

โครงการพัฒนากฎระเบียบการกำกับกิจการพลังงานเพื่อรองรับ การซื้อขายไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีฟลิคโคม

สัมมนาเผยแพร่ความรู้

เสนอต่อ

สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน

จัดทำโดย

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

04 สิงหาคม 2568

Our collaboration can help
drive Thailand's power
system transition in the
right direction !

Regulate **Less**,
Facilitate **More**



AND MORE ...

โครงการพัฒนากฎระเบียบการกำกับกิจการพลังงานเพื่อรองรับ การซื้อขายไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน และเทคโนโลยีฟลิคไทม์

สัมมนาเผยแพร่ความรู้ วันจันทร์ที่ 4 สิงหาคม 2568 เวลา 08.00 - 12.00 น. โรงแรมโรงแรมอีสติน แกรนด์ พญาไท	
08.00 - 08.30 น.	ลงทะเบียน รับเอกสาร
08.30 - 09.00 น.	กล่าวต้อนรับ แนะนำวัตถุประสงค์และผลลัพธ์ของโครงการ โดย รศ.ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ ถ่ายรูปหมู่ที่ระลึก
09.00 - 09.30 น.	ภาพรวมและทิศทางการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมารถกริตของประเทศไทย โดย ดร.สิริภา จุลกาญจน์ และดร.พิมพ์สุภา เกาะช้าง
09.30 - 10.30 น.	การประยุกต์เทคโนโลยีและการกำกับกิจการพลังงาน เสาที่ 1: Demand Response เสาที่ 4: BESS และเสาที่ 5: EV Integration โดย รศ.ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ ดร.จิราวรรณ มงคลนทรยศ ผศ.ดร. พิสิษฐ์พล จิรพวงศานานุรักษ์ และดร.พิมพ์ ลิ้มทองกุล
10.30 - 10.50 น.	พักรับประทานอาหารว่างและเครื่องดื่ม
10.50 - 11.20 น.	การประยุกต์เทคโนโลยีและการกำกับกิจการพลังงาน เสาที่ 3: Microgrid and Prosumer โดย รศ.ดร.วิจารณ์ หวังดี
11.20 - 11.40 น.	การประยุกต์เทคโนโลยีและการกำกับกิจการพลังงาน เสาที่ 2: RE Forecast โดย รศ.ดร.แนบบุญ หุ่นเจริญ
11.40 - 12.00 น.	คำถาม - คำตอบ / สรุปการสัมมนา
12.00 - 13.00 น.	รับประทานอาหารกลางวันร่วมกัน

► ที่มาและความสำคัญ

➤ ประเทศไทยประกาศเป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี พ.ศ. 2593 (2050) และ Net Zero Emissions ภายในปี พ.ศ. 2608 (2565) ซึ่งต้องอาศัยการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานอย่างเป็นระบบ โดยเฉพาะการพัฒนาโครงข่ายไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ ยืดหยุ่น และเปิดกว้างต่อเทคโนโลยีใหม่ ๆ

➤ จัดทำ แผนการขับเคลื่อน ฯ สมาร์ทกริด ระยะปานกลาง (พ.ศ. 2565–2574) ครอบคลุมการเตรียมความพร้อมด้านเทคโนโลยี โครงสร้างพื้นฐาน และการกำกับดูแล เพื่อรองรับระบบพลังงานแห่งอนาคต

➤ วิสัยทัศน์และเป้าหมายของแผนการขับเคลื่อน ฯ ระยะปานกลาง มุ่งเน้นการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้า และโครงสร้างพื้นฐานด้าน ICT ที่จำเป็นต่อการจัดการทรัพยากรพลังงานแบบกระจายศูนย์ ในรูปแบบเชิงพาณิชย์ เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

➤ อย่างไรก็ตาม ยังไม่ได้ส่งเสริมให้เกิดกลไกตลาด หรือการแข่งขันในรูปแบบใหม่ อย่างชัดเจน ดังนั้น จึงยังขาดกลไกจูงใจและรูปแบบการดำเนินธุรกิจที่สามารถดึงดูดผู้เข้าร่วม ให้เข้ามามีบทบาทได้อย่างเต็มที่

วิสัยทัศน์ (Vision) ของแผนการขับเคลื่อน ฯ ระยะปานกลาง

“ส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ และการจัดการทรัพยากรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จำเป็น รองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ายุคใหม่ อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม”

เป้าหมายภาพรวม (Goal) ของแผนการขับเคลื่อน ฯ ระยะปานกลาง แบ่งออกเป็น 2 ระยะ ได้แก่

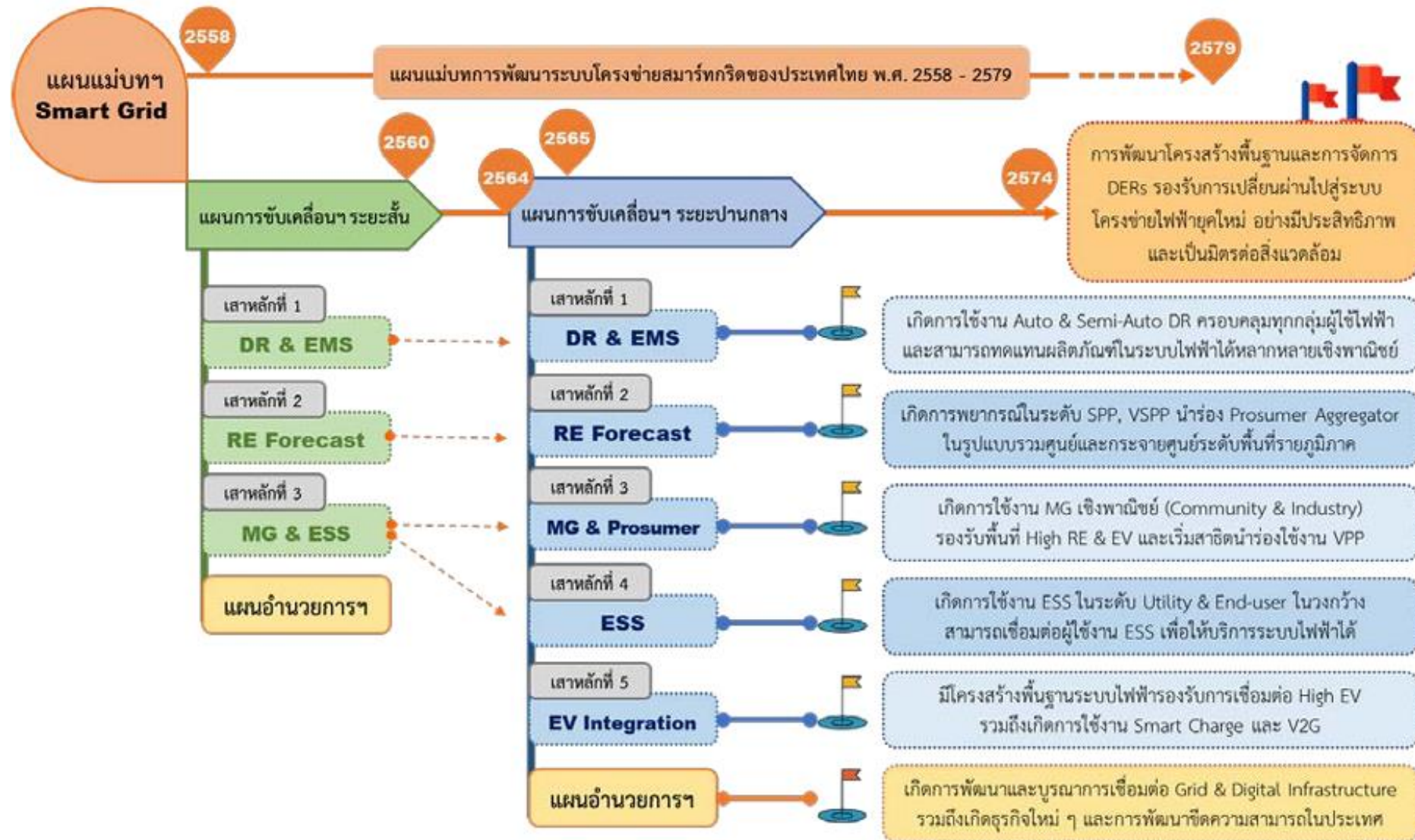
ระยะ 1 – 5 ปี (พ.ศ. 2565 – 2569):

การเตรียมความพร้อมและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่จำเป็น และนำร่องการจัดการแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources: DER) ในรูปแบบเชิงพาณิชย์ รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่จะเริ่มส่งผลกระทบต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

ระยะ 6 – 10 ปี (พ.ศ. 2570 – 2574):

การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และเร่งการจัดการแหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resources: DER) อย่างเต็มรูปแบบเชิงพาณิชย์รองรับการเปลี่ยนผ่านแนวโน้มเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ที่จะส่งผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

► องค์ประกอบและเป้าหมายของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง



▶ ▶ โครงการที่ ERC ดำเนินการและส่งมอบ ในแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

	ปี พ.ศ. 2565 - 2566	ปี พ.ศ. 2567 - 2569	ปี พ.ศ. 2570 - 2574
เสาหลักที่ 1	ERC-1-01	ศึกษาและจัดทำกรอบมาตรฐาน/ข้อกำหนด การเชื่อมโยง/สื่อสารที่จำเป็นและเหมาะสมรองรับ DR อาทิ การเชื่อมโยง/สื่อสารระหว่าง SO / DRCC / LA / DR Resource รวมถึงขยายผลการใช้งานในระดับ Sub Second รองรับการทำงานระดับ BTM Device & BTM Resource รวมถึง DR Resource ในอนาคต จากภาคส่วนอื่น ๆ	
	ERC-1-02	ศึกษาและจัดทำกฎระเบียบต่าง ๆ ที่จำเป็นและเหมาะสม เพื่อรองรับDR ที่เกี่ยวข้อง อาทิ การดำเนินธุรกิจ DR ของ DRCC / LA / DR Resource, การเข้าถึงและใช้งาน AMI Data โดย 3 rd	
เสาหลักที่ 2	ERC-2-01	ศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์การพัฒนา Grid Code มาตรฐานข้อมูล Protocol ที่จำเป็นและเหมาะสม สำหรับการส่งข้อมูล อาทิ โรงไฟฟ้า SPP, VSPP หรือ Aggregator ที่จะเกิดขึ้นในอนาคต เป็นต้น	
	ERC-2-02	ศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเหมาะสม สำหรับมาตรฐานดัชนีชี้วัดความแม่นยำการพยากรณ์โรงไฟฟ้า SPP, VSPP เป็นต้น	
เสาหลักที่ 3	ERC-3-01	ศึกษาและจัดทำหลักเกณฑ์กฎระเบียบที่จำเป็นและเหมาะสม เพื่อสนับสนุนให้เกิด Microgrid/Prosumer เป็น Business as Usual เชิงพาณิชย์ อาทิ Stranded Cost Recovery, Wheeling charge, Power Tariff Structure/ "Enhanced UT", การขึ้นทะเบียน การกำกับดูแล และบริหารผู้ใช้งาน การซื้อขายไฟฟ้าของ Microgrid, การเชื่อมต่อ Microgrid ผ่าน Aggregator Business Model & VPP เป็นต้น	
เสาหลักที่ 4	ERC-4-01	ศึกษาและจัดทำกรอบกฎระเบียบที่จำเป็นและเหมาะสม สำหรับ ESS อาทิ หลักเกณฑ์ของ Grid code ที่เหมาะสม, กรอบ กฎระเบียบการเชื่อมต่อของESS ในโครงข่ายไฟฟ้า เป็นต้น	
	ERC-4-02	ศึกษาและเตรียมพร้อมด้านระเบียบที่จำเป็นสำหรับการรับซื้อบริการจาก ESS อาทิ การทดสอบและออกหลักเกณฑ์ในพื้นที่ทดสอบการรับซื้อ Ancillary Service จากภาคเอกชน, การรับซื้อ VRE+ESS เป็นต้น	
เสาหลักที่ 5	ERC-5-01	ศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับ EVLA อาทิ EVLA Level 1-2 เป็นต้น	
	ERC-5-02	ศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับการบูรณาการEV ในรูปแบบต่าง ๆ อาทิ Smart Charge, V2G, DR เป็นต้น	

► โครงการที่ ERC ดำเนินการและส่งมอบ ในแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

รายการ	หัวข้อโครงการ
ERC-1-01	การศึกษาและจัดทำกรอบมาตรฐาน/ข้อกำหนด สำหรับการเชื่อมต่อและการสื่อสารรองรับ DR
ERC-1-02	การศึกษาและจัดทำกรอบกฎระเบียบต่าง ๆ เพื่อรองรับ DR
ERC-2-01	การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ Grid Code และมาตรฐานโปรโตคอลการสื่อสาร สำหรับบังคับใช้การส่งข้อมูลที่จำเป็น
ERC-2-02	การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ สำหรับมาตรฐานตัวชี้วัดความแม่นยำของการพยากรณ์แบบวันล่วงหน้าและชั่วโมงล่วงหน้า
ERC-3-01	การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์กฎระเบียบ เพื่อสนับสนุนให้เกิด Microgrid/Prosumer เป็น Business as Usual เชิงพาณิชย์
ERC-4-01	การศึกษาและจัดทำกรอบกฎระเบียบ รองรับนโยบายและการดำเนินงานการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับ ESS
ERC-4-02	การศึกษาและเตรียมความพร้อมด้านระเบียบ สำหรับการรับซื้อบริการจาก ESS
ERC-5-01	การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้า (EV Load Aggregator)
ERC-5-02	การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ

▶ **วัตถุประสงค์ของโครงการ**

วัตถุประสงค์หลักของโครงการ คือ **จัดทำข้อเสนอร่างกฎระเบียบ หลักเกณฑ์ และแนวทางการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า** เพื่อรองรับการใช้พลังงานหมุนเวียน และการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีฟลิกรีม ตามแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง รวมถึงรองรับการดำเนินธุรกิจรูปแบบใหม่ในกิจการไฟฟ้าสำหรับประเทศไทย เพื่อส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาและการแข่งขันในกิจการไฟฟ้าอย่างเป็นธรรม ยั่งยืน สอดคล้องกับแนวนโยบายภาครัฐ และเป็นที่ยอมรับในระดับสากล



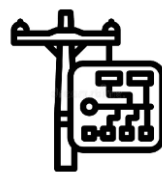
เสาที่ 1

การตอบสนองด้านโหลด
และระบบการจัดการพลังงาน
(DR & EMS)



เสาที่ 2

การพยากรณ์ไฟฟ้า
ที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน
(RE Forecast)



เสาที่ 3

ไมโครกริด
และโพรซูเมอร์
(Microgrid & Prosumer)



เสาที่ 4

ระบบกักเก็บพลังงาน
(ESS)



เสาที่ 5

การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า
(EV Integration)

แนวทางการดำเนินงาน

- วิเคราะห์สถานะและพัฒนาการของเทคโนโลยีในแต่ละเสา ทั้งในและต่างประเทศ ศึกษาการดำเนินงานในต่างประเทศที่เป็นแนวปฏิบัติที่เหมาะสม (international best practices)
- ทบทวนข้อกฎหมาย กฎระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในประเทศไทย ในปัจจุบัน เทียบเคียงกับการประยุกต์มาตรฐานในระดับสากล
- ระบุอุปสรรคหรือข้อจำกัดที่อาจเป็น “คอขวด” ต่อการพัฒนาเทคโนโลยีดังกล่าว
- ระบุบทบาทหน้าที่ของ กกพ. ที่เกี่ยวข้องในแต่ละเสา
- เสนอแนวทางปรับปรุงหรือพัฒนากฎระเบียบ เพื่อให้เกิดความพร้อมรองรับเทคโนโลยีได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- สร้างความชัดเจนและความมั่นใจให้กับผู้เกี่ยวข้อง ทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน

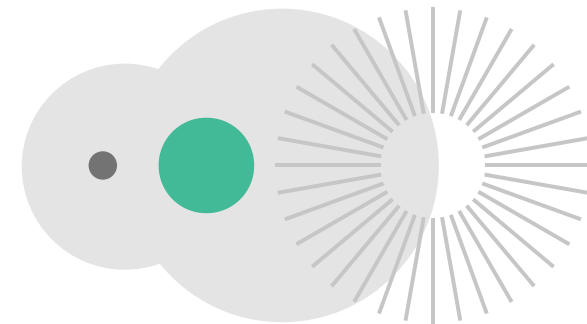


กรอบดังกล่าวจะใช้เป็นแนวทางในการกำกับดูแล โดย กกพ. เพื่อให้ทันต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงข่ายไฟฟ้า และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานของประเทศ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และบรรลุเป้าหมายตามนโยบาย

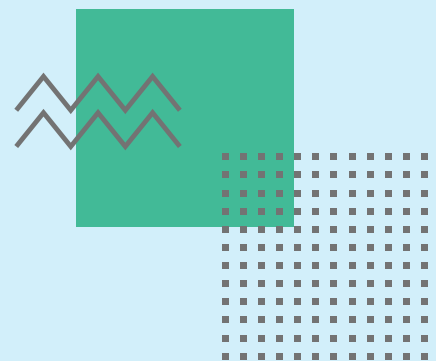
เป้าหมายเชิงบูรณาการ ของข้อเสนอกรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ
มาตรฐานวิศวกรรม และแนวทางการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า
ครอบคลุมและเชื่อมโยงทั้ง 5 เสา

คือ

1. ช่วยลดหรือจำกัดต้นทุนการผลิตต่อหน่วย (บาท/kWh) ของโครงข่ายไฟฟ้า
2. ทำให้ยังคงรักษาเสถียรภาพ ความมั่นคง และความเชื่อถือได้ของโครงข่ายไฟฟ้า พร้อมก็รองรับ VRE (solar, wind) และ EV ในปริมาณตามเป้าหมายของประเทศ
3. ส่งเสริมให้เกิดผู้ประกอบการธุรกิจรูปแบบใหม่ (DER Aggregators, BESS operators for grid support services)



ภาพรวมและทิศทางการพัฒนาระบบโครงข่าย ไฟฟ้าสมารถกริดของประเทศไทย



นิยามความหมายและความจำเป็นของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดของไทย

What? Smart grids

ไม่มีนิยามกลาง

IEA: Smart grids are electricity network that use **digital technologies, sensors and software** to **better match the supply and demand** of electricity in real time while minimizing costs and maintaining the stability and reliability of the grid.



Huawei: The smart grid is an innovative power system based on **information and communication technology**. It realizes real-time monitoring, intelligent scheduling, and optimal management of the power system through smart, communication networks and computer technology sensors.

Why?

การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริดจึงมีความจำเป็น

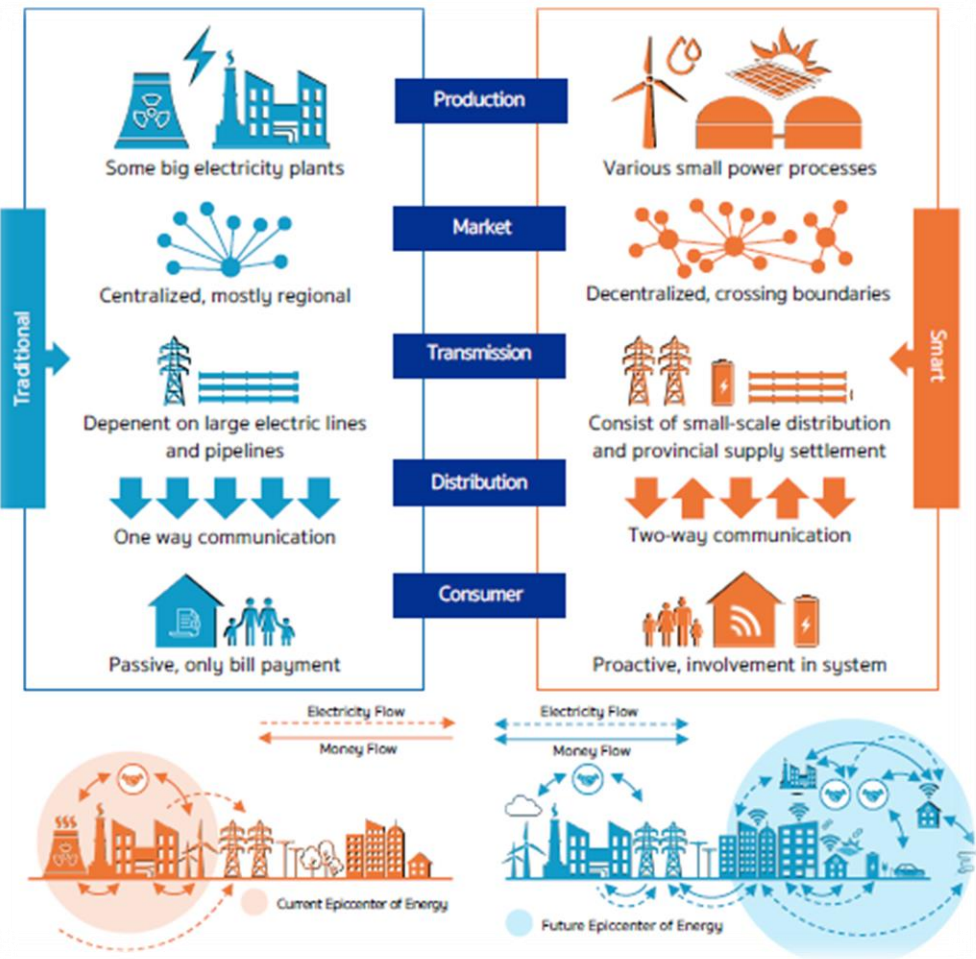


- ❑ การเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีและบริบทด้านพลังงานทั่วโลก ทั้งความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและการผลักดันนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน
- ❑ ระบบไฟฟ้าปัจจุบันของประเทศไทยซึ่งออกแบบมาบนแนวคิด “การบริหารจัดการแบบรวมศูนย์” (Centralized) ไม่เอื้อต่อแนวโน้มการเปลี่ยนผ่านสู่การใช้แหล่งพลังงานแบบกระจายศูนย์ (Distributed Energy Resource)
- ❑ ทรัพยากร DERs เหล่านี้ประกอบด้วยเทคโนโลยีหลากหลายรูปแบบ เช่น การตอบสนองด้านโหลด (DR) โปรซูเมอร์ (Prosumer) ระบบไมโครกริด (Microgrid) ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) และยานยนต์ไฟฟ้า (EVs) ซึ่งล้วนส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าแบบดั้งเดิม
- ❑ ด้วยเหตุนี้ การพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าสมาร์ทกริด จึงเป็นแนวทางยุทธศาสตร์ที่จำเป็นอย่างยิ่งสำหรับประเทศไทย ซึ่งการเปลี่ยนผ่านจะนำมาซึ่งประโยชน์ต่าง ๆ ดังนี้
 1. ด้านความมั่นคงและเสถียรภาพของระบบ
 2. ด้านประสิทธิภาพและเศรษฐศาสตร์
 3. ด้านการมีส่วนร่วมและเสริมพลังผู้ใช้ไฟฟ้า
 4. ด้านสิ่งแวดล้อมและความยั่งยืน

แต่มีแนวทางร่วมกันเชิงหลักการที่สามารถอธิบายความหมายของสมาร์ทกริด ได้ว่า

สมาร์ทกริด คือ การพัฒนาระบบไฟฟ้าให้ “ชาญฉลาดมากขึ้นโดยใช้ทรัพยากรน้อยลง” (Doing more with less)	เป็นการยกระดับโครงข่ายไฟฟ้าเดิมด้วยเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร (ICT) บูรณาการเข้ากับระบบไฟฟ้าทุกภาคส่วน
มีหัวใจสำคัญคือ “การสื่อสารและจัดการข้อมูลแบบสองทิศทาง” ได้แบบ Near Real-Time และ Real-Time	โดยมีเป้าหมาย เพื่อให้ระบบไฟฟ้ามีประสิทธิภาพ น่าเชื่อถือ ปลอดภัย ยั่งยืน และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

ความแตกต่างของระบบโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบันและระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด



คุณสมบัติของโครงข่าย	ระบบโครงข่ายไฟฟ้าปัจจุบัน	ระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด
1) ทิศทางการไหลของไฟฟ้า	ไฟฟ้าไหลทิศทางเดียว เนื่องจากระบบโครงข่ายออกแบบมาเพื่อส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ไปยังผู้ใช้ปลายทาง	ไฟฟ้าไหลได้สองทิศทาง ทั้งจากผู้ผลิตไปยังผู้ใช้ และจากผู้ใช้กลับเข้าสู่ระบบ
2) รูปแบบการสื่อสารข้อมูล	การสื่อสารเป็นแบบทางเดียวและมีข้อจำกัด โดยเป็นการสั่งการจากศูนย์ควบคุมกลางไปยังอุปกรณ์ภาคสนาม	การสื่อสารเป็นแบบสองทิศทางมีการส่งและรับข้อมูลได้แบบเวลาจริงระหว่างอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าและผู้ใช้ไฟฟ้า
3) การควบคุมและจัดการระบบ	ควบคุมจากศูนย์กลาง และต้องอาศัยเจ้าหน้าที่ในการควบคุมสั่งการเป็นหลัก	มีระบบควบคุมอัตโนมัติ ใช้ AI ช่วยตัดสินใจและแก้ปัญหา รองรับการจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์
4) การตอบสนองด้านโหลด	เป็นแบบทางเดียว (Passive) ผู้ใช้ไฟฟ้าไม่สามารถมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการการใช้ไฟฟ้าของตนเองได้ ต้องรอรับคำสั่งจากส่วนกลาง	เป็นระบบแบบโต้ตอบ โดยผู้ใช้มีส่วนร่วมจัดการพลังงาน เช่น ลดใช้ไฟช่วงที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเพื่อรับส่วนลดค่าไฟ
5) การบูรณาการพลังงานหมุนเวียน	รองรับเฉพาะโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ จึงมีความยืดหยุ่นต่ำในการรับพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวนสูง	มีความยืดหยุ่นสูง จัดการพลังงานหมุนเวียนผันผวนได้ดี บูรณาการเข้าระบบมากขึ้นโดยไม่กระทบเสถียรภาพ
6) การจัดการเมื่อเกิดไฟฟ้าดับ	ตรวจหาจุดปัญหาได้ช้า แก้ไขล่าช้า ทำให้ไฟดับวงกว้างและยาวนาน	ระบบตรวจจับปัญหาได้เร็วและแม่นยำ ส่งแยกส่วนขัดข้องอัตโนมัติเพื่อลดผลกระทบ
7) ประสิทธิภาพของระบบ	เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้าค่อนข้างสูงเนื่องจากขาดการตรวจสอบและควบคุมแบบเวลาจริง	เพิ่มประสิทธิภาพ ลดการสูญเสียไฟฟ้าในระบบส่งและจำหน่าย บริหารโหลดเหมาะสม ลดต้นทุนดำเนินงาน

เทคโนโลยีหลักที่ขับเคลื่อนระบบโครงข่ายสมาร์ทกริด

เทคโนโลยีการตรวจวัดและสื่อสาร (Sensing and Communication)

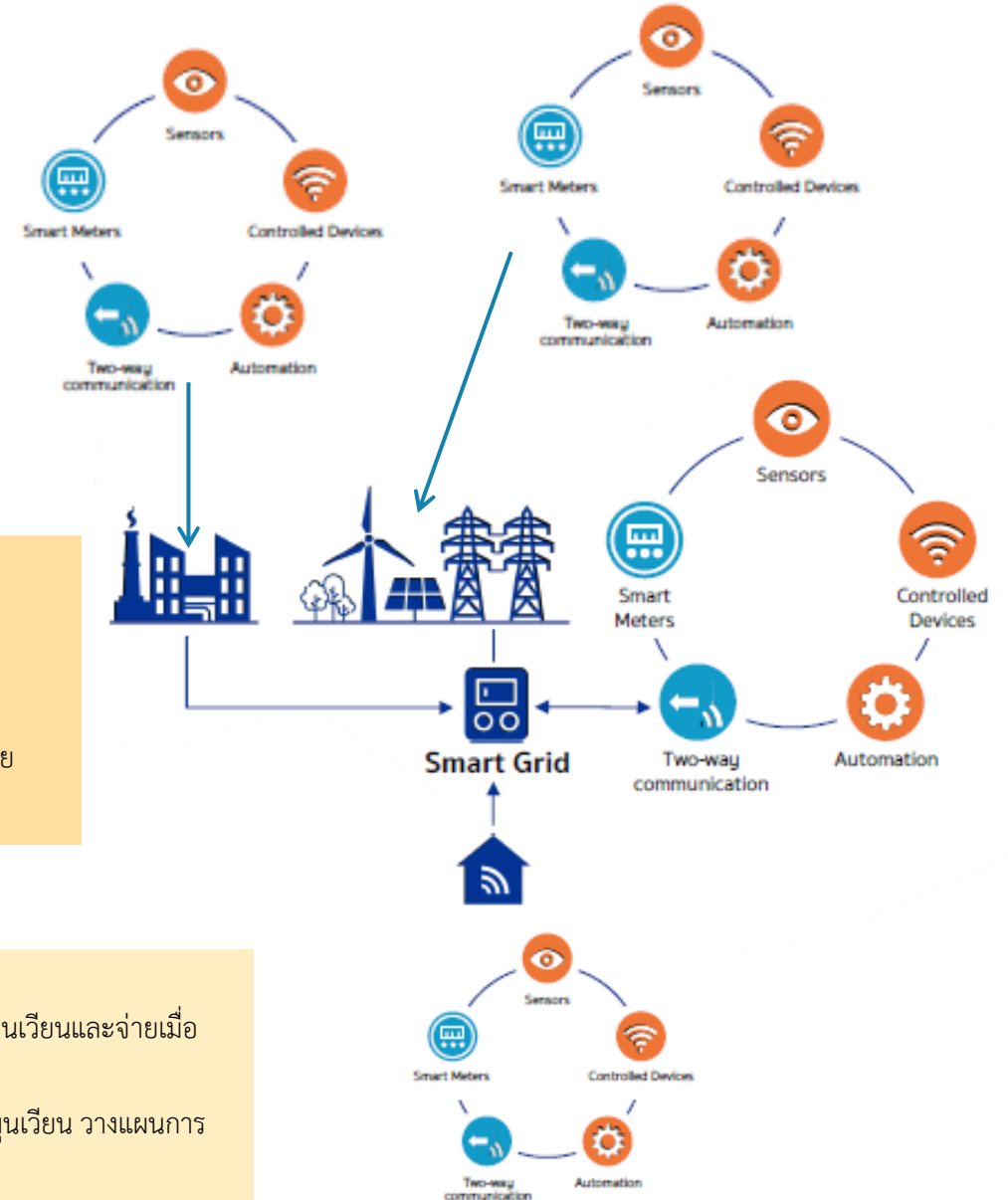
1. โครงสร้างพื้นฐาน AMI คือระบบสื่อสารและจัดการข้อมูลอัจฉริยะ โดยมี Smart Meter เป็นหัวใจหลัก ช่วยบันทึกและสื่อสารข้อมูลการใช้ไฟฟ้าแบบเกือบเรียลไทม์ระหว่างผู้ใช้และการไฟฟ้า รองรับการบริการ DERs เช่น โซลาร์เซลล์และการชาร์จ EV พร้อมเปิดโอกาสให้ผู้ใช้งานปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานและเข้าร่วมโปรแกรมตอบสนองโหลดได้อย่างมีประสิทธิภาพ
2. เซ็นเซอร์หลากหลายชนิดถูกติดตั้งทั่วระบบ ตั้งแต่โรงไฟฟ้าถึงระบบจำหน่าย เพื่อตรวจวัดสถานะแบบเรียลไทม์ เช่น แรงดัน อุณหภูมิ และการทำงานของอุปกรณ์ ข้อมูลเหล่านี้สำคัญต่อการพยากรณ์พลังงานหมุนเวียนและบริหารไมโครกริดให้เสถียร
3. เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารเชื่อมโยงอุปกรณ์ทั้งหมด ตั้งแต่ Smart Meter เซ็นเซอร์ ถึงศูนย์ควบคุม เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลอย่างรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ ซึ่งเป็นหัวใจของสมาร์ทกริด

เทคโนโลยีการควบคุมและระบบอัตโนมัติ (Control and Automation)

1. ระบบควบคุมอัตโนมัติในระบบจำหน่าย (DA) ใช้เซ็นเซอร์ หน่วยประมวลผล และระบบสื่อสาร เพื่อวิเคราะห์และควบคุมอุปกรณ์โดยอัตโนมัติ เช่น ตรวจสอบ-แยกส่วนที่ขัดข้อง ลดเวลาไฟดับ และรักษาเสถียรภาพเมื่อมีพลังงานหมุนเวียนหรือโปรซูเมอร์เชื่อมต่อ
2. ระบบบริหารจัดการพลังงาน (EMS) เป็นซอฟต์แวร์ที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในบ้าน อาคาร หรือโรงงาน โดยทำงานร่วมกับ AMI เพื่อให้ผู้ใช้เข้าร่วมโปรแกรมตอบสนองโหลดได้สะดวกและอัตโนมัติมากขึ้น

เทคโนโลยีสนับสนุนความยืดหยุ่น (Flexibility Technologies)

1. ระบบกักเก็บพลังงาน เช่น แบตเตอรี่ ช่วยสร้างสมดุลโครงข่าย โดยเก็บพลังงานส่วนเกินจากพลังงานหมุนเวียนและจ่ายเมื่อจำเป็น มีบทบาทสำคัญต่อเสถียรภาพไมโครกริดและการจัดการพลังงานสำหรับยานยนต์ไฟฟ้า
2. ปัญญาประดิษฐ์และการวิเคราะห์ข้อมูลช่วยจัดการ Big Data จากสมาร์ทกริด เพื่อพยากรณ์พลังงานหมุนเวียน วางแผนการชาร์จ EV และเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารพลังงานโดยรวม



แผนแม่บทการพัฒนาระบบโครงข่ายสมาร์ทกริดของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 และ

แผนขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมาร์ทกริดระยะปานกลาง พ.ศ. 2565-2574

วิสัยทัศน์

แผนแม่บทฯ สมาร์ทกริด ระบุให้ “การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ส่งเสริมให้เกิดการจัดหาไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ มีประสิทธิภาพ ยั่งยืน มีคุณภาพบริการที่ดี และเกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศ”

ภาพรวมแผนแม่บทฯ

ช่วงเวลา	เป้าหมายและภารกิจ
ระยะเตรียมการ พ.ศ. 2558-2559	วางรากฐานการดำเนินงาน โดยจัดตั้งคณะทำงาน สร้างแผนปฏิบัติการ ปรับปรุงกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้อง และส่งเสริมองค์ความรู้เพื่อเตรียมความพร้อม
ระยะสั้น พ.ศ. 2560-2564	สนับสนุนงานวิจัยที่เกี่ยวกับโครงการนำร่องด้าน HEMS/BEMS/FEMS/โครงการนำร่องด้าน DR โครงการนำร่องด้านระบบไมโครกริด โครงการนำร่องด้านระบบกักเก็บพลังงาน และศึกษาทบทวนผลการดำเนินงาน
ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565-2574	พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็น จัดตั้งศูนย์ข้อมูลและออกมาตรการส่งเสริมการลงทุนจากภาครัฐและเอกชนเพื่อขยายผล
ระยะยาว พ.ศ. 2575-2579	เริ่มปรับปรุงความสามารถของระบบไฟฟ้าเพิ่มเติมจากเทคโนโลยีที่ต่อยอดจากโครงสร้างพื้นฐานที่ได้พัฒนาขึ้น กำหนดนโยบายให้มีการลงทุนพัฒนาเทคโนโลยี รวมถึงสนับสนุนการติดตั้งเทคโนโลยีในทุกภาคส่วน



วิสัยทัศน์

แผนขับเคลื่อนระยะปานกลางฯ ระบุให้ส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ และการจัดการทรัพยากรในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่จำเป็นรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่ระบบโครงข่ายไฟฟ้ายุคใหม่ อย่างมีประสิทธิภาพและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

ภาพรวมแผนขับเคลื่อนระยะปานกลางฯ

ช่วงเวลา	เป้าหมายและภารกิจ
ระยะ 1-5 ปี (พ.ศ. 2565-2569)	เน้นการเตรียมความพร้อม พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่จำเป็น และนำร่องการจัดการ DERs ในรูปแบบเชิงพาณิชย์ เพื่อรองรับแนวโน้มเทคโนโลยีใหม่ที่กำลังส่งผลต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า
ระยะ 6-10 ปี (พ.ศ. 2570-2574)	เป็นช่วงเร่งการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและขยายการจัดการ DERs อย่างเต็มรูปแบบเชิงพาณิชย์ เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านเทคโนโลยีใหม่ที่มีนัยสำคัญต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้า

โดยแผนขับเคลื่อนระยะปานกลางฯ จะดำเนินการผ่าน 5 เสา คือ

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลดและบริหารจัดการพลังงาน (DR & EMS)

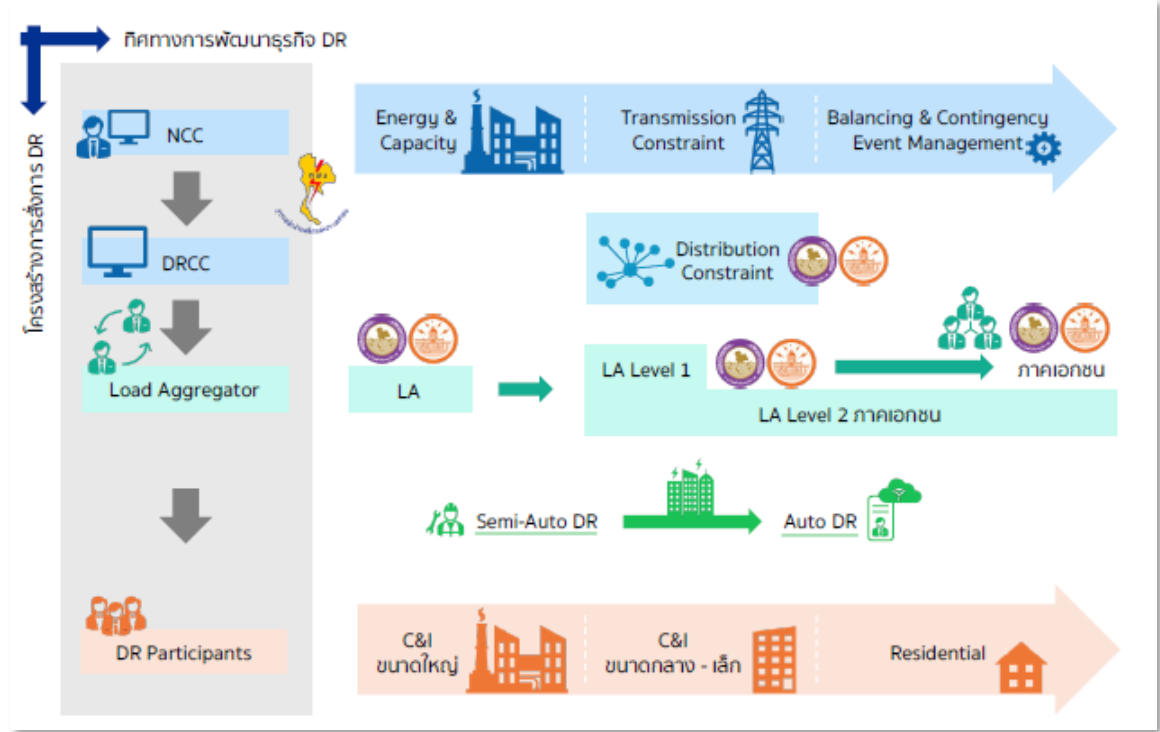
เสาที่ 2: การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy)

