใช้ไฟฟ้า* (GWh)	การใช้ไฟฟ้า* รวม (GWh)	จำนวนครัวเรือน ที่มีไฟฟ้าใช้* (ราย)	ประมาณการจำนวน ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท อื่น ๆ** (ราย)	สรุปประมาณการ จำนวน AMI** (เครื่อง)
ขอนแก่น	บ้านอยู่อาศัย	69.11	803.75	1,578.07	616,089		ตัวอย่าง 616,089+135+ 18+3,793 +1,033 = 621,068
	อุตสาหกรรม	47.85	556.50			135	
	เกษตรกรรม	1.24	14.42			18	
	ธุรกิจการค้า	15.86	184.45			3,793	
	อื่น ๆ	1.63	18.96			1,033	
เชียงใหม่	บ้านอยู่อาศัย	101.00	1,174.63	3,231.05	794,971		814,701
	อุตสาหกรรม	100.21	1,165.44			283	
	เกษตรกรรม	1.12	13.03			16	
	ธุรกิจการค้า	72.00	837.36			17,220	
	อื่น ๆ	3.49	40.59			2,211	
ภูเก็ต	บ้านอยู่อาศัย	63.25	735.60	2,833.07	252,527		281,648
	อุตสาหกรรม	67.27	782.35			190	
	เกษตรกรรม	0.00	0.00			0	
	ธุรกิจการค้า	108.30	1,259.53			25,902	
	อื่น ๆ	4.78	55.59			3,029	

ผลการประมาณการ Smart meter ทั้ง 7 จังหวัด โดยรวม Smart meter ที่ติดตั้งไปแล้วในพหุภาคแล้วด้วยจะเท่ากับ 4 ล้านเครื่อง

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แนวทางการวิเคราะห์พื้นที่ในการติดตั้ง AMI : ประเมินการการติดตั้งทั้งจังหวัด

สรุปประมาณการจำนวน AMI							
จังหวัด	ประเภท	การใช้ไฟฟ้า* (ktoe)	การใช้ไฟฟ้า* (GWh)	การใช้ไฟฟ้า* รวม (GWh)	จำนวนครัวเรือน ที่มีไฟฟ้าใช้* (ราย)	ประมาณการจำนวน ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภท อื่น ๆ** (ราย)	พยากรณ์ จำนวนผู้ใช้ ไฟฟ้า** (%)
ชลบุรี	บ้านอยู่อาศัย	173.56	2,018.50	12,355.94	1,016,784		1,061,516
	อุตสาหกรรม	729.76	8,487.11			2,060	
	เกษตรกรรม	0.00	0.00			0	
	ธุรกิจการค้า	147.39	1,714.15			35,252	
	อื่น ๆ	11.71	136.19			7,420	
ระยอง	บ้านอยู่อาศัย	76.74	892.49	10,423.15	473,582		486,838
	อุตสาหกรรม	778.36	9,052.33			2,197	
	เกษตรกรรม	1.20	13.96			18	
	ธุรกิจการค้า	36.15	420.42			8,646	
	อื่น ๆ	3.78	43.96			2,395	
ฉะเชิงเทรา	บ้านอยู่อาศัย	50.58	588.25	5,042.88	297,278		305,832
	อุตสาหกรรม	353.91	4,115.97			999	
	เกษตรกรรม	0.32	3.72			5	
	ธุรกิจการค้า	27.12	315.41			6,486	
	อื่น ๆ	1.68	19.54			1,064	
สุราษฎร์ธานี	บ้านอยู่อาศัย	72.88	847.59	2,933.09	492,065		507,423
	อุตสาหกรรม	119.97	1,395.25			339	
	เกษตรกรรม	0.02	0.23			0	
	ธุรกิจการค้า	57.23	665.58			13,688	
	อื่น ๆ	2.10	24.42			1,331	

จังหวัด	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อ Smart meter 1 เครื่อง
ขอนแก่น	2,541 kWh
เชียงใหม่	3,966 kWh
ภูเก็ต	10,059 kWh
ชลบุรี	11,640 kWh
ระยอง	21,410 kWh
ฉะเชิงเทรา	16,489 kWh
สุราษฎร์ธานี	5,780 kWh

จังหวัดที่มีปริมาณการใช้ไฟฟ้าต่อ Smart meter 1 เครื่อง มาก มีแนวโน้มว่าการติดตั้งระบบ AMI ในจังหวัดนั้นจะสร้างประโยชน์ได้มากกว่าจังหวัดอื่น ๆ ดังนั้นควรเริ่มติดตั้ง AMI ที่จังหวัด ระยอง ฉะเชิงเทรา และ ชลบุรี นอกจากนี้การติดตั้งระบบ AMI จำเป็นต้องมีการลงทุนเรื่องระบบโครงข่ายสื่อสาร ดังนั้นการลงทุนระบบ AMI จะมีความคุ้มค่ากว่าหากมีการดำเนินการเป็นรายพื้นที่ ๆ ไป

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน
ต้นทุนการติดตั้ง Smart meter รวมทั้งระบบ AMI โดยพิจารณาต้นทุนเป็นต่อมิเตอร์ 1 ตัว	ต้นทุนการติดตั้ง Smart meter 1 ตัว รวมกับระบบสื่อสารเท่ากับ 6,138.87 บาท
ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการใช้ไฟฟ้า	- พยากรณ์ปริมาณจำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทที่เพิ่มขึ้นในแต่ละปี รวมถึง การใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น - ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละประเภทของแต่ละจังหวัด

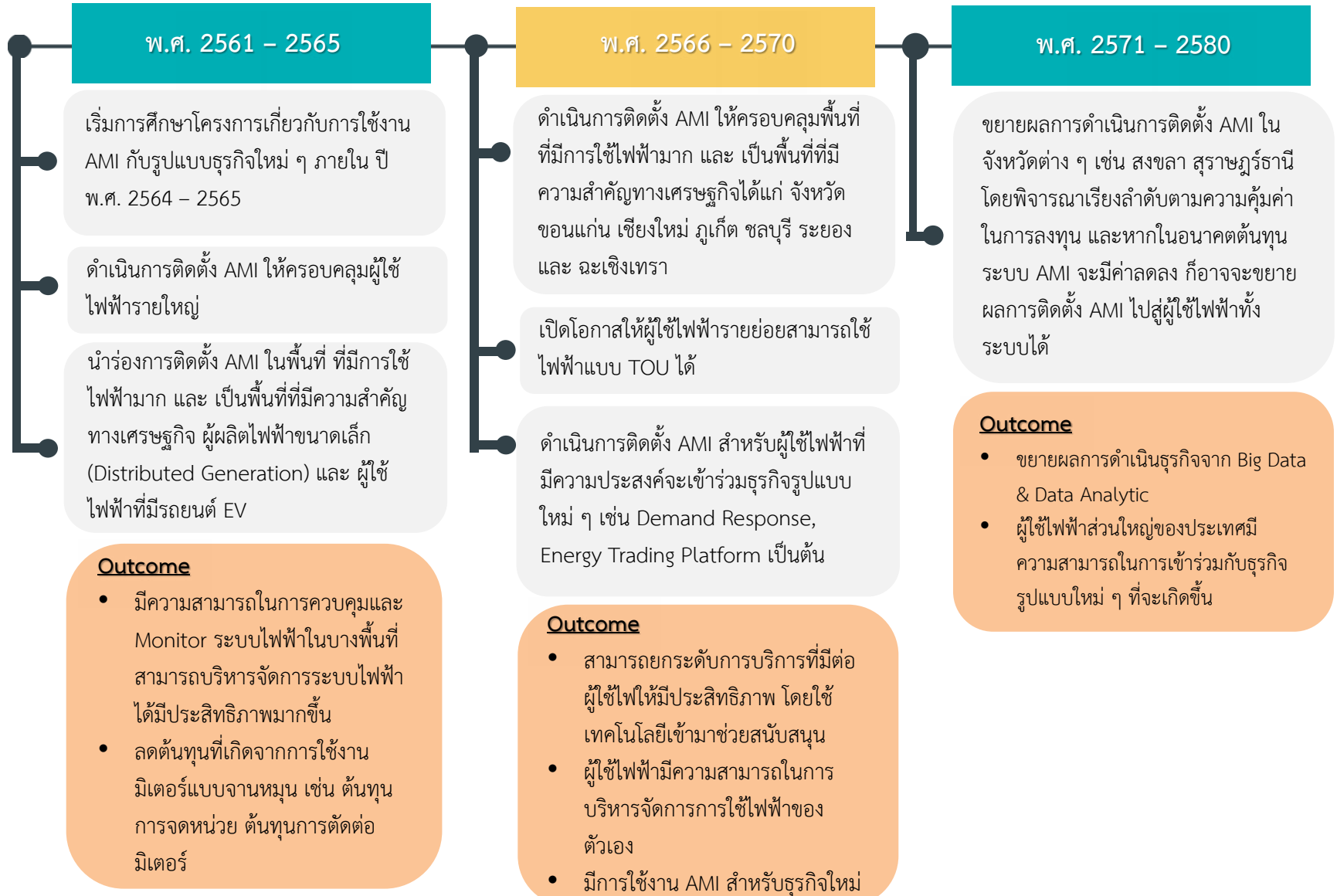
Benefit

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์
ประโยชน์ที่ได้จากการอ่าน Meter	ลดการจดหน่วยมิเตอร์ 6.2 บาทต่อตัว
ประโยชน์ที่ได้จากการลดการดำเนินการตัดต่อมิเตอร์	พิจารณาจากการติดตั้งมิเตอร์จำนวน 116,308 เครื่องที่เมืองพัทยา สามารถลดการจดหน่วยได้ 3,563,355 บาท ดังนั้นจะสามารถประมาณการต้นทุนที่ลดได้ต่อมิเตอร์ 1 ตัวเท่ากับ 30.64 บาท
ประโยชน์ที่ได้จากการลดกำลังสูญเสีย	ลดกำลังสูญเสียลงได้ 0.38 % จากปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด
ประโยชน์ที่ได้จากการลดความคลาดเคลื่อนในการอ่านมิเตอร์	ลดความคลาดเคลื่อนเฉลี่ยของมิเตอร์จำนวนได้ประมาณ 1 % ของปริมาณการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด
ประโยชน์จากการเพิ่ม Cash flow	ลดอัตราดอกเบี้ย 4.37 % ของอัตราค่าไฟฟ้าที่ PEA ที่เก็บได้ โดยเก็บไฟฟ้าได้เร็วขึ้นเฉลี่ย 7 วัน
ประโยชน์จากการลดระยะเวลาไฟฟ้าดับ	ค่าเฉลี่ยระยะเวลาไฟฟ้าดับแรงต่ำต่อเดือน จำนวนบุคคลากรที่ส่งออกไปแก้ไข และ ค่าแรงเฉลี่ยราย ชั่วโมง สามารถประเมินได้ 660,000 ต่อปี
ประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์	ประเมินประโยชน์จากการลดปริมาณไฟฟ้าดับประมาณการลดไฟฟ้าดับได้ 5 % จากปริมาณไฟฟ้าดับรายปี ประโยชน์ในการส่งเสริมธุรกิจอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับระบบ AMI เช่น DR V2G VPP โดยพิจารณาจากสัดส่วนต้นทุนระบบ AMI ในธุรกิจที่เกี่ยวข้อง

Advanced Metering Infrastructure (AMI)

แผนการพัฒนา

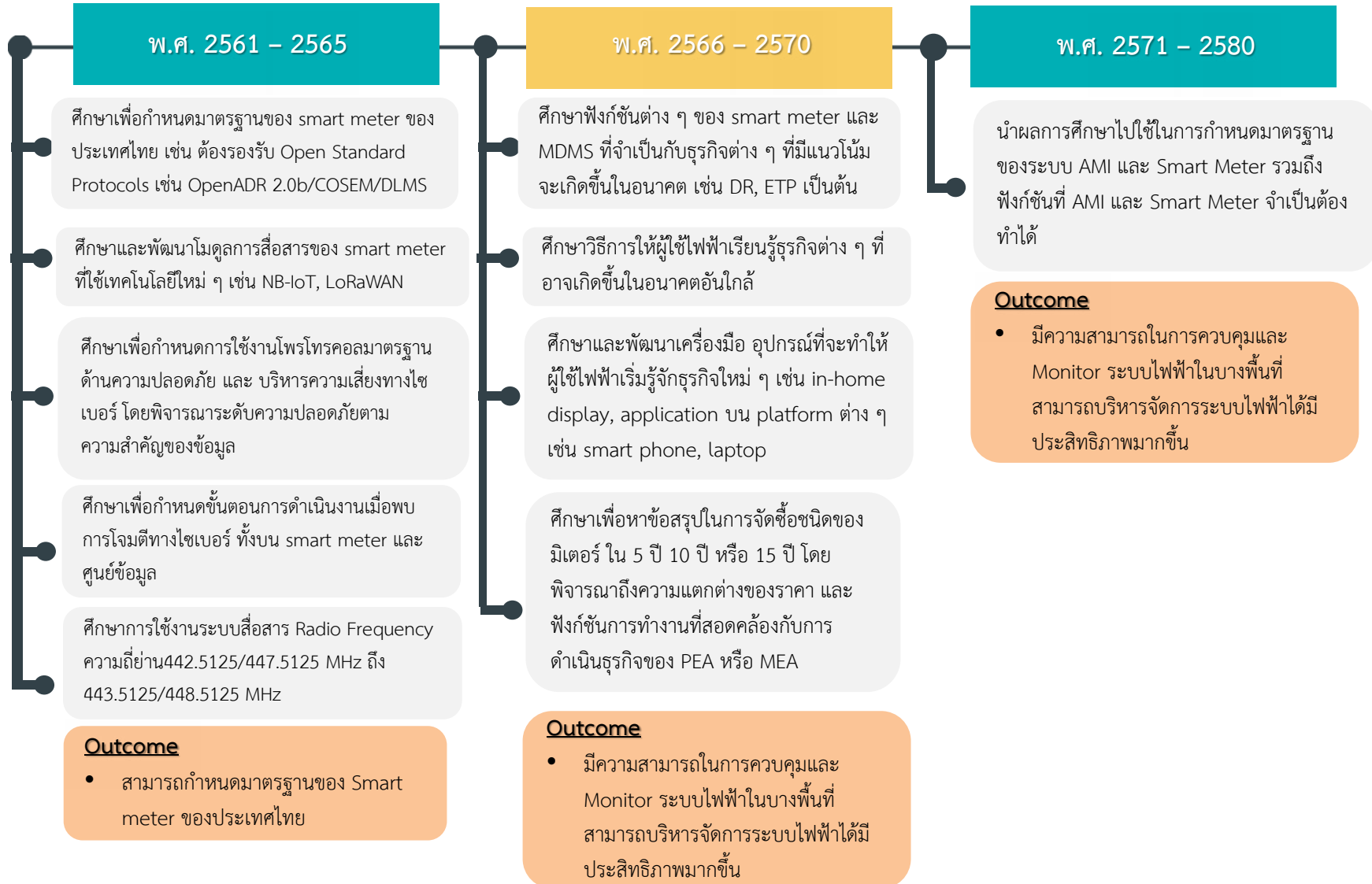
Advanced Metering Infrastructure (AMI)



Advanced Metering Infrastructure (AMI)

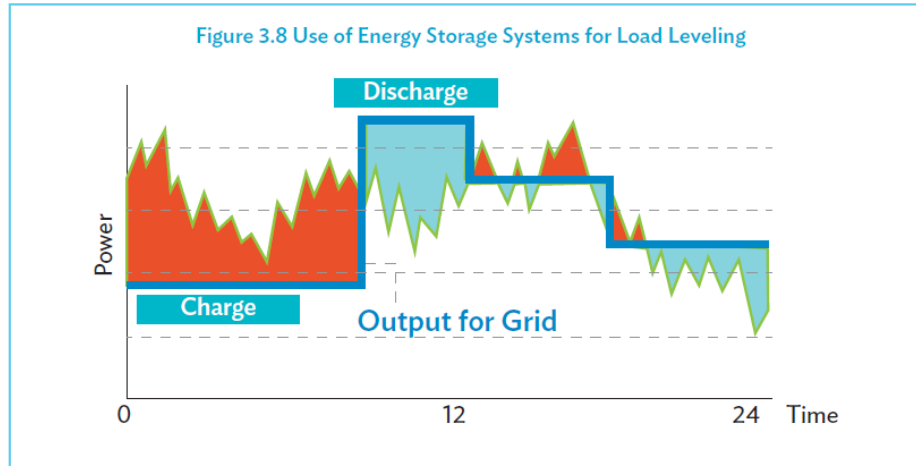
แผนการพัฒนา

Advanced Metering Infrastructure (AMI)



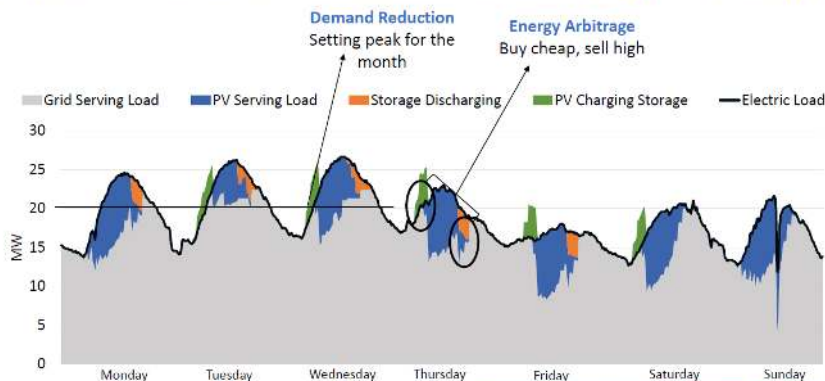
Energy Storage System (ESS)

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ



ที่มา: Handbook on Battery Energy Storage System,
Asian Development Bank, December 2018

Example of Demand Reduction and Energy Arbitrage

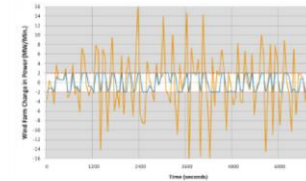


ที่มา: NREL, Energy Storage Versus Back-up Generation Energy Storage Overview, 2018

Energy Storage for Grid: Applications

Power

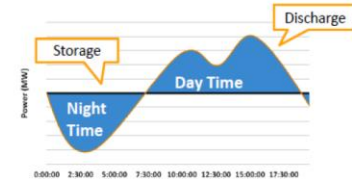
Power Applications:



- Regulation
- Spinning Reserve
- Renewable Integration
 - Ramp Management
- Requirements:
 - Very high Charge/Discharge Rates
 - Short Duration (<1hr)
 - Many cycles (100s per day)
 - Continuous use

Energy

Energy Applications:



- Peak Load Shifting
- Renewable Integration
 - Firming, Shifting & Curtailment Recovery
- Arbitrage
- T&D Asset Deferral

- Requirements:
 - Long Duration (1+ hrs)
 - 1-2 cycles per day

© MTEC 2019
www.mtec.or.th

Courtesy of 24M Technologies

ที่มา: MTEC, 2019

ประโยชน์ของ ESS ในระบบจำหน่าย เช่น Peak load shifting การรองรับพลังงานหมุนเวียน Energy Arbitrage เป็นต้น
ซึ่งจะใช้ Energy Application ของ ESS

Energy Storage System (ESS)

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA Smart Grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
• แบตเตอรี่มีราคาถูกลงเรื่อย ๆ • ภูมิภาค East Asia & Pacific มีแนวโน้มจะติดตั้ง ESS ประมาณ 7000 MW ในปี 2025 (พ.ศ. 2568)	• ยังไม่มีการวางแผนในการติดตั้ง ESS และวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของ ESS อย่างชัดเจน	• โครงการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานเพื่อรองรับการบริหารความต้องการไฟฟ้า และพลังงานหมุนเวียน (แผน 20 ปี) - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2568-2572) ติดตั้งแบตเตอรี่ 790 MWh (คิดเป็นประมาณ 395 MW เมื่อแบตเตอรี่เป็นชนิด C/2) - ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2572-2580) ติดตั้งแบตเตอรี่ 3,860 MWh (คิดเป็น 1,930 MW เมื่อแบตเตอรี่เป็นชนิด C/2)	• ควรวิเคราะห์รายละเอียดเรื่อง ESS เพื่อบริหารความต้องการไฟฟ้า และ รองรับ RE และ Energy arbitrage • เวลาในการเริ่มพัฒนา ESS ของ PEA มีความล่าช้ากว่าเทรนด์ของโลก และ ของภูมิภาค (ประเทศอื่นในภูมิภาคเริ่มมีการติดตั้ง ESS ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2559)

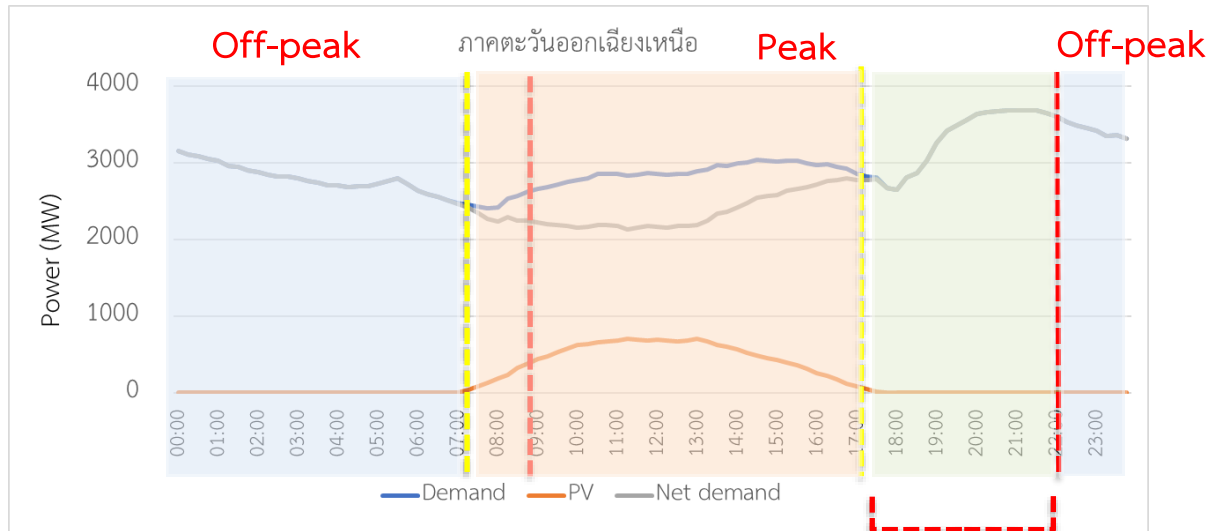
Energy Storage System (ESS)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	การขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
- ติดตั้งระบบกักเก็บพลังงานได้ประมาณ ระยะที่ 1 790 MWh, ระยะที่ 2 3,860 MWh - รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดระยะที่ 1 270 MW, ระยะที่ 2 1,300 MW - ลดการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า หรือการเพิ่มหม้อแปลงได้ ระยะที่ 1 400 MVA, ระยะที่ 2 1,900 MVA - งบประมาณที่ 1 19,945 ล้านบาท, ระยะที่ 2 งบประมาณ 96,525 ล้านบาท	- ควรวิเคราะห์รายละเอียดเรื่อง ESS เพื่อบริหารความต้องการไฟฟ้า และ รองรับ RE โดยอาจจะวิเคราะห์เป็นรายพื้นที่ - เวลาในการเริ่มพัฒนา ESS ของ PEA มีความล่าช้ากว่าเทรนด์ของโลก และ ของ ภูมิภาค - ควรมีการพิจารณาการใช้ ESS ในการดำเนินการ Energy arbitrage เพื่อใช้ประโยชน์จาก ESS อย่างเต็มที่	- พิจารณาพื้นที่ ๆ ควร มีการติดตั้ง ESS โดย เน้นศึกษาพื้นที่ ๆ มีการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียน - พิจารณาช่วงเวลาที่ ควรมีการติดตั้ง ESS โดย พิจารณาจาก ต้นทุน ESS และ ผลประโยชน์ที่ได้รับ จาก ESS	- ตัวอย่างรูปแบบความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ PEA (รายภาค) - ผลพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้า สูงสุดในระบบ PEA ปี 62-80 (รายภาค) - รูปแบบการผลิตไฟฟ้าของ RE (Profile) ในระบบ PEA (รายภาค) - แผนขยาย Substation ของ PEA ปี 62-80 - ต้นทุนการติดตั้ง ESS (แบบแปรผันตามเวลา)

Energy Storage System (ESS)

แนวทางการวิเคราะห์การดำเนินการ Energy arbitrage



■ = พลังงานไฟฟ้าที่ PEA ซื้อจาก EGAT
 ■ = ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบ PEA

กรณี ESS มีต้นทุนต่ำ

- เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนต่ำ ดังนั้นในช่วงเวลากลางวัน PEA ควรรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากผู้ผลิตไฟฟ้า และขายผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบ PEA (ด้วยอัตราขายปลีกช่วง Peak)
- PEA ควรใช้พลังงานแสงอาทิตย์ชาร์จเข้าแบตเตอรี่ด้วยเพื่อขายในช่วง Peak ที่ไม่มีแสงอาทิตย์แล้ว

- ในช่วง Peak นั้น PEA สามารถนำพลังงานไฟฟ้าที่เก็บอยู่ในแบตเตอรี่มาขาย (ด้วยอัตราขายปลีกช่วง Peak)

- การนำไฟฟ้าในช่วง off-peak ชาร์จเข้าแบตเตอรี่เพื่อนำมาขายในช่วง Peak (ด้วยอัตราขายปลีกช่วง Peak)

*โครงการโซลาร์ภาคประชาชน

**เฉลี่ยราคาค่าไฟขายส่งที่ระดับแรงดัน 69-230 kV

***ต้นทุน ESS 275 \$/kWh

****เฉลี่ยราคาค่าไฟขายปลีกช่วง Peak ทุกะดับแรงดัน

กรณี	แหล่งซื้อไฟฟ้า	ต้นทุนพลังงานบาท/kWh	ต้นทุน ESS บาท/kWh***	รวมต้นทุนบาท/kWh	ราคาขายบาท/kWh****
สีส้ม	RE	1.68*	-	1.68	4.21
	RE	1.68*	1.84	3.52	4.21
สีฟ้าและสีเขียว	EGAT	2.34**	1.84	4.18	4.21

Energy Storage System (ESS)

แผนการพัฒนา

- ESS ที่ควรนำมาติดตั้งในระบบไฟฟ้าควรจะเป็นประเภท Lithium Ion เนื่องจากเป็น ESS ประเภทที่มีการใช้งานมากในต่างประเทศ มีความสามารถในการประยุกต์ใช้งานที่หลากหลายและมีแนวโน้มราคาถูกลงในอนาคต
- ควรเริ่มติดตั้งแบตเตอรี่ทั่วประเทศ เพื่อให้สอดคล้องกับแผนอื่น ๆ DERMS , EV charging management system อย่างไรก็ตามอาจติดตั้งในเขตที่มี RE เข้ามาในระบบมาก่อน ซึ่งคือ ก1 ก3 ฉ1 ฉ3 ต1 น2 ต2 เป็นต้น
- จากแผน 20 ปี PEA วางแผนจะติดตั้งแบตเตอรี่รองรับความต้องการใช้ไฟฟ้า 790 MW และ 3,860 MWh ในระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ตามลำดับ ซึ่งการติดตั้ง ESS ตามโครงการในแผน 20 ปีของ PEA นั้น สามารถตอบโจทย์เป้าหมายของการติดตั้งได้แล้ว (ลดความต้องการใช้ไฟฟ้า และ ลดการก่อสร้างสถานีไฟฟ้าและหม้อแปลง)
- หากพิจารณาการดำเนินการ Energy arbitrage ถือว่ามีความเป็นไปได้ที่จะสร้างกำไรให้กับ PEA เมื่อการลงทุนติดตั้ง ESS มีราคา ESS ต่ำกว่า 275 \$/kWh
- การพิจารณา Net demand ในการหาขนาดของ ESS ควรพิจารณา Charge/Discharge profile ของ EV ด้วย เพราะ EV ถือเป็น Load อย่างหนึ่ง และ เป็น Disruptive technology ที่อาจมีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในอนาคต

Energy Storage System (ESS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน	ที่มา
การติดตั้งแบตเตอรี่ ทั้ง System	790 MWh ในปีพ.ศ. 2565 3,860 MWh ในปีพ.ศ. 2568	โครงการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานเพื่อรองรับการบริหารความต้องการไฟฟ้า และพลังงานหมุนเวียน (แผน 20 ปี)
การเปลี่ยนแบตเตอรี่	- เปลี่ยนแบตเตอรี่ 790 MWh ในปี พ.ศ. 2575 - เปลี่ยนแบตเตอรี่ 3,860 MWh ในปี พ.ศ. 2578	
การลดการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า/หม้อแปลง	- แบตเตอรี่ 790 MWh ลดการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 320 MW 3,860 MWh ลดการก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 1,520 MW	โครงการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงานเพื่อรองรับการบริหารความต้องการไฟฟ้า และพลังงานหมุนเวียน (แผน 20 ปี)

Energy Storage System (ESS)

สมมติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ผลประโยชน์ที่ได้รับ

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
Capacity Cost เฉลี่ย ปี 2548 ต้นทุนระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 115/69 kV ถึงระดับแรงดันต่ำของ กฟภ.	4,381 บาท/kW/ปี (ประมาณเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ 3%)	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี
Fuel saving	172,079 บาท/MWh/year	The World Bank China Renewable Energy and Battery Storage Promotion Project (P163679) May 20, 2019
Reduction in CO2 emission	186,024 บาท/MWh/year	
Energy shifting benefit	826,314 บาท/MWh/year	
Ancillary service benefit	330,898 บาท/MWh/year	

Energy Storage System (ESS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

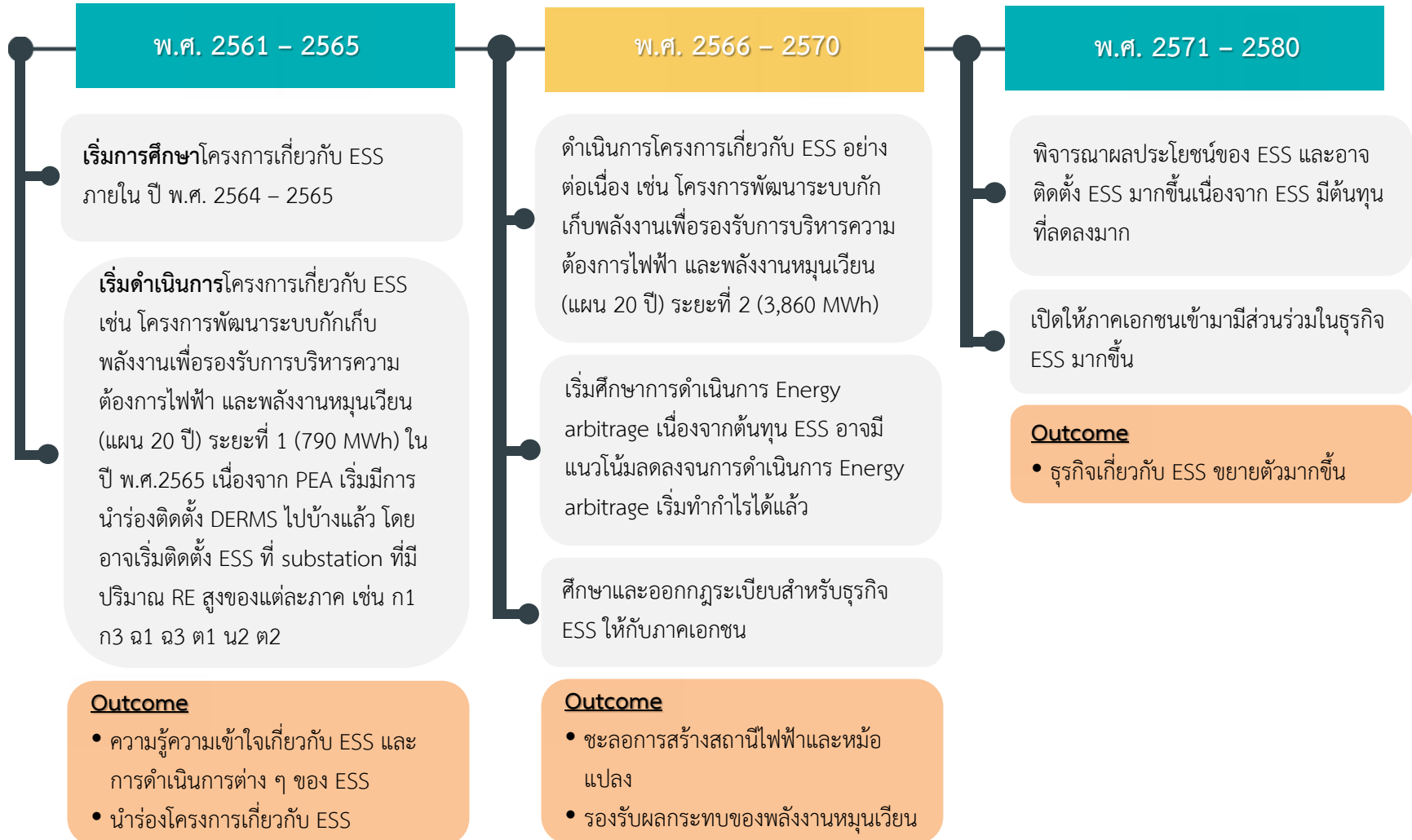
ต้นทุนในการดำเนินงาน

ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
ต้นทุนการติดตั้งแบตเตอรี่ (ทั้ง System) - ราคาแบตเตอรี่ลดลงปีละประมาณ 5%**	19,855 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2565 (ลงทุน 790 MWh) 14,595 บาท/kWh ในปีพ.ศ. 2568 (ลงทุน 3,860 MWh)	ข้อมูลจากการหารือกับทาง PEA, 2563 **ASIAN DEVELOPMENT BANK, “Handbook on battery energy storage,” December 2018
ต้นทุนการเปลี่ยนแบตเตอรี่ (\$/kWh) (เฉพาะแบตเตอรี่) - โดยต้นทุนเฉพาะแบตเตอรี่คิดเป็นประมาณ 14% ของต้นทุนทั้งระบบ**	11,887 \$/kWh ในปีพ.ศ. 2575 (เปลี่ยนแบตเตอรี่ 790 MWh) 10,192 \$/kWh ในปีพ.ศ. 2578 (เปลี่ยนแบตเตอรี่ 3,860 MWh)	ข้อมูลจากการหารือกับทาง PEA, 2563 **ASIAN DEVELOPMENT BANK, “Handbook on battery energy storage,” December 2018
ต้นทุน O&M (% ของ EPC) - EPC = Engineering, procurement, and construction ซึ่งประมาณ 20% ของต้นทุน ESS ทั้ง system	4%	ASIAN DEVELOPMENT BANK, “Handbook on battery energy storage,” December 2018

Energy Storage System (ESS)

แผนการพัฒนา

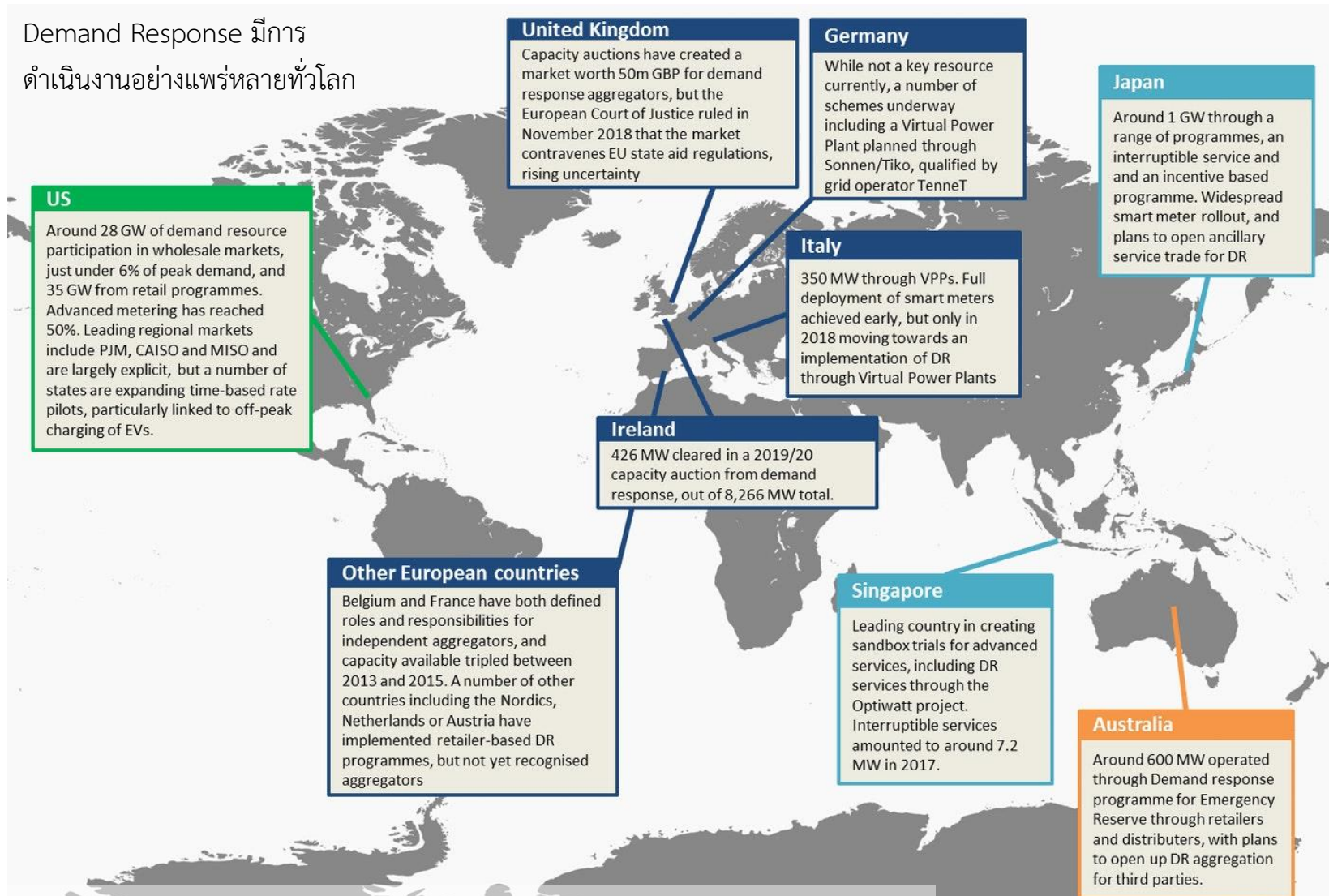
Energy Storage System (ESS)



Load Aggregator Management System (LAMS)

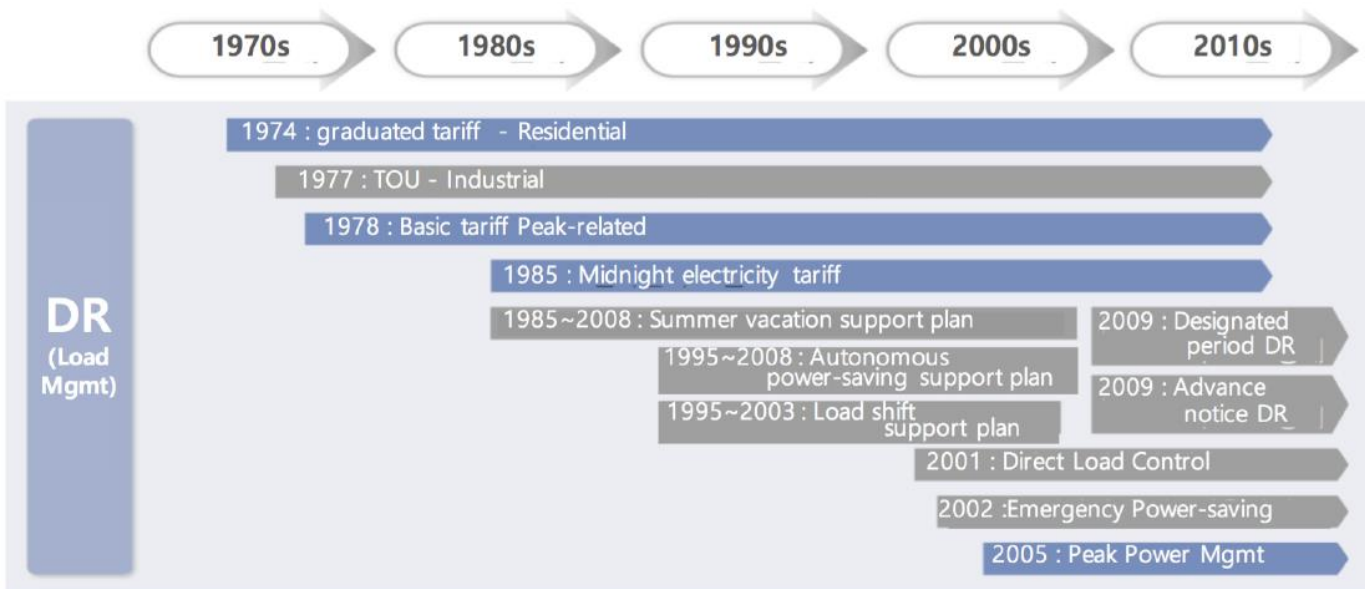
ภาพรวมการพัฒนา

Demand Response มีการ
ดำเนินงานอย่างแพร่หลายทั่วโลก



Load Aggregator Management System (LAMS)

ภาพรวมการพัฒนา การพัฒนา Demand Response ในประเทศเกาหลี



ในประเทศเกาหลีมีการพัฒนา DR โปรแกรมต่าง ๆ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2517

ที่มา: I-ON Communications

เป้าหมายของ Demand Side Management (DSM) ในประเทศเกาหลี

Long Term Power Plan	Peak Load (MW)		DSM Target (MW)	Demand Reduction Portion (%)	Target Year
	Before DSM	After DSM			
1 st Plan ('02)	74,784	67,745	7,039	9.4	2015
2 nd Plan ('04)	79,266	68,737	10,529	13.2	2017
3 rd Plan ('06)	83,424	71,809	11,615	13.9	2020

ในปี 2020 มีเป้าหมายในการใช้ DSM กว่า 11,615 MW

ที่มา: Demand Resource Policy and Program Design for Electricity Market in Korea, 2015

Load Aggregator Management System (LAMS)

ภาพรวมการพัฒนา

- ในประเทศไทย การดำเนินงานด้าน Demand Response มีวัตถุประสงค์หลักในการลด Peak ของประเทศ โดยอาจส่งผลต่อการชะลอการก่อสร้างโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ลดต้นทุนผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้าย และชะลอการก่อสร้างระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- ในปัจจุบันกำลังมีการดำเนินงานร่วมกันระหว่าง กฟผ. กฟภ. และ กฟน. โดยทั้ง 3 การไฟฟ้านั้นได้มีการเตรียมซื้อเซิร์ฟเวอร์ของ DRMS และ LAMS อยู่
- จากแผน Grid Modernization จะพบว่าระบบ DRMS ของ กฟผ. นั้นจะพร้อมเชื่อมต่อกับ กฟภ. และ กฟน. ภายในปี พ.ศ. 2564
- ภาครัฐได้กำหนดให้ PEA ดำเนินงานด้าน DR 250 MW ภายในปี พ.ศ. 2564

Load Aggregator Management System (LAMS)

แนวทางการพัฒนา

ภาพรวมการพัฒนา	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
การดำเนินงานด้าน DR มีแนวโน้มที่จะถูกพัฒนาในหลายประเทศทั่วโลก	- กล่าวถึงการพัฒนา DR ในภาพกว้าง ไม่ได้กล่าวมากนักในรายละเอียด - ขาดการกำหนดทิศทางการพัฒนาอย่างชัดเจน - มีแผนที่จะดำเนินโครงการนำร่องในช่วงปี พ.ศ. 2559 – 2564 และ ขยายทั่วประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2565 – 2584	- โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (แผนสมาร์ทมิเตอร์) - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2563-2568) จัดทำโครงการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response -Semi Auto) ไม่น้อยกว่า 250 MW ตามนโยบายรัฐ กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย ในพื้นที่เมืองใหญ่ - โครงการพัฒนาโครงข่ายเพื่อรองรับผู้ใช้ไฟ (แผนสมาร์ทมิเตอร์) - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2566-2570) จัดทำโครงการตอบสนองด้านโหลด (Automatic Demand Response) ไม่น้อยกว่า 250 MW ตามนโยบายรัฐ กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย ในพื้นที่เมืองใหญ่ - ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2571 – 2580) จัดทำโครงการตอบสนองด้านโหลด (Automatic Demand Response) ไม่น้อยกว่า 1,000 MW ตามนโยบายภาครัฐ กับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ และรายย่อย ในเมืองที่มี Growth ของผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย รายใหญ่ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก และผู้ใช้ไฟที่มี EV	- ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของการรูปแบบธุรกิจ Demand Response ที่ PEA ควรพัฒนา - ต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ที่ PEA จะได้รับจากการดำเนินงานด้าน Demand Response - ควรคำนึงถึงขั้นตอนการพัฒนาองค์ประกอบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง (เช่น มาตรการ DR ต่าง ๆ เป็นต้น) ว่าควรพัฒนาในช่วงเวลาใด (ก่อนหน้า ภายหลัง หรือพร้อมกับการดำเนินงาน DR ในระบบของ PEA)

Load Aggregator Management System (LAMS)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	การขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟภ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
- ดำเนินงานด้าน DR เพื่อลด Peaking Plant - ดำเนินงานด้าน DR แบบ Semi-auto และ auto ไม่น้อยกว่า 250 MW ตามนโยบายภาครัฐ ภายในปี พ.ศ. 2570 - ดำเนินงานด้าน DR แบบ Auto ไม่น้อยกว่า 1,000 MW ตามนโยบายภาครัฐ ภายในปี พ.ศ. 2580	- ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของการรูปแบบธุรกิจ Demand Response ที่ PEA ควรพัฒนา - ต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ที่ PEA จะได้รับจากการดำเนินงานด้าน Demand Response - ควรคำนึงถึงขั้นตอนการพัฒนาองค์ประกอบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง (เช่น มาตรการ DR ต่าง ๆ เป็นต้น) ว่าควรพัฒนาในช่วงเวลาใด (ก่อนหน้า หลัง หรือพร้อมกับการดำเนินงาน DR ในระบบ PEA)	- ศึกษากำหนดเกณฑ์ในการดำเนินงานด้าน DR เช่น ในพื้นที่ที่มีการใช้ไฟฟ้าสูง ในพื้นที่ที่มีการติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์อยู่แล้ว หรือ ดำเนินงานเฉพาะสำหรับลูกค้า C&I เป็นต้น - วิเคราะห์แนวทางการพัฒนารูปแบบธุรกิจ DR ที่เหมาะสมกับ PEA - วิเคราะห์และนำเสนอแผนการพัฒนา DR ในแต่ละช่วงปี - ประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินงานด้าน DR	- งบประมาณลงทุนในระบบ DR (ได้รับแล้ว) - ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ที่จะจัดทำในการดำเนินงานด้าน Demand Response ผลประโยชน์ที่ได้รับต่อการดำเนินงาน Demand Response 1 MW (เช่น ต้นทุนการลงทุนในหม้อแปลง สายไฟ หรืออุปกรณ์อื่น ๆ ที่สามารถชดเชยได้)

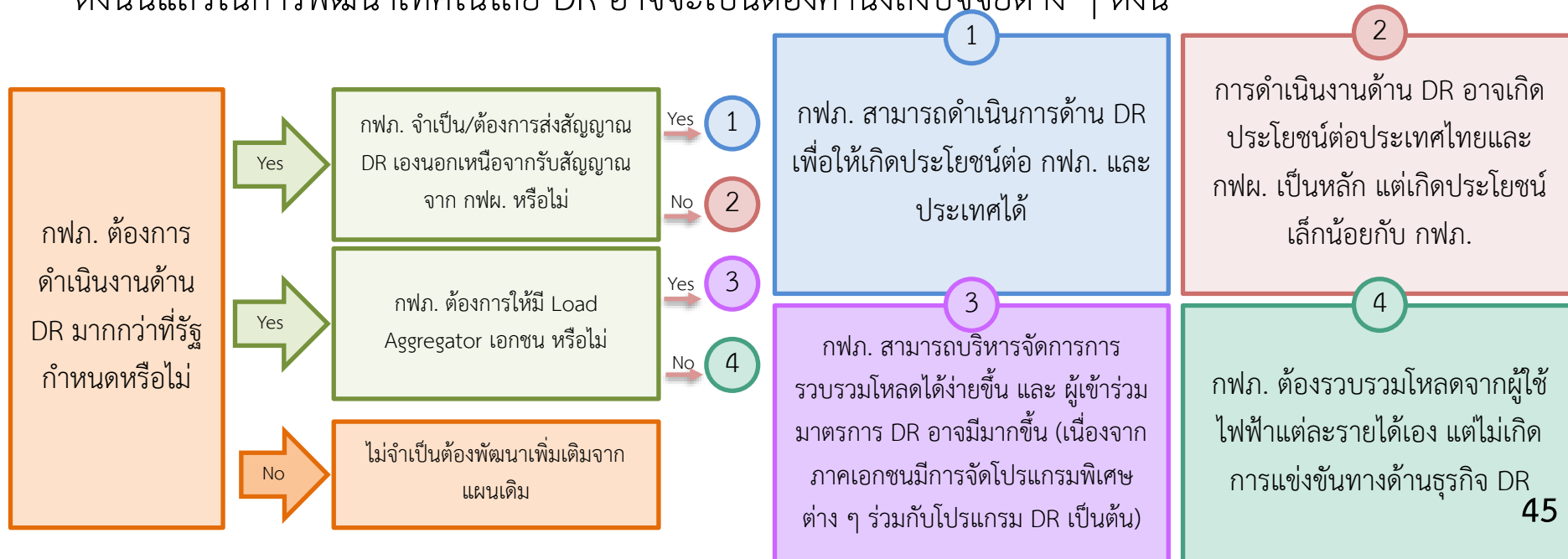
Load Aggregator Management System (LAMS)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ LAMS

การดำเนินงานด้าน DR เป็นการดำเนินงานที่พัฒนาร่วมกันระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง โดย กฟผ. จะรับสัญญาณ DR จาก กฟผ. เป็นหลัก ซึ่งโดยทั่วไปสัญญาณการดำเนินงานด้าน DR นี้จะก่อให้เกิดประโยชน์ต่อประเทศ และ กฟผ. อย่างไรก็ตามอาจจะไม่เกิดประโยชน์ต่อ กฟผ. ก็ได้ เช่น

- การดำเนินงาน DR ทำให้หน่วยขายไฟของ กฟผ. ลดลง ซึ่งอาจส่งผลให้ค่าไฟฟ้ามีค่าที่สูงขึ้น
- การที่ กฟผ. ส่งสัญญาณ DR เพื่อลด Peak ระบบ หาก Peak ของ กฟผ. ไม่ตรงกับ กฟผ. จะทำให้ไม่สามารถชะลอการลงทุนในระบบของ กฟผ. ได้

ดังนั้นแล้วในการพัฒนาเทคโนโลยี DR อาจจะเป็นต้องคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ดังนี้



Load Aggregator Management System (LAMS)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ LAMS

ในเบื้องต้นอาจแบ่งแนวทางการพัฒนา DR ของ กฟภ. ได้ 5 รูปแบบ ดังนี้

รูปแบบที่	กฟภ. ต้องการดำเนินงานด้าน DR มากกว่าที่รัฐกำหนด	กฟภ. จำเป็น/ต้องการส่งสัญญาณ DR เองนอกเหนือจากรับสัญญาณจาก กฟผ.	กฟภ. ต้องการให้มี Load Aggregator เอกชน
1	ใช่	ใช่	ใช่
2	ใช่	ใช่	ไม่ใช่
3	ใช่	ไม่ใช่	ใช่
4	ใช่	ไม่ใช่	ไม่ใช่
5*	ไม่ใช่	-	-

*กรณีที่ กฟภ. ไม่ต้องการดำเนินงานด้าน DR มากกว่าที่รัฐกำหนดนั้น กฟภ. อาจไม่จำเป็นต้องคำนึงถึงการส่งสัญญาณ DR เอง เนื่องจากการดำเนินงาน DR ตามนโยบายของรัฐนั้น กฟภ. จะดำเนินงาน DR ตามสัญญาณแจ้งเตือนของ กฟผ. เป็นหลัก

Load Aggregator Management System (LAMS)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ LAMS

ถึงแม้ว่าในการดำเนินงานด้าน DR จะทำให้จะส่งผลดีด้านต่าง ๆ ดังที่กล่าวไปแล้ว อย่างไรก็ตามการดำเนินงาน DR จะส่งผลให้ กฟภ. ต้องรับภาระหลัก 2 ประการ คือ 1) กฟภ. มีหน่วยขายไฟที่ลดลงเนื่องจากการดำเนินงาน DR 2) กฟภ. จำเป็นต้องสำรองจ่าย Incentive ให้ผู้เข้าร่วมมาตรการไปก่อน แล้วจึงรับคืนผ่านค่า Ft

ดังนั้นเพื่อลดทอนผลกระทบดังกล่าว PEA ควรมีทิศทางการพัฒนา DR ดังนี้

1. ถึงแม้การดำเนินงานด้าน DR จะส่งผลให้ กฟภ. อาจมีรายรับที่น้อยลง แต่ กฟภ. ก็ยังคงควรดำเนินงานด้าน DR อย่างน้อยที่สุดเพื่อหลีกเลี่ยงการที่ผู้ใช้ไฟฟ้าหรือผู้รวบรวมโหลดดำเนินงานด้าน DR แล้ว กฟภ. ไม่ทราบข้อมูล หรือสูญเสียโอกาสทางธุรกิจไป
2. เพื่อให้การดำเนินงานด้าน DR นั้นเกิดประโยชน์กับ กฟภ. อย่างแท้จริง กฟภ. ควรสนับสนุนให้มีการดำเนินงานด้าน DR มากกว่าที่รัฐกำหนด และ กฟภ. สามารถส่งสัญญาณ DR ของตนเองได้
3. กฟภ. ควรสนับสนุนให้มี Load aggregator ภาคเอกชน เพื่อที่ กฟภ. จะสามารถบริหารจัดการได้อย่างสะดวกรวดเร็ว ลดต้นทุนในการบริหารจัดการ (ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับรูปแบบการบริหารจัดการค่าดำเนินการในการเป็น Load aggregator ว่าส่วนที่จะต้องจ่ายให้กับ Load aggregator เอกชนนั้น หักออกจากส่วนที่ผู้ใช้ไฟฟ้า/ผู้ลดโหลดจะได้รับหรือไม่ หรือว่าทาง กฟภ. เป็นผู้รับผิดชอบเอง)

Load Aggregator Management System (LAMS)

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

ผู้ส่งสัญญาณ DR	ผู้ที่ได้รับผลประโยชน์หลัก	ผู้จ่าย Incentive ให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ	แหล่งที่มาของเงิน Incentive
EGAT	- ประเทศไทย - EGAT	- EGAT จ่ายให้ PEA, MEA - PEA, MEA จ่ายให้ ผู้เข้าร่วมมาตรการ	ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_p)
PEA	- ประเทศไทย - PEA	PEA จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ	- ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_p) - อื่น ๆ
MEA	- ประเทศไทย - MEA	MEA จ่ายให้ผู้เข้าร่วมมาตรการ	- ค่าไฟฟ้าผันแปร (F_p) - อื่น ๆ

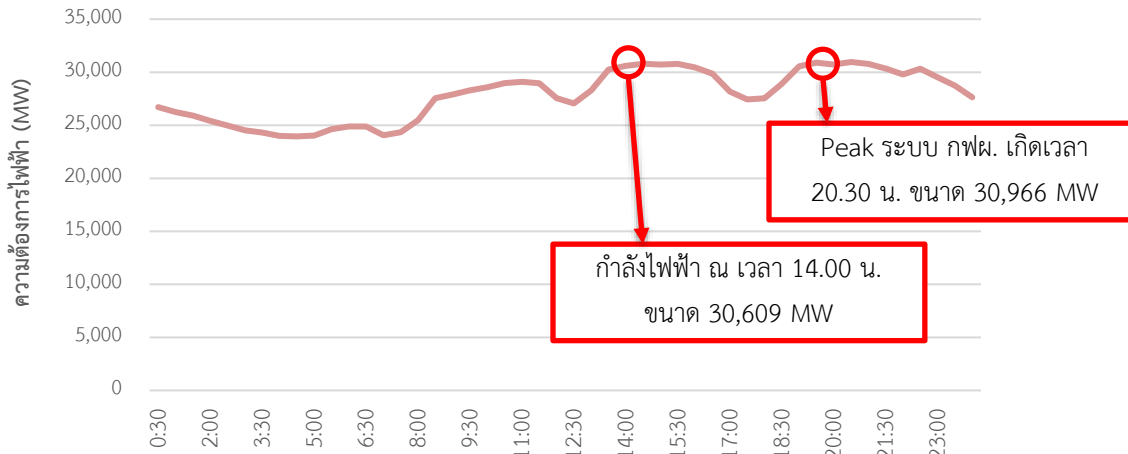
จากการวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจที่กล่าวข้างต้น อาจทำให้มีผู้ที่มีสิทธิ์ในการส่งสัญญาณ DR ได้หลายราย โดยจากเดิมผู้ส่งสัญญาณ DR เป็นหลักนั้นจะเป็น EGAT ซึ่งผู้ที่ได้รับผลประโยชน์ทางตรงจะเป็น EGAT เท่านั้น (รายละเอียดดังหน้าถัดไป)

ทั้งนี้เพื่อให้ PEA ได้รับประโยชน์ในการดำเนินงานด้าน DR ทาง PEA อาจจำเป็นต้องทำหน้าที่เป็นผู้ส่งสัญญาณ DR ร่วมด้วย

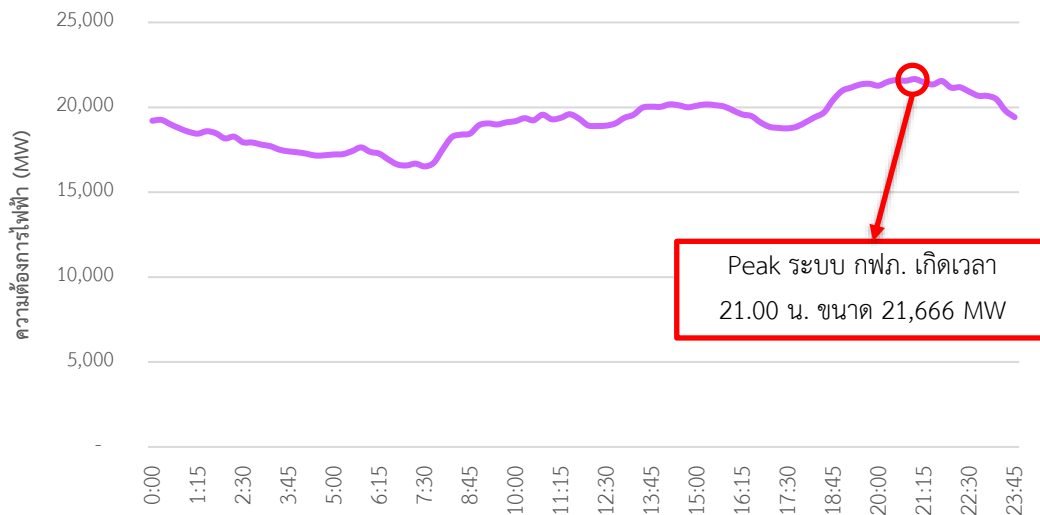
Load Aggregator Management System (LAMS)

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า Peak Day ของ กฟผ. ปี พ.ศ. 2563 (7 พฤษภาคม)



ข้อมูลความต้องการไฟฟ้า Peak Day ของ กฟผ. ปี พ.ศ. 2562 (27 เมษายน)



ในกรณีที่ กฟผ. สั่งการ DR เพื่อลด Peak ของระบบจะพบว่า กฟผ. อาจจะสั่งการลดโหลดในช่วงเวลา 20.30 น. หรือ 14.00 น. ซึ่ง Peak ของระบบ กฟผ. อยู่ในช่วง 21.00 น.

ดังนั้นเพื่อให้การดำเนินงาน DR เกิดประโยชน์สูงสุดต่อการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง การดำเนินงานด้าน DR ควรมีการหารือร่วมกันอย่างถี่ถ้วน และพิจารณา Peak ของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งในการดำเนินงานด้าน DR หรือ กฟผ. ควรมีการสั่งการดำเนินงานด้าน DR ได้เอง

หมายเหตุ: ข้อมูลความต้องการไฟฟ้าของ กฟผ. และ กฟภ. ที่ใช้ในการวิเคราะห์เป็นข้อมูลในปีที่แตกต่างกัน ดังนั้นเพื่อให้ผลการวิเคราะห์มีความแม่นยำมากยิ่งขึ้นทำให้อาจจำเป็นต้องมีการปรับปรุงข้อมูลต่อไปในอนาคต

Load Aggregator Management System (LAMS)

การประมาณการความต้องการ DR ของการไฟฟ้า

ปริมาณความต้องการ DR ในแต่ละภูมิภาค

เดือน	รวมทั้งประเทศ	ภาคกลาง	ภาคเหนือ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	ภาคใต้
มกราคม	360.93	105.87	100.63	247.75	76.72
กุมภาพันธ์	379.60	206.27	70.10	349.46	180.81
มีนาคม	441.37	199.44	313.23	186.41	122.06
เมษายน	386.93	181.31	116.72	125.94	117.89
พฤษภาคม	327.21	358.76	89.68	222.95	123.30
มิถุนายน	400.79	173.39	105.62	223.12	145.46
กรกฎาคม	350.39	93.08	129.85	1,402.58	83.61
สิงหาคม	126.00	178.06	263.16	258.70	157.05
กันยายน	287.79	149.10	273.30	149.37	97.89
ตุลาคม	279.49	152.27	102.09	111.40	256.40
พฤศจิกายน	491.90	249.25	354.78	337.95	195.19
ธันวาคม	287.96	266.66	296.22	546.68	211.13
ค่าเฉลี่ย DR รายปี	343.36	192.79	184.62	346.86	147.29
ค่าสูงสุดของปี	491.90	358.76	354.78	1,402.58	256.40
ค่าต่ำสุดของปี	126.00	93.08	70.10	111.40	76.72
ค่าเฉลี่ยปริมาณการใช้ไฟฟ้าตลอดทั้งปี	16,227.62	8,564.76	2,389.64	2,663.89	2,166.18

จากตารางจะพบว่าประเทศไทยจะมีความต้องการ DR เฉลี่ยอยู่ที่ 343.36 MW ใน โดยจที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความต้องการ DR เฉลี่ยสูงสุด (346.86 MW) และ ภาคใต้มีความต้องการ DR เฉลี่ย ต่ำสุด (147.29 MW)

***หมายเหตุ ทางจุฬายากขอยืนยันข้อมูลเดือนกรกฎาคมของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ**

จากข้อมูลความต้องการ DR และการวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ อาจกล่าวได้ว่า กฟภ. สามารถดำเนินงานด้าน DR ได้ 3 ลักษณะ

1. กฟภ. ดำเนินงาน DR ในพื้นที่ และในปริมาณ ที่ กฟภ. แจ้งเตือน
2. กฟภ. ดำเนินงานตามข้อที่ 1 และดำเนินงาน DR ในพื้นที่ที่มีความต้องการ DR สูงสุด
3. กฟภ. ดำเนินงานตามข้อที่ 1 และดำเนินงาน DR ในทุกๆ พื้นที่ตามสัดส่วนความต้องการ DR

Load Aggregator Management System (LAMS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน	ที่มา
ปริมาณความต้องการ DR	ประเทศ 343.36 MW สมมุติให้มีการตอบสนองการดำเนินงาน 50% ของปริมาณความต้องการ DR	การศึกษาแนวทางการดำเนินธุรกิจ ผู้รวบรวมโหลดและจัดสรรโหลด (Load Aggregator) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2563
การเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการ DR	ค่าเฉลี่ย Load Growth ทั่วประเทศ 4%	ข้อมูลสำคัญ กฟผ. ธันวาคม 2562
ระยะเวลาที่ต้องมีการทำ DR	อ้างอิงการมาตรการ ILP ทางเลือกที่ 3 (6 ชม./ครั้ง, 1 ครั้ง/วัน , 10 ครั้ง/เดือน , 20 ครั้ง/ปี) คิดเป็น 1200 ชม./ปี	มาตรการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และ อัตรา Demand Response, สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2559
ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจากการทำ DR	ประเทศ 412,032 MWh ภาคกลาง 231.348 MWh ภาคเหนือ 221,544 MWh ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 416,232 MWh ภาคใต้ 176.748 MWh	ผลคูณของปริมาณความต้องการ DR กับ ระยะเวลาที่ต้องมีการทำ DR

Load Aggregator Management System (LAMS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

ผลประโยชน์ที่ได้รับ

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
Capacity Cost เฉลี่ย ปี 2548 ต้นทุนระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 115/69 kV ถึงระดับแรงดันต่ำของ กฟภ.	4,381 บาท/kW/ปี (ประมาณเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ 3%) ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการชะลอการลงทุนคิดเป็น WACC% ของ Capacity Cost บาท/kW/ปี	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี
Capacity Cost เฉลี่ย ปี 2548 ต้นทุนระบบผลิต และระบบส่ง	3,280 บาท/kW/ปี (ประมาณเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ 3%) ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการชะลอการลงทุนคิดเป็น WACC% ของ Capacity Cost บาท/kW/ปี	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี
ลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ	มูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ 1 นาที 12.38 บาท/kW	กฟภ.

Load Aggregator Management System (LAMS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

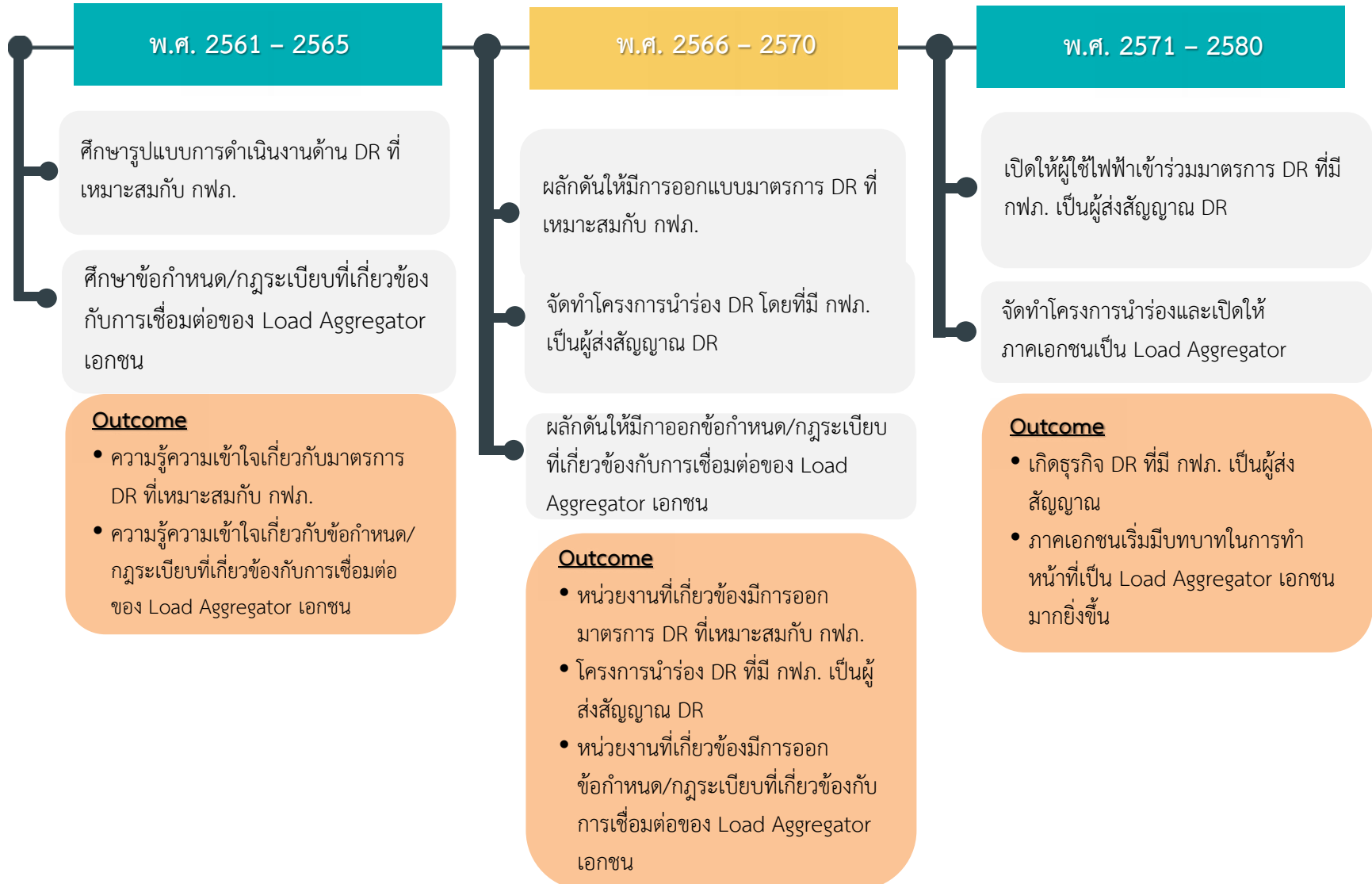
ต้นทุนในการดำเนินงาน

ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
DR System	ประมาณ 40 ล้านบาท	จากการหารือร่วมกับ Vendor
ผลตอบแทนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	418.25 บาท/kW/ปี 60% ของเงินชดเชยสูงสุดที่สามารถจ่ายได้	มาตรการความร่วมมือการลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และอัตรา Demand Response
ผลตอบแทนแก่ Load Aggregator	418.25 บาท/kW/ปี 60% ของเงินชดเชยสูงสุดที่สามารถจ่ายได้	มาตรการความร่วมมือการลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และอัตรา Demand Response

Load Aggregator Management System (LAMS)

แผนการพัฒนา

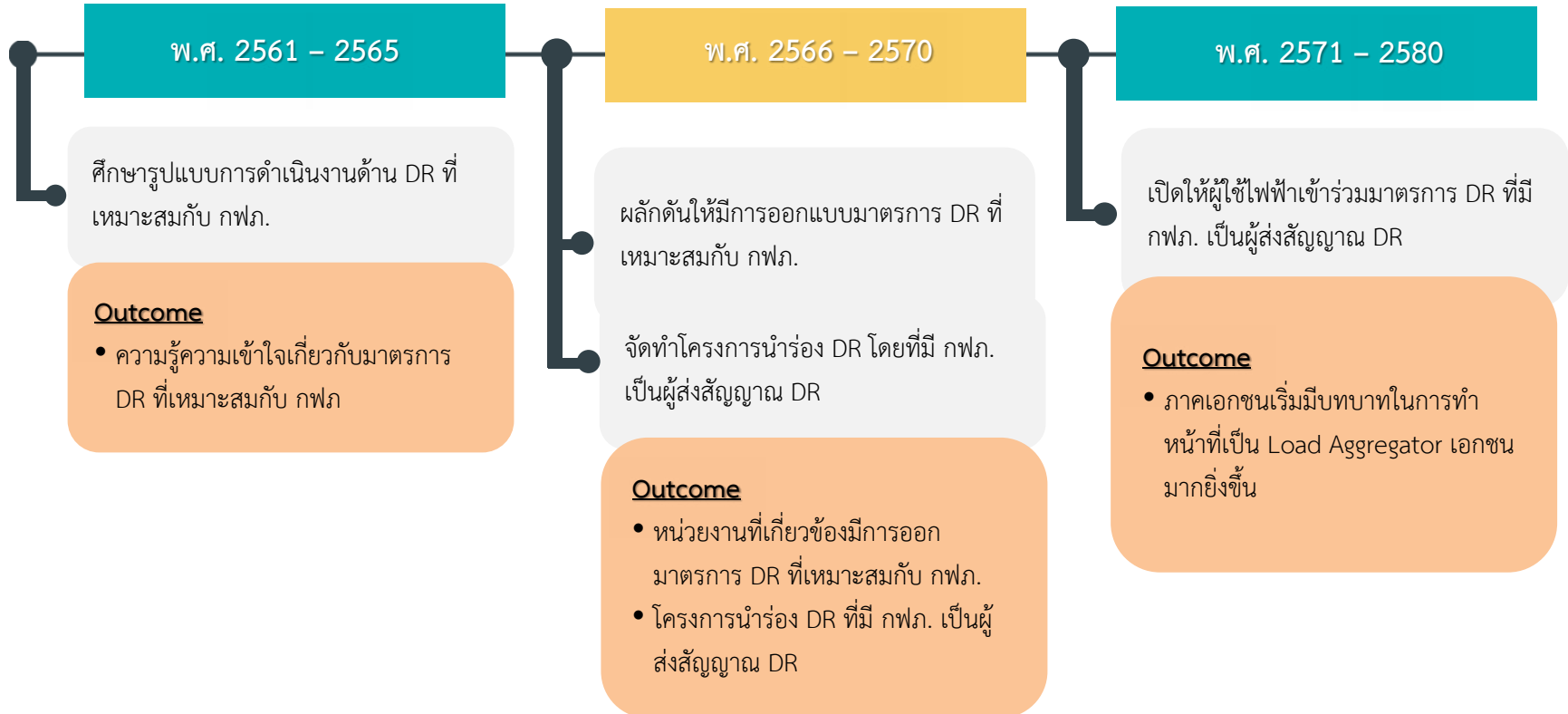
รูปแบบที่ 1 PEA ต้องการดำเนินงานมากกว่านโยบายของรัฐ , ต้องการส่ง
สัญญาณ DR เอง และต้องการให้มี Load Aggregator เอกชน



Load Aggregator Management System (LAMS)