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริดและโปรซูเมอร์ (Microgrid and Prosumer)

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

เสาที่ 5: การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response)



รูป: ภาพรวมการพัฒนาเทคโนโลยีการตอบสนองด้านโหลด

หลักการทำงานของเทคโนโลยีการตอบสนองด้านโหลด

- การตอบสนองด้านโหลด (DR) เป็นเทคโนโลยีต้นทุนต่ำที่ช่วยให้ระบบไฟฟ้ารองรับพลังงานหมุนเวียน และแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- เมื่อผสานกับระบบการจัดการพลังงาน (HEMS, BEMS, FEMS) จะยังมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนการทำงานของ DR ทำให้เกิดประสิทธิผลด้าน DR อัตโนมัติและมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาเทคโนโลยีการตอบสนองด้านโหลด

- ✓ ผลักดันการใช้ DR แบบกึ่งอัตโนมัติและอัตโนมัติครอบคลุมผู้ใช้ทุกกลุ่ม
- ✓ สร้างกลไกเชิงพาณิชย์เพื่อให้ DR เป็นหนึ่งใน Grid Services
- ✓ บรรจุ DR ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP)

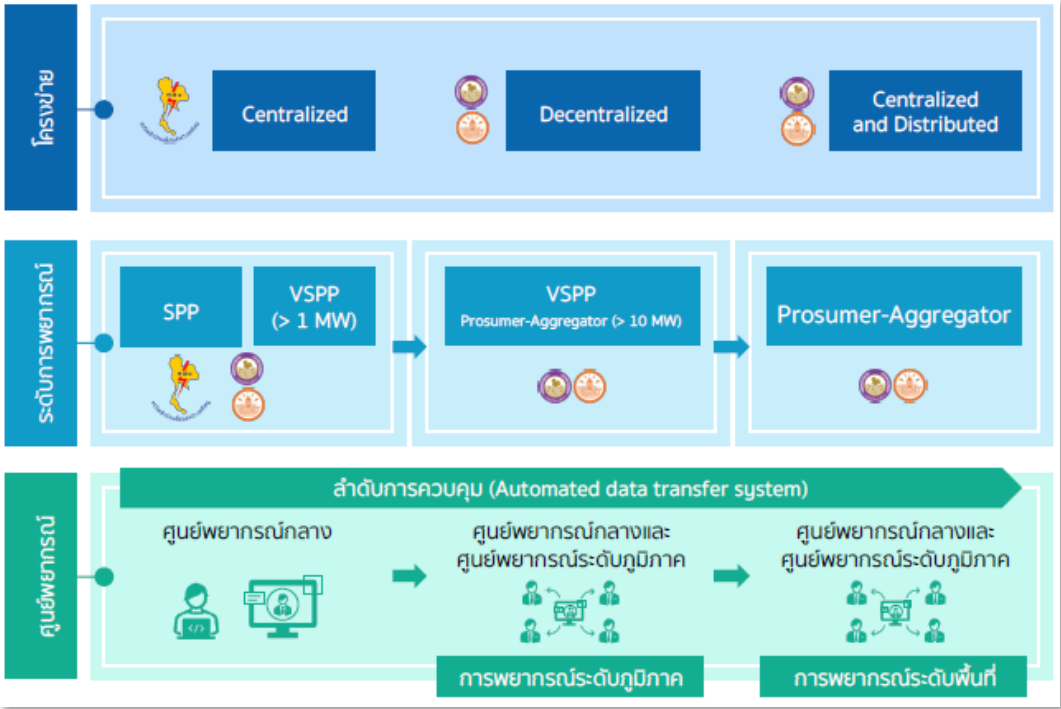
ประโยชน์จากการดำเนินการ

1. ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในช่วงพีค
2. เพิ่มประสิทธิภาพและความยืดหยุ่นของระบบ
3. สร้างสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน
4. ปรับพฤติกรรมผู้ใช้ผ่านกลไกราคา
5. เสริมความมั่นคงและตอบสนองเหตุฉุกเฉินในระบบไฟฟ้าได้รวดเร็ว

ภาพรวมทิศทางการพัฒนาเทคโนโลยีการตอบสนองด้านโหลด

- DR จะถูกจัดโครงสร้างการสั่งการออกเป็น 4 กลุ่มหลัก คือ
1. ผู้รวบรวมโหลด (LA) คือ ตัวกลางรวบรวมความสามารถของ DR จากผู้ใช้ไฟฟ้า
 2. ผู้เข้าร่วม DR คือ ผู้ใช้ไฟฟ้าทุกประเภทจากภาครัฐกิจ อุตสาหกรรม และบ้านอยู่อาศัย
 3. ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้าแห่งชาติ (NCC) คือ ผู้ทำหน้าที่วางแผนและสั่งการ DR เพื่อรักษาสมดุลของระบบและทดแทนผลิตภัณฑ์ในระบบไฟฟ้า (Grid Service)
 4. ศูนย์สั่งการ DR (DRCC) คือ ผู้รับคำสั่งจาก NCC และบริหารจัดการสั่งการต่อไปยัง LA
- โดยในแนวทางการพัฒนาธุรกิจจะเน้นไปที่การให้ DR เป็นผลิตภัณฑ์ในระบบไฟฟ้าได้หลากหลายประเภท มีการตอบสนองอย่างรวดเร็ว และมุ่งสู่การดำเนินการแบบอัตโนมัติ (Auto DR) เทียบเท่ากับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่

เสาที่ 2: การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน



รูป: ภาพรวมทิศทางการพัฒนาระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน

หลักการทำงานของระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน

- การพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy, RE) เป็นเสาสำคัญในการพัฒนาระบบไฟฟ้าให้มีความชาญฉลาด ช่วยในการวางแผนการเดินโรงไฟฟ้าและใช้โครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในอนาคต
- ควบคุมและรักษาสอดคล้องระหว่าง Demand และ Supply ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพิ่มความพึงพอใจของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน

- ✓ เพื่อให้เกิดการใช้งานระบบพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ครอบคลุมทั้งโรงไฟฟ้า SPP VSPP รวมถึง Aggregator ที่รวมโปรซูเมอร์

ประโยชน์จากการดำเนินการ

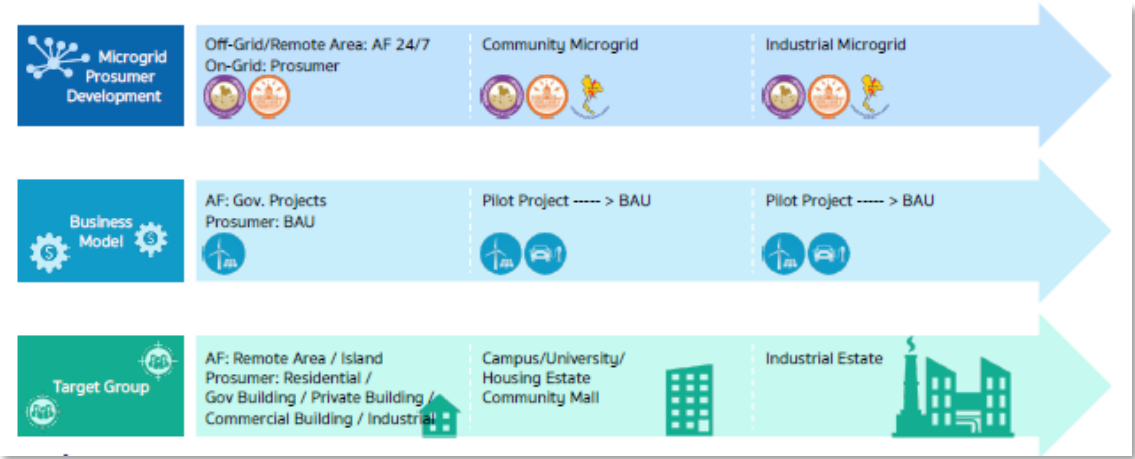
- ลดผลกระทบจากความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน
- เพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนระบบไฟฟ้า
- สนับสนุนการบูรณาการพลังงานหมุนเวียน
- ลดความเสี่ยงในการดำเนินการบริหารอุปสงค์และอุปทาน

ภาพรวมทิศทางการพัฒนาระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน

ทิศทางการพัฒนาแบ่งเป็น 3 ช่วงหลัก คือ

- ในช่วง 1-2 ปีแรก เน้นการพยากรณ์แบบรวมศูนย์กลาง โดย กฟผ. มุ่งเน้นที่การพยากรณ์ระดับประเทศและ SPP
- ระยะถัดไปช่วง 3-5 ปี คือ เพิ่มความละเอียดในการพยากรณ์ VSPP โดยการไฟฟ้าฯ ทั้ง 3 แห่ง สนับสนุนให้ VSPP พยากรณ์ได้เอง และมีการพัฒนาระบบแบบแยกจากศูนย์กลาง
- เป้าหมายระยะยาว (มากกว่า 10 ปี) เปลี่ยนผ่านเข้าสู่ระบบการพยากรณ์แบบแยกจากศูนย์กลางแบบกระจาย (Decentralized and Distributed) และมีความละเอียดในระดับรายพื้นที่ย่อย ครอบคลุมโรงไฟฟ้าและ Aggregator ทุกขนาด พร้อมการพยากรณ์และรับส่งข้อมูลแบบอัตโนมัติทั้งหมด

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด และโปรซูเมอร์



รูป: ภาพรวมทิศทางการพัฒนาไมโครกริดและโปรซูเมอร์

หลักการทำงานของไมโครกริดและโปรซูเมอร์

- ไมโครกริดช่วยรักษาการจ่ายไฟให้โหดวิกฤต ลดต้นทุน ชะลอการขยายโครงข่ายหลัก และสนับสนุนความมั่นคงรายพื้นที่ในแผน PDP ผู้ใช้ไฟฟ้าปรับตัวเป็น “โปรซูเมอร์” (ผู้ผลิตและใช้ไฟฟ้า) ลดการใช้ไฟโดยรวม ซึ่งไมโครกริดและโปรซูเมอร์เป็นกลุ่มเทคโนโลยีเดียวกัน โดย DERs ทำหน้าที่หลักในไมโครกริดรูปแบบ เช่น
 - Autonomous Full Service ในพื้นที่ห่างไกล
 - Community Microgrid สำหรับ on-grid ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนและ EV
 - Industrial Microgrid สำหรับโหนดที่ต้องการความเชื่อถือได้สูง
- ระบบไมโครกริดควบคุม DERs ทั้งหลังและหน้ามิเตอร์ (เช่น BESS, Solar, EV, DR) และจัดการพลังงานที่จุดเชื่อมต่อกับโครงข่ายหลัก (PCC) เสมือน Aggregator ของพื้นที่นั้น โดยมี Microgrid Controller เป็นศูนย์ควบคุมหลัก และมี MGO (Microgrid Operator) ทำหน้าที่สั่งการและประสานกับ DSO

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาระบบไมโครกริด และโปรซูเมอร์

- ✓ เพื่อให้เกิดการใช้งานพลังงานหมุนเวียนสำหรับไมโครกริดและโปรซูเมอร์เชิงพาณิชย์ที่เป็น การดำเนินการปกติ (Business as Usual)
- ✓ ไมโครกริดเข้ามาช่วยในการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าที่มีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนสูง

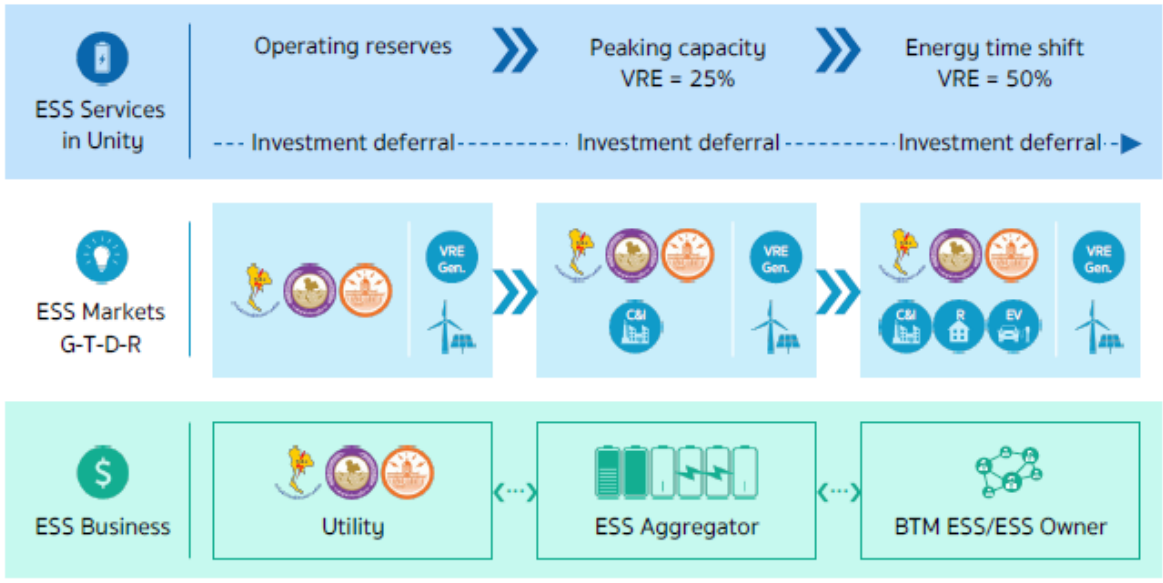
ประโยชน์จากการดำเนินการ

1. เพิ่มความน่าเชื่อถือได้และความสามารถในการกู้คืนระบบ (Reliability and Resilience)
2. สร้างความยืดหยุ่นให้โครงข่ายไฟฟ้าหลัก
3. ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในระดับท้องถิ่น
4. ลดต้นทุนและหลีกเลี่ยงการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน
5. ส่งเสริมการมีส่วนร่วมและสร้างเศรษฐกิจในชุมชน

ภาพรวมทิศทางการพัฒนาระบบไมโครกริด และโปรซูเมอร์

- ในระยะแรกของการพัฒนาจะเน้นการสนับสนุนให้เกิดไมโครกริดแบบอัตโนมัติตลอด 24 ชั่วโมง 7 วัน (AF 24/7) ในพื้นที่ Off-grid/remote และพื้นที่ปลายสาย ควบคู่ไปกับ โปรซูเมอร์ที่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าในกลุ่มที่อยู่อาศัย อาคารของรัฐและเอกชน
- หลังจากนั้นขยายผลสนับสนุนไปยัง Community Microgrid ผ่านโครงการนำร่องที่รองรับ พลังงานหมุนเวียนและยานยนต์ไฟฟ้าในกลุ่มมหาวิทยาลัย ชุมชน ห้างสรรพสินค้า จน สามารถเกิดเป็น Industrial Microgrid ในภาคอุตสาหกรรมได้อย่างเป็นรูปธรรมในที่สุด

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน



รูป: ภาพรวมทิศทางการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน

หลักการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน

- ระบบกักเก็บพลังงานช่วยเก็บและจ่ายไฟฟ้าในเวลาที่เหมาะสม ใช้แก้ปัญหาพลังงานหมุนเวียนผันผวน รักษาเสถียรภาพระบบ สนับสนุนทั้งระบบผลิต ระบบโครงข่าย และผู้ใช้ไฟฟ้ารองรับการใช้ร่วมกับ EV, Microgrid, Off-grid และ ESS as a service
- ESS ให้บริการในโครงข่ายไฟฟ้าได้หลากหลาย เช่น (1) การผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ (2) การบริการเสริมความมั่นคง (Ancillary Service) (3) การบริการด้านโครงข่าย (Grid Support/T&D Service) การใช้งานร่วมกับพลังงานทดแทน และการบริหารจัดการพลังงานด้านผู้ใช้ไฟฟ้า
- ESS ยังสามารถใช้งานได้ 3 ประเภทใหญ่ คือ (1) ใช้ในระบบผลิตไฟฟ้า (Generation) (2) ใช้ในระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (Network) และ (3) ใช้ในระบบผู้ใช้ไฟฟ้า (Consumption)

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน

- ✓ ใช้ ESS ครอบคลุมทุกการใช้งานที่เกี่ยวข้องกับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย
- ✓ ส่งเสริมการเกิดรูปแบบธุรกิจ ESS ใหม่ ๆ
- ✓ สร้างระบบไฟฟ้าที่รองรับ EV พลังงานหมุนเวียน และ Prosumer ได้อย่างมั่นคง

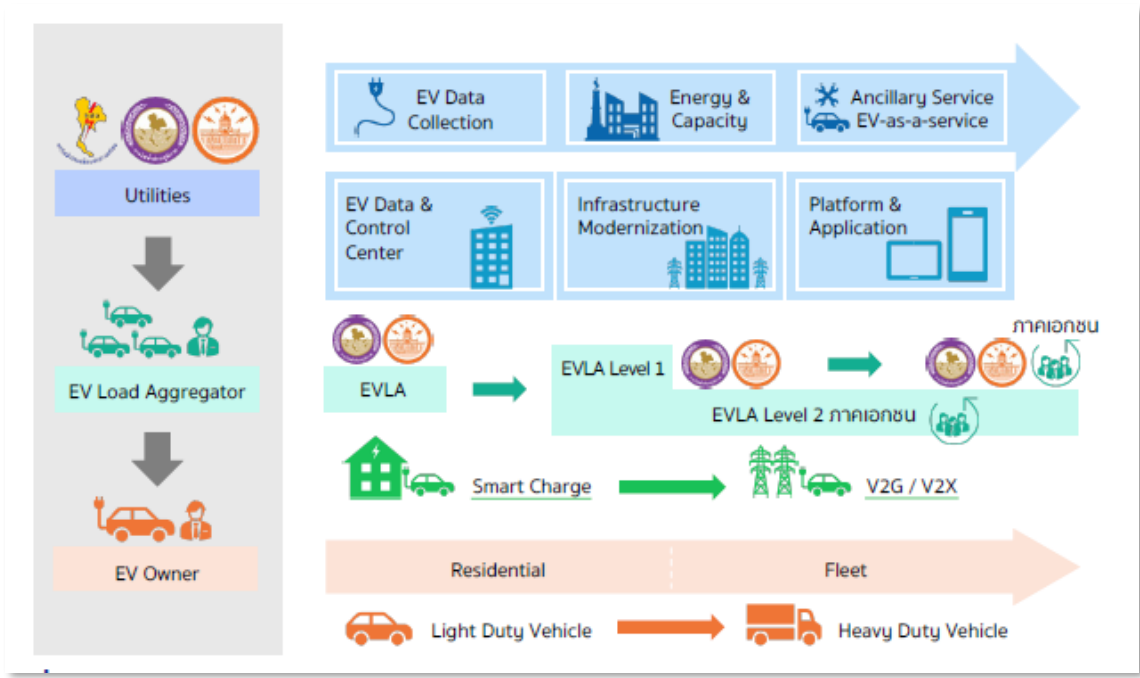
ประโยชน์จากการดำเนินการ

1. เพิ่มความเสถียรและความยืดหยุ่นของระบบไฟฟ้า
2. จัดการความผันผวนของพลังงานหมุนเวียนและควบคุมความถี่ได้ดีขึ้น
3. เก็บไฟในช่วงต้นทุนต่ำ ใช้ในช่วงพีค ลดต้นทุนรวม
4. ชะลอการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าและสายส่งใหม่
5. เป็นแหล่งพลังงานสำรองในกรณีฉุกเฉิน

ภาพรวมทิศทางการพัฒนาระบบกักเก็บพลังงาน

- ระบบกักเก็บพลังงานเป็นเทคโนโลยีที่สำคัญในการรักษาเสถียรภาพโครงข่ายไฟฟ้ารองรับการส่งเสริมพลังงานทดแทน และการเพิ่มขึ้นของยานยนต์ไฟฟ้า ซึ่งสามารถใช้ได้ทั้ง
- ระดับการไฟฟ้า (Utility Scale) รองรับพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวนสูง (VRE) เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมได้ถึง 25%
- สามารถสร้างโอกาสทางธุรกิจ ESS Aggregator ในระยะยาวดังนี้ภาครัฐควรที่จะ
- มุ่งเน้นการพัฒนา Energy Time Shift เพื่อรองรับ VRE ที่เพิ่มขึ้นถึง 50%
 - พร้อมยกระดับการรองรับโปรซูเมอร์และยานยนต์ไฟฟ้าจำนวนมากในอนาคต
 - เมื่อต้นทุนระบบกักเก็บพลังงานคุ้มค่า ผู้ใช้งานระดับหลังมิเตอร์ (BTM) จะสามารถเข้ามามีส่วนร่วมและให้บริการในรูปแบบต่าง ๆ ในระบบไฟฟ้าได้เช่นเดียวกัน

เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)



รูป: ภาพรวมทิศทางการพัฒนาการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า

หลักการทำงานของ การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า

- การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าเป็นไปเพื่อรองรับปริมาณยานยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องตามนโยบาย EV30@30
- มีเป้าหมายหลัก คือ การบริหารจัดการการเชื่อมต่อยานยนต์ไฟฟ้ากับโครงข่ายไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด ช่วยชะลอการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานไฟฟ้าใหม่ เพิ่มความยืดหยุ่นในระบบไฟฟ้า (ทั้งระบบส่งและจำหน่าย)

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาและดำเนินการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า

- ✓ การใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแบบ V1G และ V2X ครอบคลุมผู้ใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าทุกประเภทตามแผนการส่งเสริมยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย

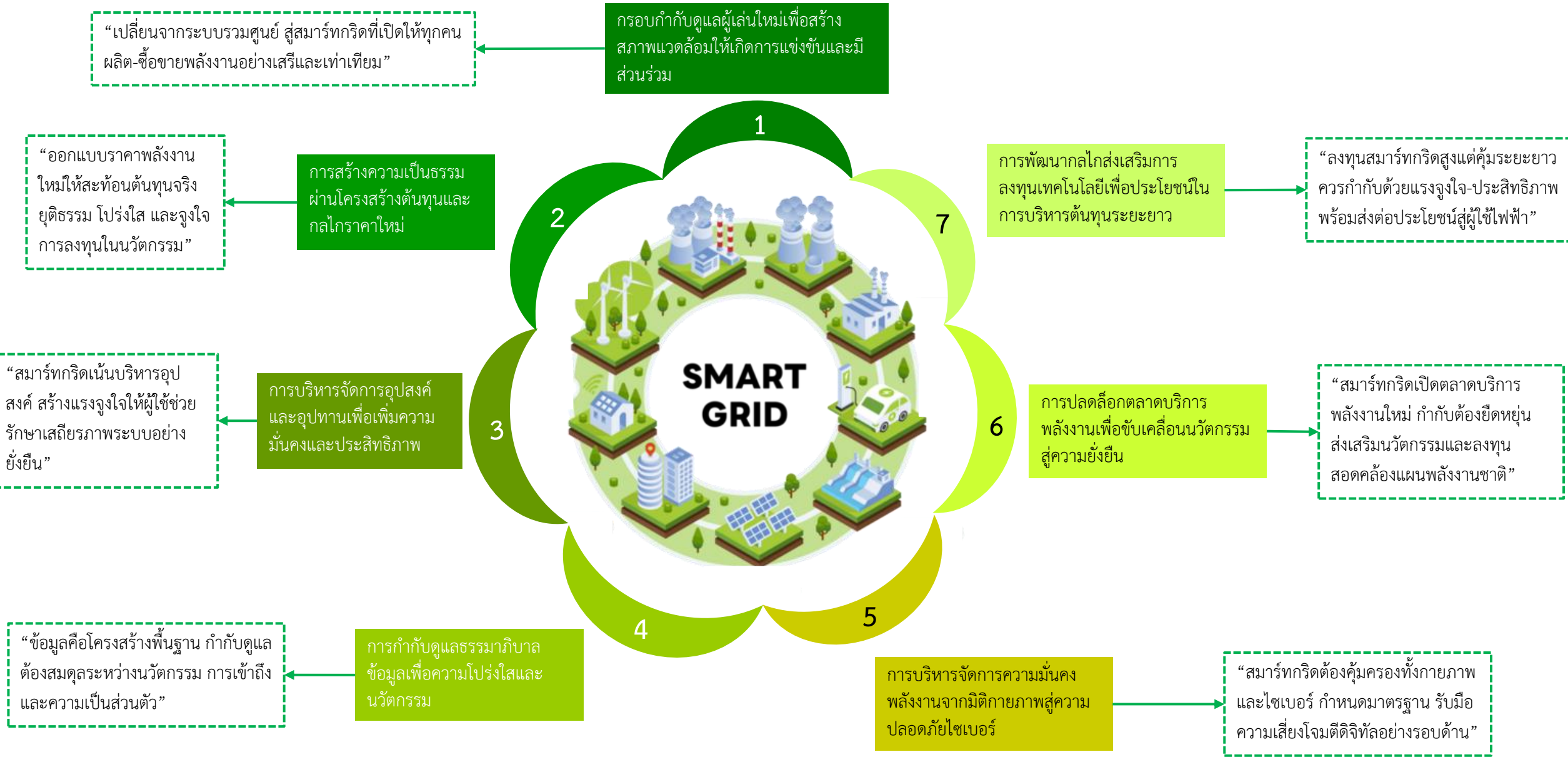
ประโยชน์จากการดำเนินการ

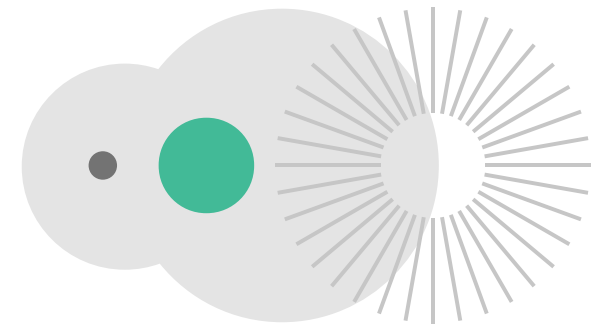
- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- สร้างความยืดหยุ่นให้ระบบไฟฟ้า
- บริหารจัดการโหลดได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- เกิดรูปแบบธุรกิจและบริการใหม่

ภาพรวมทิศทางการพัฒนาการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า

- การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าเป็นแนวทางสำคัญในการบรรเทาผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าจากการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้าจำนวนมากในอนาคต และยังสามารถให้ยานยนต์ไฟฟ้าเป็นหนึ่งในทรัพยากรให้บริการแก่ระบบไฟฟ้าได้
- เพื่อให้เกิดการบูรณาการที่เป็นผลต้องพิจารณาปัจจัยรอบด้าน และควรพัฒนาศูนย์ข้อมูลยานยนต์ไฟฟ้า (EV Data Center) เพื่อจัดการข้อมูลต่าง ๆ
- ต้องมีการปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานและการสื่อสารให้ทันสมัยเพื่อรองรับยานยนต์ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น และสนับสนุนเทคโนโลยี EV Integration ควบคู่กับการพัฒนาแพลตฟอร์ม/แอปพลิเคชันเพื่อยกระดับการให้บริการ
- การไฟฟ้าฯ และภาคเอกชน มีบทบาทสำคัญในการจัดการทรัพยากร จัดการ DR ให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้า และเข้ามาดูแล Smart Charge และ V2G ในทุกรูปแบบบริการ

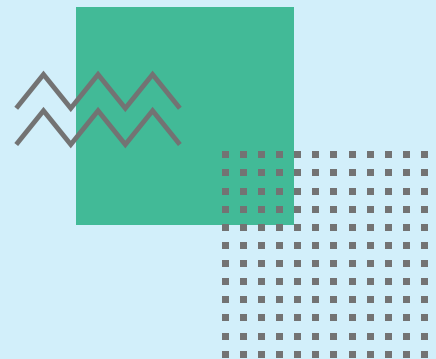
สมรรถกริตเปลี่ยนโฉมภูมิทัศน์การกำกับดูแลกิจการพลังงานอย่างไร





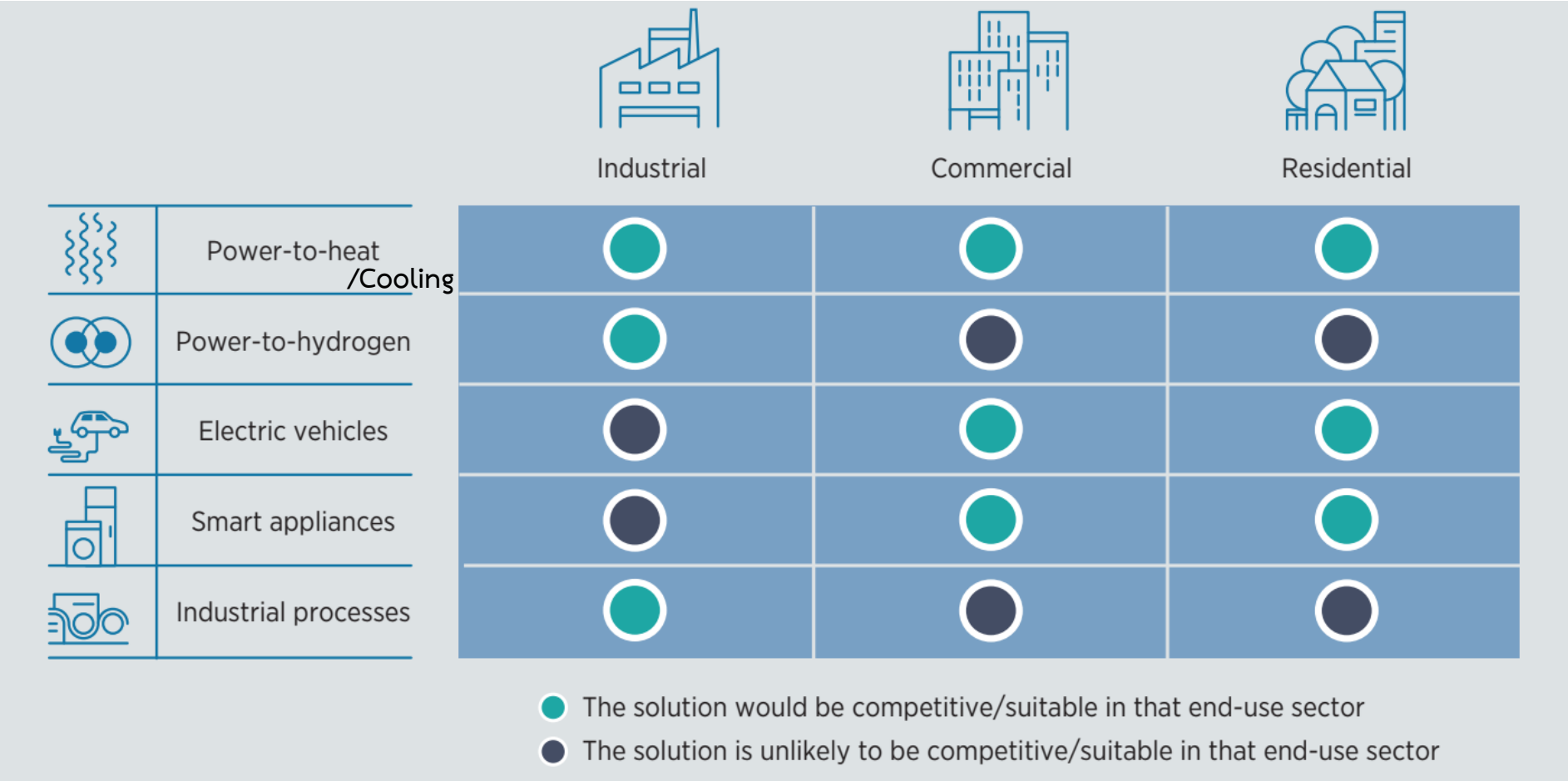
เสาที่ 1:

การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response)



▶ การพัฒนาด้านเทคโนโลยี

- เทคโนโลยีอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีความยืดหยุ่น (flexible loads, smart appliances) ควบคุมและจัดการการใช้พลังงานไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในภาคอุตสาหกรรม อาคารพาณิชย์ และที่อยู่อาศัย



► การพัฒนาด้านเทคโนโลยี (ต่อ)

- เทคโนโลยีโครงสร้างพื้นฐานด้าน ICT (ICT Infrastructure) ที่มีความเชื่อถือได้และความมั่นคงปลอดภัยสูง

Smart Meter และ IoT Data Gateway

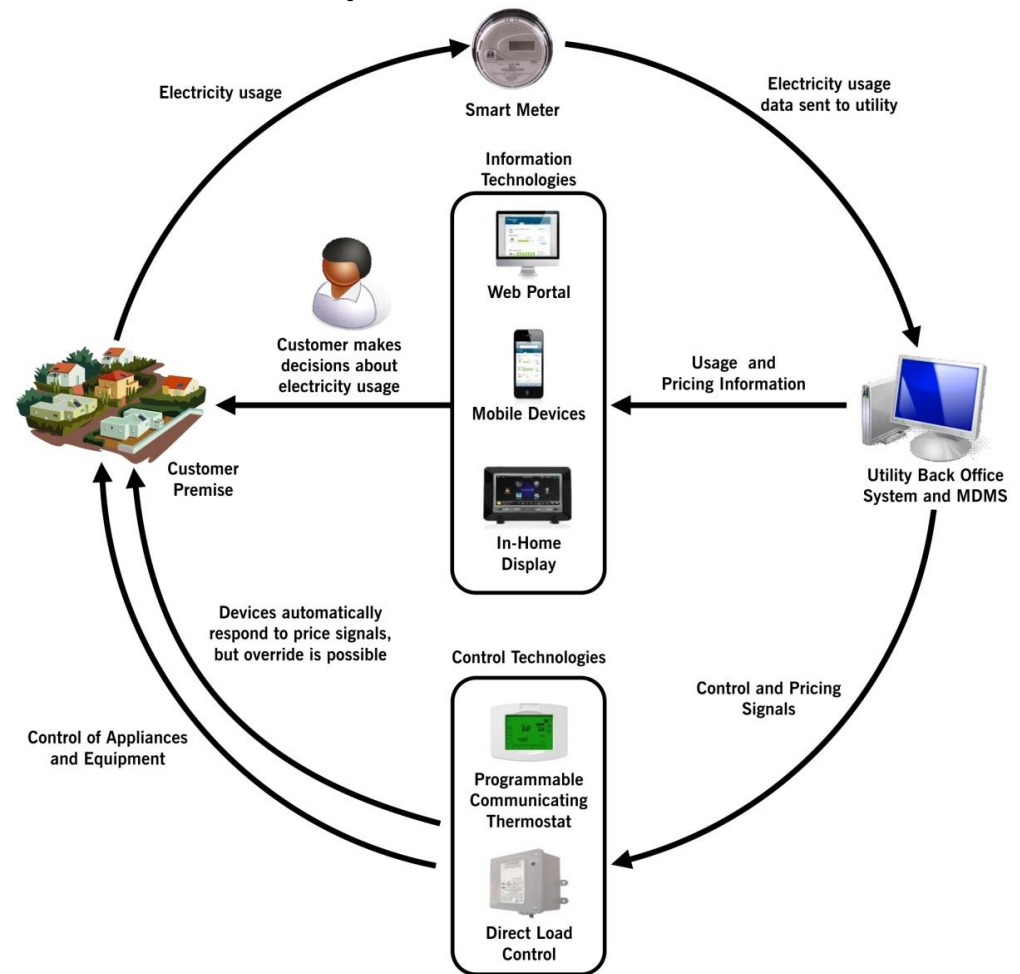
- บันทึกการใช้พลังงานตามช่วงเวลา (Real-Time Monitoring)
- สื่อสารสองทางระหว่างผู้รับและผู้ให้บริการ
- IoT Gateway เชื่อมต่ออุปกรณ์ไฟฟ้ากับระบบคลาวด์ เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูล สั่งการอัตโนมัติ

DR-Software (DRMS, LAMS, DERMS)

- การรวบรวมและจัดการ DER/DR
- แปลงข้อมูลพลังงานหลากหลายรูปแบบให้เป็นมาตรฐาน
- เพิ่มประสิทธิภาพการจัดการพลังงาน

ICT Infrastructure

- Advanced Metering Infrastructure (AMI), Communication Networks, MDMS
- Information Technologies: Real-time dashboard, mobile notification



Source : Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, AMI and Customer Systems: Results from the SGIG Program, US DOE, 2016