แผนการพัฒนา

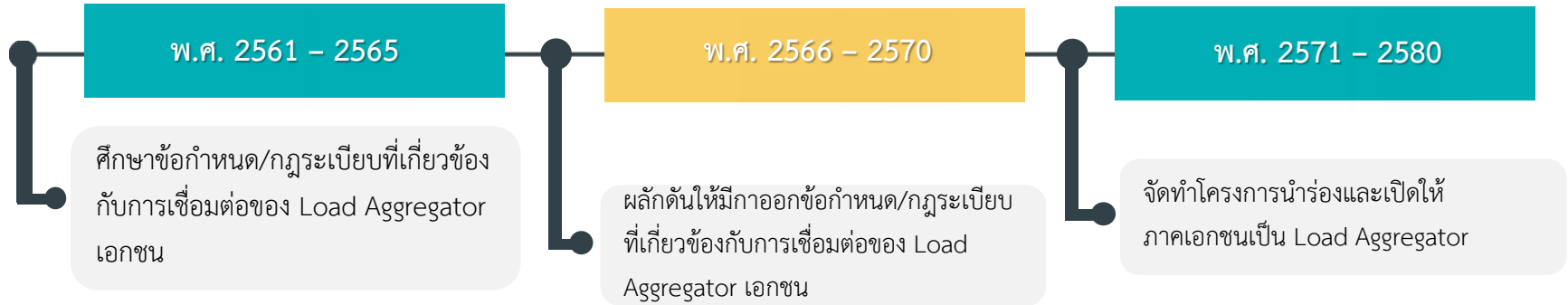
รูปแบบที่ 2 PEA ต้องการดำเนินงานมากกว่านโยบายของรัฐ , ต้องการส่ง
สัญญาณ DR เอง แต่ไม่ต้องการให้มี Load Aggregator เอกชน



Load Aggregator Management System (LAMS)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 3 PEA ต้องการดำเนินงานมากกว่านโยบายของรัฐ , ไม่ต้องการส่ง
สัญญาณ DR เอง แต่ต้องการให้มี Load Aggregator เอกชน



การดำเนินงาน DR ให้มากกว่านโยบายของรัฐ โดนที่ กฟผ. ไม่ส่งสัญญาณเองอาจทำได้ยากเนื่องจาก PEA ต้องรอรับสัญญาณ DR กับ กฟผ. (จะเดินการ DR ได้มากหรือน้อยนั้นจะขึ้นกับ กฟผ. เป็นหลัก)

Outcome

- ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อของ Load Aggregator เอกชน

Outcome

- หน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีการออกข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการเชื่อมต่อของ Load Aggregator เอกชน

Outcome

- ภาคเอกชนเริ่มมีบทบาทในการทำหน้าที่เป็น Load Aggregator เอกชนมากยิ่งขึ้น

Load Aggregator Management System (LAMS)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 4 PEA ต้องการดำเนินงานมากกว่านโยบายของรัฐ , ไม่ต้องการส่ง
สัญญาณ DR เอง และไม่ต้องการให้มี Load Aggregator เอกชน



การดำเนินงาน DR ให้มากกว่านโยบายของรัฐ โดยที่ กฟผ. ไม่ส่งสัญญาณเองอาจทำได้ยากเนื่องจาก PEA ต้องรอรับสัญญาณ DR กับ กฟผ. (จะเดินการ DR ได้มากหรือน้อยนั้นจะขึ้นกับ กฟผ. เป็นหลัก)

Outcome

- กฟผ. มีการดำเนินงานด้าน DR โดยรอรับสัญญาณจาก กฟผ. เป็นหลัก

รูปแบบที่ 5

PEA ไม่ต้องการดำเนินงานมากกว่านโยบายของรัฐ



กฟผ. มุ่งเน้นการพัฒนาตามโครงการที่ทางภาคนโยบายนำเสนอ

Outcome

- กฟผ. มีการดำเนินงานด้าน DR โดยรอรับสัญญาณจาก กฟผ. เป็นหลัก

Load Aggregator Management System (LAMS)

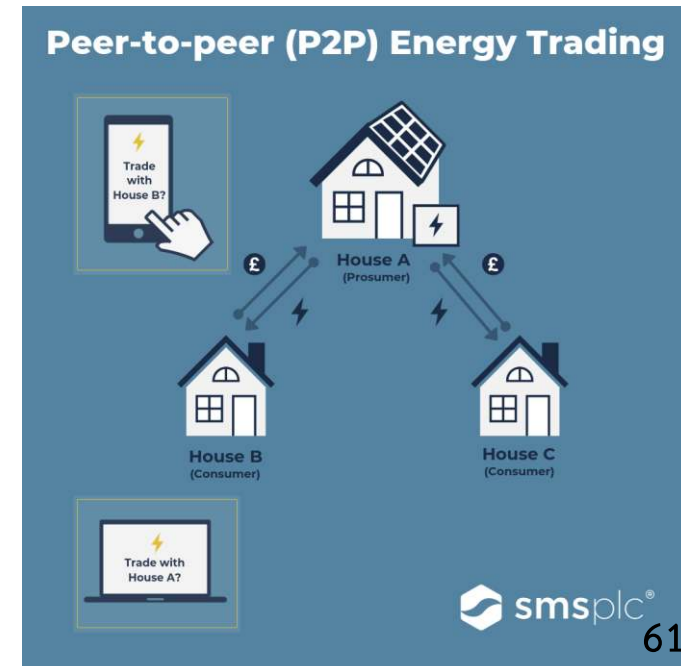
ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

- กฟภ. ควรพิจารณาถึงการดำเนินงานด้าน Demand Response ในการวางแผนพัฒนาระบบจำหน่ายไฟฟ้า เมื่อมาตรการ Demand Response ถูกนำมาใช้งานจริง เพื่อที่จะทำให้เกิดประโยชน์กับ กฟภ. อย่างสูงสุด
- การพัฒนาเทคโนโลยีในการตรวจวัด ควบคุม และเทคโนโลยีด้านการสื่อสารจะทำให้การดำเนินงานด้าน Demand Response มีมิติมากขึ้น และสามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น
- ในด้านการควบคุมการใช้พลังงานไฟฟ้าในภาพรวมการใช้งาน Demand Response รูปแบบ Price-based จะมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยเฉพาะด้านการลด Peak ของระบบ ซึ่งมาตรการแบบ Price-based จะช่วยให้ผู้ใช้ไฟฟ้าพยายามควบคุมการใช้ไฟฟ้าของตนเองให้เหมาะสมและไม่มีค่าที่สูงมากในช่วง Peak
- ในด้านการดำเนินการระบบโครงข่ายให้มีประสิทธิภาพ หรือด้านความมั่นคง กฟภ. ควรมีการเรียกใช้งาน Demand Response แบบ Incentive-based ซึ่งจะทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีการตอบสนองกับสถานการณ์ที่จำเป็นจริง ๆ ต่อระบบไฟฟ้า
- ในกรณีที่ กฟภ. ต้องการดำเนินงานด้าน Demand Response เอง กฟภ. ควรมีการกำหนด Incentive ที่จะจ่ายให้แก่ผู้เข้าร่วมมาตรการอย่างเหมาะสมเพื่อให้การดำเนินงานด้าน Demand Response เกิดประโยชน์ต่อ กฟภ. ได้

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

ภาพรวมการพัฒนา

- โครงสร้างการซื้อขายไฟฟ้าและโครงสร้างการซื้อขายพลังงานมีแนวโน้มที่จะเปลี่ยนเป็นรูปแบบ Decentralized มากขึ้น ซึ่งทำให้เกิดผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีการผลิตไฟฟ้าใช้เอง (Prosumer) ในระบบโครงข่ายมากขึ้น
- การที่เกิด Prosumer ในระบบโครงข่ายนั้นอาจส่งผลกระทบต่อโดยตรงกับ กฟผ. 2 ด้าน คือ
 - กรณีที่ Prosumer ผลิตไฟฟ้าใช้เอง
 - กรณีที่ Prosumer มีการซื้อขายไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้ผ่าน ETP (ของภาคเอกชน หรือ ของการไฟฟ้า)ทั้ง 2 ด้านนี้จะส่งผลให้ กฟผ. มีหน่วยขายไฟฟ้าที่ลดลง
- การที่ Prosumer ที่ผลิตไฟฟ้าใช้เอง และมีการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน ETP นั้นอาจส่งผลให้รายได้ของการไฟฟ้าลดลง หรือส่งผลให้ค่าไฟฟ้าสำหรับผู้บริโภคทั่วไปสูงขึ้นได้
- ดังนั้น เพื่อหลีกเลี่ยงผลกระทบดังกล่าวให้มากที่สุด การไฟฟ้าควรมีการเตรียมความพร้อมในกรณีที่ Prosumer อาจมีการซื้อขายไฟฟ้ากันเองมากยิ่งขึ้น



National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

ภาพรวมการพัฒนา

จากการศึกษาจะพบว่าในหลาย ๆ ประเทศได้เริ่มมีการศึกษาพัฒนาโครงการที่เกี่ยวข้องกับ ETP โดยจะมีการพัฒนาตั้งแต่ระดับชุมชน ระดับไมโครกริด ระดับภูมิภาค หรือระดับประเทศ

Project Name	Country	Start Year	Objectives	Network Size	P2P? Layers	Outcomes	Shortcoming
Piclo	UK	2014	P2P energy trading platform from suppliers perspective	National	Business	A P2P energy trading platform	No discussion on local markets
Vandebron	Netherland	2014	P2P energy trading platform from suppliers perspective	National	Business	A P2P energy trading platform	No discussion on local markets
PeerEnergyCloud	Germany	2012	Cloud-based P2P Energy Trading Platform, Smart Home	Microgrids	Energy Network, ICT	Cloud-based platform for smart homes	No discussion on control system
Smart Watts	Germany	2011	Optimizing energy supply via ICT	Regional	Energy Network, ICT	A smart meter gateway as interface to Internet of energy	No discussion on control system
Yeloha, Mosaic	US	2015	Solar sharing network for lower energy bills.	Regional	Business	Terminated due to funding issues	No discussion on local markets
SonnenCommunity	Germany	2015	P2P energy trading with storage system	National	Energy Network, Business	A P2P energy trading platform (online)	No discussion on local markets
Lichtblick Swarm Energy	Germany	2010	IT platform for energy markets and customers	National	Energy Network, ICT	Plenty of services provided by the energy supplier	No discussion on local markets
Community First! Village	US	2015	Energy sharing from donations	Community	Business	Saving energy bills for poor people	No discussion on ICT and control system
TransActive Grid	US	2015	P2P energy trading within Microgrids using Blockchain	Grid-connected Microgrids	Energy Network, Control, ICT, Business	Automatic energy trading platform within Microgrids	Communication before exchange was ignored
Electron	UK	2016	Energy metering and billing platform using Blockchain	Unknown	Energy Network, ICT, Business	Not started yet	Not started yet

การศึกษาจะมีหลายลักษณะ เช่น

- ศึกษาธุรกิจ P2P ETP
- ศึกษาเครือข่ายพลังงาน และ ICT บนพื้นฐาน Cloud-based Platform
- ศึกษาระบบควบคุม

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

แนวทางการพัฒนา

ภาพรวมการพัฒนา	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
การพัฒนาด้าน ETP ถูกพัฒนาในลักษณะของโครงการนำร่องในหลาย ๆ ประเทศ อย่างไรก็ตามจะพบว่าการพัฒนา ETP ต่าง ๆ นั้นจะเป็นการศึกษาเพื่อให้ระบบโครงข่ายสามารถรองรับ ETP ที่จะเกิดขึ้นจริงในอนาคตได้	ไม่ได้กล่าวถึง ETP	ไม่ได้กล่าวถึง ETP	- ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของรูปแบบธุรกิจ ETP ที่ PEA ควรพัฒนา - ควรมีการวิเคราะห์ถึงพื้นที่ที่ควรมีการพัฒนา ETP และกลุ่มลูกค้าที่จะเข้าร่วม ETP - ควรมีการคำนึงถึงช่วงเวลา that PEA ควรจะเริ่มพัฒนาเทคโนโลยี ETP

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหาหรือของทาง จุฬาฯ		
-	• ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของรูปแบบธุรกิจ ETP ที่ PEA ควรพัฒนา • ควรมีการวิเคราะห์ถึงพื้นที่ที่ควรมีการพัฒนา ETP และกลุ่มลูกค้าที่จะเข้าร่วม ETP • ควรมีการคำนึงถึงช่วงเวลา PEA ควรจะมีการเริ่มพัฒนาเทคโนโลยี ETP	• พิจารณาถึงรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ ETP ของ กฟผ. • พิจารณากำหนดเกณฑ์ในการดำเนินงานด้าน ETP เช่น ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าสูง ในพื้นที่เมืองใหญ่ ในพื้นที่ที่มีการติดตั้งสมาร์ตมิเตอร์อยู่แล้ว หรือร่วมมือดำเนินงานกับหมู่บ้าน/พื้นที่อัจฉริยะ เป็นต้น • วิเคราะห์ถึงกลุ่มลูกค้าที่จะเข้าร่วม ETP และเวลาที่เหมาะสมที่ กฟผ. ควรมีความพร้อมด้าน ETP • เปรียบเทียบรายได้ที่ PEA ได้รับในกรณีที่ PEA ดำเนินการด้าน ETP และ ไม่ดำเนินการด้าน ETP	• ประมาณการต้นทุนในการดำเนินงานด้าน ETP • ร้อยละของกำไรที่คาดหวังจากการดำเนินงาน • อัตราซื้อไฟฟ้า และปริมาณซื้อไฟฟ้าต่าง ๆ ในกรณีที่มีและไม่มี ETP (กฟผ. ไม่มีข้อมูล) • ตัวแปรที่เกี่ยวข้องกับค่าไฟฟ้าเฉลี่ย (เช่น ต้นทุนในการดำเนินการ หน่วยขายไฟฟ้า เป็นต้น)

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ ETP

ในเบื้องต้นอาจแบ่งรูปแบบธุรกิจ ETP ได้ 4 รูปแบบอย่างง่าย ดังนี้

รูปแบบที่	ผู้ควบคุมตลาด (Market Operator)	ระบบโครงข่ายที่มีการซื้อขายผ่าน ETP
1	PEA (ก่อน)	PEA (ก่อน)
2	PEA (ก่อน)	เอกชน
3	เอกชน	PEA (ก่อน)
4	เอกชน	เอกชน

เพื่อลดทอนผลของหน่วยขายไฟที่ลดลงของ PEA รวมถึงเพื่อสร้างโอกาสในการทำธุรกิจใหม่ PEA ควรมีทิศทางการพัฒนา ETP ดังนี้

1. หลีกเลี่ยงรูปแบบธุรกิจที่ PEA จะไม่มีส่วนร่วม (รูปแบบที่ 4) กล่าวคือ PEA ควรมีบทบาทเป็น Market Operator หรือผู้ให้บริการระบบโครงข่ายเป็นอย่างน้อย ในระยะสั้นและระยะยาว
2. PEA ควรผลักดันให้เกิดธุรกิจรูปแบบที่ 1 ก่อน (PEA เป็น Market Operator และเป็นผู้ให้บริการระบบโครงข่าย) เนื่องจากปัจจุบัน PEA เป็นระบบโครงข่ายหลักของประเทศไทย รวมถึงเพื่อไม่ให้เสียโอกาสที่จะเป็น Market Operator และเป็นเจ้าของระบบโครงข่าย ETP ในอนาคต

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

การวิเคราะห์พื้นที่การพัฒนา ETP

เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง ดังนั้นเทคโนโลยี ETP ที่มีแนวโน้มจะเติบโตในกลุ่ม Prosumer จึงเหมาะสมที่จะพัฒนาในพื้นที่ที่มีผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สูง

ข้อมูล VSPP Solar ที่มีสถานะ COD แล้วที่เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของ กฟภ.

ภาค	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	ปริมาณขายตามสัญญา (MW)
ภาคเหนือ	5 59.71	56.72
ภาคใต้	6 41.87	41.87
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	4 442.69	421.10
ภาคกลาง	1 833.92	805.52
ภาคตะวันตก	3 454.73	445.45
ภาคตะวันออก	2 460.61	457.93
รวม	2,293.53	2,228.59

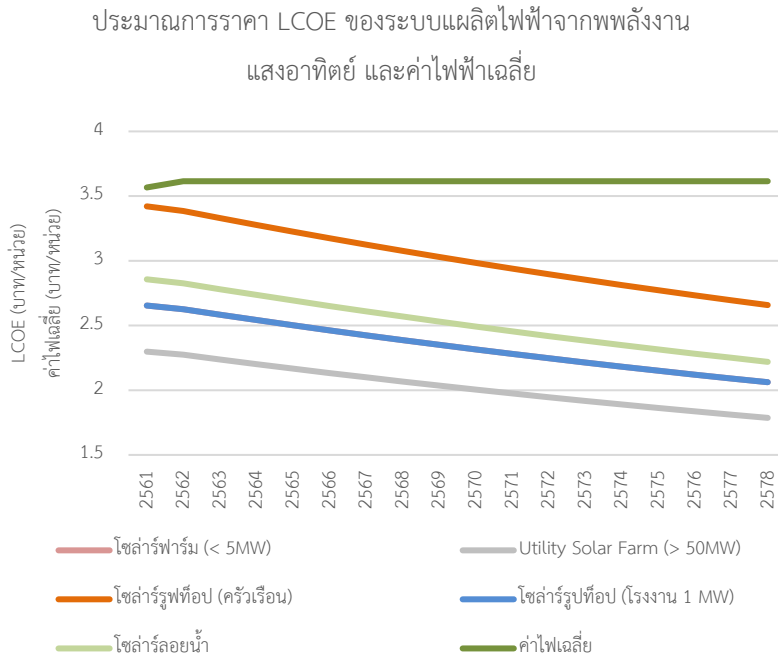
จากข้อมูลกำลังผลิตติดตั้ง อาจกล่าวได้ว่าในพื้นที่ที่เหมาะสมแก่การพัฒนาเทคโนโลยี ETP สามารถเรียงลำดับได้ ดังนี้

1. ภาคกลาง
2. ภาคตะวันออก
3. ภาคตะวันตก
4. ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
5. ภาคเหนือ
6. ภาคใต้

ทั้งนี้เนื่องจากการใช้งานเทคโนโลยี ETP จำเป็นต้องมีการใช้งาน Smart Meter หรืออุปกรณ์ที่สามารถวัดค่ากำลังไฟฟ้าที่ซื้อขายได้ ดังนั้นเพื่อให้สามารถพัฒนาเทคโนโลยีได้อย่างคุ้มค่า และไม่จำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่มเติม การพัฒนาเทคโนโลยี ETP จึงพัฒนาควบคู่ไปกับบริเวณที่มีการพัฒนา Smart Meter (เช่น พื้นที่เมืองใหญ่)

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

การวิเคราะห์แนวโน้มการเกิด ETP ในระบบโครงข่าย



หมายเหตุ: สมาคมอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยมีการประมาณการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในหน่วย บาท/กิโลวัตต์ ตั้งแต่ปี พ.ศ.2561 - 2578

ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์ (จากสภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทยปี พ.ศ. 2561)			
	Capital Expenditures (THB/W)	Operating Expenditure (THB/kWh)	LCOE (THB/kWh)
โซลาร์ฟาร์ม (< 5MW)	27.36	0.55	2.6540
Utility Solar Farm (> 50MW)	27.36	0.30	2.2983
โซลาร์รูฟท็อป (ครัวเรือน)	50.00	0.00	3.4208
โซลาร์รูฟท็อป (โรงงาน 1 MW)	27.36	0.55	2.6540
โซลาร์ลอยน้ำ	31.36	0.50	2.8565

	พ.ศ. 2561	พ.ศ. 2562
ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย ของ กฟผ (บาท/หน่วย)	3.5667	3.6153

ที่มา: ข้อมูลสำคัญ กฟผ., ธันวาคม 2562

ผู้ที่มีแนวโน้มจะทำการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน ETP มีแนวโน้มเป็นกลุ่ม Prosumer ที่มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประเภทโซลาร์โดยอาจเป็นกลุ่มลูกค้าประเภทครัวเรือน หรือ โรงงาน ก็ได้ โดยจากข้อมูลจะพบว่าในปัจจุบันราคาต้นทุนของโรงไฟฟ้าเหล่านี้มีแนวโน้มที่จะต่ำกว่าราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ย ของ กฟผ. แล้ว และมีแนวโน้มที่จะลดลงต่อไปอีกในอนาคต ซึ่งจะส่งผลให้ในอนาคตมีแนวโน้มที่จะมี Prosumer ซื้อขายไฟฟ้าผ่าน ETP มากยิ่งขึ้น

กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงการเกิด ETP ในอนาคตเนื่องจาก LCOE ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าที่ถูกลงได้ โดยทำการผลักดันให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในปริมาณที่มากขึ้น (หากรับในอัตราที่สูงจะทำให้แนวโน้มการเกิด ETP ลดลง)

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

สมมติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมติฐาน	ที่มา
ปริมาณผู้ผลิตไฟฟ้า Solar ในระบบ โครงข่ายของ PEA	2,228.59 MW ในปี พ.ศ. 2563 ตามข้อมูล VSPP Solar ที่มีสถานะ COD แล้วที่ เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายของ กฟภ.	ระบบฐานข้อมูล SPP/VSPP, สำนักงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.)
อัตราการเติบโตของผู้ผลิตไฟฟ้า Solar ใน ระบบโครงข่ายของ กฟภ.	9.04% ต่อปี ตามค่าเฉลี่ยการเติบโตของ Solar ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2563 – 2580	PDP2018
ปริมาณผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการซื้อขายผ่าน ระบบ ETP	50% ของปริมาณผู้ผลิตไฟฟ้า Solar ใน ระบบโครงข่ายของ PEA 1,114.30 MW ในปี พ.ศ.2563	คณะที่ปรึกษา
Dependable Capacity ของโรงไฟฟ้า พลังงานแสงอาทิตย์	42%	PDP2018
หน่วยซื้อ-ขายไฟ ใน ETP	4,099,733 MWh ในปี พ.ศ. 2563	ผลคูณของ ปริมาณผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีการซื้อ ขายผ่าน ETP กับ Dependable Capacity และจำนวนชั่วโมงใน 1 ปี

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

สมมติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ผลประโยชน์ที่ได้รับ

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
Wheeling Charge ผ่านระบบจำหน่าย	ไม่พิจารณาในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากต้นทุนด้านค่าบริการระบบโครงข่ายการไฟฟ้าจะเรียกเก็บคืนได้เสมอ (ไม่ว่าจะผ่านโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐานหรือผ่าน Wheeling Charge) ทำให้ในกรณีที่มีการไฟฟ้าดำเนินกิจการ ETP และไม่ดำเนิน ETP จะไม่เกิดผลประโยชน์หรือผลเสียในด้านนี้	
ผลกำไรจากการให้บริการ และดำเนินการเป็น MO	ร้อยละของอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย	คณะที่ปรึกษา

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

สมมติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

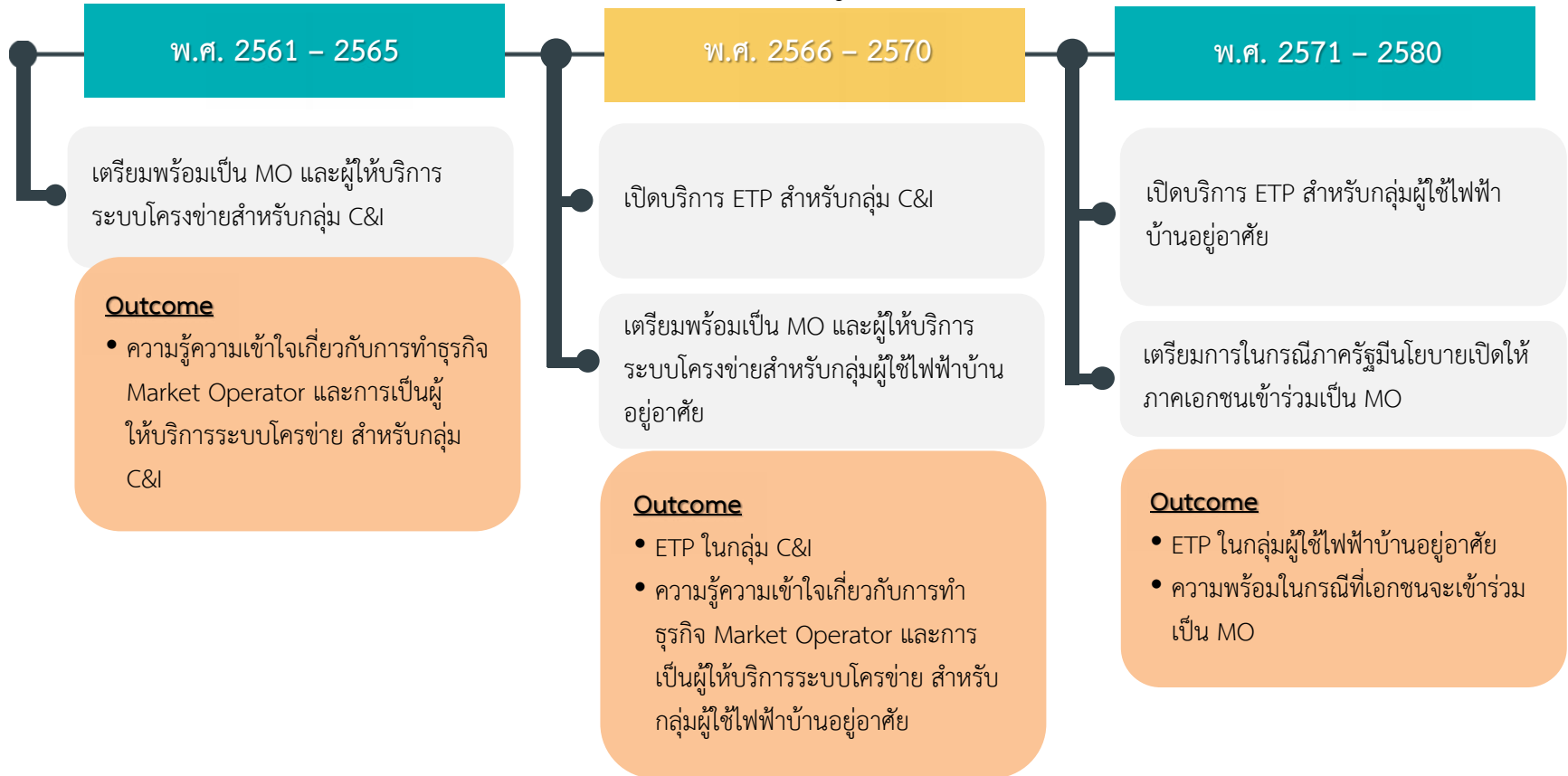
ต้นทุนในการดำเนินงาน

ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
ETP System	ประมาณ 50 ล้านบาท	จากการหารือร่วมกับ Vendor

National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 1
PEA เป็น MO และเป็นผู้ให้บริการระบบโครงข่าย



National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

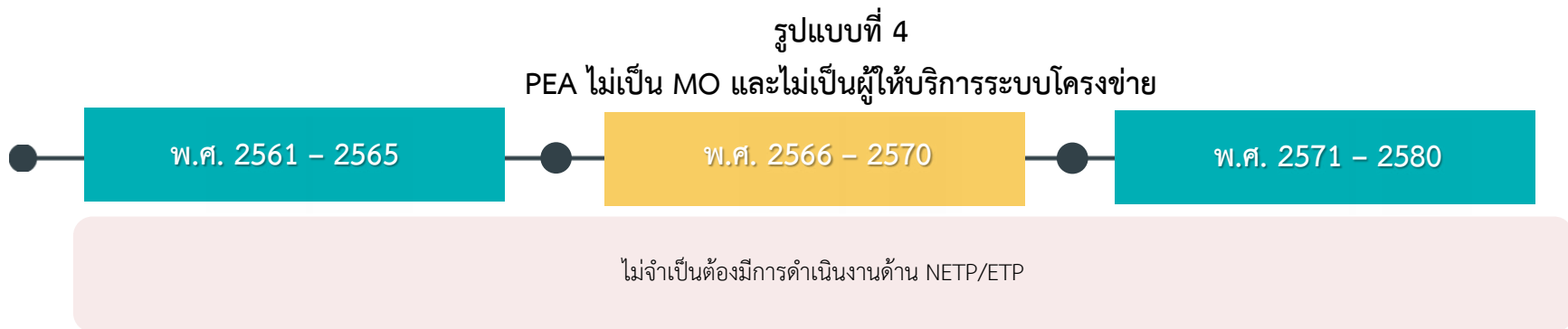
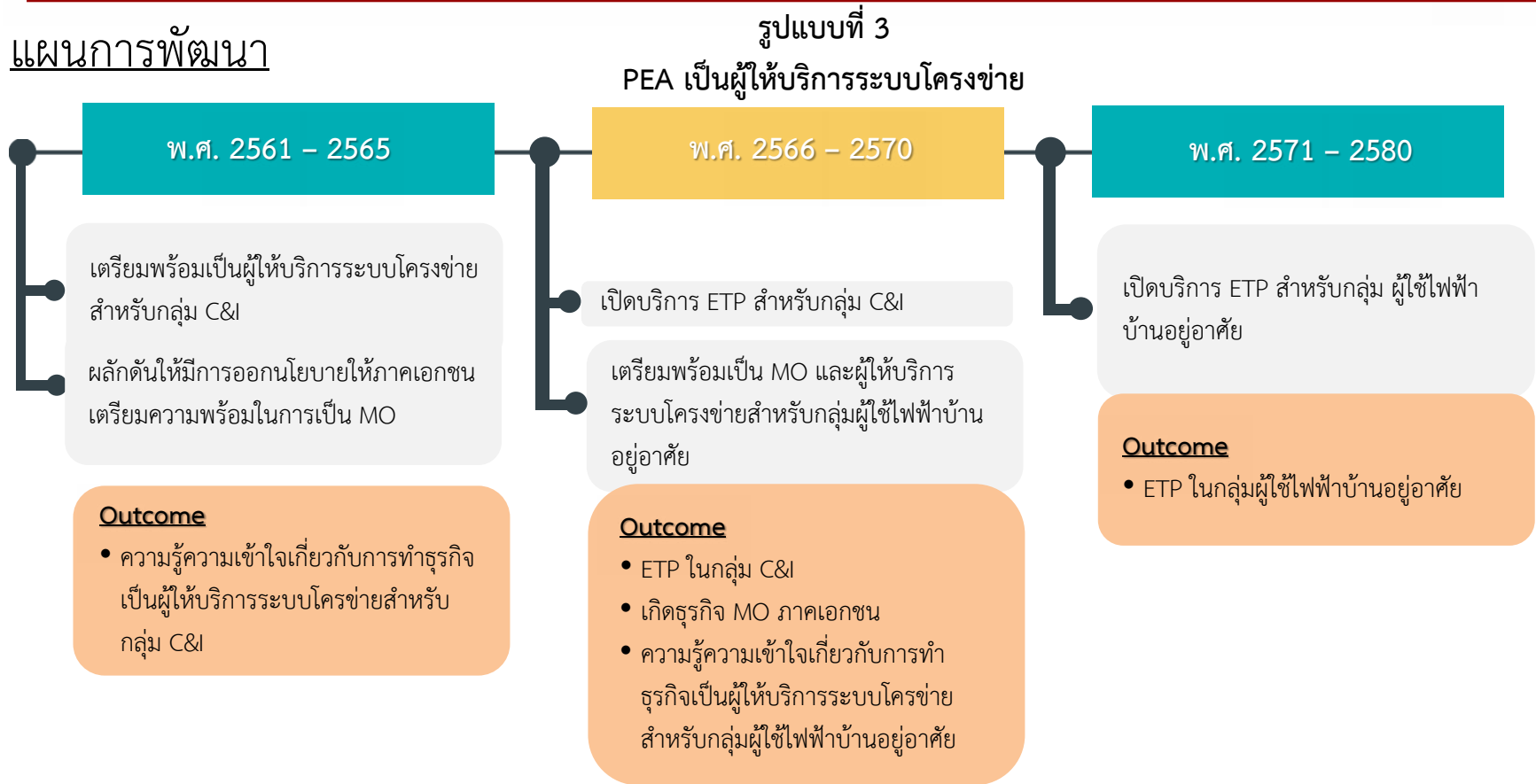
แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 2
PEA เป็น MO และ ไม่เป็นผู้ให้บริการระบบโครงข่าย



National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

แผนการพัฒนา



National Energy Trading Platform (NETP) / Energy Trading Platform (ETP)

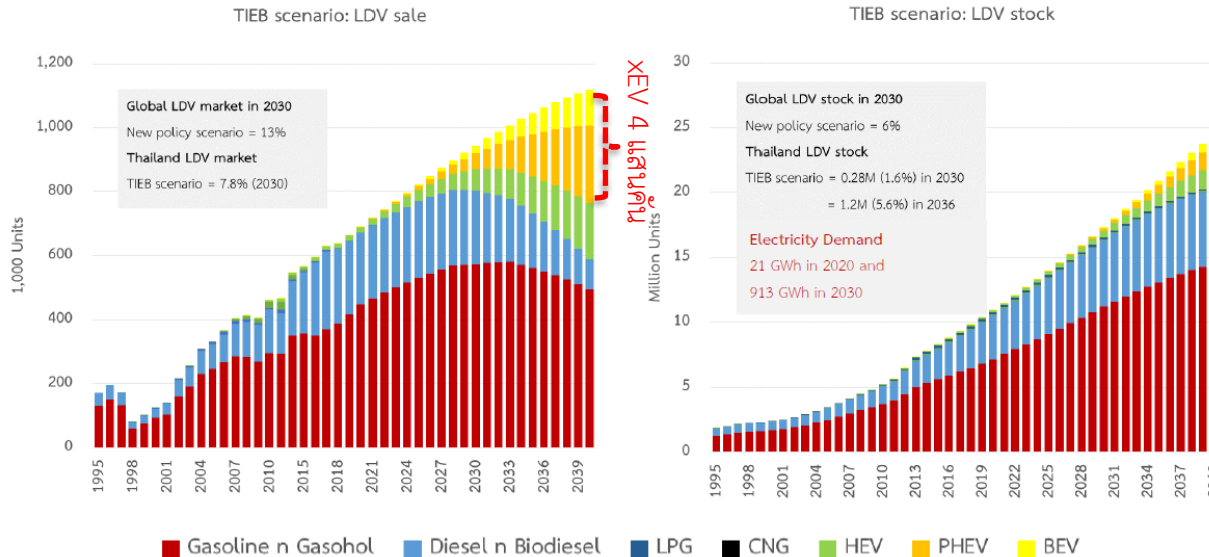
แผนการพัฒนา

จากแผนการพัฒนาในแต่ละช่วงปีต่าง ๆ นั้นจะพบว่ามีขั้นตอนการเตรียมความพร้อมของ PEA ทั้งในส่วนการเป็นผู้ควบคุมตลาด และผู้ให้บริการระบบโครงข่าย ทั้งนี้การเตรียมความพร้อมเป็นผู้ควบคุมตลาด (Market Operator) หรือ ผู้ให้บริการระบบโครงข่าย อาจประกอบด้วยขั้นตอนต่าง ๆ ดังนี้

ผู้ควบคุมตลาด (Market Operator)	ผู้ให้บริการระบบโครงข่าย
ศึกษากลไกการซื้อขายไฟฟ้า ETP รูปแบบต่าง ๆ	เตรียมความพร้อมระบบโครงข่ายให้สามารถรองรับการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน ETP (เช่น ติดตั้งระบบ Monitoring เป็นต้น)
ศึกษากลไกการเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge)	ศึกษากลไกการเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge) และจัดทำต้นทุนค่าบริการระบบโครงข่าย
พัฒนากลไกการซื้อขายไฟฟ้า ETP ที่สามารถใช้ได้กับระบบโครงข่ายของ PEA/เอกชน	จัดทำ Grid Code สำหรับผู้ที่ต้องการซื้อขายไฟฟ้าผ่าน ETP
จัดทำโครงการนำร่อง ETP สำหรับเตรียมพร้อมเป็น Market Operator ผ่านระบบโครงข่ายของ PEA	อื่น ๆ
จัดทำกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับตลาด และการเรียกเก็บค่าบริการระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Wheeling Charge)	
อื่น ๆ	

EV Charging Management System

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ



ที่มา: TIEB, 2018

Country	2021-22	2025	2030	2035	2040	2050
Malaysia			100 000 EVs			
Pakistan			30% EV		90% EV	
Sri Lanka					100% electric or hybrid vehicle stock	
Thailand				1.2 million EVs (2036)		

ที่มา: IEA, Global EV outlook, 2020

เป้าหมายตามแผน TIEB กรณี
Base case คาดว่าจะมี xEV ราว
4 แสนคันในปี ค.ศ. 2039

TIEB คือ แผนบูรณาการพลังงานระยะยาว
LDV คือ รถยนต์ขนาดเล็ก (Light duty vehicle) หมายถึง
รถยนต์นั่ง (รถเก๋ง) รถตู้ รถโดยสารและรถบรรทุกที่มี
น้ำหนักรวมน้ำหนักบรรทุกไม่เกิน 3.5 ตัน
ที่มา: ข้อมูลสถิติจากกรมการขนส่งทางบก, การวิเคราะห์
จากสถาบันวิจัยพลังงาน