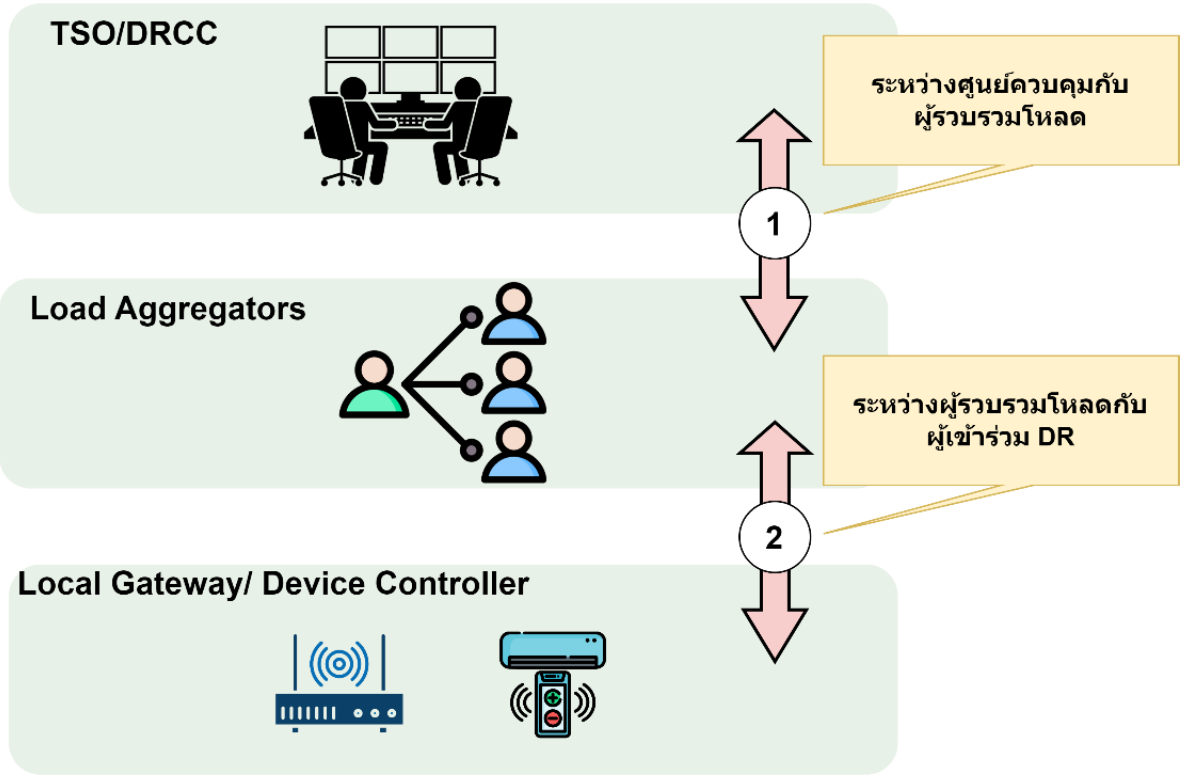
► การสำรวจรูปแบบตลาด ธุรกิจ หรือบริการใหม่

ประเทศ	โครงสร้างการเชื่อมต่อ DER/DR ผ่าน Aggregator	รูปแบบการเข้าร่วมของ DER/DR	ประเภทตลาดหรือการให้บริการของ DER/DR
สหรัฐอเมริกา (California)	Aggregator เชื่อมโยงกับ TSO โดยตรง (ไม่ผ่าน DSO)	ผ่าน Aggregator	ตลาดพลังงาน บริการเสริมด้านความมั่นคง (Ancillary Services) การรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ
สหรัฐอเมริกา (New York)	Aggregator เชื่อมโยงกับ TSO โดยผ่าน DSO		ตลาดพลังงาน บริการเสริมด้านความมั่นคง การรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ
ญี่ปุ่น	Aggregator เชื่อมโยงกับ TSO โดยตรง (ไม่ผ่าน DSO)		บริการเสริมด้านความมั่นคง การรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ
สหราชอาณาจักร	Aggregator เชื่อมโยงกับ TSO โดยตรง (ไม่ผ่าน DSO)	ผ่าน Aggregator หรือ Individual DER/DR	บริการเสริมด้านความมั่นคง การรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ
ออสเตรเลีย	Aggregator เชื่อมโยงกับ TSO โดยตรง (ไม่ผ่าน DSO)		ตลาดพลังงาน บริการเสริมด้านความมั่นคง

▶ มาตรฐานด้านการสื่อสารสำหรับ Demand Response

มาตรฐานที่เกี่ยวข้องมีความเป็นสากล มีให้เลือกหลากหลาย และมีการพัฒนาให้ทันสมัยอย่างต่อเนื่อง

- การบูรณาการระหว่างศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (TSO/DSO) หรือศูนย์สั่งการการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) กับผู้รวบรวมโหลด (LA)
- การบูรณาการระหว่างผู้รวบรวมโหลด (LA) กับผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมโครงการ (DR Participants: C & I& R)



Source : Aggregator DERMS—Use Cases and Requirements: Reference Language for Implementation and Integration of a DER Aggregation Type/Grid-Service Providing DERMS. EPRI, Palo Alto, CA: 2024. 300203

	มาตรฐานการสื่อสาร	โปรโตคอลการสื่อสาร
การเชื่อมต่อและสื่อสารระหว่างศูนย์ควบคุมกับผู้รวบรวมโหลด	IEC 61968-5	● IEC 61968-100:2013 “Application Integration for 61968 Profiles” ● MultiSpeak 5.0 ● OpenFMB ● OpenADR 2.0
การเชื่อมต่อและสื่อสารระหว่างผู้รวบรวมโหลดกับผู้เข้าร่วม DR	IEC 61850-7-420	● SunSpec Modbus ● DNP3 AN2013-001, AN2018-001 ● IEEE 2030.5 ● IEC 61850-8-2 ● OpenADR 2.0

บทบาทของหน่วยงาน ในแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

เสาที่ 1: DR



ที่มา : แผนการขับเคลื่อนการดำเนินงานด้านสมรรถกิริยาของประเทศไทย ระยะปานกลาง พ.ศ. 2565 – 2574, สนพ.

วัตถุประสงค์ และเป้าหมาย

1

กำหนด**มาตรฐานการเชื่อมต่อและการสื่อสาร** โดยคำนึงถึงความปลอดภัยด้านไซเบอร์ และการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคลของผู้เข้าร่วมบริการ

2

กำหนด**กรอบหลักเกณฑ์คุณภาพการให้บริการ DR** โดยผู้รวบรวมโหลด (Load Aggregator: LA) รวมถึงผู้ให้บริการ DR ประเภทรายบุคคล: Semi-auto, Auto-DR

3

กำหนด**รูปแบบและวิธีคิดอัตราค่าบริการ DR** โดยคำนึงถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และความเป็นธรรมต่อผู้ใช้ไฟฟ้า

- เพื่อกำกับดูแลคุณภาพบริการ ในการประกอบกิจการ Load/DER Aggregator ของผู้ให้บริการ โดยคำนึงถึงประโยชน์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ ความมั่นคงปลอดภัยด้านไซเบอร์ และผลกระทบต่อเสถียรภาพและความมั่นคงของโครงข่ายไฟฟ้า
- เพื่อส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาและการแข่งขันในการให้บริการ DR เชิงพาณิชย์ อย่างเป็นธรรม สนับสนุนให้บรรลุเป้าหมายความยั่งยืนด้านพลังงานในราคาที่จ่ายได้และสะอาด (Affordable and Clean Energy)

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

► ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการ (อ้างอิงจากโครงการในอดีตถึงปัจจุบัน)

CHALLENGE		DIMENSIONS	
			
นโยบายและการกำกับดูแล (Policy and regulation)	เศรษฐศาสตร์ (Economics)	เทคโนโลยี (Technology)	ด้านการมีส่วนร่วม (Engagement)
- นโยบายและข้อกำหนดไม่ต่อเนื่อง - แหล่งเงินทุนและรูปแบบอัตราค่าบริการไม่ชัดเจน - รูปแบบธุรกิจ DR-LA ไม่แน่นอน - แนวทางการกำกับดูแลและการเกิดตลาด DR ยังไม่ชัดเจน - เกณฑ์การคำนวณเส้นโหลดฐาน (Baseline) ยังไม่ชัดเจน - สิทธิ์การเข้าถึงข้อมูลมิเตอร์ยังไม่รองรับ - ความไม่สอดคล้องของระยะเวลาการใช้ข้อมูลโหลดย้อนหลัง	- รูปแบบการกำหนดค่าบริการ - อัตราค่าตอบแทน DR participant - ปริมาณขั้นต่ำของการเข้าร่วม DR - ค่าเสียโอกาสของผู้ใช้ไฟฟ้าอุตสาหกรรม - ต้นทุนด้านเทคโนโลยี	- ความพร้อมด้าน ICT - ซอฟต์แวร์ LAMS - มาตรฐานของ LAMS - ความเสี่ยงจาก Auto-DR	- ผลกระทบจากการดำเนินการร่วม (Conflicts of Interest) - การเข้าร่วมโครงการในพื้นที่ กฟน. - การเข้าร่วมในนิคมอุตสาหกรรมขนาดใหญ่

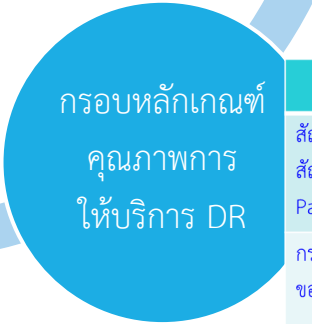
เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

ข้อเสนอกรอบในการกำกับดูแล

กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
กรอบหลักเกณฑ์การประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (TSO) และศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) (Transmission-Distribution Coordination)	(ERC-1-02) จัดทำกฎระเบียบที่จำเป็นและเหมาะสม สำหรับผู้ที่เกี่ยวข้อง ทั้งในส่วนของผู้เกี่ยวข้องด้านการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) ผู้รวบรวมโหลด (LA) ทั้งภาครัฐและภาคเอกชน และผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วมการตอบสนองด้านโหลด



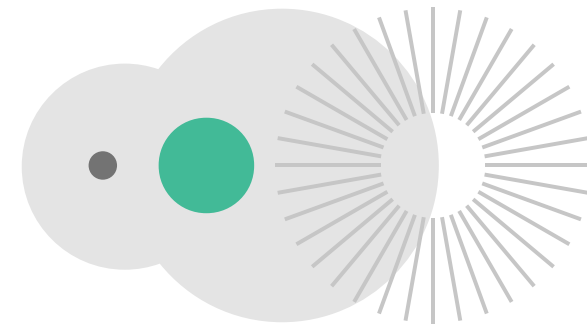
กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
ข้อกำหนดในการเข้าถึงและใช้งานข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต	(ERC-1-02) จัดทำกรอบหลักเกณฑ์เกี่ยวกับโครงสร้างพื้นฐานด้าน ICT ที่จำเป็น เพื่อเปิดโอกาสให้บุคคลที่สาม (Third Party) สามารถเข้าถึงและใช้งานข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ในการดำเนินการ DR (ทั้งนี้ โดยคำนึงถึงการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล)



กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
ประกาศการรับซื้อ (รายปี) และวิธีคิดอัตราค่าบริการ DR - กำหนดคุณสมบัติของ DR-LA โดยระบุขนาดกำลังไฟฟ้าที่รวบรวมได้ขั้นต่ำ - วิธีคิดอัตราค่าบริการ ในรูปแบบของ EP และ AP จะต้องเป็นเครื่องมือไปสู่เป้าหมายอัตราค่าไฟฟ้าของโครงข่ายไฟฟ้าโดยรวมลดลงได้ และส่งเสริมให้เกิดบริการเชิงพาณิชย์	(ERC-1-02) พัฒนาปรับปรุงกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างเหมาะสม เพื่อเปิดโอกาสให้เกิดธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด (DR) อย่างเป็นรูปธรรมในเชิงพาณิชย์ และบรรลุตามเป้าหมายของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง (เป้าหมาย DR ใน (ร่าง) แผน PDP 2024 ตั้งแต่ 350 MW ไปจนถึง 1,000 MW ที่ปี พ.ศ. 2580)

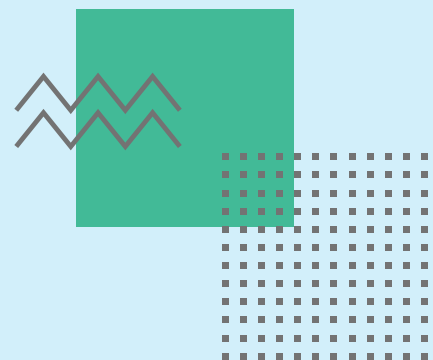
กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
สัญญาซื้อขายบริการ DR ระหว่าง TSO/DRCC กับ DR-LA และสัญญาข้อตกลงเข้าร่วมให้บริการ DR ระหว่าง DR-LA กับ DR Participant	(ERC-1-02) เพื่อเปิดโอกาสให้เกิดธุรกิจการตอบสนองด้านโหลด (DR) อย่างเป็นรูปธรรมในเชิงพาณิชย์
กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลการตรวจวัดและประเมินประสิทธิภาพของการเรียกใช้บริการ DR โดยศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้า (TSO)	(ERC-1-02) เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายของแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง (เป้าหมาย DR ใน (ร่าง) แผน PDP 2024 ตั้งแต่ 350 MW ไปจนถึง 1,000 MW ที่ปี พ.ศ. 2580)

กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
มาตรฐานการเชื่อมต่อและการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการ DR	(ERC-1-01) จัดทำกรอบมาตรฐานที่จำเป็นเหมาะสม สำหรับการเชื่อมต่อและการสื่อสาร เพื่อรองรับ DR ทุกส่วนที่เกี่ยวข้อง - ระหว่าง TSO/DRCC กับ DR-LA - ระหว่าง DR-LA กับ DR Resources: Gateway, Micro-EMS, BTM devices/ Smart Appliances: A/C - ระหว่าง TSO กับ DSO (ถ้ามี)
มาตรฐานอุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้า วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ที่เข้าร่วมให้บริการ DR	(ERC-1-01) จัดทำกรอบมาตรฐาน/ข้อกำหนดการใช้งานอุปกรณ์ไฟฟ้า หรือแหล่งทรัพยากรต่าง ๆ สำหรับการดำเนินการ DR
มาตรฐานการติดตั้งสำหรับอุปกรณ์ที่เข้าร่วมให้บริการ	(ERC-1-01) คำนึงถึงความมั่นคงปลอดภัยด้านไซเบอร์ (cyber security) และการคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล (PDPA)



ประเด็นข้อเสนอการจัดทำกรอบ

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (Demand Response)



► เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

ERC-1-01

กรอบมาตรฐาน/
ข้อกำหนด สำหรับ
การเชื่อมต่อและการ
สื่อสารรองรับ DR

1. มาตรฐานการเชื่อมต่อและการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการ DR

- มาตรฐานการเชื่อมต่อและแลกเปลี่ยนข้อมูล
- มาตรฐานการรักษาความปลอดภัยทางไซเบอร์

2. มาตรฐานอุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผล

- ข้อกำหนดของอุปกรณ์ ด้านการสื่อสาร ด้านความปลอดภัยไซเบอร์ ด้านการทำงาน
- วิธีการตรวจสอบอุปกรณ์ และการรับรองผลการตรวจสอบ

3. ประกาศการรับซื้อและวิธีคิดอัตราค่าบริการ DR

- องค์ประกอบการรับซื้อในประกาศ: รูปแบบการรับซื้อ, ปริมาณการรับซื้อ, คุณสมบัติของผู้เข้าร่วม, ปริมาณพลังไฟฟ้าขั้นต่ำ (kW, MW) ของผู้ให้บริการ, อัตราค่าตอบแทนบริการ DR
- วิธีคิดอัตราค่าบริการ

4. กรอบหลักเกณฑ์การกำกับดูแลคุณภาพการให้บริการ DR

- การกำหนดอัตราค่าบริการ และการรายงานผลและประเมินประสิทธิภาพของการเรียกใช้บริการ DR โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
- การออกใบอนุญาตผู้รวบรวมโหลด (ในอนาคต)

5. ข้อกำหนดในการเข้าถึงและใช้งานข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต

- ประเภทของข้อมูลที่ต้องจัดเก็บ และปริมาณการเก็บข้อมูลย้อนหลัง
- การให้สิทธิในการเข้าถึงข้อมูล

6. กรอบหลักเกณฑ์การประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ERC-1-02

กรอบกฎระเบียบ
ต่างๆ เพื่อรองรับ DR

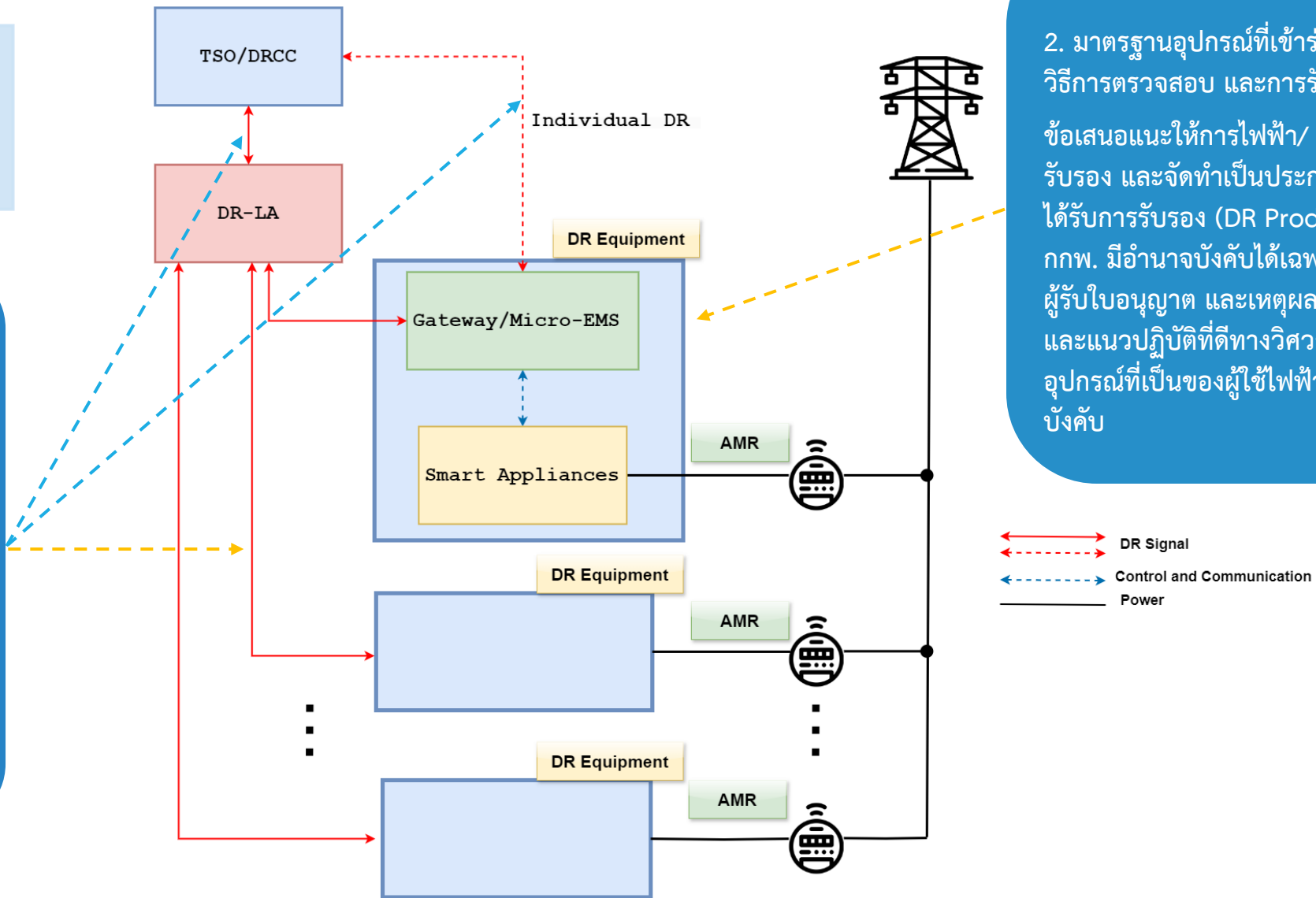
▶ **เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)**

ERC-1-01

กรอบมาตรฐาน/
ข้อกำหนด สำหรับ
การเชื่อมต่อและการ
สื่อสารรองรับ DR

1. มาตรฐานการเชื่อมต่อและ การสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับการ ให้บริการ DR

เน้นมาตรฐานการสื่อสาร
ระหว่าง TSO/DRCC กับ LA
เป็นหลัก; ส่วนการสื่อสาร
ระหว่าง LA กับผู้เข้าร่วม
ให้บริการ DR นำเสนอเป็น
คำแนะนำ เพื่อให้อิสระในการ
เลือกใช้เทคโนโลยีของ LA แต่
กำกับดูแลด้วยคุณภาพบริการ
และข้อกำหนดอื่น



2. มาตรฐานอุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR

วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผล

ข้อเสนอแนะให้การไฟฟ้า/ สมอ. เป็นผู้กำหนด
รับรอง และจัดทำเป็นประกาศรายการอุปกรณ์ที่
ได้รับการรับรอง (DR Product List) เนื่องจาก
กกพ. มีอำนาจบังคับได้เฉพาะอุปกรณ์ที่เป็นของ
ผู้รับใบอนุญาต และเหตุผลเพื่อความปลอดภัย
และแนวปฏิบัติที่ดีทางวิศวกรรมเท่านั้น ส่วน
อุปกรณ์ที่เป็นของผู้ใช้ไฟฟ้า กกพ. ไม่มีอำนาจ
บังคับ

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

► (1) มาตรฐานการเชื่อมต่อและการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับการให้บริการ DR

ประเด็นพิจารณา

- กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อและแลกเปลี่ยนข้อมูล และมาตรฐานการรักษาความปลอดภัยทางไซเบอร์ โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว)
- กำหนดให้มีข้อตกลงด้านคุณภาพการให้บริการ (SLA) ในสัญญา/ข้อตกลง อยู่ในระดับที่เหมาะสมกับความต้องการของศูนย์ควบคุมฯ
- ใช้โปรโตคอลที่ได้รับความนิยมใช้งานอย่างแพร่หลายสำหรับบริการ DR ในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว)

	การเชื่อมต่อและสื่อสารระหว่าง ศูนย์ควบคุม ฯ กับผู้รวบรวมโหลด (หรือผู้ให้บริการ DR โดยตรง)	การเชื่อมต่อและสื่อสารระหว่าง ผู้รวบรวมโหลดกับผู้เข้าร่วมให้บริการ DR *
มาตรฐานการเชื่อมต่อ และแลกเปลี่ยนข้อมูล	กำหนดโดยศูนย์ควบคุมฯ (TSO/DRCC) โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล ในการให้บริการด้าน DR เช่น มาตรฐาน IEC 61968-5 หรือเทียบเท่า หรือเวอร์ชันที่ปรับปรุงล่าสุด	กำหนดโดยผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล ในการให้บริการด้าน DR เช่น มาตรฐาน IEC 61850-7-420, IEEE 2030.5, DNP3, IEC 104, IEEE 1815 หรือเทียบเท่า หรือเวอร์ชันที่ปรับปรุงล่าสุด
มาตรฐานการรักษาความปลอดภัยทางไซเบอร์	กำหนดโดยศูนย์ควบคุมฯ (TSO/DRCC) โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล เช่น มาตรฐาน ISO/IEC 27001, IEC 62443 หรือ NERC CIP	กำหนดโดยผู้รวบรวมโหลด (LA) โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล เช่น มาตรฐาน ISO/IEC 27001, IEC 62443 หรือ NERC CIP

* นำเสนอเป็นคำแนะนำ เพื่อให้อิสระแก่ผู้รวบรวมโหลด (LA) ในการเลือกใช้และสามารถปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีการเชื่อมต่อและสื่อสารในส่วนนี้ได้อย่างเหมาะสม ต่อไปในอนาคตด้วย (อนึ่ง กกพ. บังคับได้เฉพาะอุปกรณ์ที่เป็นของผู้รับใบอนุญาต และเหตุผลเพื่อความปลอดภัยและแนวปฏิบัติที่ดีทางวิศวกรรมเท่านั้น)

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

▶ (2) มาตรฐานอุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR วิธีการตรวจสอบ และการรับรองผล * (กพ. ขอความร่วมมือจากการไฟฟ้า และ สมอ. ให้ดำเนินการ)

- อุปกรณ์ที่ใช้เชื่อมต่อกับระบบโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับการให้บริการ DR ต้องเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนด เพื่อให้มั่นใจว่าการสื่อสารและการควบคุมโหลด ทำได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย
- มาตรฐานที่กำหนด ประกอบด้วย ข้อกำหนดของอุปกรณ์ วิธีการตรวจสอบอุปกรณ์ และการรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์

คำนิยาม:

- อุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR (DR Equipment) หมายถึง ชุดอุปกรณ์ที่ประกอบด้วยส่วนเชื่อมต่อและสื่อสารกับโครงข่ายไฟฟ้า ที่สามารถรับและตอบสนองต่อสัญญาณการร้องขอบริการ DR จากภายนอก ซึ่งอาจใช้ชื่อเรียกส่วนนี้ว่า Gateway/Micro-EMS และส่วนควบคุมการตอบสนองด้านโหลด เพื่อควบคุมปริมาณการใช้ไฟฟ้าให้เป็นไปตามที่กำหนด ซึ่งอาจใช้ชื่อเรียกส่วนนี้ว่า Smart Appliances
- สัญญาณการร้องขอบริการ DR (DR Signal) หมายถึง สัญญาณจากภายนอกที่แจ้งให้ผู้ใช้ไฟฟ้าหรืออุปกรณ์ไฟฟ้า ที่เข้าร่วมให้บริการ DR ลดปริมาณการใช้ไฟฟ้า หรือปรับเปลี่ยนปริมาณการใช้ไฟฟ้า ในช่วงเวลาที่กำหนด

ข้อกำหนดของอุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR	
ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยไซเบอร์	• ต้องเป็นไปตามมาตรฐานการรักษาความปลอดภัยทางไซเบอร์ที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล เช่น มาตรฐาน ISO/IEC 27001 หรือ NERC CIP • ใช้มาตรฐาน TLS 1.2 หรือสูงกว่า สำหรับการเข้ารหัสข้อมูล • รองรับการตรวจสอบสิทธิ์แบบ Mutual Authentication
ข้อกำหนดด้านการทำงาน	• อุปกรณ์ต้องสามารถรับและตอบสนองต่อ DR Signal ได้ภายในเวลาที่กำหนด (เช่น 2 วินาที) • อุปกรณ์ต้องสามารถบันทึกและส่งข้อมูลการทำงานกลับไปยังผู้รวบรวมโหลด หรือผู้ให้บริการโครงข่ายไฟฟ้า (ในกรณี Auto-DR) ได้ • อุปกรณ์รองรับโหมดการทำงาน (Auto-DR , Semi-auto DR) ตามสัญญาซื้อขายบริการ DR และตามข้อกำหนดของโครงข่ายไฟฟ้าที่เกี่ยวข้องอื่น (ถ้ามี)
การรับรองผลการตรวจสอบอุปกรณ์ที่เข้าร่วมการให้บริการ DR	
• อุปกรณ์ DR ต้องผ่านการรับรองจากหน่วยงานภายในประเทศที่ได้รับมอบหมาย หรือหน่วยงานในระดับสากล เช่น OpenADR Alliance และปรากฏอยู่ในรายการอุปกรณ์ที่ได้รับการรับรอง (DR Product List) • อุปกรณ์ Smart Appliances ต้องผ่านมาตรฐานการรับรองผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้อง เช่น มอก. หรือได้รับการรับรองในระดับสากล	

► (3) ประกาศการรับซื้อและวิธีคิดอัตราค่าบริการ DR

ประเด็นพิจารณา

(1) รูปแบบการรับซื้อบริการ DR

- ประเภท Capacity Bidding Program (CBP) และประเภท Critical Peak Pricing (CPP) สำหรับการทำงานในภาวะปกติ (รายปี)
- ประเภท Interruptible Load Program (ILP) หรือ Direct Load Control (DLC) และประเภท Emergency Demand Response Program (EDRP) กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่อาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของโครงข่ายไฟฟ้า (เฉพาะเหตุการณ์ ที่ทราบล่วงหน้า)

(2) ปริมาณการรับซื้อ DR ตามประกาศ

- ระบุเป้าหมายการรับซื้อในหน่วยเมกะวัตต์ (MW) ปรับได้เป็น รายปี และสอดคล้องกับเป้าหมายที่กำหนดไว้ในแผน PDP

(3) คุณสมบัติของผู้เข้าร่วมให้บริการ DR (DR Participant)

- ประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าที่มีสิทธิ์เข้าร่วม เช่น เป็นผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3, 4 และ 5 ที่ใช้อัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU
- ติดตั้งมิเตอร์แบบ AMR วัดปริมาณพลังไฟฟ้าเฉลี่ยทุก 15 นาที และมีช่องทางการสื่อสารข้อมูลกับการไฟฟ้าได้แบบอัตโนมัติ
- ติดตั้งและเชื่อมต่ออุปกรณ์สำหรับการเข้าร่วมให้บริการ DR ตามมาตรฐานหรือข้อกำหนด

(4) ปริมาณพลังไฟฟ้าขั้นต่ำ (kW, MW) ของผู้ให้บริการ (Load Aggregator หรือ Individual DR)

- กกพ. กำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าขั้นต่ำ (kW, MW) ที่ผู้ให้บริการสามารถลดหรือรวบรวมจัดการได้ ในประกาศการรับซื้อแต่ละรอบ (รายปี, ปรับเปลี่ยนได้ในแต่ละรอบของประกาศ) เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นในการดำเนินการ และสอดคล้องกับวัตถุประสงค์ในการจัดหา DR สำหรับผู้รับบริการ (ตัวอย่างเช่น ตั้งแต่ 10 MW ขึ้นไป เพื่อทดแทนกำลังผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าตามสัญญา IPP หรือ SPP)

▶ (3) ประกาศการรับซื้อและวิธีคิดอัตราค่าบริการ DR (ต่อ) *** (Key Success Factor)

ประเด็นพิจารณา

(5) อัตราค่าตอบแทนบริการ DR ประเภท CBP

- อัตรา EP อ้างอิงจากและควรมีค่าต่ำกว่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของโรงไฟฟ้า Peak-load unit
- อัตรา AP อ้างอิงเทียบเคียงกับอัตราค่าตอบแทน AP ของสัญญาโรงไฟฟ้า IPP (พิจารณาจากความเหมาะสมและจูงใจผู้ประกอบการ)
- กกพ. สามารถพิจารณาทบทวนปรับอัตรา EP และ AP ให้เหมาะสมได้ในแต่ละรอบของประกาศการรับซื้อ
- กำหนดการคิดค่าปรับทั้งในส่วนของ EP และ AP

(6) อัตราค่าตอบแทนบริการ DR ประเภท CPP

- ผู้เข้าร่วมจ่ายค่าไฟฟ้าอิงตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU แต่เพิ่มเติมการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในช่วงเวลาที่คาดว่าจะมีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของวัน (*Critical Peak*) โดยเฉพาะเดือนในช่วงฤดูร้อนของไทย ให้อยู่ในระดับสูงกว่าปกติ และในช่วง Off-peak ในอัตราต่ำกว่าอัตรา TOU ปกติ (ตัวอย่างแสดงในตาราง)
- การกำหนดช่วงเวลา Critical Peak เช่น 17.00 น. – 20.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์ พัฒนาต่อยอดให้มีความเป็นพลวัต (dynamic time interval) ยิ่งขึ้นได้ สอดคล้องกับความสามารถในการพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าสุทธิของระบบ และการสื่อสารข้อมูลกับสมาร์ทมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าที่เข้าร่วม

ระดับแรงดัน (kV)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/kWh)		
	Critical Peak	Peak	Off-Peak
>69	9.1617	4.1283	1.3379
12-24	9.3424	4.2097	1.3475
<12	9.6659	4.3555	1.3646

► (4) กรอบหลักเกณฑ์การกำกับดูแลคุณภาพการให้บริการ DR

(ปัจจุบัน - พ.ศ. 2574)

การกำกับดูแลคุณภาพบริการของผู้ให้บริการ DR โดยอ้อม ผ่านข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายบริการ DR ระหว่างคู่สัญญา และการรายงานผลการประเมินประสิทธิภาพของ DR โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (TSO/DRCC)

- ✓ หัวข้อที่จำเป็นในสัญญาซื้อขายบริการ DR ระหว่าง TSO/DRCC กับ DR-LA
 - TSO/DRCC อาจระบุความต้องการบริการหรือข้อกำหนดเชิงเทคนิคเพิ่มเติมในเอกสารสัญญา
 - อาจกำหนดให้มีแผนงานในการดำเนินการของ DR-LA ประกอบด้วยข้อมูลสำคัญ ได้แก่ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่สามารถปรับลดการใช้ลงได้ (DR Capacity) คาดการณ์จำนวนผู้เข้าร่วมให้บริการ DR (DR Participant) ข้อมูลเพิ่มเติมในการระบุจุดเชื่อมต่อของ DR Participant ในเชิงกายภาพ (Area Code) หรือจุดเชื่อมต่อกับสถานีไฟฟ้าแรงสูงในระบบส่งไฟฟ้า เป็นต้น
- ✓ หัวข้อที่จำเป็นในสัญญาข้อตกลงเข้าร่วมให้บริการ DR ระหว่าง DR-LA กับ DR Participant
- ✓ กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลการตรวจวัดและประเมินประสิทธิภาพของการเรียกใช้บริการ DR โดยศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
 - TSO/DRCC มีหน้าที่ตรวจสอบประสิทธิภาพของการให้บริการ DR และรายงานให้ กกพ. ทราบด้วย โดยอาจเพิ่มเติมในรายงานดัชนีอัตราการเดินเครื่องและความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้า (Dispatching Factor: DF) ครอบคลุมการสั่งเรียกใช้งาน DR โดยใช้ดัชนีที่เทียบเคียงกันได้ ซึ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงอัตราการเรียกใช้งาน DR สอดคล้องกับ merit order และสมรรถนะการตอบสนองของผู้ให้บริการ DR แต่ละราย (ดูได้จาก สัดส่วนเชิงสมรรถนะ (Performance Ratio) ของการให้บริการ DR)

► (4) กรอบหลักเกณฑ์การกำกับดูแลคุณภาพการให้บริการ DR (ต่อ)

(ตั้งแต่ พ.ศ. 2575)

การกำกับดูแลคุณภาพบริการของผู้ให้บริการ DR โดยตรง ผ่านขั้นตอนการออกใบอนุญาต

- การดำเนินการ DR ถือเป็นบริการใหม่ โดยใช้ทรัพยากรในฝั่งอุปสงค์ที่มีความยืดหยุ่น ในต่างประเทศ ในระยะแรก จะยังไม่มี การกำกับดูแลอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อทดสอบและประเมินประสิทธิภาพของโครงการ จนเมื่อพบว่าโครงการประสบความสำเร็จ สามารถนำมาใช้ได้ผลจริง จึงค่อยดำเนินการแก้ไขกฎหมายเพื่อให้เกิดการกำกับดูแลอย่างเป็นระบบ
- พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน ปัจจุบัน ยังขาดความชัดเจนว่าครอบคลุมไปถึงการดำเนินงานของ DR Load Aggregator หรือไม่ กกพ. จำเป็นต้องสร้างความชัดเจนในการตีความการประกอบกิจการพลังงานครอบคลุมไปถึงบริการ DR ด้วยหรือไม่อย่างไร
- ดังนั้น ในช่วงระหว่างแผนขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง (พ.ศ. 2565 - 2574) ที่ปรึกษาเห็นว่ายังไม่มี ความจำเป็นต้องออกใบอนุญาตให้ผู้ให้บริการ DR จนกว่ารูปแบบการให้บริการ DR จะพัฒนาจนสมบูรณ์ในระดับหนึ่งแล้ว ทั้งนี้ เพื่อให้ DR พัฒนาได้โดยเร็ว ก่อให้เกิดประโยชน์ทั้งในเชิงเศรษฐศาสตร์และเชิงเทคนิค ตามวัตถุประสงค์ที่ได้วางไว้ พร้อมทั้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีบทเรียนและประสบการณ์เพียงพอในระดับหนึ่งก่อน

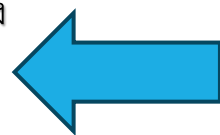
ในระยะยาว ผู้ให้บริการ DR ประเภทผู้รวบรวมโหลด (DR-LA) ควรถือเป็นผู้ประกอบการพลังงานที่ต้องได้รับใบอนุญาต (ประเภทใหม่) อยู่ในการกำกับดูแลของ กกพ. ด้วย และเสนอให้ออกใบอนุญาตประเภทเดียวกันกับการรวบรวมโหลดและ DER ทุกชนิด >> DER Aggregator

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

► (5) ข้อกำหนดในการเข้าถึงและใช้งานข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต *** (Key Success Factor)

กกพ. กำกับดูแลด้านข้อมูล (Data Governance) ของฐานข้อมูลกลางที่จัดทำขึ้น (รวมถึงฐานข้อมูลการผลิตและการใช้ไฟฟ้า ที่การไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง พัฒนา หรือมีแผนพัฒนาขึ้นด้วยแล้ว และ ฐานข้อมูลของผู้รวบรวมโหลด) เพื่อให้เกิดการแบ่งปันข้อมูลที่จำเป็นในการประกอบกิจการไฟฟ้าให้แก่ผู้ได้รับสิทธิในการเข้าถึงข้อมูล

ข้อมูลในข้อ 3, 4 และ 6 จัดเก็บข้อมูลค่ากำลังไฟฟ้าจริง (Actual Power) เฉลี่ยทุก 15 นาที และหากปริมาณกำลังไฟฟ้าที่รวบรวมมีค่าตั้งแต่ 10 MW ขึ้นไป ควรกำหนดให้มีช่องทางสื่อสารกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (TSO/DSO) หรือศูนย์ควบคุมการตอบสนองด้านโหลด ได้แบบเวลาจริง (Real-time) โดยการบันทึกและการส่งข้อมูลอาจจำแนกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ผู้รวบรวมโหลด (Aggregator) รายพื้นที่ หรือรายสถานีไฟฟ้าแรงสูง เป็นต้น