เป้าหมายตาม IEA คาดว่าจะมี EV
ราว 1.2 ล้านคันในปี ค.ศ. 2036

EV Charging Management System

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
- ตามแผน TIEB กรณี Base case คาดว่าจะมี EV 400,000 คัน ในปี ค.ศ. 2039 (พ.ศ.2582) - IEA คาดว่ามี EV 1.2 ล้านคัน ในปี ค.ศ. 2036 (พ.ศ. 2579)	- มีการวิเคราะห์เกี่ยวกับ EV แต่ยังไม่ได้กล่าวรายละเอียดเรื่อง Charging Management System (Appendix p.39) และยังไม่มีการประเมินปริมาณ EV ที่จะเข้ามาในระบบ - ยังไม่ได้มีการวิเคราะห์ผลกระทบจาก EV ที่เกิดขึ้นกับ load profile - มีการพิจารณาการติดตั้ง EV charging station ควบคู่กับ AMI	- โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต (แผน 20ปี) - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2566-2570) มีระบบบริหารการชาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Management System) ใน 4 ภาค, ครอบคลุมการไฟฟ้าจุฬารวมงาน สำนักงานการไฟฟ้าเขต และสำนักงานใหญ่ - ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2571-2580) มีระบบบริหารการชาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Management System) ครอบคลุมทั่วทุกจังหวัดในประเทศไทย	- การพิจารณาและวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่เกิดจากการประจุไฟฟ้าของ EV ยังไม่ครอบคลุมและจำกัด PEA ควรพิจารณารูปแบบการชาร์จ EV ให้ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าน้อยลง - วิเคราะห์รายละเอียดเพิ่มเติมเรื่อง Charging Station และ Management System - มีโครงการนำร่องด้าน EV Charging management system และ เปิดให้เอกชนมีส่วนร่วมในตลาด EV charging station (ตามแผน GM) - ควรมีการติดตั้ง EV Charging Management System เร็วขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีอื่น ๆ เช่น ESS, DERMS และจำนวน EV ที่เพิ่มขึ้น

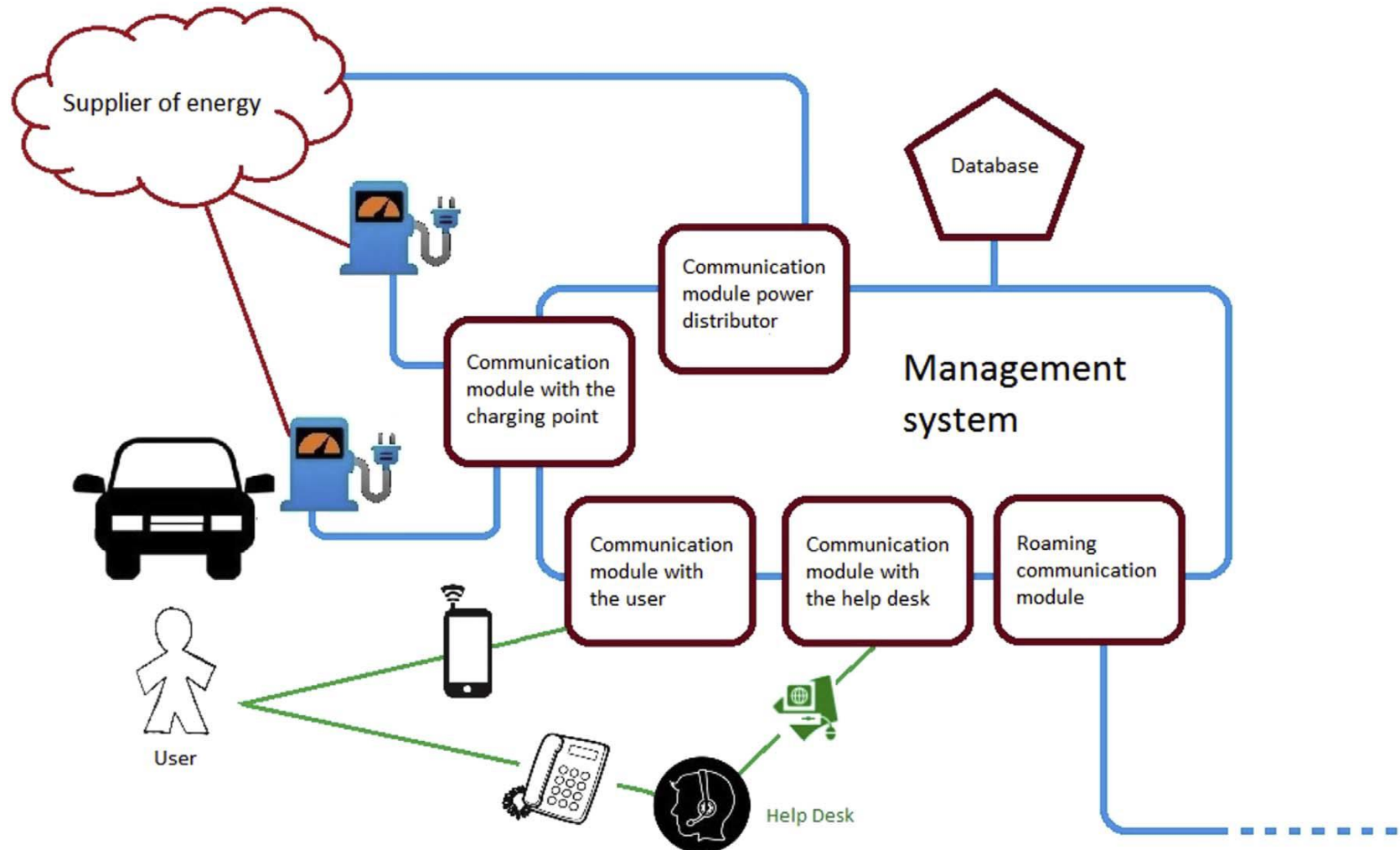
EV Charging Management System

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	การขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
• โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต (แผน 20ปี) - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2566-2570) มีระบบบริหารการชาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Management System) ใน 4 ภาค, ครอบคลุมการไฟฟ้าจุฬารวมงาน สำนักงานการไฟฟ้าเขต และสำนักงานใหญ่ - ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2571-2580) มีระบบบริหารการชาร์ตรถยนต์ไฟฟ้า (EV Charging Management System) ครอบคลุมทั่วทุกจังหวัดในประเทศไทย • มีการวิเคราะห์เกี่ยวกับ EV แต่ยังไม่ได้กล่าวรายละเอียดเรื่อง Charging Management System (Appendix p.39) มีการพิจารณาการติดตั้ง EV charging station ควบคู่กับ AMI • ยังไม่ได้มีการวิเคราะห์ผลกระทบจาก EV	• การพิจารณาและวิเคราะห์ถึงผลกระทบต่อโครงข่ายไฟฟ้าที่เกิดจากการประจุไฟฟ้าของ EV ยังไม่ครอบคลุมและจำกัด PEA ควรพิจารณารูปแบบการชาร์จ EV ให้ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าน้อยลง • วิเคราะห์รายละเอียดเพิ่มเติมเรื่อง Charging Station และ Management System • ควรมีการศึกษาและคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับ EV ที่เหมาะสม • มีโครงการนำร่องด้าน EV Charging management system และ เปิดให้เอกชนมีส่วนร่วมในตลาด EV charging station (ตามแผน GM)	• ศึกษาพื้นที่การติดตั้ง EV Charging station ในแต่ละภาคโดยเริ่มจากเมืองใหญ่ประจำภาคก่อน และพิจารณาความสัมพันธ์ของการดำเนินการ AMI กับ EV charging station • ศึกษาระยะเวลาที่ควรดำเนินการ EV charging station โดยพิจารณาแนวโน้มต้นทุนของ EV charging station, EV Charging Management System	• ข้อมูล EV Charging station ในระบบของ PEA ณ ปัจจุบัน เช่น ต้นทุน, specs, รูปแบบการ Charge/Discharge เป็นต้น • ข้อมูลระบบไฟฟ้าและความต้องการใช้ไฟฟ้าของ PEA รายประเทศและรายภาค (ข้อมูลนี้ใช้ร่วมกับการศึกษาอื่น ๆ ได้)

EV Charging Management System

Diagram of the charging management system



EV Charging Management System

ตัวอย่าง EV charging management system จาก ABB

ABB Ability Energy Management for Sites

Smart Charging – Predictive – System Architecture detail

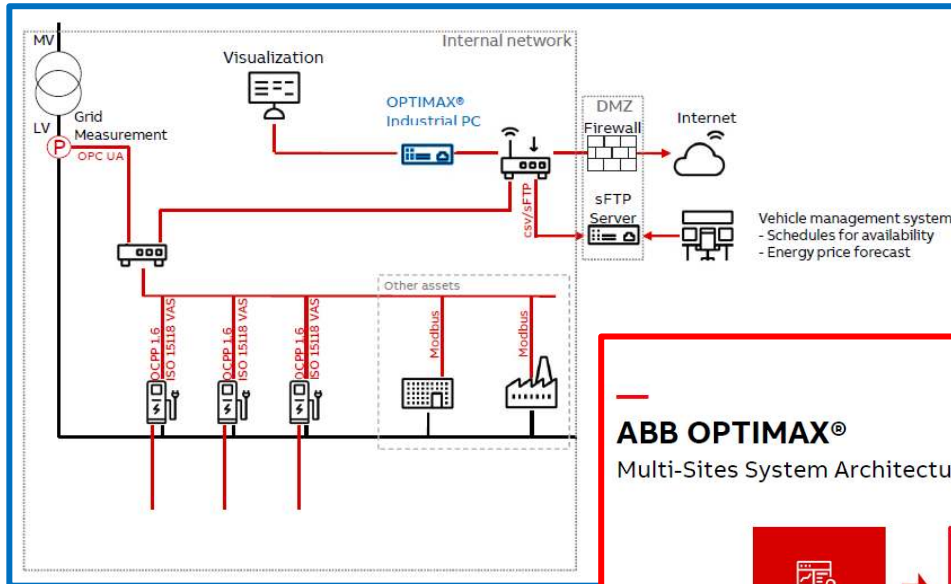
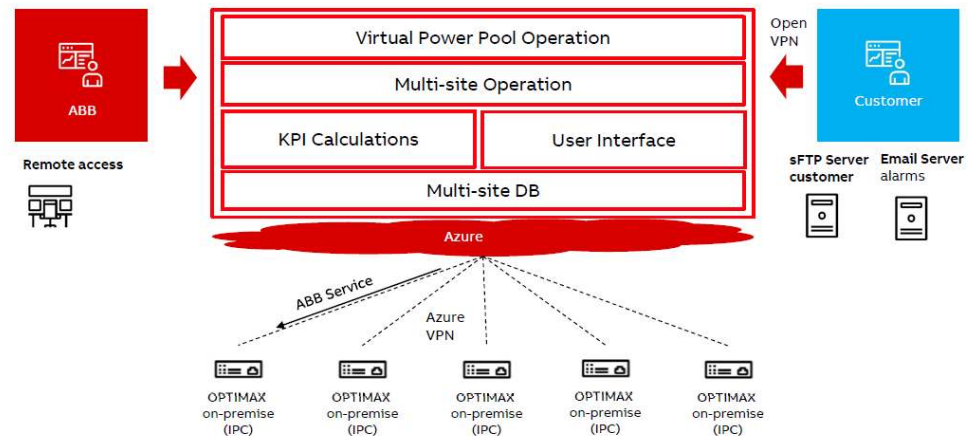


ABB OPTIMAX® Multi-Sites System Architecture



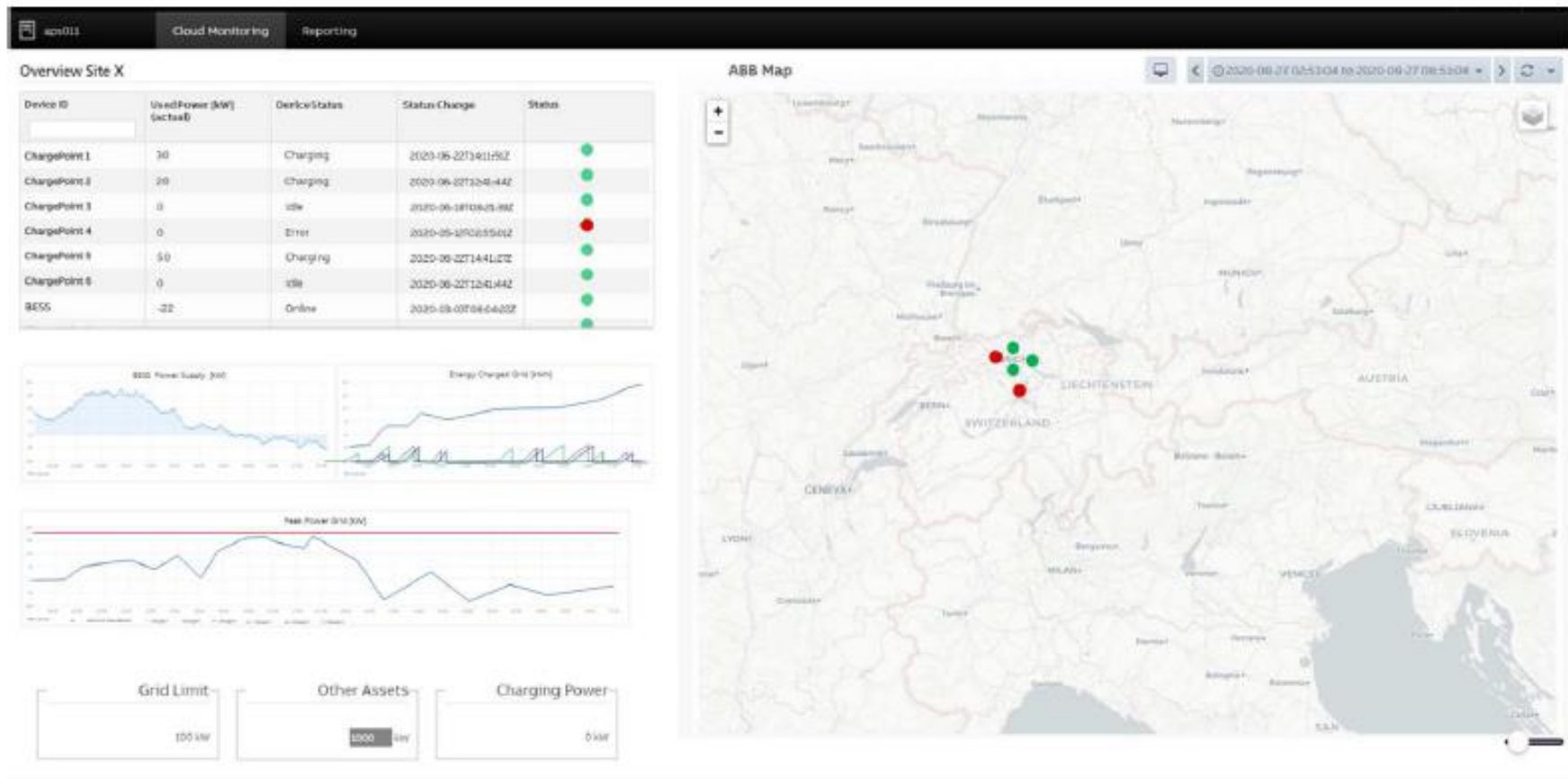
Essential	Adaptive	Predictive	Multi-site Operation	Virtual Power Pool
For sites with a fixed charging allocation	For sites with dynamic charging allocation	For large EV fleets, bus and service centers	Connecting multiple charging stations	Actively manage power and energy of your multiple sites
- Improved safety - Lower maintenance grid fees - Active load shedding your grid - Reduce likelihood of a system failure	- Flexibility to meet your site needs - Advanced charging demand - Active load shedding your grid - Reduce energy costs	- Reduce energy costs - Reduce grid maintenance - Safe and optimal control - Enable data-based decision making	- Remote monitoring and control of multiple sites - Safe and optimal control - Enable data-based decision making	- Maximize revenues - Proactive optimization and forecasting for multiple sites and all sites - Grid optimization - Trade flexibility - Enable data-based decision making

EV Charging Management System

ตัวอย่าง EV charging management system จาก ABB

ABB Ability™ for remote monitoring and control of charging stations

User Interface – Enhanced world / city map with detailed information on the left hand side



EV Charging Management System

ตัวอย่าง Software AnyLogic สำหรับการ Simulation EV charging management system

EV Park & Charge Simulation



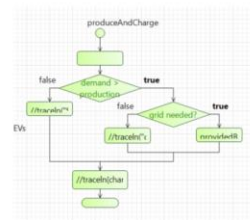
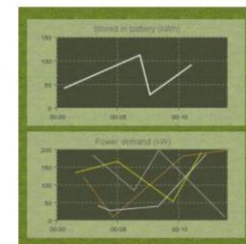
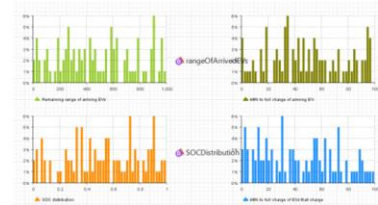
Creating Model



Calculation and Display



Palette object tool



EV Charging Management System

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน	ที่มา
จำนวนรถ EV ทั่วประเทศ สิ้นปี พ.ศ. 2562 (คัน)	19,290	IEA, Global EV outlook 2020
ประมาณสัดส่วน EV ใน PEA/ทั้งประเทศ	39.6%	กรมขนส่ง
การใช้ไฟฟ้าของ EV 1 คัน	2,700 kWh/year	J. Liu and C. Zhong, "An economic evaluation of the coordination between electric vehicle storage and distributed renewable energy," <i>Energy</i> , vol. 186, Nov. 2019.
Scenario 1		
จำนวนรถ EV ทั่วประเทศ สิ้นปี พ.ศ. 2583 (คัน)	400,000	TIEB 2018
จำนวนรถ EV เฉพาะใน PEA สิ้นปี พ.ศ. 2583 (คัน)	158,400	
การเพิ่มขึ้นของ EV เฉพาะใน PEA (คัน/ปี)	7934	
Scenario 2		
จำนวนรถ EV ทั่วประเทศ สิ้นปี พ.ศ. 2579 (คัน)	1,200,000	IEA, Global EV outlook 2020
จำนวนรถ EV เฉพาะใน PEA สิ้นปี พ.ศ. 2579 (คัน)	475,200	
การเพิ่มขึ้นของ EV เฉพาะใน PEA (คัน/ปี)	31,170	

EV Charging Management System

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

Benefit

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
อัตราที่ PEA ขายไฟฟ้าให้กับ charging station -อัตราค่าไฟฟ้าแบบคงที่ตลอดทั้งวัน มีค่าเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วงเวลา Off Peak ของผู้ใช้ไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าปัจจุบันประเภท 2.2 กิจการขนาดเล็ก อัตราตามช่วงเวลา (Time Of Use (TOU) หรือเท่ากับ 2.6369 บาทต่อหน่วย (สำหรับแรงดันไฟฟ้าน้อยกว่า 22 kV) -ดังนั้นอัตราที่ PEA ขายไฟฟ้าให้กับเจ้าของ charging station นั้นจะต้องน้อยกว่า 2.637 เพื่อให้เจ้าของ charging station มีกำไร อย่างไรก็ตามอัตราดังกล่าวต้องไม่ต่ำกว่า 2.34 บาท/kWh ซึ่งคืออัตราที่ PEA ซื้อไฟฟ้าช่วง off-peak มาจาก EGAT	$2.34 < \text{อัตรา} < 2.637^*$ บาท/kWh <u>วิเคราะห์การเงินโดยการทำ</u> <u>ตัวอย่าง sensitivity อัตรา</u> กรณีที่ 1 อัตรา 2.4 บาท/kWh กรณีที่ 2 อัตรา 2.5 บาท/kWh กรณีที่ 3 อัตรา 2.6 บาท/kWh	กบง.* https://www.bangkokbiznews.com/news/detail/867392 รายรับ (บาท/ปี) = อัตราที่ PEA ขายไฟฟ้าให้กับ charging station (บาท/kWh) × (การใช้ไฟฟ้าของ EV 1 คัน (kWh/ปี/คัน) × ปริมาณ EV ในแต่ละปี (คัน))
Fuel Savings	413 \$/ปี/คัน	Quantifying the Societal Benefits of Electric Vehicles World Electric Vehicle Journal Vol. 8 - ISSN 2032-6653 - ©2016 WEVA
Carbon price (Avoided cost)	86.6 \$/ปี/คัน	
Economic Development	96.5 \$/ปี/คัน	

EV Charging Management System

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

ต้นทุนในการดำเนินงาน

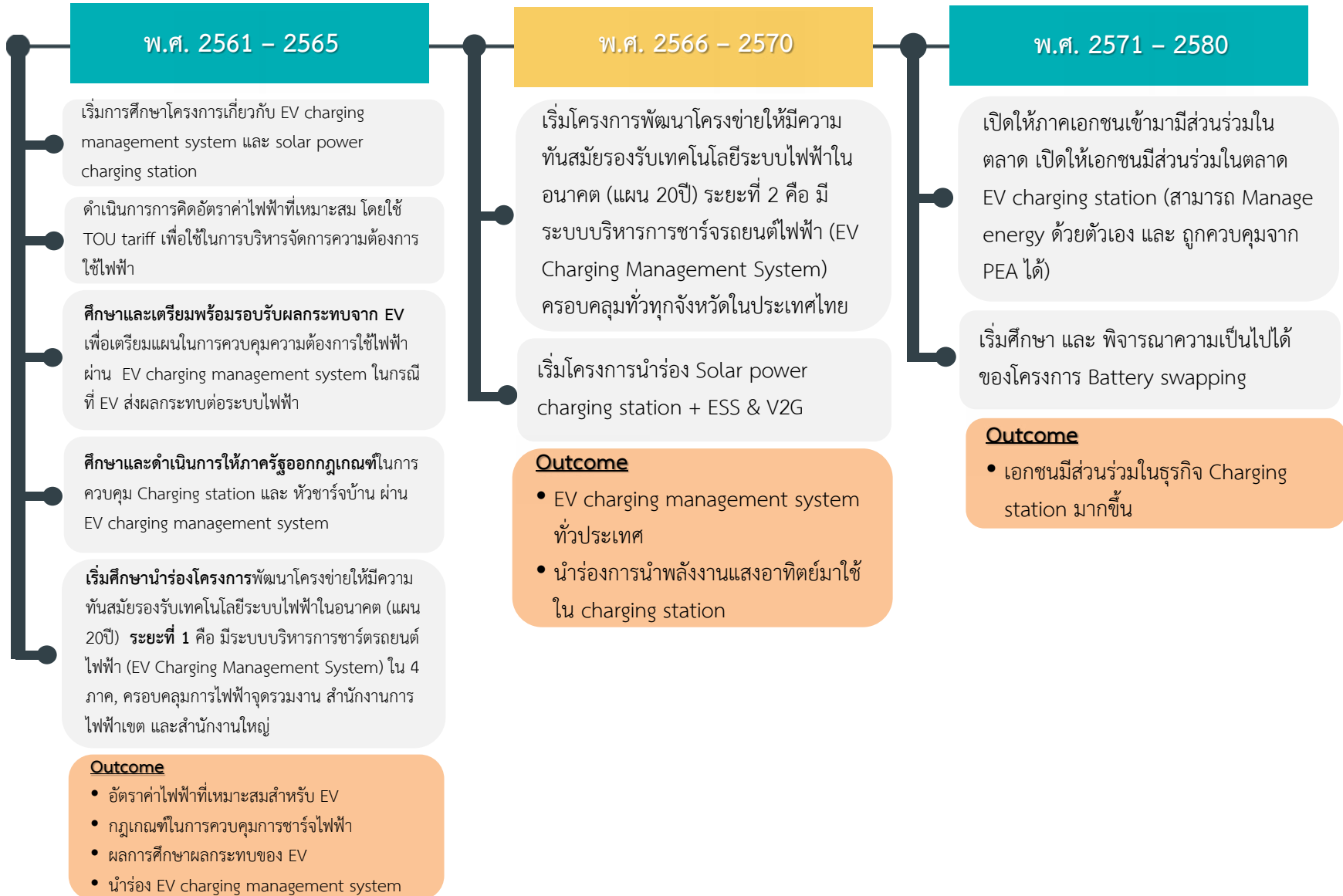
ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
Per-PEV smart grid infrastructure cost -ต้นทุนเฉพาะระบบบริหารจัดการ ระหว่างตัวหัวชาร์จ (ทั้ง Hardware และ software) ไม่รวมต้นทุนตัวหัวชาร์จ เนื่องจากในอนาคตเป็นไปได้ที่ภาคเอกชนจะเข้ามาลงทุนในส่วนหัวชาร์จเอง	25 \$/PEV	Electric power research institute, EPRI, Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid, 2011
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งจาก EGAT -อัตราช่วง off-peak เฉลี่ยทุกระดับแรงดันที่สูงกว่า 11-33 kV	2.3404 บาท/kWh	https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=174&Itemid=222

ต้นทุน (บาท/ปี) = (Per-PEV smart grid infrastructure cost (บาท/PEV) × ปริมาณ EV ในแต่ละปี (คัน))
+ (การใช้ไฟฟ้าของ EV 1 คัน (kWh/ปี/คัน) × อัตราไฟฟ้าขายส่งจาก EGAT (บาท/kWh) × ปริมาณ EV ในแต่ละปี (คัน))

EV Charging Management System

แผนการพัฒนา

EV charging management system



Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

ความสามารถในการบริหารจัดการพลังงานหมุนเวียนของ DERMS

หัวข้อ

ความสามารถของ DERMS

Optimization

- Optimize การสั่งการ DER แบบอัตโนมัติ เช่น Dispatch, economic, contractual, and regulatory parameters

Measurement, Analysis and
Reconciliation

- วัด Output ของอุปกรณ์ต่างๆ
- วิเคราะห์ Specific Data
- Forecast future state

Life-Cycle Management

- มีความสามารถในการเข้าถึง, ควบคุมอุปกรณ์ ให้ทำงานได้อย่างดีที่สุด

Real-Time Situational
Intelligence

- เก็บข้อมูลได้ทั้งแบบ Static และ Dynamic
- สามารถเรียกดูข้อมูลต่างๆได้

Security

- สามารถจัดการเรื่อง Cybersecurity ได้

ที่มา: Coordinating Distributed Energy Resources for Grid Services: A Case Study of Pacific Gas and Electric, P'6, NREL, 2018

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA Smart Grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
พลังงานหมุนเวียนมีแนวโน้มที่จะเข้ามามีส่วนร่วมในระบบไฟฟ้ามากขึ้น	มักมีการกล่าวถึง DERMS ร่วมกับการพัฒนา Microgrid, DMS (chap.9(A2), p.25)	มีการกล่าวถึงการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนได้ แต่ยังไม่มีการกล่าวถึง DERMS โดยตรง	- ควรดำเนินการ DERMS ในพื้นที่ที่มีพลังงานหมุนเวียนมากก่อน ซึ่งจะสอดคล้องกับการลงทุนด้านอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน เช่น ESS, EV, Microgrid เป็นต้น - เน้นวิเคราะห์เฉพาะด้าน Software เพราะหากเป็นด้านโครงข่ายอาจปรับปรุงจากโครงข่ายเดิมได้ ซึ่งไม่จำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	การขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
• มักมีการกล่าวถึง DERMS ร่วมกับการพัฒนา Microgrid, DMS (chap.9(A2), p.25) • มีการกล่าวถึงการปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนได้ แต่ยังไม่มีการกล่าวถึง DERMS โดยตรง	• ควรดำเนินการ DERMS ในพื้นที่ที่มีพลังงานหมุนเวียนมากก่อน ซึ่งจะสอดคล้องกับการลงทุนด้านอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียน เช่น ESS, EV, Microgrid เป็นต้น • เน้นวิเคราะห์เฉพาะด้าน Software เพราะหากเป็นด้านโครงข่ายอาจปรับปรุงจากโครงข่ายเดิมได้ ซึ่งไม่จำเป็นต้องลงทุนเพิ่มเติม	• ศึกษาพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจาก RE มากที่สุดในแต่ละภาค พิจารณาความผันผวนของกำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้า RE รายพื้นที่ • ศึกษาฟังก์ชันการทำงานของ DERMS และการนำ DERMS มาใช้ในระบบไฟฟ้า	• แผนการดำเนินการ Microgrid ในอนาคต (เพิ่มเติมจากที่ระบุในแผน 20 ปี และ แผนขับเคลื่อน) (ถ้ามี) • รูปแบบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า RE แผนการติดตั้ง RE รายพื้นที่ และ ความต้องการใช้ไฟฟ้ารายพื้นที่ • รายละเอียดต้นทุนการดำเนินการ DERMS เช่น ต้นทุนจัดซื้อ Software (ได้รับจากเวนเดอร์)

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)



Indicative pricing

DERMS cloud platform implementation and utilisation fees

Category of items	Items	Item price	Comments
Platform and Flex-boxes for 20 sites	Platform configuration & technical deployment, users training, initial support 20 Flex-boxes + training and support on installation	250 to 300 k€	We will provide and configure an OpenADR (2.0b) connector to allow DRCC DRMS platform to communicate to other aggregators DRMS platforms. However, the implementation of each individual connector will probably require some additional work. This additional work is not quoted here, it will be quoted separately when the specifications of the other systems will be available. Energy Pool will train EGAT technicians to install flex-boxes and provide on-site assistance for the first 2 installations.
Platform utilization	Access to the cloud platform, support and bug fixes	15 k€/month (starting from platform commissioning date)	With a minimum of 8 months
Optional services	On demand consulting and support services	Quote based	Price between 0.8 and 1.5 k€/day depending on profile
	Specific developments (new features or connectors with customer's systems or market platforms)	Quote based	Price between 0.8 and 1.5 k€/day depending on profile
	24/7 supervision & operations services	Quote based	The price varies depending on the scope of services provided

Important disclaimer: This information is non-binding.

The price estimates are based on a direct contracting between the customer and Energy Pool

© Energy Pool Développement SAS - Confidential

Site ของการติดตั้ง DERMS มีความหลากหลายในด้านขนาดการควบคุม (MW) ขึ้นอยู่กับแหล่งพลังงานที่ติดตั้งบริเวณนั้น ๆ ในการติดตั้งจริงอาจพิจารณาติดตั้งใน substation ที่มี DG ติดตั้งมาก่อน

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน	ที่มา
จำนวน substation ในแต่ละเขต	ดังตาราง	คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
จำนวน RE ที่ติดตั้งในแต่ละเขต		

เขต	โครงการ RE (ยกเว้นน้ำขนาดเล็ก)	MW RE (contracted)	จ.sub/เขต	MW/sub
ก1	236.00	1041.99	104.00	10.02
ก2	92.00	388.06	108.00	3.59
ก3	212.00	1008.63	82.00	12.30
ฉ1	208.00	781.70	61.00	12.81
ฉ2	142.00	666.20	44.00	15.14
ฉ3	1262.03	1072.31	46.00	23.31
ต1	194.00	755.00	45.00	16.78
ต2	168.00	631.58	45.00	14.04
ต3	67.00	320.78	44.00	7.29
น1	88.00	300.41	67.00	4.48
น2	149.00	876.31	54.00	16.23
น3	143.00	733.91	49.00	14.98

- ติดตั้ง DERMS ที่ substation ภาคละประมาณ 100-300 substation รวมทั้งประเทศประมาณ 750 substation อย่างไรก็ตามอาจไม่ได้ติดตั้งพร้อมกันทั้งประเทศ อาจติดตั้งเป็นบางภาคหรือบางเขตก่อน (ภาคหนึ่งมีสูงสุด 294 substation และ เขตหนึ่งมีสูงสุด 108 station)
 - 1 substation มีประมาณ 8-10 feeders
 - 1 substation ควบคุม RE ประมาณไม่เกิน 25 MW (ส่วนใหญ่ประมาณ 10-16 MW)
- *ข้อมูลจาก Vendor อ้างว่าโดยปกติ DERMS จะควบคุมได้ site ละประมาณ 20 MW และสามารถควบคุมมากกว่านี้ได้ ขึ้นอยู่กับข้อตกลง

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

สมมติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

Benefit

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
Avoided Fuel and O&M cost	118000 (Approximated) \$/MW/year	The World Bank
Avoided GHG Emission (GHG - greenhouse gases หรือก๊าซเรือนกระจก)	32000 (Approximated) \$/MW/year	Sindh Solar Energy Project (P159712) 2019

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

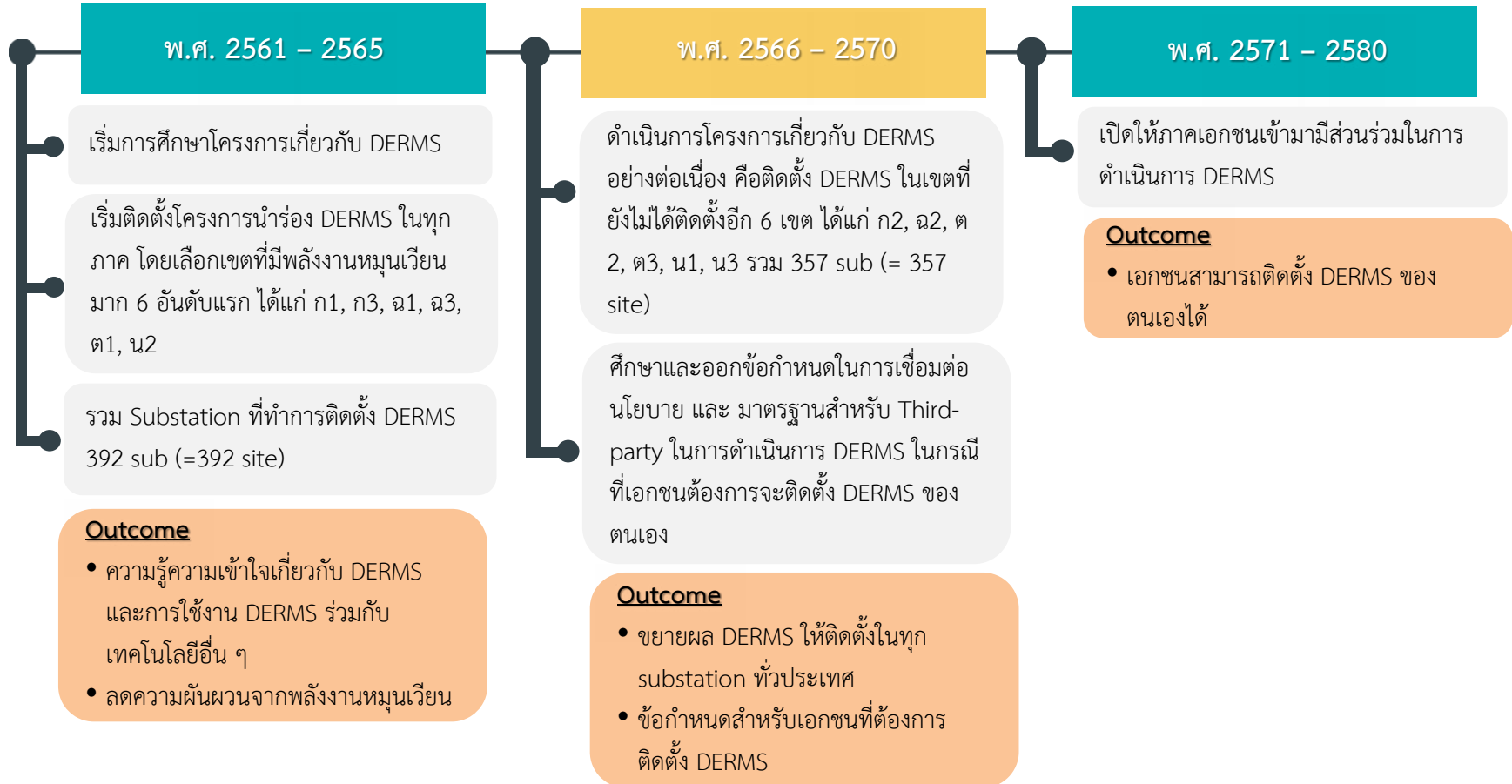
สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

ต้นทุนในการดำเนินงาน

ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
แพลตฟอร์ม DERMS (Platform and Flex boxes for 20 sites) -รวมการติดตั้ง, อบรมพนักงาน ให้การสนับสนุนในช่วงแรกของการติดตั้ง	300,000 Euro/20site	Energy Pool
Platform utilization -เชื่อมต่อ cloud, แก้ไข Bug ระบบ -นับตั้งแต่วันแรกที่มีการเริ่มต้นระบบ -ระยะเวลาสูงสุด 8 เดือน	15,000 Euro/month	Energy Pool

Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

แผนการพัฒนา Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)