ประเภทของข้อมูลที่ต้องจัดเก็บ และปริมาณการเก็บข้อมูลย้อนหลัง

1. ข้อมูลพื้นฐานของผู้ให้บริการ
2. ข้อมูลลักษณะทางเทคนิคของผู้ให้บริการ/ผู้เข้าร่วมให้บริการ DR
3. ข้อมูลเพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐานของผู้เข้าร่วมให้บริการแต่ละราย (Individual Baseline)
 - ประเภทของข้อมูล: ข้อมูลโหลดเฉลี่ยราย 15 นาที ของผู้ (เข้าร่วม) ให้บริการแต่ละราย ในช่วงเวลาที่กำหนด เกณฑ์การคำนวณเส้นโหลดฐาน
 - ปริมาณการเก็บข้อมูล: เก็บข้อมูลตลอดอายุสัญญา เพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐาน และใช้ประเมินและตรวจสอบการลดโหลดของผู้ (เข้าร่วม) ให้บริการแต่ละราย
4. ข้อมูลเพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐานของผู้รวบรวมโหลด (Aggregated Baseline)
 - ประเภทของข้อมูล: ข้อมูลโหลดเฉลี่ยราย 15 นาที ที่รวบรวมจากผู้เข้าร่วมให้บริการหลายรายในพื้นที่หรือกลุ่มที่กำหนดไว้ เกณฑ์การคำนวณเส้นโหลดฐาน
 - ปริมาณการเก็บข้อมูล: เก็บข้อมูลตลอดอายุสัญญา เพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐาน และใช้ประเมินสมรรถนะการให้บริการ DR ของผู้รวบรวมโหลด
5. สัญญาณการร้องขอบริการ DR
6. ข้อมูลการลดปริมาณการใช้ไฟฟ้า
 - ประเภทของข้อมูล: ปริมาณการลดการใช้ไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจริง ในช่วงเวลาต่าง ๆ
 - ปริมาณการเก็บข้อมูล: บันทึกข้อมูลในแต่ละการร้องขอบริการ DR และสำหรับทุกช่วงเวลาในการประเมิน โดยเก็บข้อมูลตลอดอายุสัญญา

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

▶ (5) ข้อกำหนดในการเข้าถึงและใช้งานข้อมูลมิเตอร์ของผู้ใช้ไฟฟ้าสำหรับหน่วยงานที่ได้รับอนุญาต *** (Key Success Factor) (ต่อ)

สิทธิในการเข้าถึง

- หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตต้องได้รับความยินยอมจากผู้ไฟฟ้า (เจ้าของข้อมูล) ก่อนเข้าถึงข้อมูลมิเตอร์
- ขอบเขตของข้อมูลที่สามารถเข้าถึงได้ ต้องระบุไว้อย่างชัดเจน รวมถึงวัตถุประสงค์ของการใช้งานข้อมูล

มาตรฐานการรักษาความปลอดภัยของข้อมูล

- ต้องปฏิบัติตามมาตรฐานการรักษาความปลอดภัยที่กำหนดเพื่อป้องกันการละเมิดข้อมูล

การใช้งานข้อมูล

- ต้องเป็นไปตามวัตถุประสงค์ที่ได้รับอนุญาต และห้ามใช้ข้อมูลในลักษณะที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายแก่ผู้ไฟฟ้า
- การแบ่งปันข้อมูลกับบุคคลภายนอกต้องได้รับการอนุญาตเพิ่มเติม

ข้อกำหนดทางกฎหมายและกฎระเบียบ

- หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตต้องปฏิบัติตามกฎหมายและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง เช่น กฎหมายคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล

การรายงานและการตรวจสอบ

- ต้องมีระบบบันทึกการเข้าถึงและใช้งานข้อมูลสำหรับการตรวจสอบย้อนหลัง
- หน่วยงานที่ได้รับอนุญาต ต้องรายงานการใช้งานข้อมูลต่อหน่วยงานกำกับดูแลตามที่กำหนด

สิทธิของผู้ใช้ไฟฟ้า

- ผู้ใช้ไฟฟ้ามีสืสิทธิขอยกเลิกการอนุญาตให้เข้าถึงข้อมูลของตนได้ทุกเมื่อ
- มีช่องทางที่ชัดเจนให้ผู้ไฟฟ้าสามารถตรวจสอบข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับตนเอง

การให้สิทธิในการเข้าถึงข้อมูล (กรณีผู้รับบริการ DR คือ TSO/DRCC)

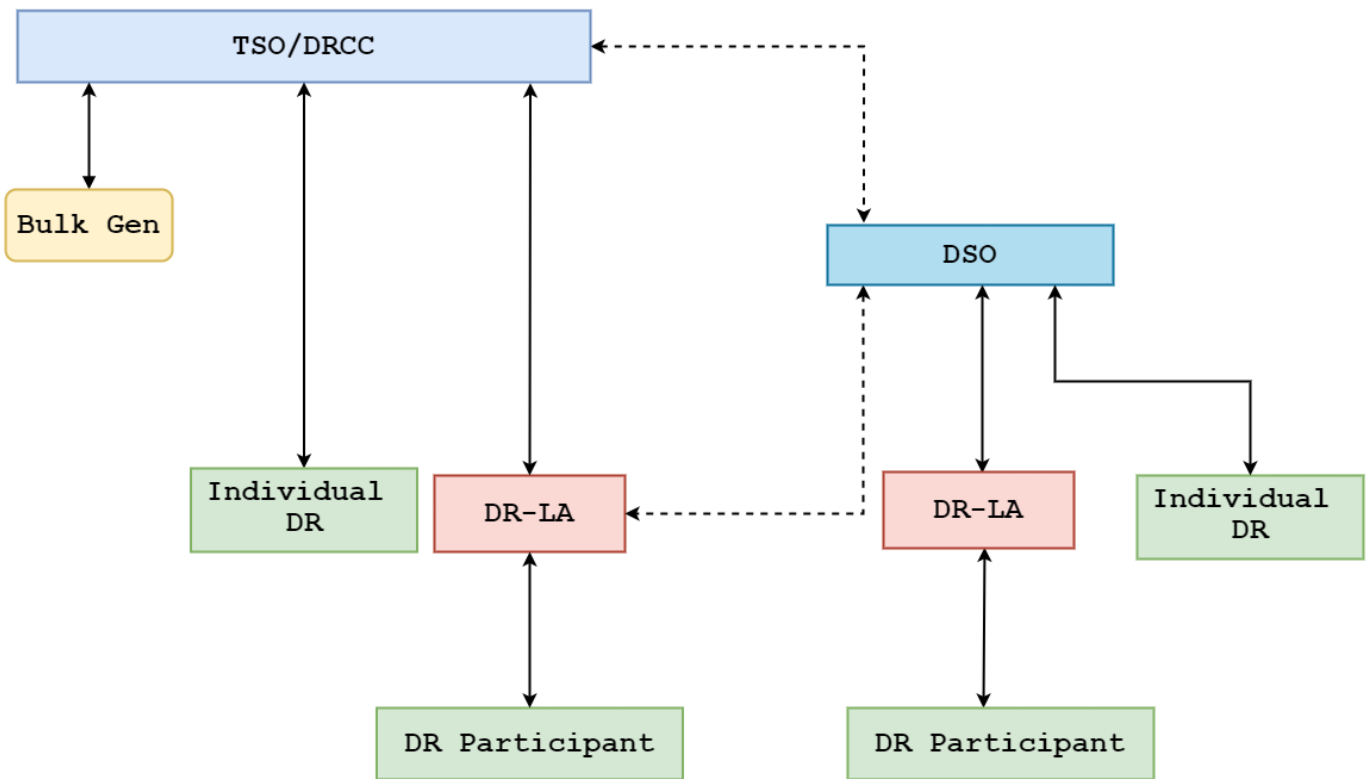
ประเภทของข้อมูล	TSO/ DRCC	DSO	ผู้ให้บริการ DR
ข้อมูลพื้นฐานของผู้ให้บริการและผู้รับบริการ	เข้าถึงทั้งหมด	เข้าถึงบางส่วน*	เข้าถึงข้อมูลของตนเอง
ข้อมูลสัญญาระหว่างผู้ให้บริการและผู้รับบริการ	เข้าถึงทั้งหมด	ไม่มีสิทธิเข้าถึง	เข้าถึงข้อมูลของตนเอง
ข้อมูลเพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐานของผู้เข้าร่วมให้บริการแต่ละราย (Individual Baseline)	เข้าถึงทั้งหมด	เข้าถึงบางส่วน*	- เข้าถึงข้อมูลของตนเอง (กรณี Individual DR) - เข้าถึงเฉพาะสมาชิกที่รวบรวม (กรณี DR-LA)
ข้อมูลเพื่อใช้คำนวณเส้นโหลดฐานของผู้รวบรวมโหลด (Aggregated Baseline)	เข้าถึงทั้งหมด	เข้าถึงบางส่วน*	เข้าถึงข้อมูลของตนเอง
สัญญาการร้องขอบริการ DR	เข้าถึงทั้งหมด	เข้าถึงบางส่วน*	เข้าถึงข้อมูลของตนเอง
ข้อมูลการลดโหลด (Actual Power)	เข้าถึงทั้งหมด	เข้าถึงบางส่วน*	- เข้าถึงข้อมูลของตนเอง (กรณี Individual DR) - เข้าถึงเฉพาะสมาชิกที่รวบรวม (กรณี DR-LA)

* เข้าถึงข้อมูลของผู้ (เข้าร่วม) ให้บริการ DR เฉพาะกรณีที่เชื่อมต่ออยู่กับระบบจำหน่ายในพื้นที่ที่ DSO ดูแลรับผิดชอบ (ซึ่งการเปลี่ยนแปลงโหลดอันเนื่องมาจากการให้บริการ DR อาจส่งผลกระทบต่อระบบจำหน่ายในพื้นที่นั้นได้)

เสาที่ 1: การตอบสนองด้านโหลด (DR)

► (6) กรอบหลักเกณฑ์การประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ถือเป็นปัจจัยสำคัญในการสนับสนุนการใช้ประโยชน์จากบริการ DR ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อดำเนินงานและการจัดการโครงข่ายไฟฟ้าให้มีความมั่นคง ปลอดภัย และเชื่อถือได้ ในที่นี้ นำเสนอสำหรับกรอบระยะเวลาในช่วงแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง (พ.ศ. 2565 - 2574)



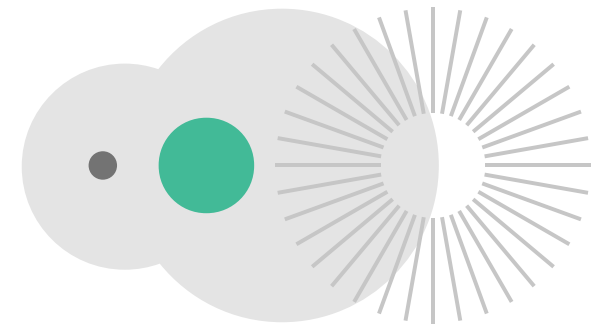
อนุญาตให้มีการเชื่อมต่อการให้บริการ DR กับ TSO/DRCC ได้โดยตรง ในช่วงแรกที่ปริมาณกำลังไฟฟ้าและจำนวนผู้ให้บริการ DR ยังมีจำกัดอยู่ข้อดี

- การสื่อสารและการจัดการเชื่อมต่อรวดเร็วและมีประสิทธิภาพ
- ข้อเสีย
- ความท้าทายด้าน scalability เมื่อจำนวน DR-LA เพิ่มขึ้น
- เสี่ยงต่อ cascading latency และความเสี่ยงไซเบอร์จากการเชื่อมต่อจำนวนมาก

การประสานงานเพื่อให้สามารถรองรับปริมาณ DR ที่มีสัดส่วนและจำนวนเพิ่มสูงขึ้น กำหนดให้การเชื่อมต่อของ DR-LA ต้องส่งข้อมูลให้ DSO ทราบด้วย ซึ่งจะช่วยลดภาระการประสานงานโดยตรงมาที่ TSO/DRCC และเพิ่มความสามารถในการขยายตัว (scalability) ได้อย่างเป็นระบบ อีกทั้ง ช่วยให้ DSO สามารถบริหารจัดการระบบจำหน่ายไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม อย่างไรก็ตาม กระบวนการนี้อาจเพิ่มความซับซ้อนในการประสานงานระหว่าง TSO และ DSO และเวลาการตอบสนองของ DR อาจจะช้าลงบ้าง

ระยะตั้งแต่ พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป

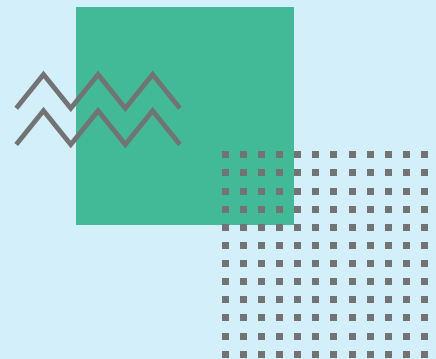
พิจารณาแนวโน้มการเพิ่มขึ้น รวมถึงผลการดำเนินการให้บริการ DR ในช่วงแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง เพื่อนำมาวิเคราะห์และปรับปรุงรูปแบบการประสานงานระหว่างศูนย์ควบคุมระบบส่งไฟฟ้าและระบบจำหน่ายไฟฟ้า ให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น ตลอดจนพิจารณาการให้บริการ DR ตามความต้องการของระบบจำหน่ายร่วมด้วย



เสาที่ 4:

ระบบกักเก็บพลังงาน

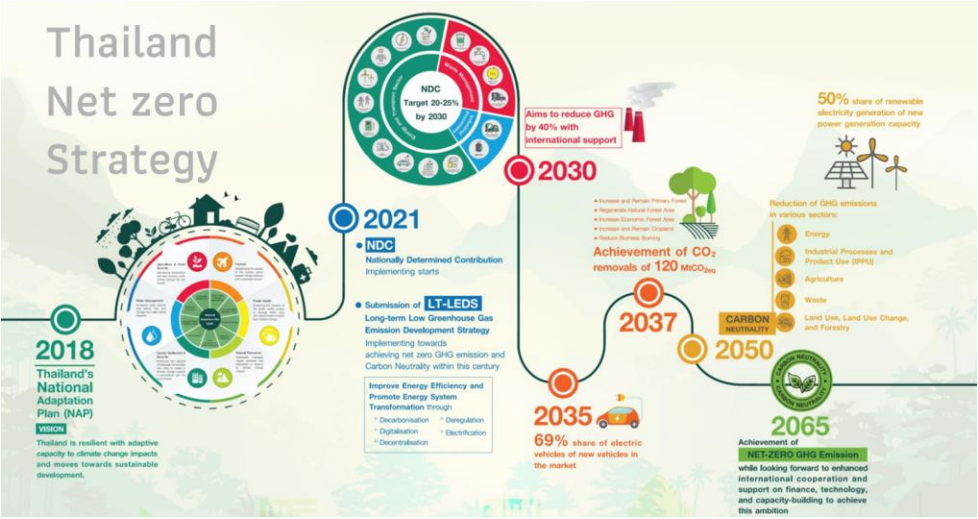
(Energy Storage System: ESS)



เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► ที่มาและความสำคัญ

Renewable & Energy Storage Driver



Thailand's National Target

- NDC 40% by 2030
- Carbon neutrality by 2050
- Net GHG emission by 2065

This means

- Increase in RE to 50% by 2050
- ESS integration w/ RE is also in draft PDP 2024

HIGH RE – ESS is No Longer an Option

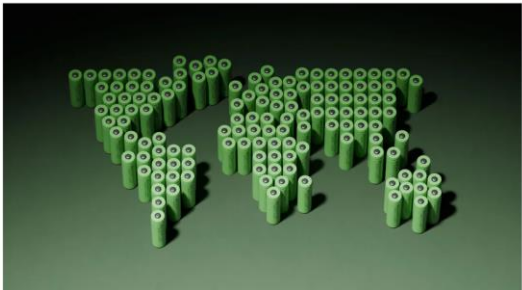
Decade of Energy Storage

The Economist

The World Ahead | Business in 2025

Grid-scale storage is the fastest-growing energy technology

From giant batteries to compressed gas, energy storage is booming



The Five Seconds That Plunged Spain Into Darkness



เสาที 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► ที่มาและความสำคัญ

เป้าหมายสำคัญของการพัฒนาและดำเนินการระบบกักเก็บพลังงาน (ESS) ในประเทศไทย ภายใต้แผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง คือ “การใช้งานในทุกรูปแบบการบริการของระบบกักเก็บพลังงาน ที่เกี่ยวข้องกับโครงข่ายไฟฟ้าของประเทศไทย รวมถึงมาตรการส่งเสริมรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ (New Business) ของระบบกักเก็บพลังงาน”



รูปที่ 2-8 ภาพรวมทิศทางการพัฒนา ESS ในประเทศไทย

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► ที่มาและความสำคัญ

เสาหลักที่ 4 : ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

หน่วยงาน : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)

ERC-4-01 การศึกษาและจัดทำกรอบระเบียบที่จำเป็นและเหมาะสม รองรับนโยบายและการดำเนินงานการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับ ESS

รายละเอียดโครงการ

สำนักงาน กกพ. จะดำเนินการศึกษาและจัดทำกรอบระเบียบที่จำเป็นและเหมาะสม รองรับนโยบายและการดำเนินงานการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับ ESS อาทิ

- หลักเกณฑ์ของ Grid Code ที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย
- กรอบระเบียบการเชื่อมต่อของ ESS ในโครงข่ายไฟฟ้า อาทิ
 - การเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าสำหรับ ESS เพื่อกำหนดกฎ ระเบียบ ข้อบังคับ การรองรับของ ESS ในโครงข่ายไฟฟ้า ทั้งในส่วนของ Utility Scale และ BTM
 - Operating Reserves
 - Peaking Capacity (VRE = 25%)
 - Energy Time Shift (VRE =50%)
 - กฎ ระเบียบ ข้อบังคับ การเชื่อมต่อของ ESS แต่ละประเภท/ตำแหน่งใน BTM และ in-Front-of-the-Meter และ Resident

เสาหลักที่ 4 : ระบบกักเก็บพลังงาน (ESS)

หน่วยงาน : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)

ERC-4-02 การศึกษาและเตรียมความพร้อมด้านระเบียบที่จำเป็นสำหรับการรับซื้อบริการจาก ESS