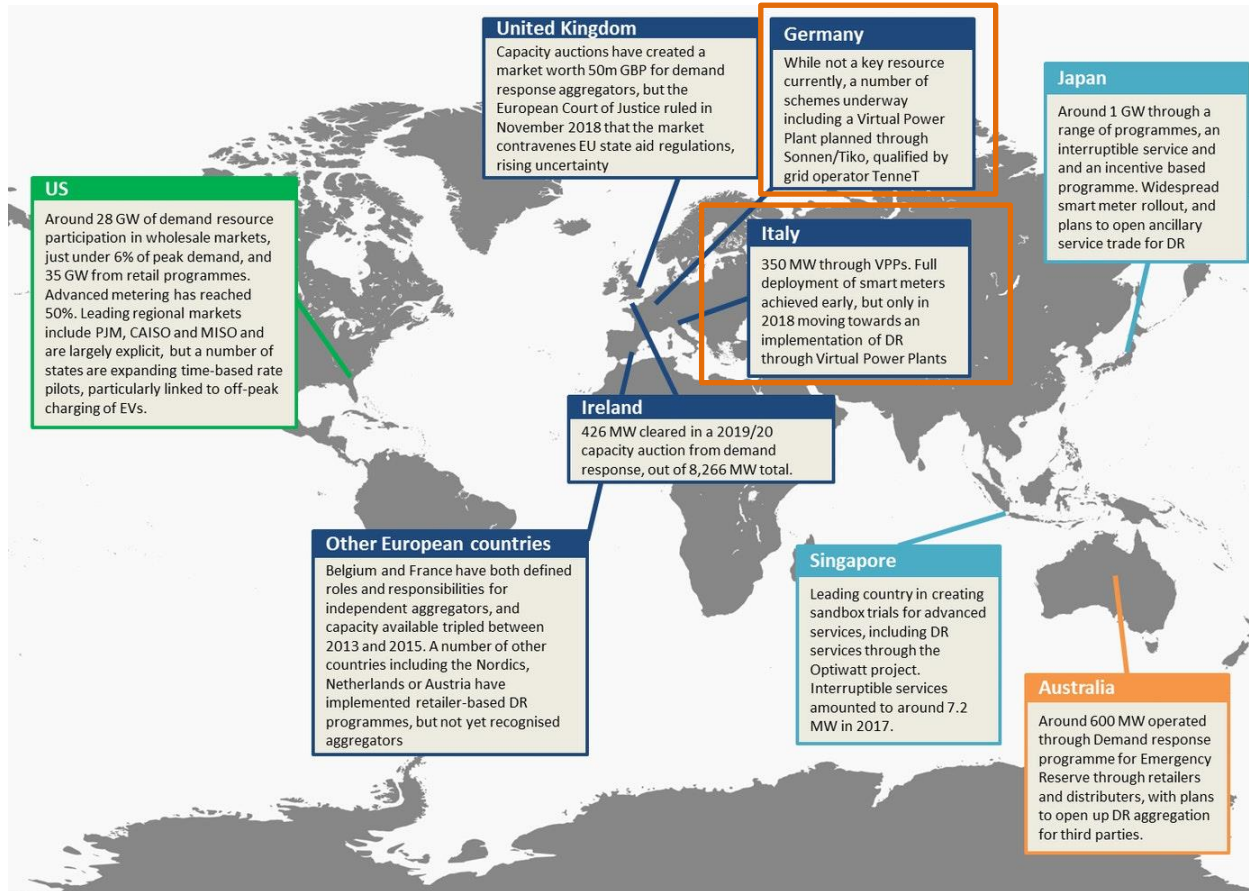
Distributed Energy Resource Management Systems (DERMS)

ข้อเสนอเพิ่มเติม

- (ข้อมูลจาก Vendor) DERMS เป็นการควบคุมที่ Local ทั้งหมด และอาจสามารถนำไปต่อยอดเป็น VPP หรือประยุกต์ใช้ใน Micro grid ได้
- (ข้อมูลจาก Vendor) DERMS ไม่ได้มีความเกี่ยวข้องกับส่วนกลางมากนัก อาจจะมีการสื่อสารกันบ้าง แต่ PEA ไม่ได้สั่งการองค์ประกอบต่าง ๆ ผ่าน DERMS โดยตรง เพราะในอนาคตอาจมีกรณีที่ผู้เป็นเจ้าขององค์ประกอบต่าง ๆ นั้นเป็นเอกชน และติดตั้ง DERMS ของตนเอง ซึ่งอาจจะไม่ยอมให้ PEA มา control ได้ ดังนั้น PEA ควรพิจารณาการออกกฎระเบียบในการอนุญาตให้ภาคเอกชนสามารถติดตั้ง DERMS ของตนเองอย่างละเอียด
- (ข้อมูลจาก Vendor) หากในอนาคตมีโรงไฟฟ้าของ PEA เอง หรือโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญากับ PEA โดยตรง และ PEA สามารถสั่งการได้จากส่วนกลาง จะไม่จำเป็นต้องมี DERMS สำหรับโรงไฟฟ้าเหล่านั้นเพราะ PEA สามารถควบคุมได้อยู่แล้ว
- (ข้อมูลจาก Vendor) ในการติดตั้ง DERMS site หนึ่งไม่ควรมียังองค์ประกอบที่ต้องควบคุมเกิน 20MW อย่างไรก็ตามถ้าเกินก็สามารถดำเนินการได้ แต่จะต้องตกลงกันกับ Vendor เรื่องราคา

Virtual Power Plant (VPP)

Virtual Power Plant (VPP) - ประเด็นหาข้อ



จากการศึกษาพบว่าในบางประเทศมีการดำเนินงาน VPP เป็นรูปแบบหนึ่งของ Demand Response (จากตัวอย่างจะเป็นประเทศเยอรมัน และประเทศ Italy)

ดังนั้นทางคณะที่ปรึกษาอยากหารือกับทาง กฟภ. ว่า ทาง กฟภ. จะพิจารณาเทคโนโลยี VPP เป็นเทคโนโลยีที่ใกล้เคียง DERMS ดั้งเดิม หรือเป็นเทคโนโลยีที่ใกล้เคียงกับ Demand Response

Virtual Power Plant (VPP)

Virtual Power Plant (VPP)

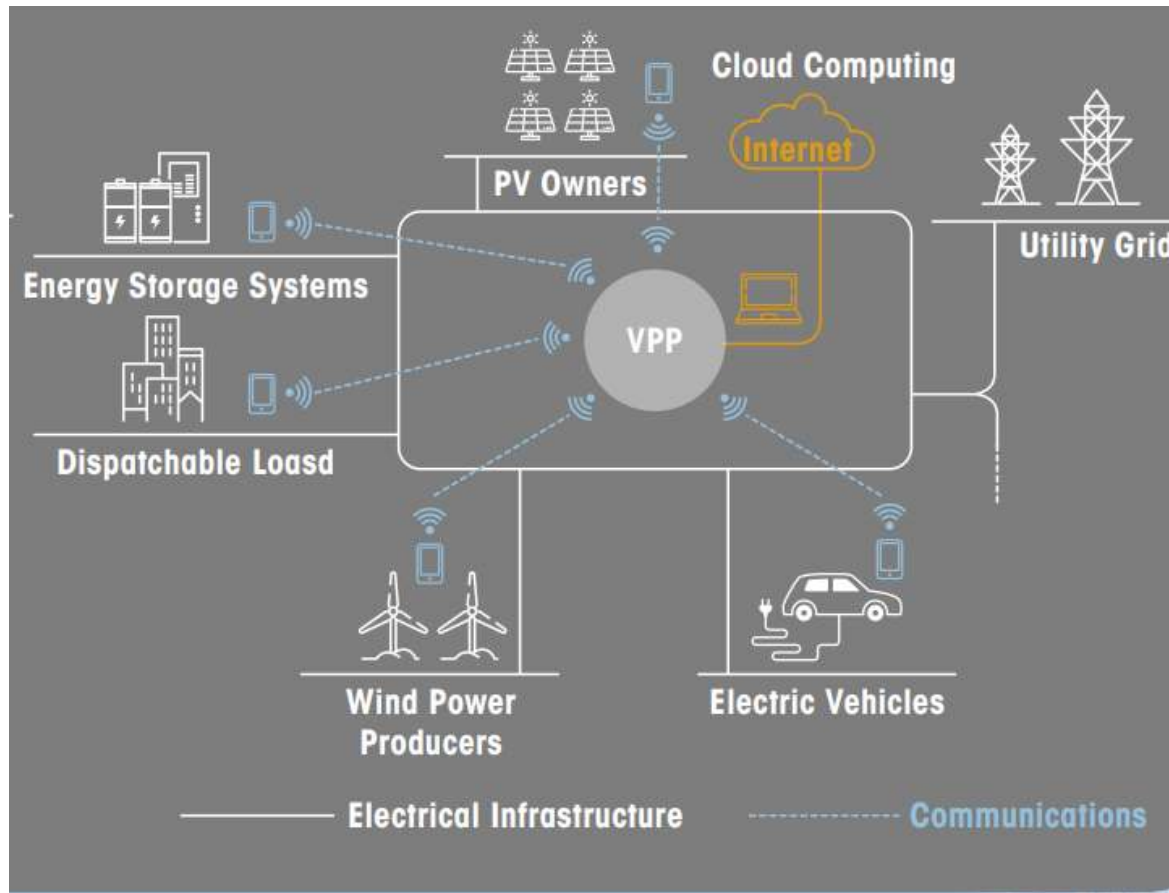
Figure 1-1. A VPP and DERMS from Enbala and ABB: Two Sides of the Same Coin



(Source: Enbala)

Virtual Power Plant (VPP)

ภาพรวมการพัฒนา



- Virtual Power Plant ใช้ระบบ Centralized เพื่อควบคุมผู้ใช้ไฟฟ้า และ DERs ให้สามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- VPP สามารถช่วยในเรื่องต่าง ๆ เช่น Load Shifting , Balancing Service , Local Flexibility
- ในประเทศออสเตรเลีย มี Aggregator ทำหน้าที่ในการ รวบรวม และติดตั้ง VPP ให้ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์ โดยมุ่งเน้นให้ผู้ใช้ไฟฟ้าจัดการพลังงานภายในระบบ ตามที่การไฟฟ้ากำหนด โดยจะติดตั้งเทคโนโลยีที่กักเก็บ และส่งออกพลังงานไฟฟ้าจากแผงโซลาร์เซลล์ เพื่อให้ผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถลดการใช้ไฟฟ้าภายในระบบ และผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ
- ในประเทศญี่ปุ่น มีการใช้งาน VPP โดย Aggregator ทำหน้าที่รวบรวมและจัดการพลังงานหมุนเวียน และควบคุมระยะไกลผ่าน HEMS โดย Aggregator ทำหน้าที่เป็นสื่อกลางระหว่างผู้บริโภค และบริษัทพลังงานไฟฟ้า โดยบริษัทพลังงานไฟฟ้าจะจ่ายผลตอบแทนให้ Aggregator

Virtual Power Plant (VPP)

แนวทางการพัฒนา

ภาพรวมการพัฒนา	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
• VPP ถูกพัฒนาเพื่อเป็นศูนย์กลางรวบรวมระบบผลิตไฟฟ้า ผู้ใช้ไฟฟ้า หรือระบบบริหารจัดการต่าง ๆ โดยมีการจ่ายค่าผลตอบแทนให้แก่ Aggregator ที่ทำหน้าที่เป็นผู้รวบรวม	• ไม่ได้กล่าวถึง VPP	• ไม่ได้กล่าวถึง VPP	• ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของการรูปแบบธุรกิจ VPP ที่ PEA ควรพัฒนา • ต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ที่ PEA จะได้รับจากการดำเนินงานด้าน VPP • ควรคำนึงถึงขั้นตอนการพัฒนาองค์ประกอบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง (เช่น การออกกฎระเบียบด้าน VPP เป็นต้น) ว่าควรพัฒนาในช่วงเวลาใด (ก่อนหน้า ภายหลัง หรือพร้อมกับการดำเนินงานในเทคโนโลยีอื่น ๆ ของ PEA)

Virtual Power Plant (VPP)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
-	• ควรมีการวิเคราะห์ถึงแนวโน้มของการรูปแบบธุรกิจ VPP ที่ PEA ควรพัฒนา • ต้องคำนึงถึงผลประโยชน์ที่ PEA จะได้รับจากการดำเนินงานด้าน VPP • ควรคำนึงถึงขั้นตอนการพัฒนาองค์ประกอบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง (เช่น การออกกฎระเบียบด้าน VPP เป็นต้น) ว่าควรพัฒนาในช่วงเวลาใด (ก่อนหน้า ภายหลัง หรือพร้อมกับการดำเนินงานในเทคโนโลยีอื่น ๆ ของ PEA)	• พิจารณาถึงรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับ VPP ของ กฟผ. • พิจารณาการพัฒนาเทคโนโลยี VPP ร่วมกับเทคโนโลยีอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง • วิเคราะห์และนำเสนอแผนการพัฒนา VPP ในแต่ละช่วงปี • ประเมินผลประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินงานด้าน VPP	-

Virtual Power Plant (VPP)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ VPP

ในการพัฒนา VPP เป็นการที่ต้องมีการคำนึงระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงเทคโนโลยีอื่น ๆ ประกอบด้วย เช่น ESS DR EV รวมถึงระบบบริหารจัดการต่าง ๆ เช่น DERMS เป็นต้น อย่างไรก็ตามจะพบว่าเทคโนโลยีอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องนั้นอาจลงทุนได้โดยการไฟฟ้าเองหรือภาคเอกชน ดังนั้นในการพัฒนา VPP จึงจำเป็นต้องพิจารณาว่า การดำเนินงานด้าน VPP นั้น การไฟฟ้าจะเป็นเจ้าของ VPP หรือเป็นเพียงคนสั่งการ VPP ของภาคเอกชนเท่านั้น ดังนั้นสามารถแบ่งรูปแบบการพัฒนา VPP ได้ 3 รูปแบบดังนี้

รูปแบบที่	กฟภ. ดำเนินงาน VPP ของตนเอง	กฟภ. สนับสนุนให้มี VPP ของภาคเอกชน
1	ใช่	ใช่
2	ใช่	ไม่ใช่
3	ไม่ใช่	ใช่
4	ไม่ใช่	ไม่ใช่

Virtual Power Plant (VPP)

การวิเคราะห์รูปแบบธุรกิจ VPP

การพัฒนา VPP นั้นจำเป็นต้องมีการคำนึงถึงการพัฒนาเทคโนโลยีอื่น ๆ เช่น Smart Meter , ESS , LAMS , DERMS , ETP , EV Management System เป็นต้น ซึ่ง การพัฒนาเหล่านี้สามารถลงทุนได้จากทั้งทาง PEA หรือจากภาคเอกชน

ทั้งนี้เพื่อให้การพัฒนา VPP เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ควรมีทิศทางการพัฒนา VPP ดังนี้

1. PEA ควรสนับสนุนให้เกิดการพัฒนา VPP ในประเทศไทย ทั้งนี้เพื่อให้ PEA สามารถบริหารจัดการระบบไฟฟ้าได้อย่างมีความยืดหยุ่นมากยิ่งขึ้น
2. PEA ควรสนับสนุนให้มีการดำเนินงานด้าน VPP โดย PEA ก่อน เพื่อศึกษาและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานด้าน VPP
3. กฟภ. ควรสนับสนุนให้มี VPP จากภาคเอกชน เพื่อให้เกิดการแข่งขันในการพัฒนาเทคโนโลยี และทำให้การไฟฟ้าสามารถบริหารจัดการระบบโครงข่ายได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

Virtual Power Plant (VPP)

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา VPP

เพื่อให้สามารถพัฒนา VPP ให้สำเร็จไปได้ด้วยดี ในการพัฒนา VPP นั้นจำเป็นต้องคำนึงถึงปัจจัยต่าง ๆ ดังนี้

- **Smart Meters และ โครงสร้างระบบสื่อสาร**
การมี Smart Meters จะทำให้การไฟฟ้าสามารถนำข้อมูลต่าง ๆ จาก DERs เพื่อให้ VPP สามารถส่งคำสั่งเพื่อบริหารจัดการได้อย่างเหมาะสม
- **การสนับสนุนทางภาครัฐและภาคนโยบายให้เกิดธุรกิจ Aggregators**
ในกรณีที่การไฟฟ้าต้องการให้มี Aggregators ภาคเอกชน กฟผ. จำเป็นต้องมีการผลักดันให้ทางภาครัฐออกกฎระเบียบและนโยบายที่เกี่ยวข้องกับ Aggregators
- **เทคโนโลยีอื่นๆ ที่ทำให้ข้อมูลมีความแม่นยำสูง เช่น Load forecast, Re forecast**
การที่เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลมีความแม่นยำที่สูงจะทำให้ VPP สามารถรับข้อมูลที่แม่นยำและสามารถส่งการทำงานของ DERs ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- **การพัฒนาในเทคโนโลยีอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง**
การพัฒนา VPP อาจจำเป็นต้องมีการพัฒนาควบคู่กับเทคโนโลยีอื่น ๆ เช่น ระบบ DERMS, EV, ETP , DR เป็นต้น ทั้งนี้เทคโนโลยี VPP ถือว่าเป็นเทคโนโลยีที่มีความคล้ายคลึงกับ DR ดังนั้นการพัฒนาเทคโนโลยี VPP จึงควรต่อยอดหลังจากที่ประเทศไทยมีประสบการณ์ดำเนินงานด้าน DR แล้ว

Virtual Power Plant (VPP)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ปริมาณที่เกี่ยวข้อง

ตัวแปร/ปริมาณ	สมมุติฐาน	ที่มา
ปริมาณความต้องการ VPP	ประเทศ 343.36 MW สมมุติให้มีการตอบสนองการดำเนินงาน 50% ของปริมาณความต้องการ VPP สมมุติให้มี VPP ที่ประพุดิตัวเป็น Generator 50% และประพุดิตัวเป็น Load 50%	ตามปริมาณความต้องการ DR จาก การศึกษาแนวทางการดำเนินธุรกิจ ผู้ รวบรวมโหลดและจัดสรรโหลด (Load Aggregator) ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2563
การเพิ่มขึ้นของปริมาณความต้องการ DR	ค่าเฉลี่ย Load Growth ทั่วประเทศ 4%	ข้อมูลสำคัญ กฟภ. ธันวาคม 2562
ระยะเวลาที่ต้องมีการทำ VPP	อ้างอิงการทำการมาตรการ ILP ทางเลือกที่ 3 (6 ชม./ครั้ง, 1 ครั้ง/วัน , 10 ครั้ง/เดือน , 20 ครั้ง/ปี) คิดเป็น 1200 ชม./ปี	มาตรการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และ อัตรา Demand Response, สำนักงาน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2559
ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ลดลงจากการทำ VPP Gen	ประเทศ 103,008.00 MWh	ผลคูณของปริมาณความต้องการ DR กับ ระยะเวลาที่ต้องมีการทำ DR

Virtual Power Plant (VPP)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์ ผลประโยชน์ที่ได้รับ

ประเภทผลประโยชน์	ผลประโยชน์	ที่มา
ลดหน่วยซื้อไฟฟ้าจาก กฟผ.	3.2016 บาท/หน่วย	ค่าเฉลี่ยอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งช่วง Peak และ Off-Peak ณ ปลายสายส่ง 69,115 kV
Capacity Cost เฉลี่ย ปี 2548 ต้นทุนระบบจำหน่ายระดับแรงดัน 115/69 kV ถึงระดับแรงดันต่ำของ กฟผ.	4,381 บาท/kW/ปี (ประมาณเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ 3%) ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการชะลอการลงทุนคิดเป็น WACC% ของ Capacity Cost บาท/kW/ปี	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี
Capacity Cost เฉลี่ย ปี 2548 ต้นทุนระบบผลิต และระบบส่ง	3,280 บาท/kW/ปี (ประมาณเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อ 3%) ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการชะลอการลงทุนคิดเป็น WACC% ของ Capacity Cost บาท/kW/ปี	โครงการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (Smart Grid) ในพื้นที่เมืองพัทยา จังหวัดชลบุรี
ลดความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ	มูลค่าความเสียหายจากไฟฟ้าดับ 1 นาที 12.38 บาท/kW	กฟผ.

Virtual Power Plant (VPP)

สมมุติฐานในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์

ต้นทุนในการดำเนินงาน

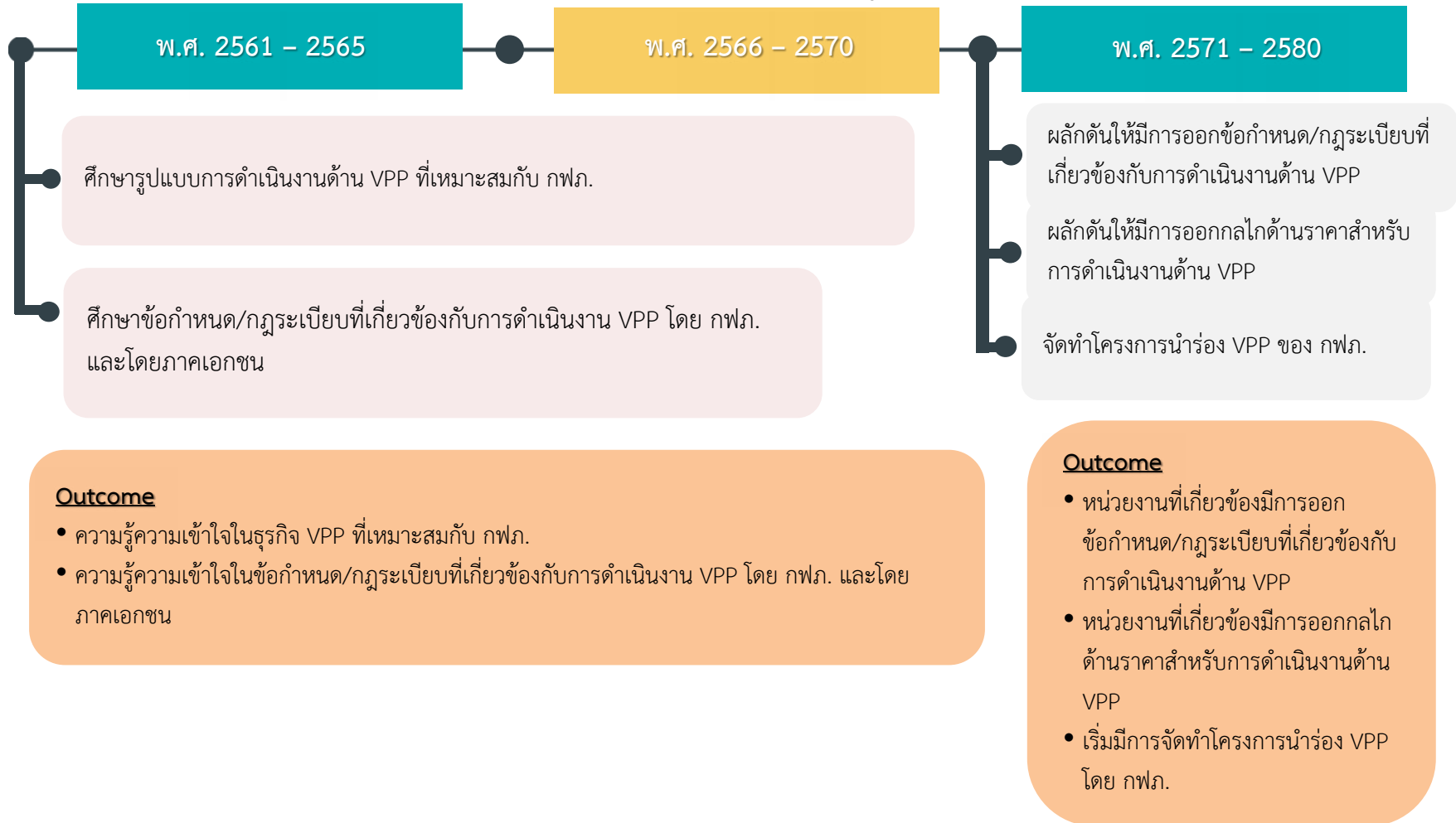
ประเภทต้นทุน	ต้นทุน	ที่มา
VPP System	ประมาณ 100 ล้านบาท	จากการหารือร่วมกับ Vendor
หน่วยรับซื้อไฟฟ้าจาก VPP ที่ประพฤติตัวเป็น Generator	1.68 บาท/หน่วย	โครงการ Solar ภาคประชาชน
ผลตอบแทนแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า	418.25 บาท/kW/ปี 60% ของเงินชดเชยสูงสุดที่สามารถจ่ายได้	มาตรการความร่วมมือการลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และอัตรา Demand Response
ผลตอบแทนแก่ Load Aggregator	418.25 บาท/kW/ปี 60% ของเงินชดเชยสูงสุดที่สามารถจ่ายได้	มาตรการความร่วมมือการลดการใช้ไฟฟ้า (Demand Response) และอัตรา Demand Response

Virtual Power Plant (VPP)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 1

กฟภ. ดำเนินงาน VPP ของตนเอง และสนับสนุนให้มี VPP ของภาคเอกชน

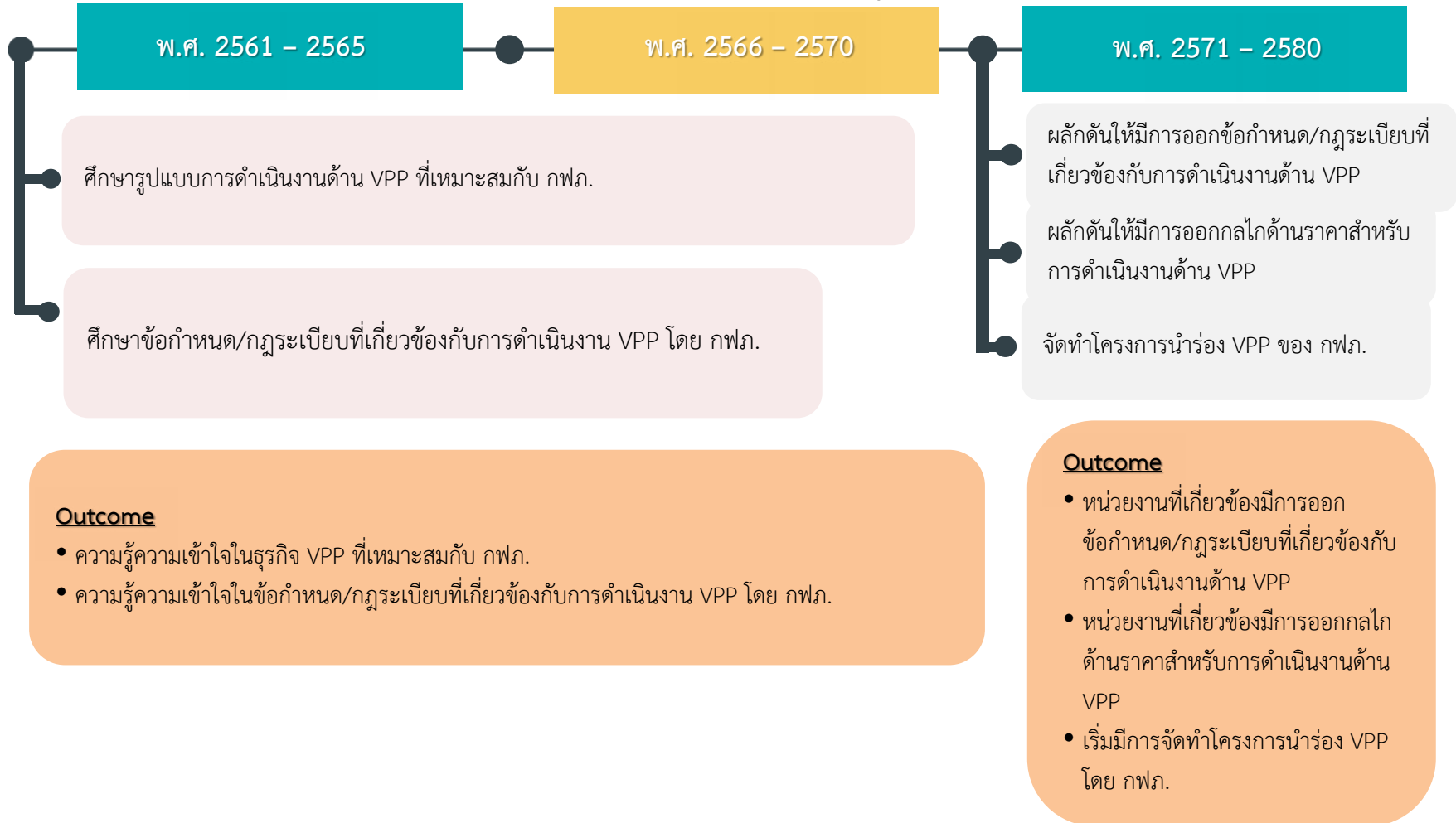


Virtual Power Plant (VPP)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 2

กฟภ. ดำเนินงาน VPP ของตนเอง แต่ไม่สนับสนุนให้มี VPP ของภาคเอกชน

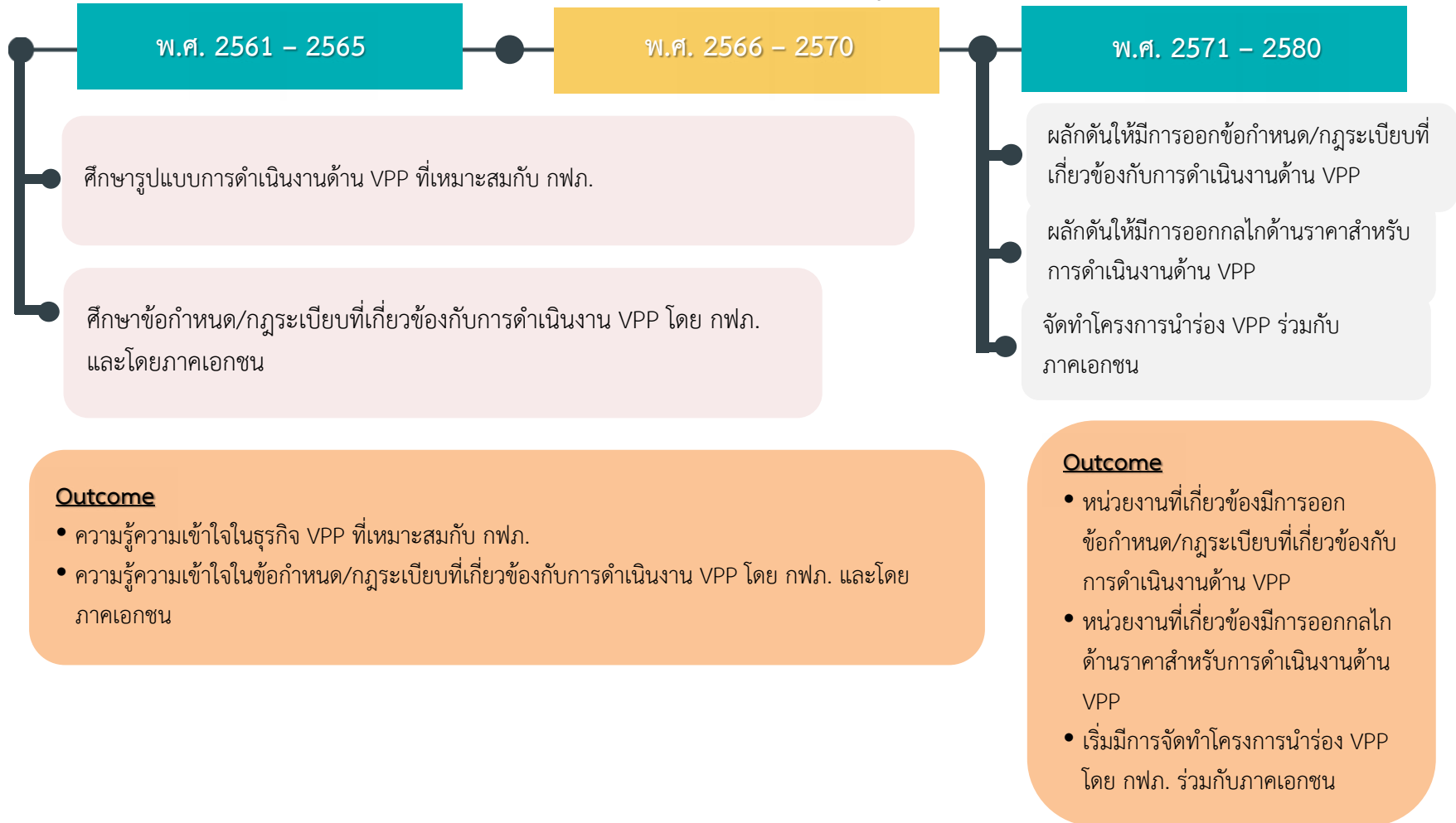


Virtual Power Plant (VPP)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 3

กฟภ. ไม่ดำเนินงาน VPP ของตนเอง แต่สนับสนุนให้มี VPP ของภาคเอกชน



Virtual Power Plant (VPP)

แผนการพัฒนา

รูปแบบที่ 4

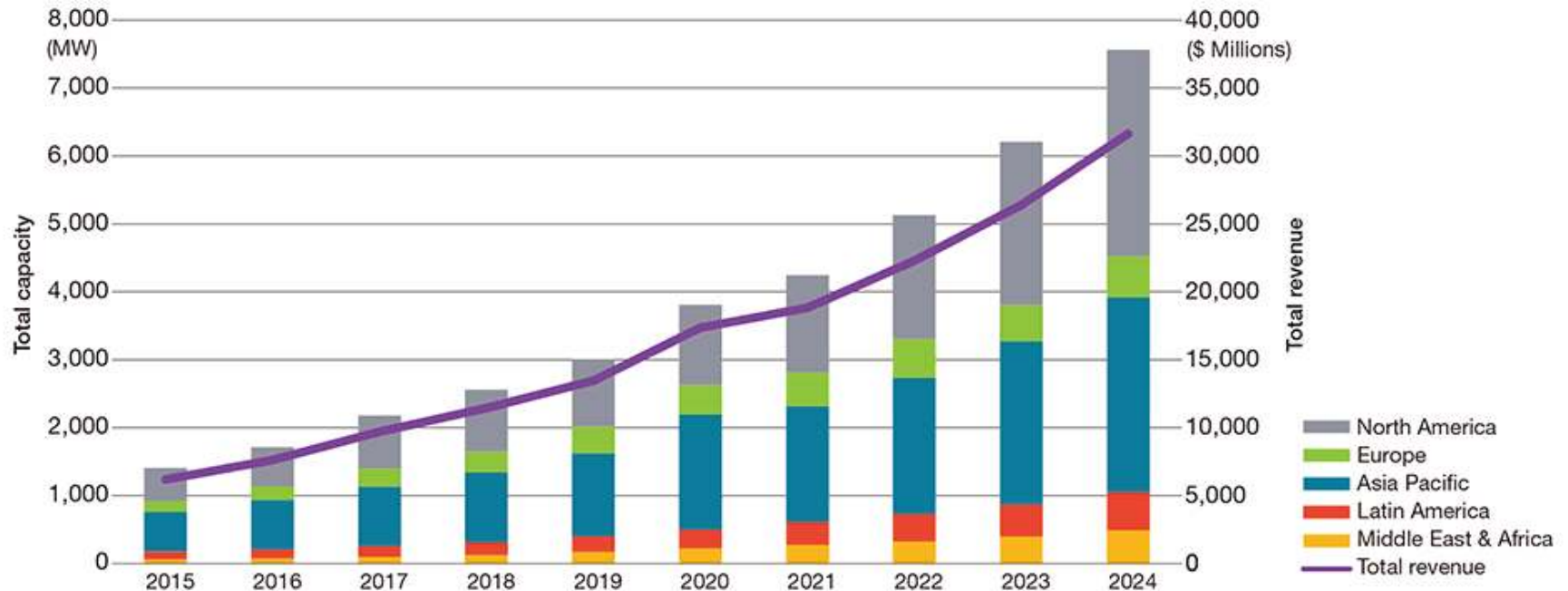
กฟภ. ไม่ดำเนินงาน VPP ของตนเอง และไม่สนับสนุนให้มี VPP ของภาคเอกชน



ไม่จำเป็นต้องมีการดำเนินงานด้าน VPP

Microgrid

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ

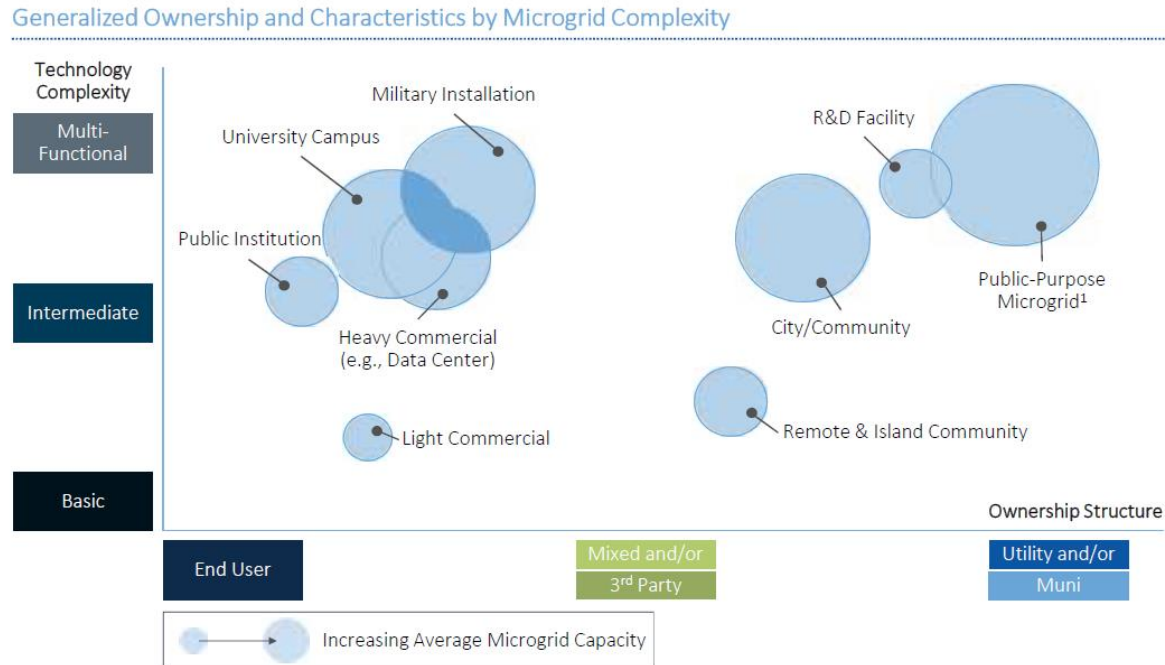


Source: Navigant Research

การพัฒนา Microgrid มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดย Asia Pacific และ North America เป็นสัดส่วนหลัก

Microgrid

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ



ตัวอย่างโครงการ Microgrid ในประเทศอเมริกาพบว่า Microgrid มีหลากหลายประเภท อย่างไรก็ตาม Utility จะไม่มุ่งเน้นในการดำเนินการ Microgrid เพื่อการเป็นธุรกิจ แต่จะเน้นดำเนินการเพื่อให้เกิดประโยชน์ต่อระบบไฟฟ้าโดยรวม (Public-Purpose) ดำเนินการในพื้นที่ ๆ ไฟฟ้าเข้าไม่ถึง บริเวณชุมชน และ ในเชิงการวิจัย

Microgrid

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA Smart Grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
• Asia pacific เป็นหนึ่งในภูมิภาคที่มีการพัฒนา Microgrid มาก • ขนาดโครงการ Microgrid ประมาณ 2 MW-10 MW • การที่ Utility ลงทุน Microgrid จะไม่ได้มุ่งเน้นในเชิงธุรกิจ แต่มุ่งเน้นด้านการสร้างเสถียรภาพให้ระบบ	• โครงการ Microgrid แม่ฮ่องสอน (chap.14, p.99)	• แผนปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2561-2580 (แผน 20 ปี) - แผนงานพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) และการบริหารจัดการด้านพลังงาน (พ.ศ. 2561-2565) แม่ฮ่องสอน, 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้, 4 อำเภอ จังหวัดสงขลา - โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จังหวัดสุราษฎร์ธานี (พ.ศ. 2563-2564) - โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2561-2565) ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2566-2570)	• โครงการ Microgrid ปัจจุบันคาดว่าจะมีการพิจารณาเลือกพื้นที่ติดตั้งเป็นพื้นที่ห่างไกล และมีระบบไฟฟ้าที่ไม่มั่นคง ควรดำเนินการในพื้นที่ดังกล่าวต่อไป • PEA ควรมีการติดตั้ง DERMS ไปพร้อมกับการติดตั้ง Microgrid ที่พื้นที่ต่าง ๆ เนื่องจากทั้งสองเทคโนโลยีจำเป็นต้องทำงานร่วมกัน (คาดว่าจะคือไมโคร EMS) • PEA ควรศึกษาเรื่องใบอนุญาต และข้อกำหนดการเชื่อมต่อ Microgrid ในกรณีหากภาคเอกชนหรือหน่วยงานอื่น ๆ ที่ต้องการดำเนินการ Microgrid เช่น มหาวิทยาลัย, ธุรกิจใหม่ ๆ , เป็นต้น

Microgrid

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
• แผนปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2561-2580 (แผน 20 ปี) - แผนงานพัฒนาระบบไมโครกริด (Microgrid) และการบริหารจัดการด้านพลังงาน (พ.ศ. 2561-2565) แม่ฮ่องสอน, 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้, 4 อำเภอ จังหวัดสงขลา - โครงการพัฒนาระบบไฟฟ้าแบบโครงข่ายไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (Microgrid) เกาะพะลวย จังหวัดสุราษฎร์ธานี (พ.ศ. 2563-2564) - โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2561-2565) ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2566-2570)	• โครงการ Microgrid ปัจจุบันคาดว่าจะมีการพิจารณาเลือกพื้นที่ติดตั้งเป็นพื้นที่ห่างไกล และมีระบบไฟฟ้าที่ไม่มั่นคง ควรดำเนินการในพื้นที่ดังกล่าวต่อไป • PEA ควรมีการติดตั้ง DERMS ไปพร้อมกับการติดตั้ง Microgrid ที่พื้นที่ต่าง ๆ แล้ว เนื่องจากทั้งสองเทคโนโลยีจำเป็นต้องทำงานร่วมกัน (คาดว่าคือไมโคร EMS) • PEA ควรศึกษาเรื่องใบอนุญาตและ ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ Microgrid เพื่อเอกชนที่ต้องการดำเนินการ Microgrid เช่น มหาวิทยาลัย, ธุรกิจใหม่ เป็นต้น	• วิเคราะห์พื้นที่เหมาะสมในการลงทุน Microgrid เช่น พื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึงแต่มีการใช้ไฟฟ้ามาก หรือพื้นที่ที่เกิดไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง เป็นต้น (ไม่มุ่งเน้นการวิเคราะห์ผลตอบแทนการเงินรายโครงการ) • การวิเคราะห์รายพื้นที่หนึ่ง ๆ เฉพาะ Microgrid แต่ละแห่งน่าจะกระทำได้ยาก	• ข้อมูลพื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าไม่ถึงในระบบ PEA และข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่นั้น ๆ • ข้อมูลพื้นที่ที่ไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง ในระบบ PEA และข้อมูลการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่นั้น ๆ • ข้อมูลผลประโยชน์ของการดำเนินการ Microgrid (หากมี) • หลักการของ PEA ในการเลือกพื้นที่ที่จะดำเนินการ Microgrid

Microgrid

ผลประโยชน์จาก Microgrid

❖ Commercial benefits

- ❖ Self-Reliability and security of supply
- ❖ Cheaper Energy cost and price visibility
- ❖ External revenue streams
- ❖ Environmental tax reduction and achievement or reduction and achievement of renewable energy targets

❖ Environmental and social benefits

- ❖ Replacing diesel generation leads to reduced air pollution and health benefits for local residents
- ❖ A low-carbon microgrid can also lower transport emissions, particularly in off-grid areas
- ❖ Access to energy for local businesses and households in off-grid areas
- ❖ Community resiliency from outages in the electricity system

Microgrid

ตัวอย่างผลประโยชน์จาก Microgrid ที่อ.แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน

- รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น เนื่องจาก Microgrid ทำให้ไฟดับลดลง ระยะเวลาของการที่ไฟดับลดลง จ่ายไฟได้ต่อเนื่องมากขึ้น ประหยัดค่าน้ำมันเชื้อเพลิงโรงจักรไฟฟ้าดีเซล (ที่เอาไว้เดินช่วง peak)
- ลดความสูญเสีย ในระบบจำหน่ายแรงสูง เพราะไม่ต้องส่งไฟผ่านสายส่งไปยังพื้นที่ไกล
- ลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา OLTC-AVR (อุปกรณ์ปรับปรองดันในระบบไฟฟ้า) เนื่องจากความผันผวนของ PV ทำให้ต้องมีการปรับปรุงแรงดันในระบบไฟฟ้าบ่อยครั้ง แต่ถ้าติดตั้ง Microgrid จะมีระบบออปติไมซ์การปรับ จะทำให้ลดค่าใช้จ่ายในปรับ OLTC-AVR เช่น ค่าน้ำมันหม้อแปลง ค่า อุปกรณ์ ค่าพนักงาน
- ลดค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เนื่องจาก Microgrid มีระบบจัดการโหลดเวลาไฟดับอัตโนมัติ เช่น ปลดรีโคสเซอร์ สตาร์ทเครื่องจักรดีเซลอัตโนมัติ ทำให้ลดค่าใช้จ่ายพนักงานได้
- ลดค่าตัดยอดสูงสุดของโหลด (peak shaving) โดยการนำแบตเตอรี่ซื้อไฟฟ้าช่วง off peak มาขายช่วง peak ทำให้สามารถลดโหลดที่ซื้อจาก EGAT ช่วง peak ได้
- เลื่อนการก่อสร้างสายส่งไฟฟ้าระดับแรงดัน 115 kV เนื่องจากเอาแบตเตอรี่มาตัด peak load

ผลประโยชน์บางรายการอาจเกิดขึ้นเฉพาะเมื่อดำเนินการ Microgrid ในพื้นที่ห่างไกลเท่านั้น (การดำเนินการ Microgrid ในพื้นที่ที่ไฟฟ้าเข้าถึงได้ดีแล้ว อาจจะได้ผลประโยชน์ในบางข้อ) เช่น รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าได้เพิ่มขึ้น ลดความสูญเสีย ประหยัดค่าน้ำมันเชื้อเพลิงโรงจักรไฟฟ้าดีเซล เป็นต้น เนื่องจากในระบบไฟฟ้าปกติจะไม่ได้มีไฟฟ้าดับบ่อยครั้ง ไม่ได้ต้องส่งไฟฟ้าไปยังที่ไกล ๆ และ ไม่ต้องใช้เครื่องจักรดีเซล

Microgrid

แผนการพัฒนา

- สำหรับในเขตเมือง อาจจะไม่สามารถเห็นประโยชน์ทางการใช้งานของระบบไมโครกริดได้อย่างชัดเจนมากนัก
- ในปัจจุบันระบบโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทยได้มีการพัฒนาอย่างเท่าเทียมกันในเกือบทุกพื้นที่แล้ว
- มีเพียงส่วนน้อยเท่านั้นที่การพัฒนายังคงติดปัญหาทางด้านสภาพภูมิประเทศอยู่บ้าง เช่น บริเวณจังหวัดแม่ฮ่องสอน เนื่องจากสภาพภูมิประเทศที่ถูกห้อมล้อมด้วยพื้นที่ป่าและเขตอุทยานแห่งชาติอย่างรอบด้าน ทำให้การปักเสาพาดสายของระบบโครงข่ายไฟฟ้าต้องดำเนินการผ่านแนวภูมิประเทศเหล่านั้นด้วย
- ในบริบทของพื้นที่ ๆ ห่างไกลและต้องประสบกับปัญหาในการวางโครงข่ายไฟฟ้า ระบบไมโครกริดจะเป็นกลไกทางด้านพลังงานที่มีประโยชน์ เพราะจะก่อให้เกิดความน่าเชื่อถือของระบบไฟฟ้าให้กับพื้นที่ห่างไกลเหล่านั้นได้อย่างเป็นรูปธรรม
- พื้นที่เกาะก็เป็นกรณีศึกษาที่น่าสนใจทางการใช้งานระบบไมโครกริดอย่างเป็นรูปธรรมด้วยเช่นเดียวกัน

ในอนาคต PEA ก็ควรดำเนินการ Microgrid ในพื้นที่ห่างไกล และ พื้นที่ เกาะ ตามแผนที่ได้ดำเนินการตลอดมา และไม่จำเป็นต้องพัฒนา Microgrid ในพื้นที่ ๆ มีไฟฟ้าเข้าถึงอย่างดีแล้ว

Microgrid

แผนการพัฒนา

เปรียบเทียบผลการให้บริการของ PEA กับเกณฑ์มาตรฐานการให้บริการพลังงานด้านกิจการไฟฟ้า

การไฟฟ้า (กฟฟ.)		ปี 2562 (ม.ค.-ธ.ค. 2562)		
การไฟฟ้าเขต	กฟฟ. จุฬารวมงาน (รวมสังกัด)	ค่าดัชนี SAIFI	ค่าดัชนี SAIDI	จำนวน ผู้ใช้ไฟ
น.1	กฟจ.แม่ฮ่องสอน	7.80	141.21	68,647
ก.2	กฟอ.สอยดาว	8.81	106.78	37,179
ฉ.1	กฟจ.เลย	6.27	145.50	187,275
ฉ.3	กฟจ.ชัยภูมิ	6.59	226.91	231,428
น.3	กฟอ.ชัยบาดาล	6.12	103.22	45,140
ก.1	กฟจ.อยุธยา	4.220	126.31	121,789
ต.2	กฟอ.ห้วยยอด	6.84	143.09	48,120
ฉ.2	กฟส.วารินชำราบ	5.29	114.89	117,117
น.2	กฟจ.น่าน	4.32	114.67	162,678
ก.3	กฟอ.อุททอง	4.26	88.81	69,485
ต.1	กฟจ.ระนอง	5.83	111.35	61,386
ต.3	กฟจ.พัทลุง	4.89	124.87	186,232

ควรปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า หากเป็นพื้นที่ห่างไกล ยากต่อการสร้างสายส่ง อาจต้องมีการดำเนินการ Microgrid

ควรพิจารณาลักษณะการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่ หากในอนาคตมีแนวโน้มจะพัฒนาเป็นเขตเทศบาลตำบลหรือเมือง ควรปรับปรุงคุณภาพไฟฟ้า แต่อาจไม่จำเป็นต้องดำเนินการ Microgrid เนื่องจาก การการลงทุนในการสร้างสายส่งที่ดีมากกว่าจะมุ่งดำเนินการ Microgrid ในเขตเมือง (นอกจากตั้งเป็นโครงการศึกษา หรือนิคมต่าง ๆ)

คุณภาพไฟฟ้าอยู่ในเกณฑ์ดีอยู่แล้ว

■ = ผ่านมาตรฐานรวม ชนบท และเทศบาลตำบล แต่ไม่ผ่านระดับมาตรฐานเทศบาลตำบลขึ้นไป

□ = ผ่านมาตรฐานรวม ชนบท เทศบาลตำบล เทศบางเมือง

■ = ต่ำกว่ามาตรฐานรวม

Microgrid

แผนการพัฒนา

3. ประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก

ประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก	ชื่อ	จำนวนเครื่อง	กำลังผลิต (กว.)	จ่ายได้จริง (กว.)	โหลดสูงสุด/ต่ำสุด (กว.)	หน่วยผลิต (กว.-ชม.)
1. ดีเซลจ่ายไฟอิสระ (3 แห่ง)	1. บ้านห้วยคำ จ.อุดรดิตถ์	3	180	126	39/20	72,898
	2. เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี	10	12,000	6,200	6,100/4,500	33,824,269
	3. เกาะนกตะเภ จ.สุราษฎร์ธานี	3	160	128	23/13	29,211
	รวม	16	12,340	6,454		33,926,378
2. สौरจ่าย (14 แห่ง)	1. แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน	5	5,000	4,000	900/300	743,122
	2. ท่าสองยาง จ.ตาก	2	1,600	1,280	520/170	10,272
	3. อุ้มผาง จ.ตาก	4	3,500	2,650	2,000/800	453,207
	4. เกาะสีซัง จ.ชลบุรี	2	2,000	1,600	2,300/820	10,348,474
	5. เกาะล้าน จ.ชลบุรี	ไม่มีเครื่องยนต์ติดตั้งในโรงจักร หากเกิดปัญหาจากระบบจำหน่ายหลัก จะใช้เครื่องยนต์ Mobile มาติดตั้งจ่ายกระแสไฟฟ้า				
	6. เกาะพัง จ.สุราษฎร์ธานี					
	7. เกาะสุกร จ.ตรัง					
	8. เกาะลิบง จ.ตรัง					
	9. เกาะมุกด์ จ.ตรัง					
	10. เกาะกุด จ.ตราด	3	2,500	2,000	-	-
	11. เกาะหมาก จ.ตราด	2	2,000	1,600	-	-

พื้นที่เกาะบางแห่งมีโรงไฟฟ้าขนาดเล็กของตนเองอยู่แล้วเช่น เกาะสีซัง เกาะเต่า ดังนั้น PEA มีทางเลือกในการดำเนินการ Microgrid บนเกาะดังกล่าว เพื่อส่งเสริมระบบไฟฟ้าได้ด้วย นอกเหนือจากการดำเนินการเคเบิลใต้น้ำ

3. ประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก

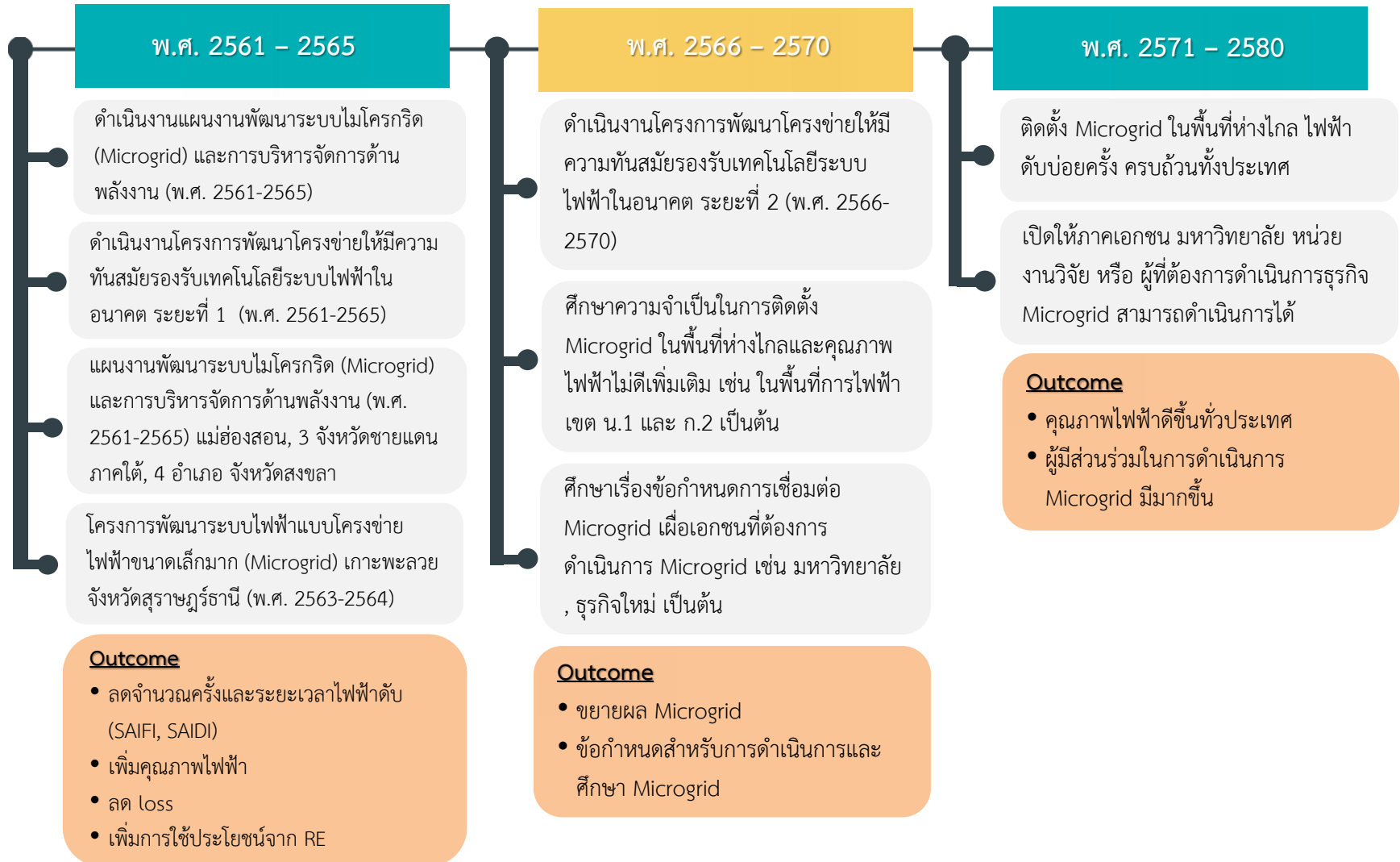
ประเภทโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก	ชื่อ	จำนวนเครื่อง	กำลังผลิต (กว.)	จ่ายได้จริง (กว.)	โหลดสูงสุด (กว.)	หน่วยผลิต (กว.-ชม.)
4. พลังแสงอาทิตย์ (3 แห่ง)	1. เเด่นไม้ซุง จ.ตาก	1 ชุด	40	ได้ยกเลิกโรงไฟฟ้าแม่กะสีและเด่นไม้ซุงแล้วตามอนุมัติ ผวก. ลงวันที่ 24 ธ.ค. 2562		
	2. แม่กะสี จ.นครสวรรค์	1 ชุด	40			
	3. เกาะกุด จ.ตราด	1 ชุด	12	-	-	-
	รวม	3 ชุด	92	-	-	-
5. พลังลม (2 แห่ง)	1. เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี	1 ชุด	250	-	-	-
	2. สหิงพระ จ.สงขลา	1 ชุด	1,500	-	-	281,025
	รวม	2 ชุด	1,750	-	-	281,025

ที่มา: ข้อมูลสำคัญ กฟผ. ธันวาคม 2562

Microgrid

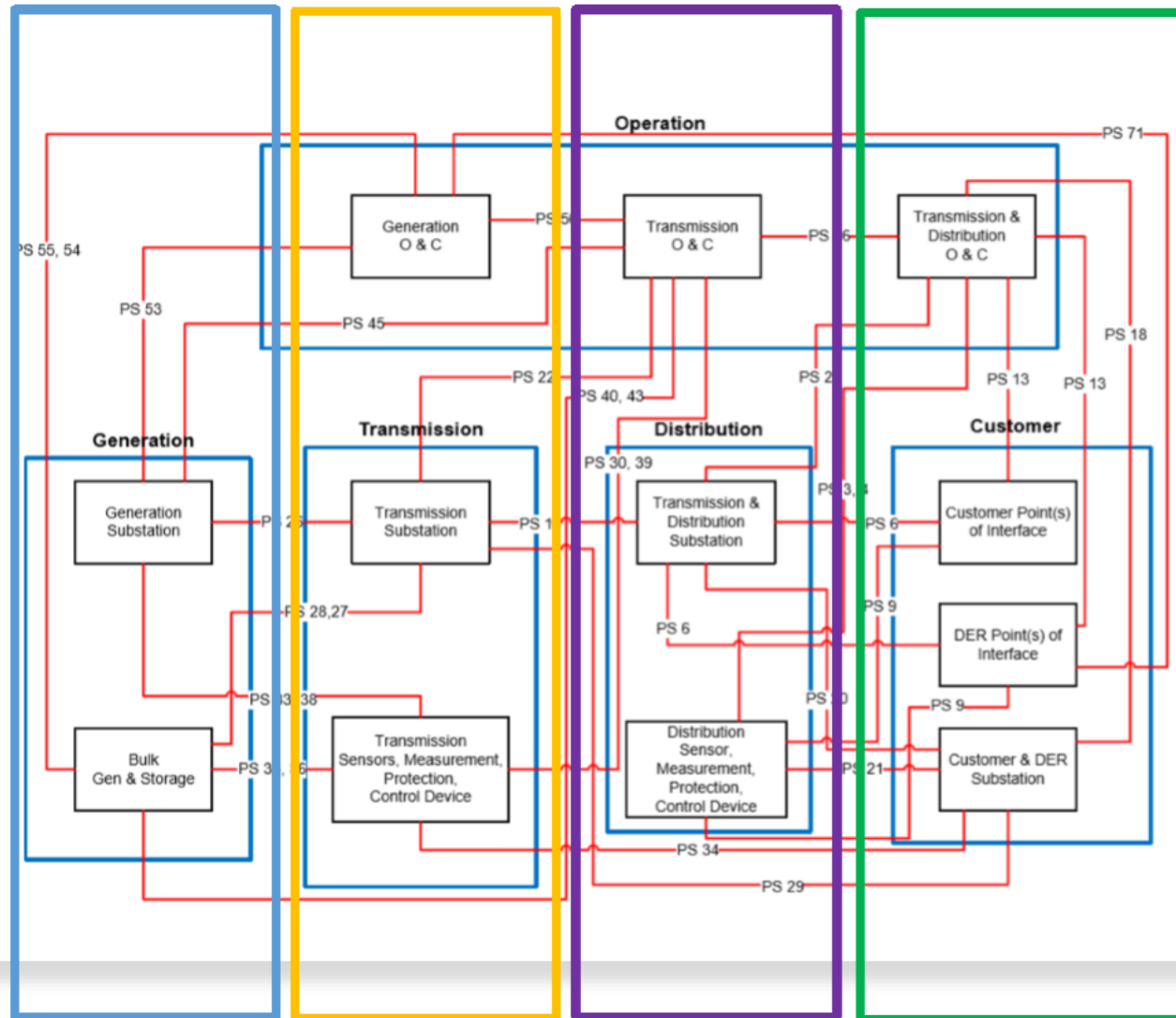
แผนการพัฒนา

Microgrid



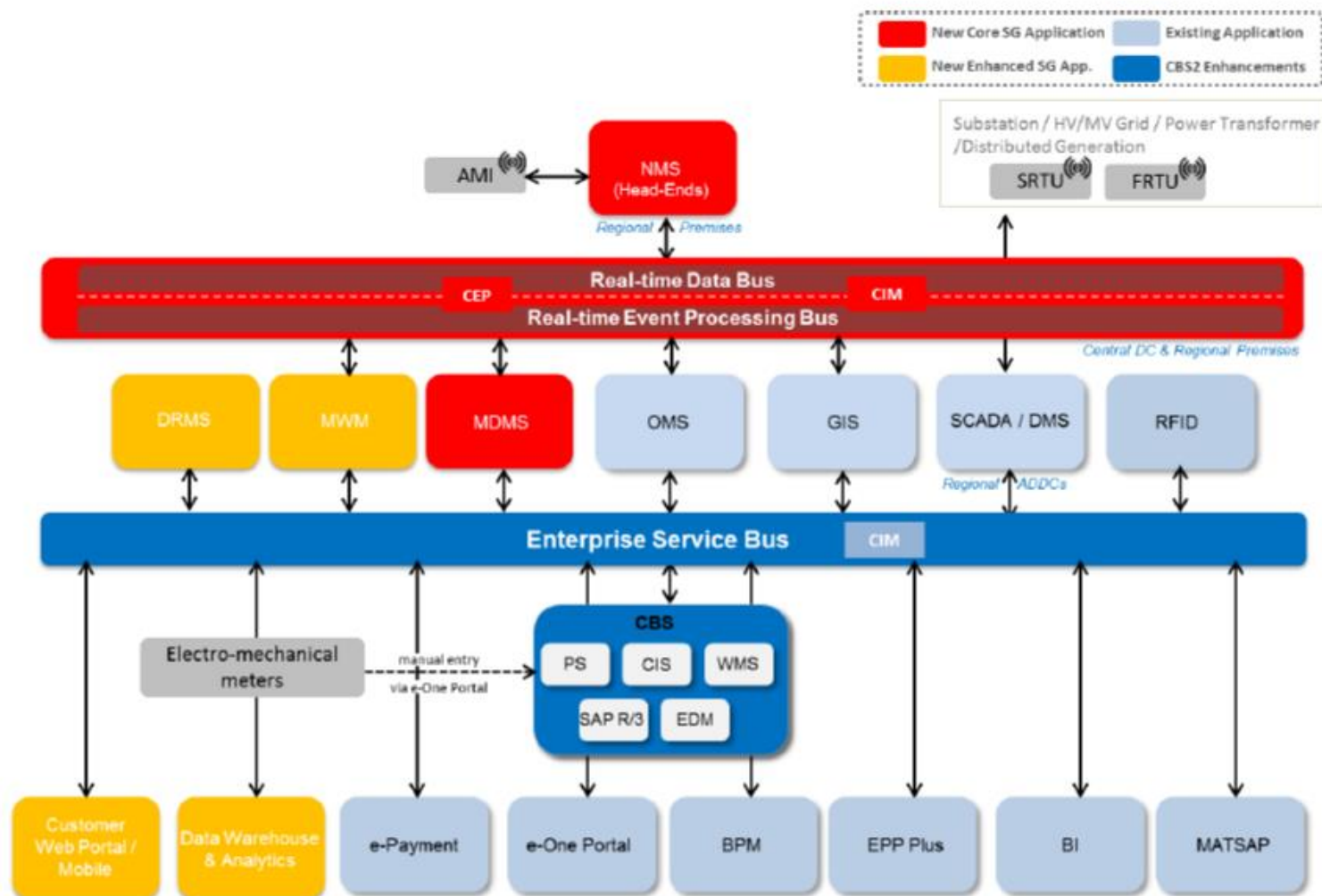
การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าในปัจจุบัน



การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

ภาพรวมการพัฒนาในแผน PEA Smart Grid Roadmap



รูปที่ 13: ภาพรวมของแอปพลิเคชันในอนาคตที่ควรจะเป็นของ PEA ระยะสุดท้าย (หลังจากยกเลิกระบบ AMR)

การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

แนวทางการพัฒนา

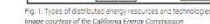
Trend	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งจะส่งผลให้การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งสามารถวางแผนการผลิต/ส่ง/จำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงสามารถรองรับรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ ที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต	ไม่ได้มีการกล่าวถึงการเชื่อมโยงข้อมูลโดยตรงระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งแต่จะมีลักษณะเป็นส่วนควบกับโครงการต่าง ๆ	แผนปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2561-2580 - สร้างเครือข่ายและการเชื่อมโยงข้อมูลโครงข่ายระบบไฟฟ้าในระดับภูมิภาค เพื่อการให้บริการข้อมูลเชิงวิเคราะห์ในเชิงพื้นที่ด้านระบบไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความคล่องตัวในการปฏิบัติงาน และการวิเคราะห์ข้อมูลด้านระบบไฟฟ้าในเชิงพื้นที่จากการเชื่อมโยงข้อมูลด้านระบบไฟฟ้ากับระบบงานหลักต่าง ๆ - ติดตั้งระบบบริหารจัดการและเชื่อมโยงข้อมูล (Big Data) และการวิเคราะห์ในเชิงลึก (Data Analytic)	- ควรมีการเตรียมการเชื่อมโยงข้อมูล ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อใช้สำหรับการดำเนินการต่าง ๆ ของศูนย์ควบคุมกำลังไฟฟ้า เช่น การพยากรณ์การผลิต ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เชื่อมโยงข้อมูลการผลิตไฟฟ้าได้ในระดับเรียลไทม์ - ควรเพิ่มแผนที่จะเชื่อมโยงระบบเพื่อส่งข้อมูล VSPP ให้กับทาง กฟผ.ว่าจะเชื่อมต่อที่จุดใด - ในส่วนของเทคโนโลยีดังกล่าวจากการหารือกับทั้ง 3 การไฟฟ้า ขั้นตอนการดำเนินการและรายละเอียดข้อมูลที่ต้องการเชื่อมต่อจะขึ้นอยู่กับผลจากการหารือระหว่าง 3 การไฟฟ้าในอนาคต - ยังไม่มีแผนที่จะเชื่อมโยงระบบเพื่อส่งข้อมูล VSPP ให้กับทาง กฟผ. - หลังจากการหารือระหว่าง 3 การไฟฟ้า อาจต้องเพิ่มเรื่องข้อกำหนด/มาตรฐาน Data Governance และ Data Privacy ด้วย

การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

แนวทางการพัฒนา

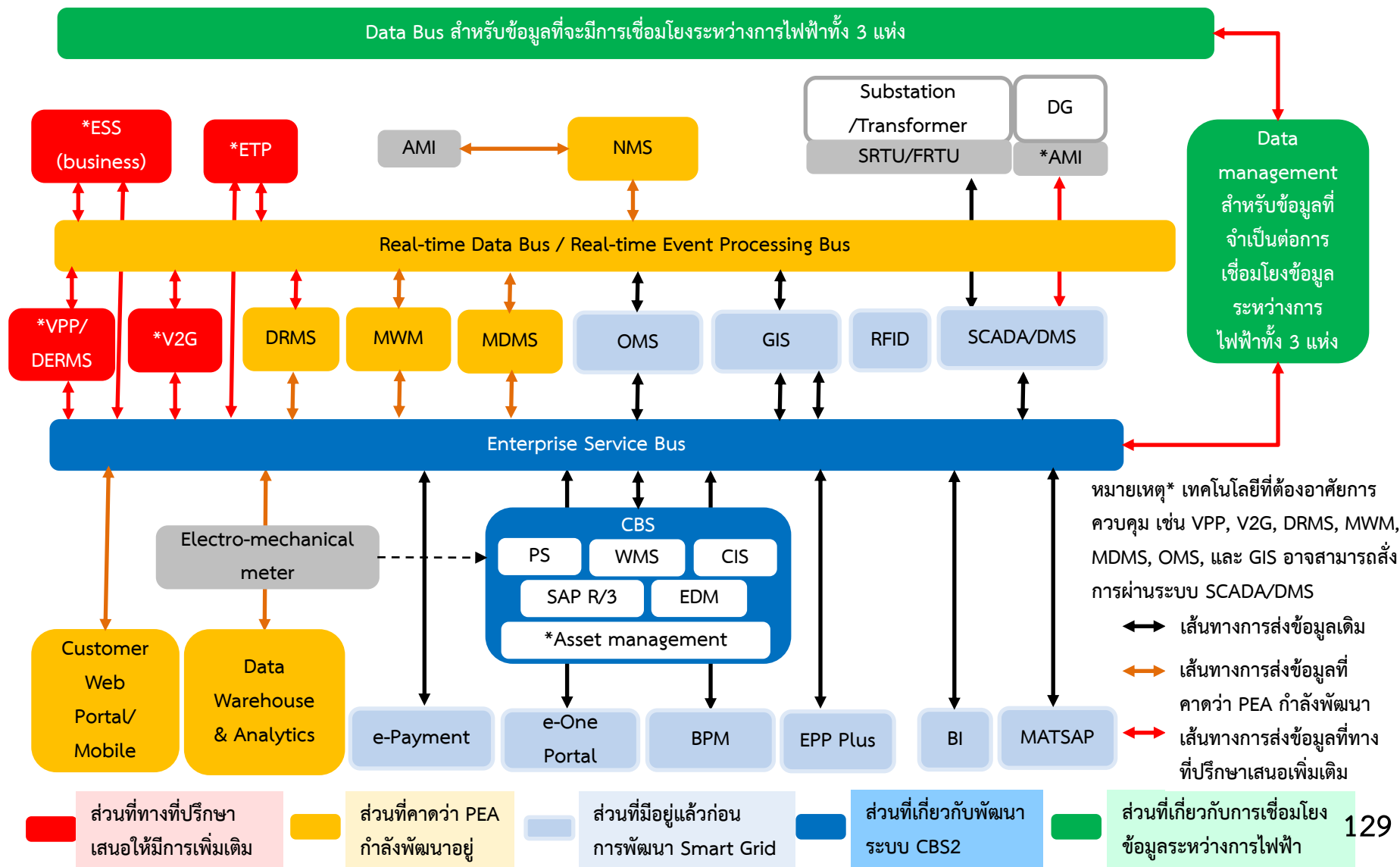
เป้าหมายการพัฒนา	
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ
สร้างเครือข่ายและการเชื่อมโยงข้อมูลโครงข่ายระบบไฟฟ้าในระดับภูมิภาค เพื่อให้บริการข้อมูลเชิงวิเคราะห์ในเชิงพื้นที่ด้านระบบไฟฟ้า เพื่อเพิ่มความคล่องตัวในการปฏิบัติงาน และการวิเคราะห์ข้อมูลด้านระบบไฟฟ้าในเชิงพื้นที่จากการเชื่อมโยงข้อมูลด้านระบบไฟฟ้ากับระบบงานหลักต่าง ๆ	- ควรมีการเตรียมการเชื่อมโยงข้อมูล ระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง เพื่อใช้สำหรับการดำเนินการต่าง ๆ ของศูนย์ควบคุม กำลังไฟฟ้า เช่น การพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เชื่อมโยง ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าได้ในระดับเรียลไทม์ - ควรเพิ่มแผนที่จะเชื่อมโยงระบบเพื่อส่งข้อมูล VSPP ให้กับทาง กฟผ. - ในส่วนของเทคโนโลยีดังกล่าวจากการหารือกับทั้ง 3 การไฟฟ้า ขั้นตอนการดำเนินการและรายละเอียดข้อมูลที่ต้องการเชื่อมต่อจะขึ้นอยู่กับผลจากการหารือระหว่าง 3 การไฟฟ้าในอนาคต - ยังไม่มีแผนที่จะเชื่อมโยงระบบเพื่อส่งข้อมูล VSPP ให้กับทาง กฟผ.
ติดตั้งระบบบริหารจัดการและเชื่อมโยงข้อมูล (Big Data) และการวิเคราะห์ในเชิงลึก (Data Analytic)	- เห็นด้วย - หลังการหารือระหว่าง 3 การไฟฟ้า อาจต้องเพิ่มเรื่องข้อกำหนด/มาตรฐาน Data Governance และ Data Privacy ด้วย

แผนการพัฒนา



การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

แผนการพัฒนา



การเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง รวมถึง Big Data/Data Analytics และ Cyber Security & Data Privacy

แผนการพัฒนา



ภาพรวมการพัฒนา

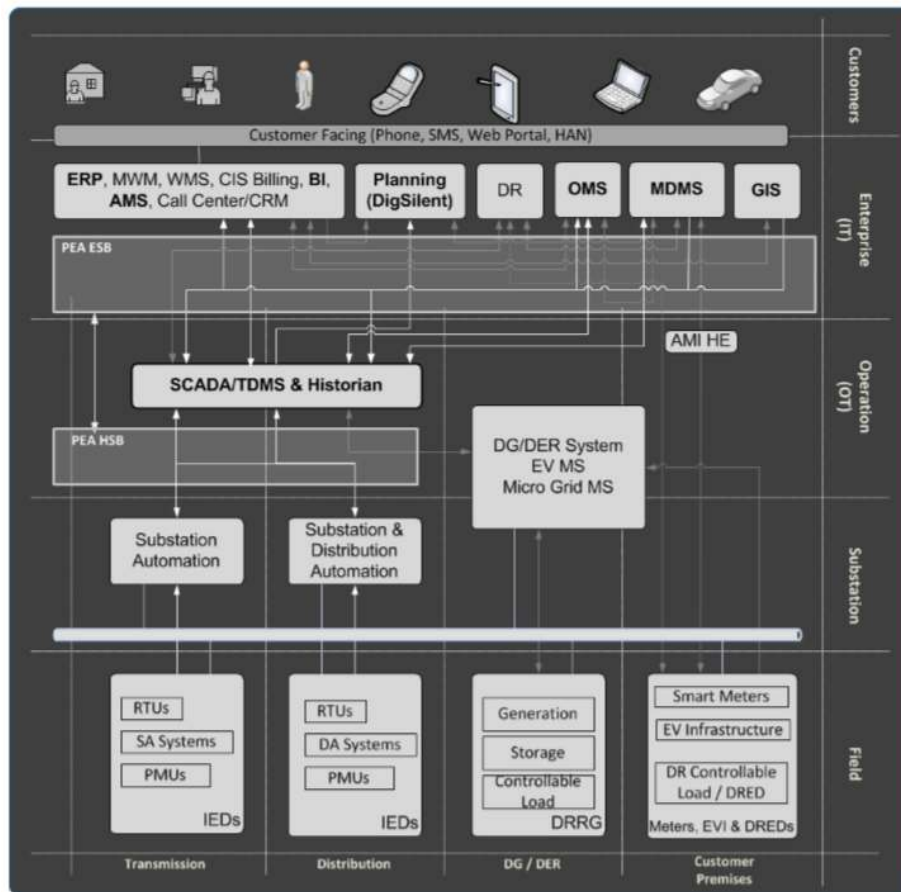
- ปัจจุบัน PEA มีแผนพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS ผ่าน “โครงการเพิ่มประสิทธิภาพระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ (ด้านระบบศูนย์สั่งการจ่ายไฟ)”
- โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อติดตั้งระบบ Transmission and Distribution Management System (TDMS) แทนที่ ระบบ SCADA/EMS/DMS ที่ System Management Center, ADDCs 12 แห่ง และ PDDC (Responsibilities of ADDC-S2)
- The TDMS shall allow the Authority to consolidate its power system operations in such a way that all fourteen (14) control centers will be served by fully-integrated SCADA/EMS/DMS server platforms located at two (2) new Authority data centers.

SCADA/EMS/DMS

ภาพรวมการพัฒนา

SG Logical Architecture Vision

Exhibit 12-2: SG Logical Architecture Vision (TDMS Interoperability Perspective)



PEA มีการกำหนดการพัฒนาให้
SCADA สามารถรองรับโครงสร้าง
สถาปัตยกรรมดังกล่าว

ภาพรวมการพัฒนา

PEA มีการกำหนด Function ด้าน Power System ต่าง ๆ ดังนี้

1. Design Features
2. HV/MV Applications
3. Operating Modes
4. Network Operations Model
5. Dynamic Operations Model
6. Network Topology
7. Dynamic Network Coloring
8. Load Forecast
9. Bus Load Forecast
10. Distribution Load Allocation
11. Generation Forecast
12. State Estimation
13. Power Flow
14. Contingency Analysis
15. Fault Level Analysis
16. Open Conductor Fault Detection
17. Fault Locator
18. Fault Location, Isolation, and System Restoration
19. Optimal Feeder Reconfiguration
20. Integrated Volt/Var Control
21. DERMS Functionality
22. Microgrid Interface Control
23. Operations Simulator

SCADA/EMS/DMS

แนวทางการพัฒนา

ภาพรวมการพัฒนา	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
กฟภ. มีการพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS ให้มีการรับส่งข้อมูล และรองรับฟังก์ชันการทำงานต่าง ๆ	- มีการกล่าวฟังก์ชันหลักที่จำเป็นต่อการพัฒนา DMS - กล่าวว่าสถานะปัจจุบันของ PEA นั้นระบบ DMS ครอบคลุมเพียงเฉพาะระดับ HV ซึ่งทำให้จำเป็นต้องมีการพัฒนาต่อไปให้ครอบคลุมระดับ MV หรือ LV ในอนาคต	- โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต - ระยะที่ 1 (พ.ศ. 2566-2570) เพื่อปรับปรุงและพัฒนาระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) รองรับตลาดไฟฟ้าเสรี Energy Market และเพื่อปรับปรุงระบบ SCADA/DMS ของ กฟภ. - ระยะที่ 2 (พ.ศ. 2571 – 2580) เพื่อปรับปรุงและพัฒนาระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) รองรับตลาดไฟฟ้าเสรี Energy Market และปรับปรุงระบบ SCADA/DMS ทั้ง 12 เขต ของ กฟภ.	- การพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS อาจจำเป็นต้องมีการพัฒนาเพื่อให้ครอบคลุมเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต (เช่น ETP VPP และ EV เป็นต้น) - อาจจำเป็นต้องพิจารณาถึงแบนด์วิธในการสื่อสารให้ครอบคลุมการส่งข้อมูลปริมาณมากจากเทคโนโลยีใหม่ ๆ ในอนาคต - ต้องมีการพัฒนาระบบ SCADA ให้รองรับมาตรฐานการส่งข้อมูลของเทคโนโลยีอื่น ๆ (เช่น มาตรฐาน OpenADR ของ Demand Response)

SCADA/EMS/DMS

แนวทางการพัฒนา

ภาพรวมการพัฒนา	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
			• ต้องมีการพัฒนาทางด้าน Cybersecurity ให้ทันสมัยมากขึ้น เนื่องจากแนวโน้มในการใช้งาน SCADA/EMS/DMS นั้นจะมีการแชร์ข้อมูลจากแหล่งข้อมูลอื่น ๆ • ในอนาคตระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) มีแนวโน้มที่จะมีการใช้ระบบ IoT และ Cloud กันมากขึ้นรวมถึงการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นโดย AI ในลักษณะที่เป็น Self-Learning • การพัฒนาระบบ SCADA จำเป็นต้องมีการคำนึงถึงการควบคุมในระดับแรงกลาง (MV) และแรงดันต่ำ (LV) ร่วมด้วย (อย่างไรก็ตามพบว่าในปัจจุบันระบบ SCADA/EMS/DMS ครอบคลุมทั้งระดับ HV และ MV โดยระดับ LV จะอยู่ในการบริหารของ OMS) 135

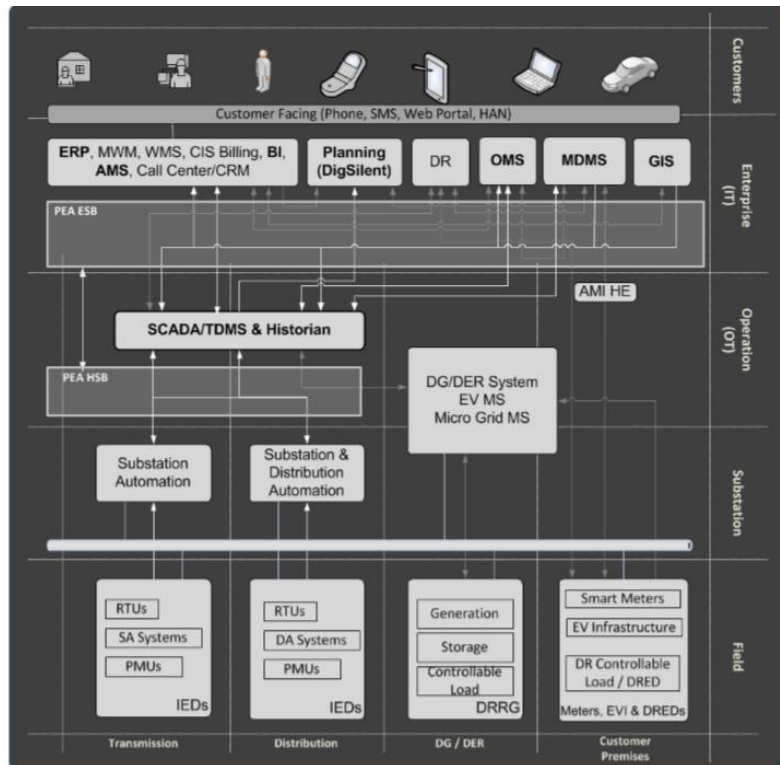
เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟภ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
เพื่อปรับปรุงและพัฒนา ระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) รองรับตลาดไฟฟ้าเสรี Energy Market ให้ ครอบคลุมทั้ง 12 เขต และครอบคลุมระดับ แรงดัน MV	• การพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS อาจจำเป็นต้องมีการพัฒนาเพื่อให้ครอบคลุมเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต (เช่น ETP VPP และ EV เป็นต้น) • อาจจำเป็นต้องพิจารณาถึงแบบจำลองในการสื่อสารให้ครอบคลุมการส่งข้อมูลปริมาณมากจากเทคโนโลยีใหม่ ๆ ในอนาคต • พัฒนาระบบสกาด้านให้รองรับมาตรฐานการส่งข้อมูลของเทคโนโลยีอื่น ๆ (เช่น มาตรฐาน OpenADR ของ Demand Response) • ควรมีแผนการเชื่อมต่อให้ในอนาคตสามารถต่อขยายการควบคุมไปยังภาค MV หรือ LV ได้ด้วยนอกจากแค่ HV	พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA ว่ามีการวิเคราะห์ครอบคลุมเทคโนโลยีใดบ้าง หากว่าในอนาคตมีเทคโนโลยีใหม่เข้ามา มีแผนรับมือหรือไม่ พิจารณาข้อมูลการใช้งานแบนด์วิธในปัจจุบันและพิจารณาว่า กฟภ. มีการเตรียมพร้อมที่จะรองรับมาตรฐานการส่งข้อมูลจากเทคโนโลยีอื่นๆ หรือไม่ พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA ว่ามีการกำหนดให้ระบบสกาด้าต้องรองรับมาตรฐาน OpenADR หรือไม่	รายละเอียดโครงการที่ทาง PEA ดำเนินการอยู่ การวิเคราะห์ผลประโยชน์การพัฒนา SCADA/EMS/DMS เดิมของ กฟภ. ข้อมูลการใช้งานแบนด์วิธในปัจจุบัน

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟภ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ		
เพื่อปรับปรุงและพัฒนา ระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) รองรับตลาดไฟฟ้าเสรี Energy Market ให้ ครอบคลุมทั้ง 12 เขต และครอบคลุมระดับ แรงดัน MV	- การพัฒนาทางด้าน Cybersecurity ให้ทันสมัย มากขึ้น เนื่องจากแนวโน้มในการใช้งาน SCADA/EMS/DMS นั้นจะมีการแชร์ข้อมูลจาก แหล่งข้อมูลอื่นๆ - ในอนาคตระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) มีแนวโน้มที่จะมีการใช้ ระบบ IoT และ Cloud กันมากขึ้นรวมถึงการ แก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นโดย AI ในลักษณะที่เป็น Self-Learning	พิจารณาแผนการพัฒนา เดิมของ PEA ว่ามีการ ระบุการป้องกันด้าน Cybersecurity ใน แผนงานเพียงพอหรือไม่ พิจารณาถึงแผนใน อนาคตว่าได้มีการเปิด กาสให้นำเอาเทคโนโลยี IoT และ Cloud มาใช้ ประโยชน์หรือไม่	

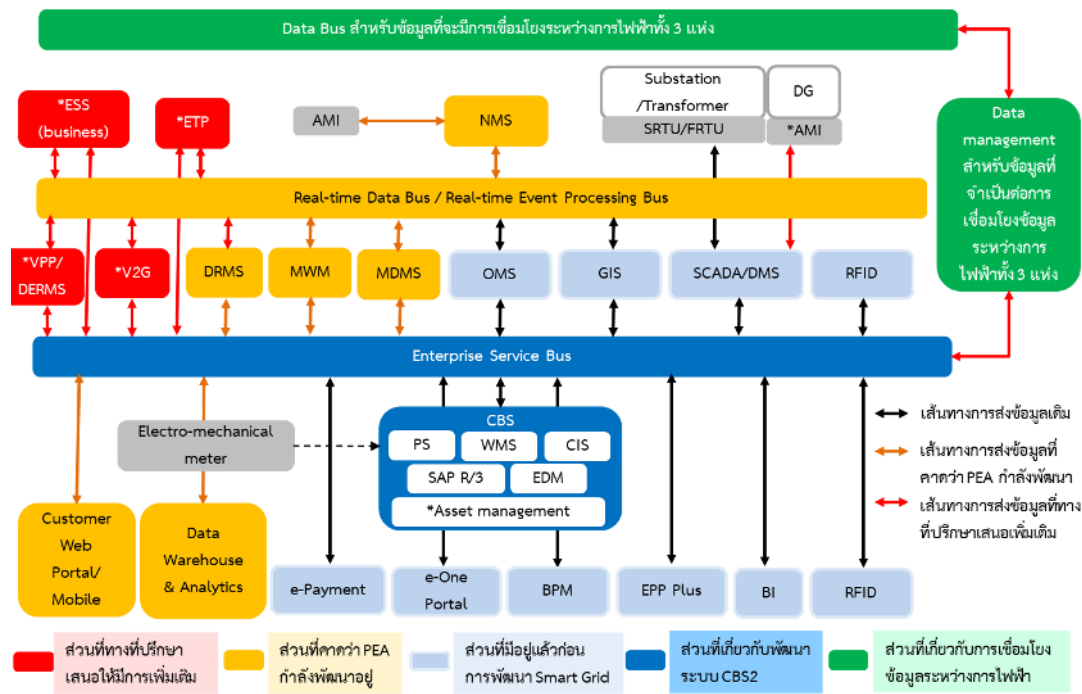
SCADA/EMS/DMS

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

1. กรณีเกิดเทคโนโลยีใหม่เช่น EV หรือมี VPP หรือ EV รายใหม่ๆ เข้ามาทาง PEA ควรจะกำหนดแนวทางหรือเตรียมจุดการเชื่อมต่อเข้ากับระบบ SCADA/EMS/DMS ของ PEA เพื่อไม่ให้เกิดปัญหาในอนาคต โดยอาจจะเตรียมเป็น Gateway เชื่อมต่อและมี Firewall ซึ่งแยกออกจากจากระบบหลัก ทั้งนี้ในการพิจารณาในระบบ SCADA/EMS/DMS ร่วมกับเทคโนโลยีอื่น ๆ จำเป็นต้องมีการพิจารณาว่าจำเป็นต้องมีการพัฒนาร่วมกับเทคโนโลยีใดก่อน
2. นอกจากนี้เมื่อมีการเชื่อมต่อจำนวนมากเกิดขึ้นในอนาคต ทาง PEA ควรจะมีแผนการจัดเตรียมว่ามีแบนด์วิธเพียงพอต่อการเชื่อมต่อ



โครงสร้างเดิม



โครงสร้างใหม่

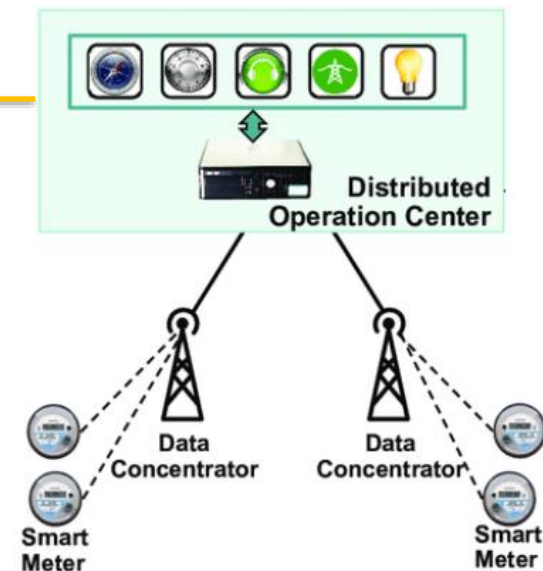
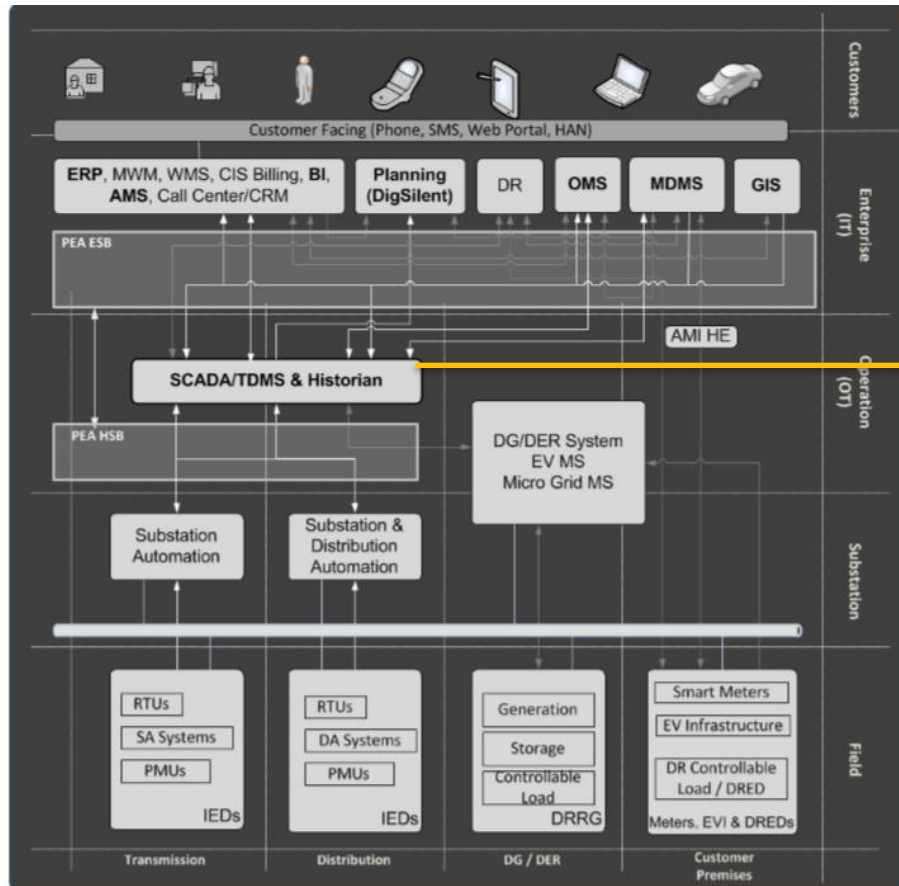
หมายเหตุ: กรณีที่ PEA ต้องการระบบหนึ่ง ๆ ให้มีการควบคุมอุปกรณ์ ระบบนั้น ๆ ต้องมีการเชื่อมต่อผ่าน SCADA แต่ถ้าต้องการแชร์ข้อมูลเท่านั้นจะเชื่อมต่อผ่าน Enterprise Bus

SCADA/EMS/DMS

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

3. กรณีระบบ OpenADR ถูกใช้กับระบบการเชื่อมต่อ SCADA/EMS/DMS อาจจะต้องมีการแชร์ข้อมูลกันระหว่าง SCADA Server เป็นข้อมูล Real Time Database (RTDB) และข้อมูลจากมิเตอร์จาก MDMS ต้องมั่นใจว่าระบบสามารถรองรับได้

หมายเหตุ : การที่ระบบ SCADA จะสามารถทำ Real Time Database ได้นั้น Smart Meter ของ กฟภ. ต้องสามารถรองรับฟังก์ชันดังกล่าวได้

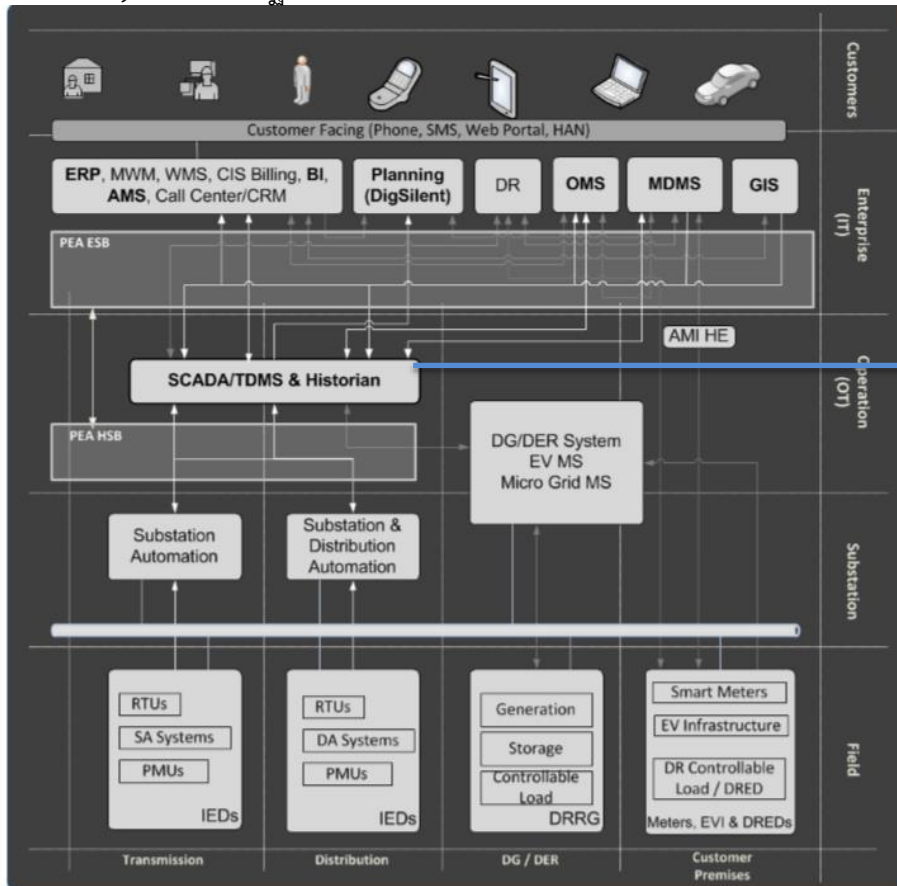


SCADA/EMS/DMS

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

4. เนื่องจากแนวโน้มในการใช้งาน SCADA/EMS/DMS นั้นจะมีการแชร์ข้อมูลจากแหล่งข้อมูลอื่นๆ ทำให้ต้องมีการพัฒนาทางด้าน Cybersecurity ให้ทันสมัยมากขึ้น

ดังนั้นในการจัดตั้งระบบใหม่ ๆ ที่เกี่ยวข้องนั้นจำเป็นต้องมีการคำนึงถึงระบบ Cyber Security ที่ทันสมัย โดยควรอ้างอิงมาตรฐานที่เชื่อถือได้ เช่น มาตรฐาน ISO/IEC 27001, 27002, 27019 และมาตรฐาน CIP เป็นอย่างน้อย (ระบบ SCADA/EMS/DMS ออกแบบระบบ Cyber Security ตามมาตรฐาน NERC-CIP แล้ว)

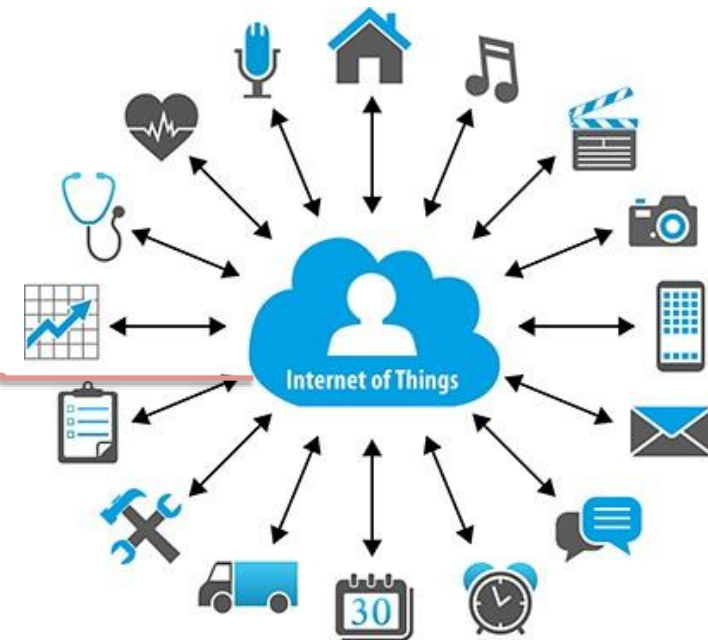
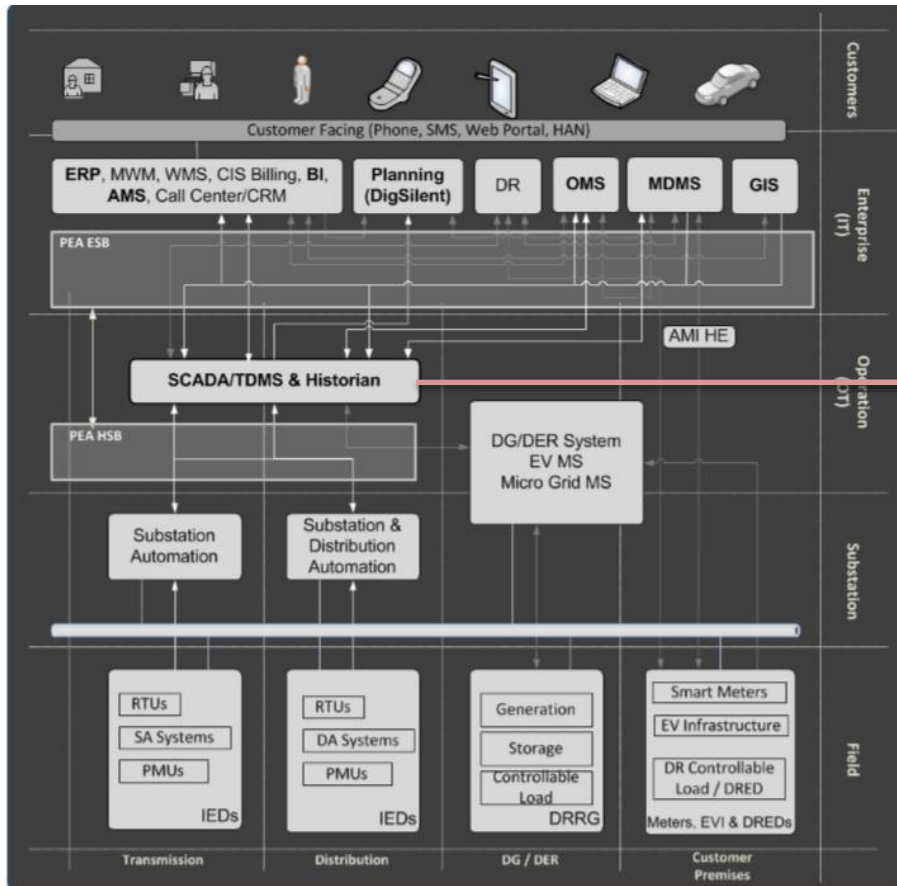


SCADA/EMS/DMS

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

5. ในอนาคตระบบศูนย์ควบคุมสั่งการ (SCADA/EMS/DMS) มีแนวโน้มที่จะมีการใช้ระบบ IoT และ Cloud กันมากขึ้นรวมถึงการแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นโดย AI ในลักษณะที่เป็น Self-Learning ยกตัวอย่าง เช่น หากเกิดไฟฟ้าดับระบบจะสามารถควบคุมผ่านสากด้าให้แก้ไขปัญหาได้เองโดยไม่ต้องรอให้มีการร้องขอ

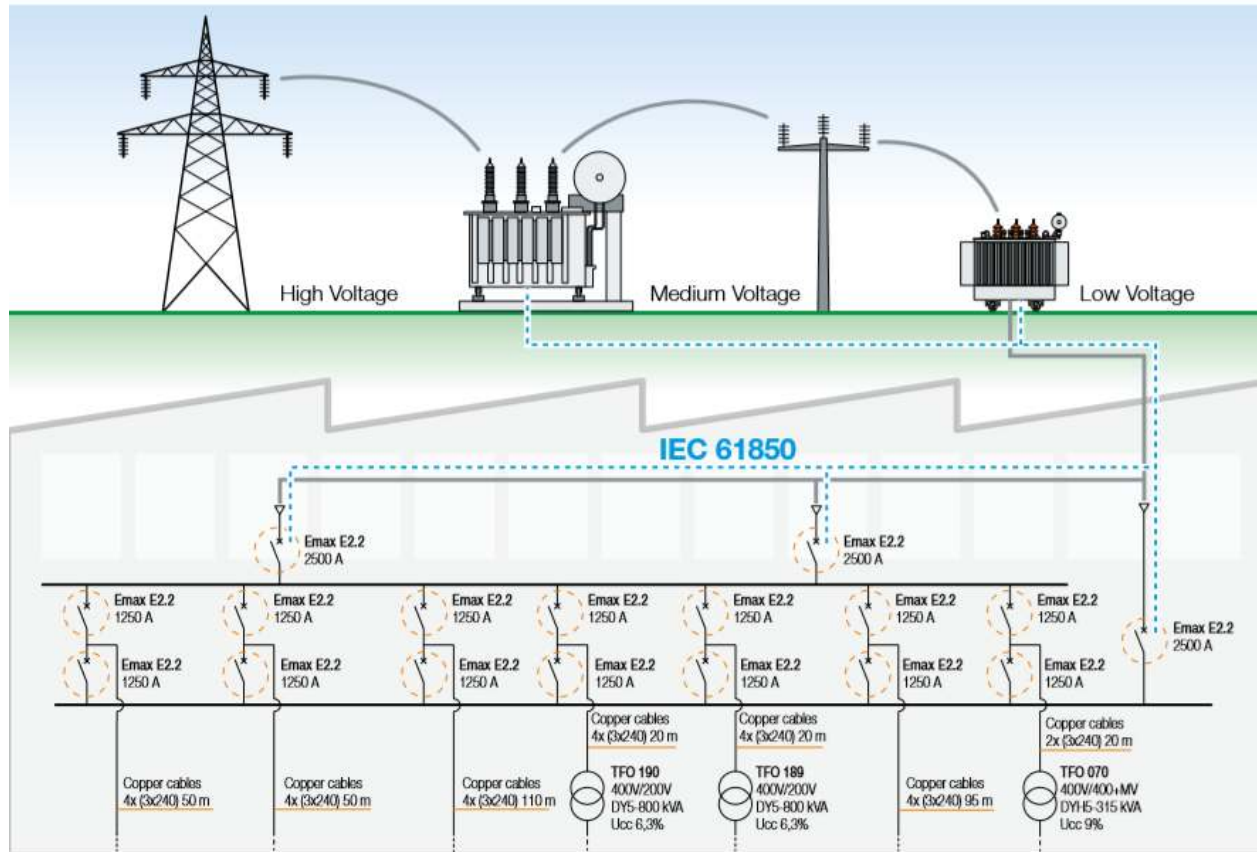
ทั้งนี้ในปัจจุบันระบบ SCADA/EMS/DMS มีการใช้ฟังก์ชันอัตโนมัติ เช่น FLISR ในการควบคุมจ่ายไฟกลับคืนแบบอัตโนมัติในพื้นที่ ๆ ไม่เกี่ยวข้องได้ หรือฟังก์ชัน Optimal Feeder Configuration ในการพิจารณาตัดจ่ายระบบไฟฟ้าเพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีคุณภาพดีขึ้น



SCADA/EMS/DMS

การวิเคราะห์แนวทางการพัฒนา

6. การพัฒนาระบบ SCADA จำเป็นต้องมีการคำนึงถึงการควบคุมในระดับแรงกลาง และแรงดันต่ำรวมด้วย



ในปัจจุบันระบบ SCADA/EMS/DMS ครอบคลุมทั้งระดับ HV และ MV โดยระดับ LV จะอยู่ในการบริหารของ OMS

ปัจจุบันโรงไฟฟ้ามีความต้องการขยายการควบคุมไปยังภาค MV และ LV โดยจาก Trend สากลพบว่าได้มีการออกมาตรฐาน IEC 61850 (นอกเหนือจาก IEC 60870-5-104) ขึ้นมาใช้ในภาคส่วนของแผงควบคุมบน MV และ LV (Switchboard) เนื่องจากความต้องการในการดูสถานะและพารามิเตอร์จาก Air Circuit Breaker ระหว่างภาคส่ง MV และ LV เพื่อให้เกิดการ Interlocking ที่ดีระหว่าง MVs อื่นๆ

SCADA/EMS/DMS

ประเด็นอื่น ๆ ที่ควรพิจารณาเพิ่มเติมใน

1. ระบบ SCADA/EMS/DMS ที่ PEA จัดซื้ออยู่ระหว่างการปรับปรุงเป็น SCADA/TDMS ซึ่งเป็นการปรับปรุงระบบเดิมให้มีความทันสมัยและรองรับการเปลี่ยนแปลงของระบบไฟฟ้าที่มี DER โดยมีการกำหนดให้มีฟังก์ชัน DERMS ทั้งนี้ทางคณะที่ปรึกษามีความเห็นว่าควรพิจารณาประเด็นต่าง ๆ ดังนี้
 - ระบบ DERMS อาจพิจารณาเป็น ระบบที่ต้องมีการทำงานร่วมกับ SCADA/EMS/DMS แต่ไม่ใช่ฟังก์ชันของระบบ SCADA/EMS/DMS
 - ในกรณีที่ PEA มีการจัดซื้อระบบ SCADA/EMS/DMS ควบคู่กับระบบ DERMS แล้วนั้นต้องมีการพิจารณาอย่างถี่ถ้วนว่าระบบ DERMS สามารถครอบคลุมการทำงานได้เท่าที่ PEA ต้องการหรือไม่ (เช่น ระบบ DERMS สามารถควบคุมทั้งประเทศเช่นเดียวกับ SCADA)

หมายเหตุ : ข้อมูลที่ระบบ SCADA/EMS/DMS รับจาก DER มีค่าสถานะ และค่าวัดจากอุปกรณ์ตัดตอนต้นทางแบบ Real Time ตลอดเวลา แต่ไม่สามารถควบคุมระบบการผลิตภายใน DER ได้ (ตามเงื่อนไขใน Grid Code)

หมายเหตุ 2 : ระบบ SCADA/EMS/DMS ของ PEA ครอบคลุมฟังก์ชันต่าง ๆ ดังนี้

- 1) Dispatching DER **real-power** output (up or down) to **follow load** and/or **maintain power flow limits**.
- 2) Dispatching DER **reactive power** output (up or down) to **maintain voltage limits** and/or implement **peak load shaving** or **conservation voltage reduction**.
- 3) Dispatching DER real and reactive power to **reduce power system network losses**
- 4) **Changing DER operating modes**, e.g., from remote DERMS control to DER autonomous control for the purpose of real-power and/or voltage smoothing modes.
- 5) Dispatching DER real power and/or changing operating modes **to balance undesirable ramping conditions**.
- 6) **Disconnecting any DER** to maintain network integrity.

SCADA/EMS/DMS

ประเด็นอื่น ๆ ที่ควรพิจารณาเพิ่มเติมใน

2. ในการพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS กฟผ. ควรมีการคำนึงว่าปัจจุบันระบบ SCADA/EMS/DMS นั้นสามารถควบคุมอุปกรณ์ได้ตามที่คาดหวังหรือไม่ ซึ่งจะสะท้อนถึงความจำเป็นในการพัฒนาระบบ SCADA/EMS/DMS ต่อไป

SCADA/EMS/DMS

แผนการพัฒนา

SCADA/EMS/DMS

พ.ศ. 2561 – 2565

วางแผนพัฒนาระบบ SCADA ให้สามารถเชื่อมต่อข้อมูลกับเทคโนโลยีต่างๆ ที่จะเกิดขึ้นได้ในอนาคต เช่น ETP VPP และ EV เป็นต้น

พัฒนา (จัดซื้อ) Software ให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่ ๆ รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน

พัฒนารูปแบบการเชื่อมต่อข้อมูลกับระบบสารสนเทศอื่น ๆ ภายนอกองค์กร โดยพิจารณาถึงความปลอดภัย ขนาดข้อมูลและประเภทของข้อมูล

กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อข้อมูลสำหรับระบบสารสนเทศอื่น ๆ บนระบบ SCADA เช่น OpenADR ว่า ข้อมูลใดควรมีการเชื่อมต่อด้วยวิธีการใด และมีรอบระยะเวลาในการรับส่งข้อมูลกี่ครั้งต่อนาที

Outcome

- SCADA รองรับการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ ๆ
- SCADA รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่

พ.ศ. 2566 – 2570

พัฒนาระบบ SCADA เดิมของ PEA โดยเริ่มทดสอบในพื้นที่เมืองใหญ่ หรือ พื้นที่มีการดำเนินงานด้านเทคโนโลยีใหม่

ขยายขีดความสามารถของระบบ SCADA เดิมของ PEA ให้สามารถรองรับแบนด์วิธที่สูงขึ้นเพื่อรองรับระบบ AMI ในพื้นที่สำคัญ

พัฒนาต่อเชื่อมระบบ SCADA ให้สามารถรองรับระบบ IOT และ AI ได้เต็มรูปแบบเพื่อรองรับการนำเอาระบบ AI เข้ามาช่วยบริหารจัดการพลังงานผ่านการควบคุม SCADA ในพื้นที่สำคัญ

ศึกษาและพัฒนาการนำเอาระบบ SCADA ไปใช้ร่วมกับการเชื่อมโยงภาค MV และ LV ในอนาคตตามมาตรฐานใหม่ๆ เช่น IEC61850

Outcome

- ระบบ SCADA มีการพัฒนาให้ทันสมัยครอบคลุมพื้นที่ต่างๆ มากขึ้น
- ระบบ SCADA รองรับแบนด์วิธสูงขึ้น รวมถึงรองรับระบบ IOT และ AI

พ.ศ. 2571 – 2580

พัฒนาระบบ SCADA รวมทั้งเทคโนโลยีเดิมของ PEA ให้ครอบคลุมทั่วประเทศ โดยสามารถสั่งการทำงานของอุปกรณ์ได้ทุกภาคส่วน และสามารถรองรับกับการควบคุมสั่งการจากเทคโนโลยีอื่นๆ ได้ในอนาคตผ่านมาตรฐานใหม่ๆ

Outcome

- SCADA มีการพัฒนาคoverage ทั่วประเทศ และสามารถรองรับกับการควบคุมสั่งการจากเทคโนโลยีอื่นๆ ได้ในอนาคตผ่านมาตรฐานใหม่ๆ

Substation Automation

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ	พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA
ดำเนินการพัฒนาระบบไฟฟ้าปรับปรุงสถานีไฟฟ้าแห่งเดิมและก่อสร้างสถานีไฟฟ้าแห่งใหม่ พร้อมติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ากำลัง อุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีคุณภาพและมาตรฐานที่สูงขึ้นเพื่อเตรียมการรองรับสถานีไฟฟ้าอัตโนมัติ (Substation Automation System)	เห็นด้วย - ควรมีการพิจารณาถึงมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเหมาะสม - ควรมีการศึกษาอย่างละเอียดในการใช้งานจริง	

Substation Automation

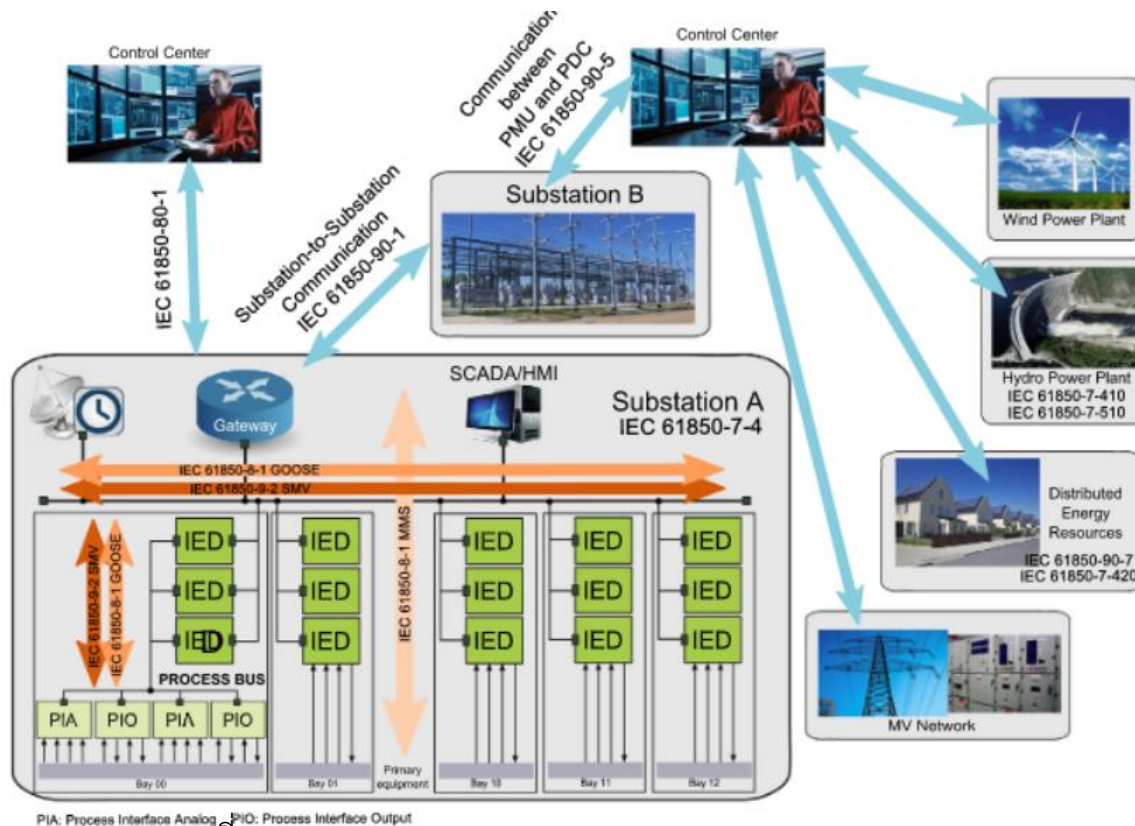
แผนการพัฒนา และ ข้อเสนอแนะ

- จากการวิเคราะห์แผนพัฒนาเดิม จากโครงการที่ดำเนินการอยู่ที่ จ.ชลบุรี จะเห็น PEA มีแผนการพัฒนาเทคโนโลยี Substation/Distribution อยู่แล้วโดยเน้นไปที่การสร้างระบบตามมาตรฐานสากล (มาตรฐาน IEC 60255-XX-X และ NIST SI-6 SECURITY FUNCTION VERIFICATION) เป็นหลัก
- โครงการที่ดำเนินการอยู่ที่ จ.ชลบุรี ควรจะถูกศึกษาอย่างละเอียดในการใช้งานจริงกับการควบคุมไฟฟ้าระดับ 115kV/22kV ผ่านอุปกรณ์ต่างๆ เช่น BCU/Relay/SWGR CT/VT จำนวนมากกว่า ยังคงใช้งานได้จริง (ยังสามารถตอบสนองต่อการควบคุมอุปกรณ์จำนวนมากได้ทันท่วงทีหรือไม่) หากมีการขยายใช้งานจริงจะไม่เกิดปัญหาตาม NIST SI-6 ซึ่งระบุให้อุปกรณ์ต้องสามารถใช้งานได้ อย่างถูกต้องปลอดภัย (เนื่องจากในโครงการระบุการทดสอบ Testing Tool Simulator เท่านั้น)
- หาก PEA ได้ทำการศึกษาโครงการที่ จ. ชลบุรี โดยละเอียดแล้ว ควรจะใช้แนวทางการพัฒนาระบบดังกล่าว ในการนำร่องพัฒนาให้เป็น สถานีไฟฟ้าอัตโนมัติต่อไปให้ครอบคลุมทั่วทั้งประเทศโดยการกำหนดสเปกจะต้องเปิดกว้างไม่ให้อึดต่อผู้ขายรายเดิมเท่านั้น
- การพัฒนาเทคโนโลยี Substation/Distribution ควรมีการพัฒนาให้รองรับเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เช่น ETP VPP EV เป็นต้น

Substation Automation

แผนการพัฒนา และ ข้อเสนอแนะ

- Substation automation ควรมีการดำเนินงานตามมาตรฐาน IEC 61850
- นอกเหนือจากการเชื่อมต่อระหว่าง Substation ผ่านมาตรฐาน IEC 61850 แล้วควรมีการคำนึงถึงการเชื่อมต่อและสื่อสารกับส่วนอื่น ๆ ในระบบเพิ่มเติม ด้วยเช่น ระบบโครงข่าย DER หรือการทำงานร่วมกับ Power Converter ของ DER เป็นต้น

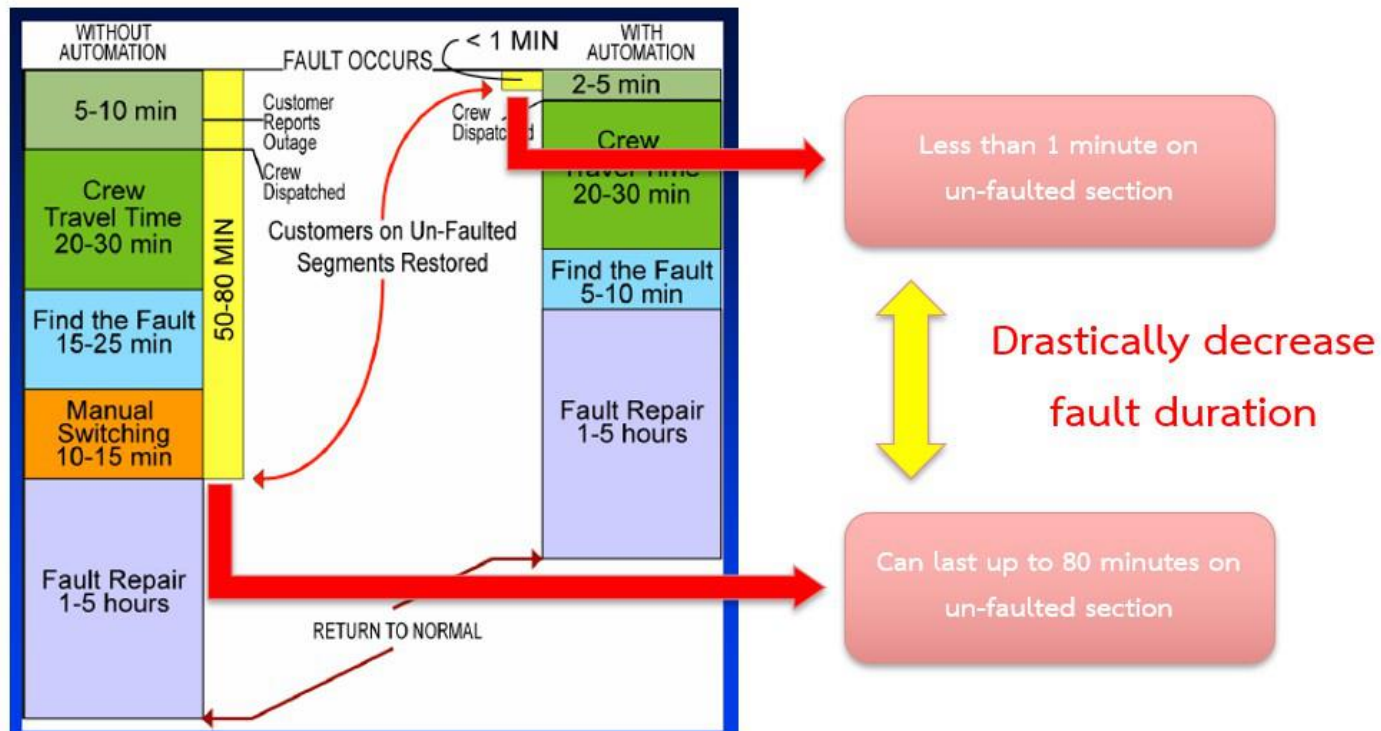


ที่มา: Cyber-security in substation automation systems

Substation Automation

แผนการพัฒนา และ ข้อเสนอแนะ

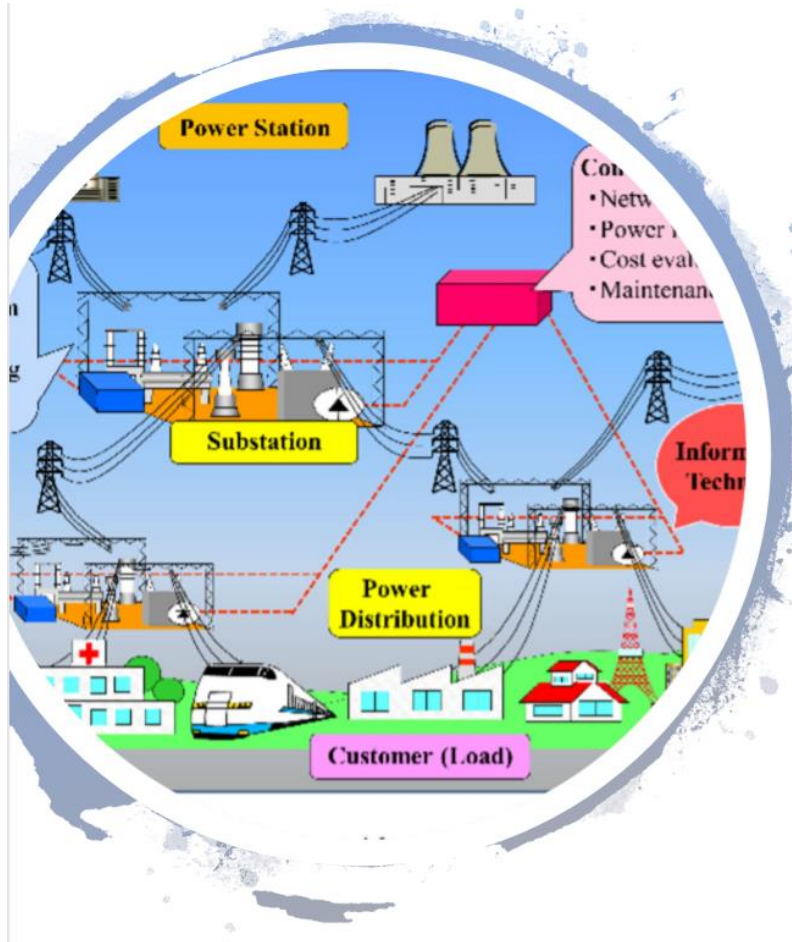
- การนำ Substation Automation มาใช้งานนั้น เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อ PEA ควรมีการศึกษาและประเมินถึงการลดไฟฟ้าดับ (ช่วงเวลาการเกิด Fault) ว่าท้ายที่สุดแล้วการนำ Substation Automation จะช่วยลดด้านดังกล่าวได้มากน้อยเพียงใด



ที่มา : "The automation of new and existing substations: why and how". CIGRE Study Committee B5, August 2003.

Asset Management

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ



Asset Management

- Making right decisions to repair or replace equipment
 - Have a solid inventory of actual assets
 - Know where assets are in relation to the environment
 - Know the condition of assets
 - Decide what actions they need to take to optimize costs and reliability

ที่มา: <https://www.copadata.com/en/industries/energy-infrastructure/energy-insights/gis-scada-zenon0/> • [1] Erich Wuerger, “Use of CIM for Workflows Across Network Operation, Asset Management and Network Planning Systems at a Distribution Utility”, IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.

Asset Management

ภาพรวมการพัฒนาในแผน PEA Smart Grid Roadmap

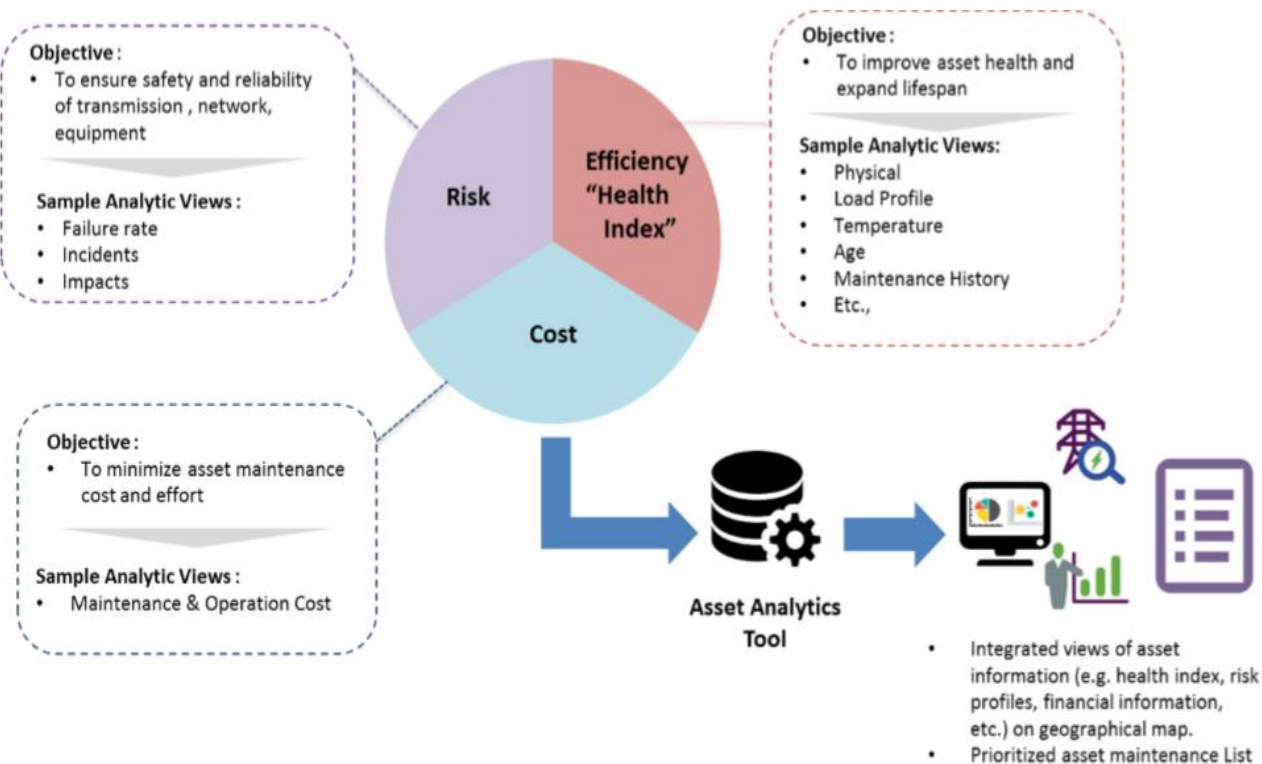


Figure 5-57: Common Decision Factors and Outcomes of Asset investment & maintenance analytics

ปัจจัยที่ส่งผลต่อการตัดสินใจ และการบริหารจัดการของระบบ Asset management

- ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า
- เสถียรภาพของระบบไฟฟ้า
- ผลกระทบด้านต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า
- ลักษณะทางกายภาพของระบบไฟฟ้า
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า
- อุณหภูมิ
- อายุการใช้งาน
- ประวัติการบำรุงรักษา

Asset Management

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
เทคโนโลยี Asset management เป็นโครงสร้างหลักของระบบไฟฟ้าต่าง ๆ ทั่วโลก ซึ่งมีการพัฒนาให้มีฟังก์ชันการทำงานที่หลากหลาย และการเชื่อมต่อที่รองรับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ ที่เกิดขึ้นอยู่เสมอ	พิจารณาถึงความสามารถในการบูรณาการเทคโนโลยี Asset management เข้ากับระบบสารสนเทศอื่น ๆ รวมถึงวิเคราะห์ถึงผลประโยชน์ร่วมกับการพัฒนาเทคโนโลยีอื่น ๆ	โครงการพัฒนาโครงข่ายให้มีความทันสมัยรองรับเทคโนโลยีระบบไฟฟ้าในอนาคต ระยะที่ 1 ขยายผลโครงการ Asset Management เพื่อนำข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายมาวิเคราะห์และวางแผนระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคตได้	เนื่องจากการทำ Asset Management นั้นจะต้องมีการปรับปรุงค่าพารามิเตอร์ของอุปกรณ์ต่างๆ เช่น ที่ตั้ง อายุการใช้งาน หรือประวัติการบำรุงรักษา ดังนั้น PEA ควรระบุวิธีการและวงรอบการปรับปรุงข้อมูลให้ทันสมัยอยู่เสมอ เช่น ผ่าน GNSS หรือผ่าน Remote Site เป็นต้น ตอนนี้กำลังอยู่ระหว่างรองรับข้อมูลระบบ Asset Management จาก PEA เพื่อพิจารณาถึงสิ่งที่ควรปรับปรุง

Asset Management

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟผ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหารือของทาง จุฬาฯ ประเด็นหารือ		
Asset management สามารถนำข้อมูลของอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายมาวิเคราะห์และวางแผนระบบโครงข่ายไฟฟ้าในอนาคต ประเมินสภาพอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าและเพื่อวางแผนการเปลี่ยนทดแทนอุปกรณ์ไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ	เห็นด้วย เนื่องจากเป็นแผนงานดั้งเดิมและแนวทางการจัดทำโครงการที่เป็นสากลอยู่แล้ว แต่อยากให้มีการระบุวิธีการและวงรอบการปรับปรุงข้อมูลให้ทันสมัยอยู่เสมอเช่น ผ่าน GNSS หรือผ่าน Remote Site เป็นต้น เพื่อให้มั่นใจว่าข้อมูลที่ได้จะมีความถูกต้องและทันสมัย (ไม่เน้นการเปลี่ยนแปลงทิศทางการพัฒนาเดิม)	พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA ว่ามีการวิเคราะห์ด้านผลประโยชน์ที่เหมาะสมแล้วหรือไม่	แผนเดิมในการพัฒนาเทคโนโลยี Asset management และการวิเคราะห์ผลประโยชน์

Asset Management

แผนการพัฒนา

Asset management

พ.ศ. 2561 – 2565

จัดการประเมินความสำคัญพื้นที่ (พื้นที่นาร่องในเครือข่ายกฟภ.) โดยวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์

จัดตั้งวัตถุประสงค์ AM ที่ชัดเจนและวัดค่าได้ ที่มีความสอดคล้องกับ SAMP (Strategic Asset Management Plan) สำหรับทางวิศวกรรมและภูมิภาค

พัฒนา Software ให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่ ๆ รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน

ปรับปรุง Interface ให้สามารถรับข้อมูลอุปกรณ์ได้จากหลากหลายวิธีการเช่น ผ่าน GNSS หรือผ่าน Remote Site เป็นต้น

ซอฟต์แวร์ต้องสามารถจัดทำรายงานรายละเอียดอุปกรณ์และการแจ้งเตือนได้เช่น การจัดทำรายงานอุปกรณ์และแจ้งเตือนการซ่อมบำรุงหรือการทดแทนอุปกรณ์

Outcome

- พัฒนาขีดความสามารถในการใช้เทคโนโลยี Asset management

พ.ศ. 2566 – 2570

มีการเชื่อมต่อข้อมูลกับระบบต่าง ๆ ที่ดำเนินการเกี่ยวข้องกับสินทรัพย์ เพื่อตอบสนองวัตถุประสงค์การใช้งานของระบบนั้น ๆ เพื่อช่วยเหลือในการตัดสินใจด้านความคุ้มค่าระหว่าง ต้นทุน (Cost) ความเสี่ยง (Risk) และสมรรถนะ (Performance) รวมไปถึงยุทธศาสตร์การดำเนินธุรกิจขององค์กร

มีระบบการวิเคราะห์ข้อมูลสินทรัพย์แบบ Big Data ให้ทราบถึงปัจจัยในการเสื่อมสภาพ และสามารถวางแผนบำรุงรักษาตามสภาพ Condition Based Maintenance ในการแก้ไข ป้องกัน หรือยืดเวลาการเสื่อมสภาพของสินทรัพย์สำคัญในเขตพื้นที่ทดสอบได้

Outcome

- ระบบ Asset management สามารถรับ/ส่งข้อมูลจากเทคโนโลยีอื่น ๆ ได้

พ.ศ. 2571 – 2580

มีระบบข้อมูลของสินทรัพย์ระบบไฟฟ้าของ กฟภ. ครอบคลุมทั่วทั้งประเทศ เช่น ต้นทุนตลอดช่วงอายุการใช้งาน ถือครองสินทรัพย์ ประวัติการใช้งานและการบำรุงรักษา สภาพการใช้งาน ความสำคัญและความเสี่ยงที่เกิดจากสินทรัพย์ เป็นต้น

มีแผนการทดแทน (Replacement Plan) สินทรัพย์สำคัญ ที่ประหยัดการลงทุนมากที่สุด และมีความเสี่ยงน้อยที่สุด

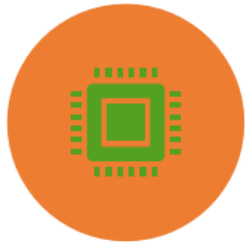
Outcome

- PEA มีระบบ Asset management ครอบคลุมทั่วประเทศ และสามารถนำข้อมูลไปต่อยอดทางด้านธุรกิจได้อย่างเหมาะสม

Geographic Information System (GIS)

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ

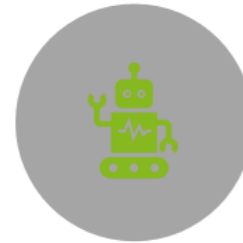
การบูรณาการ SCADA, GIS และ Call Center Systems for Electrical Power Distribution Management and Planning



1. Detect the customer fault location in real time
2. Respond to customer complaints at the same time of the outage of the electric power



3. Make online GIS and send data from GIS to CALL CENTER at the same time.



4. Combine of Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) and Geographical Information System (GIS) and using SQL Command (SQLCMD) against Database Set (DBSET)



5. The proposed model depends on three major sub-systems: GIS, SCADA, and Call Center systems.

Geographic Information System (GIS)

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ

วิธีการรวมเอาระบบ GIS+SCADA เข้าไว้ด้วยกัน

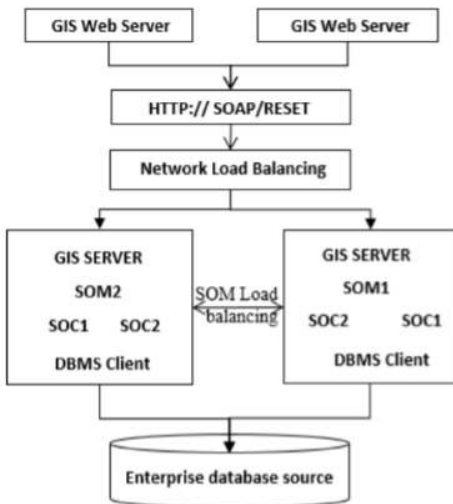


Figure 2: GIS structure

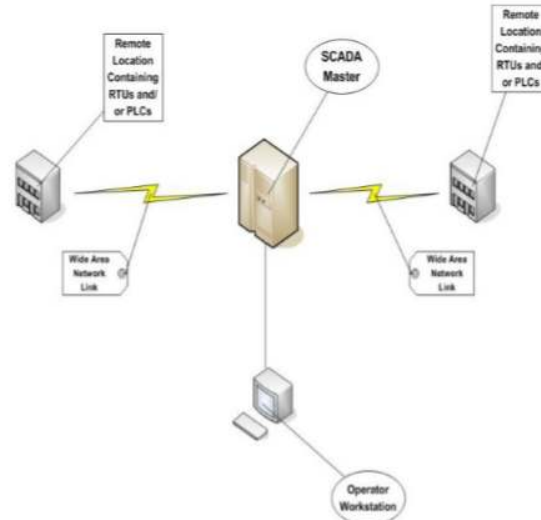


Figure 3: SCADA structure

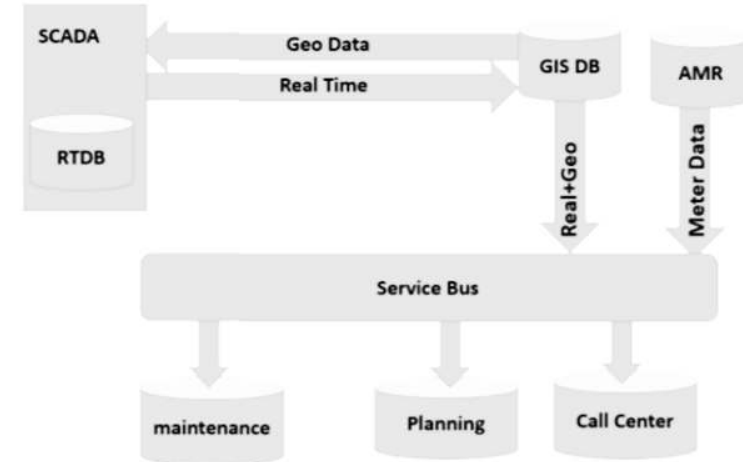


Figure 4: The integration model

- การใช้ Realtime Database ร่วมกับข้อมูล GIS และ AMR

Geographic Information System (GIS)

ภาพรวมการพัฒนาในต่างประเทศ

What is geoinformation?



Geoinformation refers to data that can be reflected spatially in the real world.



Typically, this spatial data is combined with attribute data, which is additional information about the spatial features.



Electrical substations = locations of the substations including details (Name, type and function)



The purpose of a geographic information system (GIS) is to collect, store, manage, analyze and present geoinformation.



Other types of geoinformation systems include remote sensing (RS) and global navigation satellite systems (GNSS).



RS refers to gathering data about areas or objects from a distance and usually involves the use of satellites or aircraft.



GNSS, the most well-known example of which is the Global Positioning System (GPS), is useful for quick, precise monitoring and positioning of object and human movements.



Using these data types and technologies provides solutions in a wide range of applications across sectors such as energy. Combining these capabilities with other technologies such as SCADA can make them even more valuable.

Geographic Information System (GIS)

แนวทางการพัฒนา

Trend	PEA smart grid Roadmap เดิม	แผนอื่น ๆ ของ PEA	ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม
GIS เป็นโครงสร้างระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้าหลักของระบบไฟฟ้าทั่วโลก ซึ่งมีการพัฒนาให้มีฟังก์ชันการทำงานร่วมกับเทคโนโลยีอื่นได้หลากหลาย และ โครงสร้างการเชื่อมต่อแบบเปิดกว้างที่รองรับกับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ ที่เกิดขึ้นอยู่เสมอ	ขยายขอบเขตการประยุกต์ใช้งานระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (GIS) ให้สามารถบูรณาการกับระบบสารสนเทศต่าง ๆ ได้ โดยมีการวิเคราะห์ผลประโยชน์หลายๆ ด้านร่วมกัน เช่น การลดค่าใช้จ่ายในการเดินทาง/ ยานพาหนะจากการปรับปรุงตารางเวลาและเส้นทางที่ดีขึ้น เป็นต้น	แผนปฏิบัติการด้านระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2561-2580 - ระบบสามารถทำงานจัดการตัวเองแบบอัตโนมัติ (Self-Healing) มีการบริหารกับแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก และทำงานร่วมกับอุปกรณ์อัตโนมัติ และ ระบบอื่น ๆ เช่น GIS, SCADA, OMS หรือ ระบบ AMI ได้อย่างมีประสิทธิภาพ - สนับสนุนการพัฒนาระบบงานบริการที่ทันสมัย รวดเร็ว ลดขั้นตอนการปฏิบัติงานโดยนำระบบ GIS มาช่วยในการดำเนินงาน - บูรณาการกับระบบสารสนเทศต่าง ๆ ทั้งภายในและภายนอกองค์กร ให้เป็นไปตามมาตรฐานเทคโนโลยีสากล	- ในอนาคตแนวทางการพัฒนาระบบ GIS ควรรองรับการใช้งานธุรกิจอื่นเช่น (การรองรับระบบ AMI โดยการแชร์ข้อมูลผ่าน SCADA สำหรับผู้ให้บริการ VPP ETP รวมถึง Charging station เป็นต้น) - พัฒนารูปแบบการเชื่อมต่อข้อมูลกับระบบสารสนเทศอื่น ๆ โดยพิจารณาถึงขนาดข้อมูลที่ต้องการเชื่อมต่อให้มีแบนด์วิธและความล่าช้าในระบบในระดับที่ยอมรับได้ - พัฒนา software ให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่ ๆ รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน - แผนที่ GIS ควรถูกจัดทำและปรับปรุงให้ทันสมัยอยู่เสมอ

Geographic Information System (GIS)

แนวทางการพัฒนา

เป้าหมายการพัฒนา		วิธีการศึกษา	ขอรับข้อมูล
แผนเดิมของ กฟภ.	ข้อเสนอ/ประเด็นหาหรือของทาง จุฬาฯ		
ขยายขอบเขตการประยุกต์ใช้งานระบบภูมิสารสนเทศระบบไฟฟ้า (GIS) รวมถึงบูรณาการระบบไฟฟ้า (GIS) ของ กฟภ. กับระบบสารสนเทศต่างๆ ทั้งภายในและภายนอกองค์กร	เนื่องจาก GIS เป็นส่วนหนึ่งของโครงสร้างหลักของ PEA ดังนั้นแนวการพิจารณาจะเน้นที่พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA ว่ามีการวิเคราะห์ด้านผลประโยชน์ที่เหมาะสมแล้วหรือไม่โดยไม่เน้นการเปลี่ยนแปลงจากแผนพัฒนาเดิมซึ่งอาจจะกระทบกับแผนงานปัจจุบันได้ โดยมีข้อเสนอแนะในการพัฒนาได้แก่ - พัฒนาระบบ GIS ให้รองรับการใช้งานธุรกิจอื่นเช่น (การรองรับระบบ AMI โดยการแชร์ข้อมูลผ่าน SCADA สำหรับผู้ให้บริการ VPP ETP รวมถึง Charging station เป็นต้น) - พัฒนารูปแบบการเชื่อมต่อข้อมูลกับระบบสารสนเทศอื่นๆ โดยพิจารณาถึงขนาดข้อมูลที่ต้องการเชื่อมต่อให้มีแบนด์วิดท์และความล่าช้าในระบบในระดับที่ยอมรับได้ - พัฒนา software ให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานใหม่ ๆ รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน - แผนที่ GIS ควรถูกจัดทำและปรับปรุงให้ทันสมัยอยู่เสมอ	พิจารณาแผนการพัฒนาเดิมของ PEA ว่ามีการวิเคราะห์ด้านผลประโยชน์ที่เหมาะสมแล้วหรือไม่	แผนเดิมในการพัฒนาเทคโนโลยี GIS และการวิเคราะห์ผลประโยชน์

Geographic Information System (GIS)

แผนการพัฒนา

Geographic Information System (GIS)

พ.ศ. 2561 – 2565

พัฒนา Software เดิมให้รองรับฟังก์ชันการใช้งานทางด้าน GIS รวมถึงพัฒนาระบบ Interface ให้สามารถทำงานร่วมกับ GIS ให้ทันสมัยและง่ายต่อการใช้งาน

- ปรับปรุง software ให้เหมาะสมกับสายงานแต่ละประเภท เช่น งานแผนกมิเตอร์เมื่อเข้าใช้งานระบบ GIS กับ AMI
 - Software ต้องสามารถดึงค่า ตำแหน่งที่ตั้งอุปกรณ์ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้กับการจัดเก็บข้อมูลและจัดทำรายงานประวัติการ login เข้าใช้งานดั้งเดิมได้
 - ปรับปรุง Interface จากการรับฟังความคิดเห็นจากผู้ใช้จริง
- พัฒนาวิธีการเก็บข้อมูล GIS ของอุปกรณ์ต่าง ๆ ของ PEA ให้ทันสมัย

Outcome

- พัฒนาขีดความสามารถในการใช้เทคโนโลยี GIS

พ.ศ. 2566 – 2570

พัฒนารูปแบบการเชื่อมต่อข้อมูลทางด้าน GIS ร่วมกับระบบสารสนเทศอื่น ๆ โดยพิจารณาถึงขนาดข้อมูลที่ต้องการเชื่อมต่อแบบดิจิทัล และความล้าช้าในระบบในระดับที่ยอมรับได้

- กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อข้อมูลระหว่าง GIS กับระบบสารสนเทศอื่น ๆ ว่า ข้อมูลใดควรมีการเชื่อมต่อด้วยวิธีการใดและมีรอบระยะเวลาในการรับส่งข้อมูลทุก ๆ กี่นาที่ในบางพื้นที่ทดสอบ
- สามารถ Export ข้อมูลในบางพื้นที่ทดสอบ เพื่อไปใช้ในโปรแกรม Dig Silent / การมีการปรับปรุงค่า Parameter ให้เป็นปัจจุบันเสมอ

Outcome

- ระบบ GIS สามารถรับ/ส่งข้อมูลจากเทคโนโลยีอื่น ๆ ได้

พ.ศ. 2571 – 2580

พัฒนาระบบ GIS ให้รองรับการใช้งานทั่วประเทศรวมถึงธุรกิจอื่นเช่น (การรองรับระบบ AMI โดยการแชร์ข้อมูลผ่าน SCADA สำหรับผู้ให้บริการ VPP ETP รวมถึง Charging station เป็นต้น) เช่น

- มีการใช้งานระบบ GIS ในการ Optimize หาตำแหน่งที่ควรมีการนำร่องธุรกิจ ETP
- มีการใช้งานระบบ GIS ในการระบุตำแหน่งที่เหมาะสมในการใช้ Charging station ช่วยเหลือระบบไฟฟ้าผ่านเทคโนโลยี V2G
- มีการใช้งานระบบ GIS ในการประเมินผลกระทบที่จะเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม เมื่อมีการดำเนินการธุรกิจรูปแบบใหม่ ๆ ในพื้นที่

Outcome

- PEA มีระบบ GIS ครอบคลุมทั้งประเทศ และสามารถนำข้อมูลไปต่อยอดทางด้านธุรกิจได้อย่างเหมาะสม

จบการนำเสนอ ขอขอบพระคุณ