รายละเอียดโครงการ

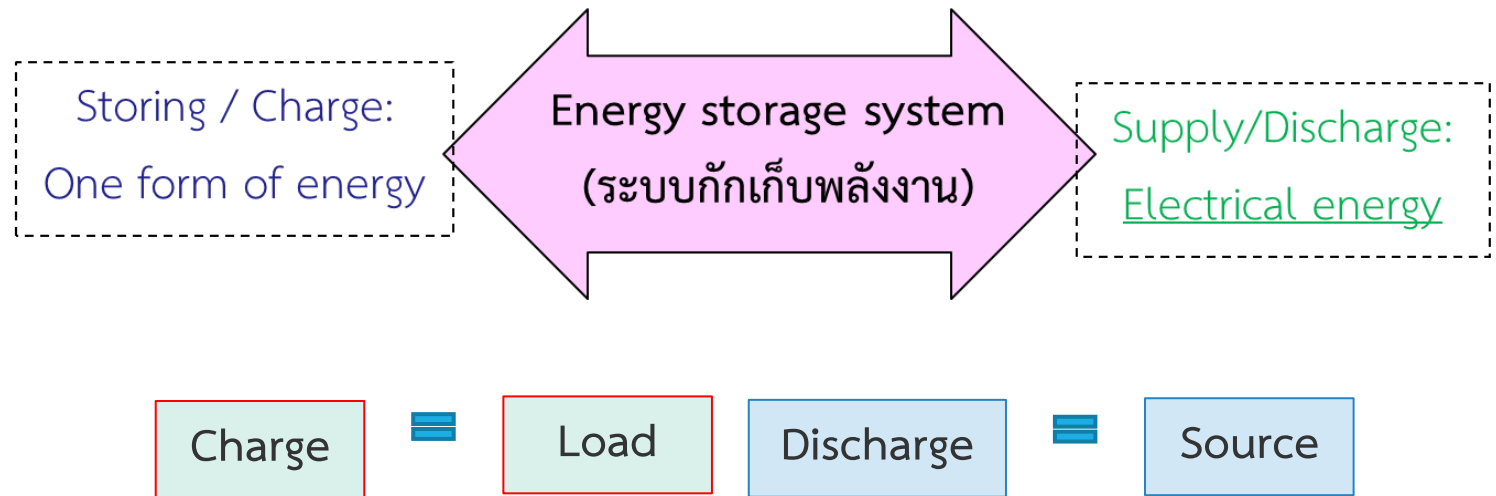
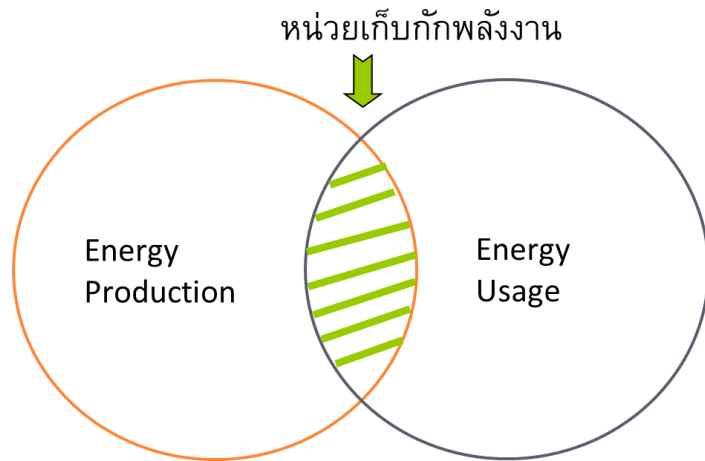
สำนักงาน กกพ. จะดำเนินการศึกษาและเตรียมความพร้อมด้านระเบียบที่จำเป็นสำหรับการรับซื้อบริการจาก ESS อาทิ

- การทดสอบและออกหลักเกณฑ์การรับซื้อ Ancillary Service และ VRE+ESS ในพื้นที่ ERC Sandbox หรือ EEC
- การศึกษาและจัดทำกรอบระเบียบการรับซื้อ Ancillary Service จากภาคเอกชน
- การศึกษาและจัดทำกรอบระเบียบการรับซื้อ VRE+ESS อาทิ
 - การอนุญาตธุรกิจแบบใหม่ (P2P Energy Trading, VPP, etc.)
 - การกำหนดมาตรฐานการทำธุรกรรมเพื่อรองรับ Trading (Blockchain, DR-as-a-Service, EaaS, VPP, P2X, etc.)
 - การกำหนดกฎระเบียบ BTM Resource ประเภทต่าง ๆ

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

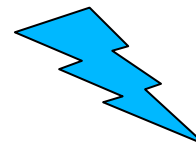
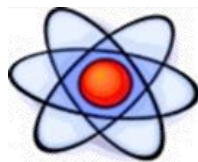
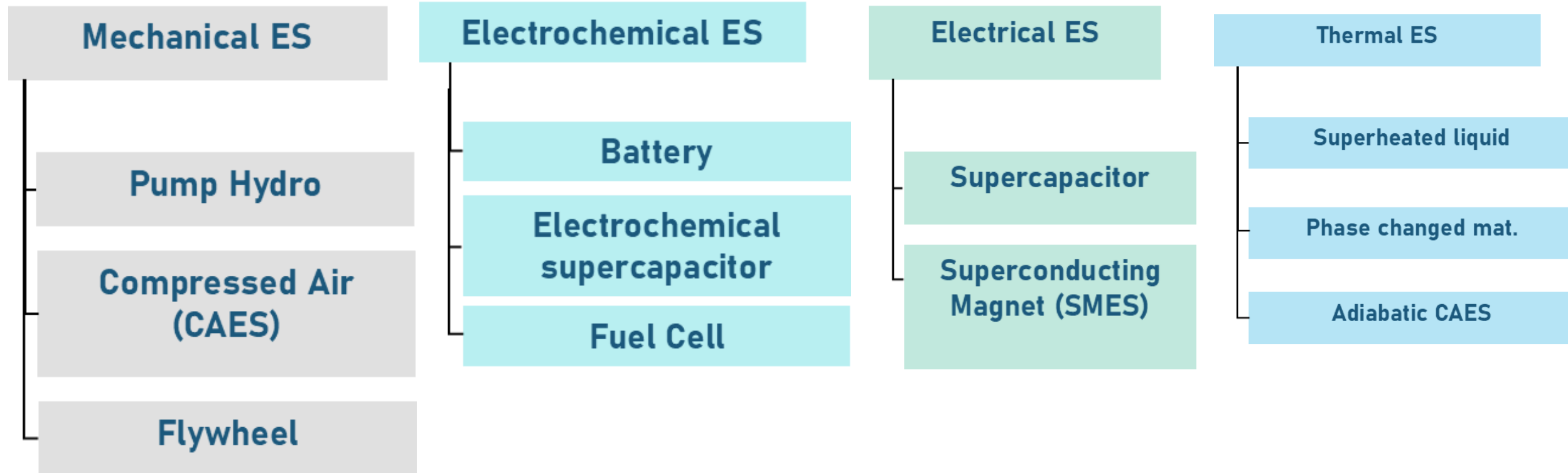
► ESS definition

- Energy storage System (ESS) “ A system that store energy and that energy can be dispatched in the same or different form of energy later”
- Such energy storage can be thought of as a system that can “time shift the energy produced for later use”



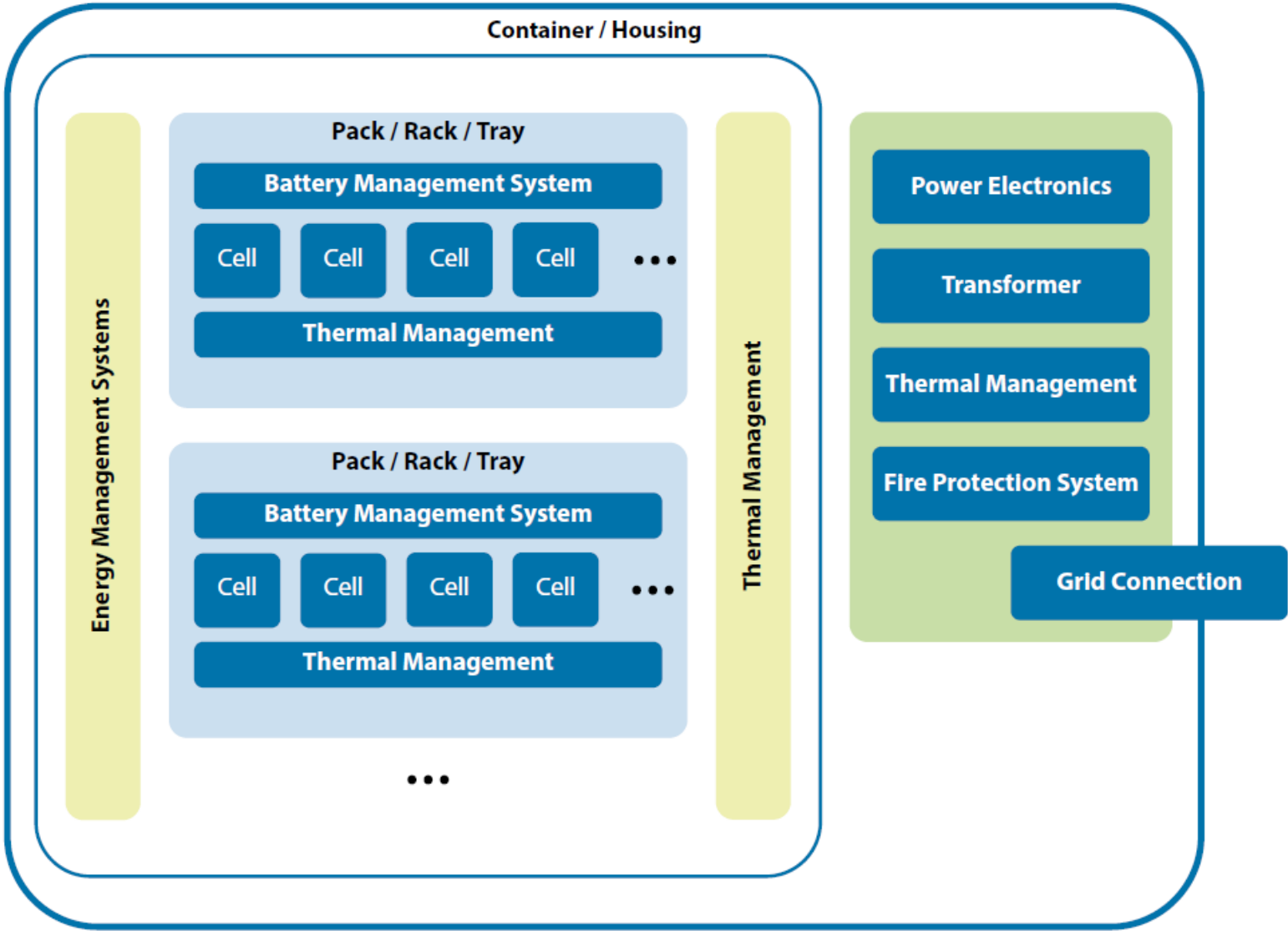
เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► Type of ESS



เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

▶ Battery Energy Storage System (BESS)

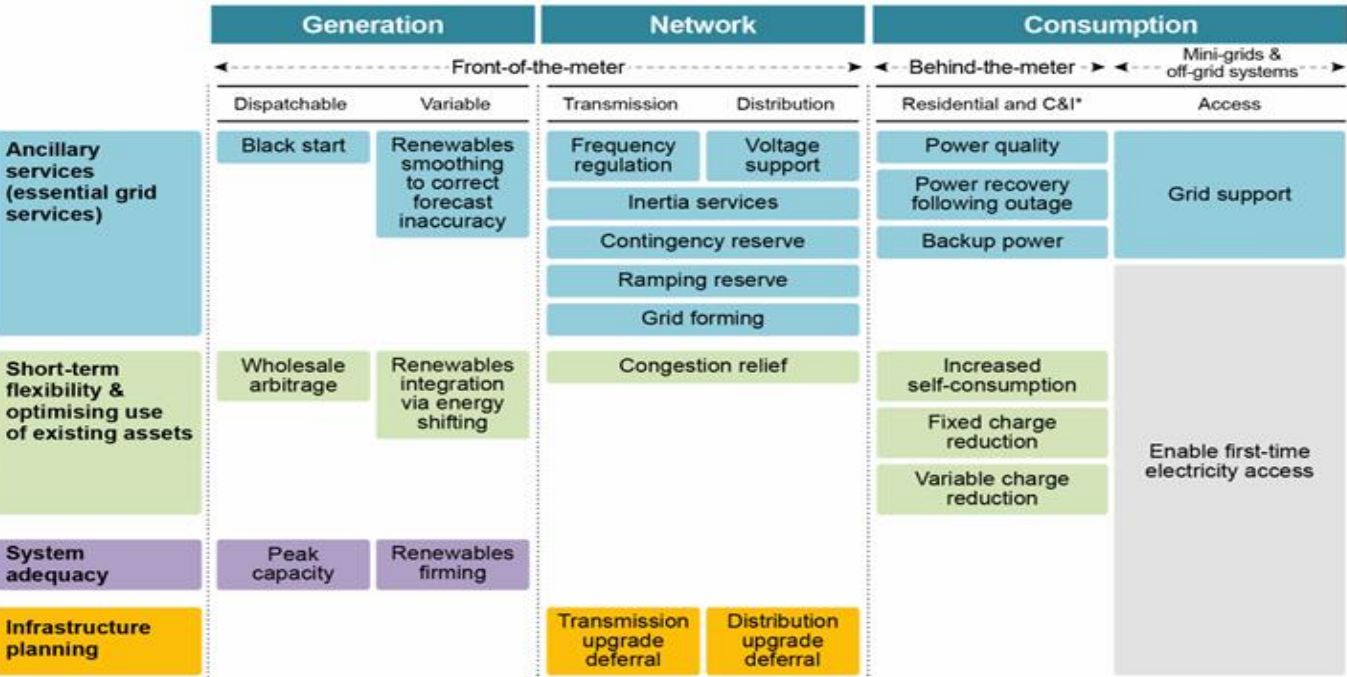


Source: International Renewable Energy Agency.

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► รูปแบบธุรกิจ: หัวข้อที่มีผลต่อ Business model ในการให้บริการ/ให้ BESSทำงาน

1. Applications



2. Point of connection

Utility-scaled BESS

BTM

3. Benefits/Values

Avoid cost or Cost reduction

Revenue

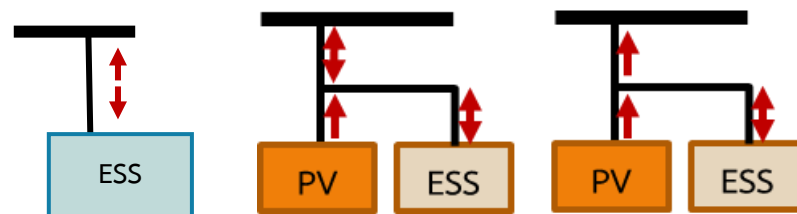
Technical: no direct economic value

4. Market structure & Regulation

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► สรุปรูปแบบธุรกิจ ที่เป็นไปได้ของ BESS Utility-scaled BESS

- **Utility own** ผู้ผลิตไฟฟ้า หรือ ผู้ควบคุมระบบและ/หรือ หรือผู้ให้บริการระบบส่งและจำหน่ายไฟฟ้า (TSOs, DSOs) เป็นเจ้าของระบบแบตเตอรี่
- **Capacity payment or Power purchase agreement (PPA)** ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน หรือ ผู้ให้บริการเจ้าของระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งเป็นเจ้าของระบบแบตเตอรี่ จะทำสัญญาซื้อขายพลังงาน (Power Purchase Agreement; PPA) กับ utility/ผู้ควบคุมระบบ/ภาครัฐ
- **Bidding** ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน หรือ ผู้ให้บริการเจ้าของระบบกักเก็บพลังงาน เป็นเจ้าของระบบแบตเตอรี่ โดยที่การทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน (จ่ายหรือรับพลังงาน) ขึ้นอยู่กับการประมูลในตลาดที่กำหนด
- **Renewable energy contract** แบตเตอรี่ติดตั้งร่วมกับพลังงานทดแทน เพื่อให้โครงการดำเนินการได้ตามที่กำหนด หรือเพิ่มมูลค่าให้กับโครงการพลังงานทดแทน
- **Private sector own** เหมือน utility own แต่เจ้าของเป็น private sector



เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► สรุปรูปแบบธุรกิจ ที่เป็นไปได้ของ **Behind-the-Meter** หรือ **BTM**

- **Customer owned** ผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นผู้ลงทุนและเป็นเจ้าของระบบแบตเตอรี่ โดยแบตเตอรี่จะทำงานเพื่อลดค่าไฟฟ้า เช่น Demand Charge Management หรือ เพื่อสำรองไฟฟ้ากรณีฉุกเฉิน
- Private PPA หรือ Energy-as-a-Service (EaaS) ผู้ขายไฟเอกชนจะเป็นผู้ลงทุนติดตั้งระบบแบตเตอรี่ เพื่อขายไฟให้กับลูกค้า โดยลูกค้าหรือผู้ใช้ไฟฟ้าชำระค่าใช้บริการกักเก็บพลังงานโดยไม่ต้องเป็นเจ้าของระบบ
- **Battery Leasing and Shared Ownership** โมเดลการเช่าและการเป็นเจ้าของร่วม มีตัวอย่างบางบริษัทในประเทศญี่ปุ่น
- โรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plants: VPPs) ระบบแบตเตอรี่ที่อยู่กระจายตามผู้ใช้ไฟต่างๆ จะถูกรวมเข้าด้วยกันเพื่อทำงานเหมือนโรงไฟฟ้าหนึ่งแห่ง VPP สามารถขายพลังงานส่วนเกินกลับสู่โครงข่ายไฟฟ้า ให้บริการด้านโครงข่าย ซึ่งเป็นลักษณะของ การตอบสนองต่อความต้องการ (Demand Response)

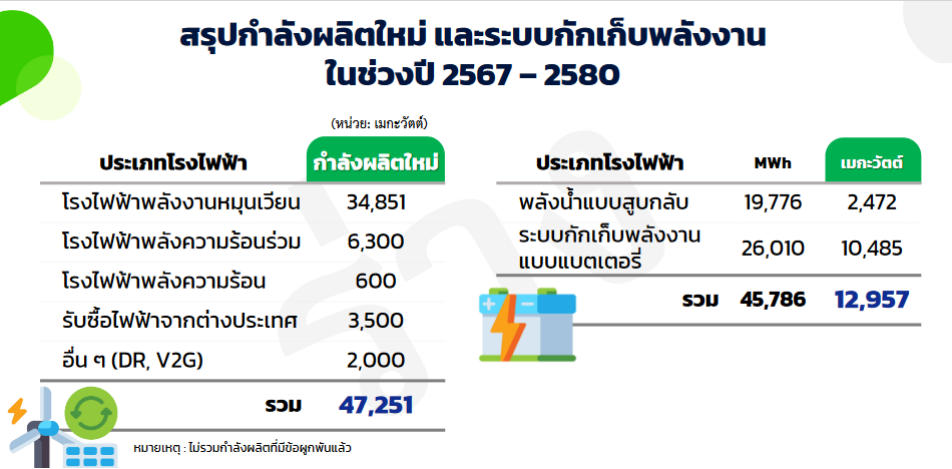
Microgrid

DR

เสาที 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► BESS Utility-scaled BESS: วิเคราะห์และประเมินสภาพปัจจุบัน

นโยบาย (ร่าง) PDP2024



รูปแบบธุรกิจ

- ✓ Utility own
- ✓ Capacity payment or Power purchase agreement (PPA)
- ✗ Bidding
- ✓ Renewable energy contract
- ✗ Private sector own

มาตรฐาน และ การกำกับดูแล

- ขออนุญาต กกพ. สำหรับ กรณี ESS+renew เท่านั้น
- มอก.62933 และมีข้อกำหนด/คู่มือในการติดตั้ง BESS (แบบไม่บังคับ)
- ไม่มีประเภทใบอนุญาตสำหรับระบบกักเก็บพลังงานโดยตรง
- ไม่มี grid code เฉพาะ BESS

ปัญหาและอุปสรรค

- ตลาดของระบบกักเก็บพลังงานค่อนข้างจำกัด
- ความคุ้มค่าในการลงทุนน้อย
- ระบบกักเก็บพลังงานหรือระบบแบตเตอรี่ไม่ได้ถูกนิยามหรือระบุไว้ในระเบียบที่เกี่ยวข้องเดิม ทำให้เกิดการตีความที่แตกต่างกัน (Generation VS นิยามใหม่)
- ความปลอดภัย: ไม่มีมาตรฐานแบบบังคับในประเทศไทย

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

► BTM BESS: วิเคราะห์และประเมินสภาพปัจจุบัน

นโยบาย

- มีนโยบายส่งเสริม BOI สนับสนุนการติดตั้ง BESS ร่วมกับ PV
- นโยบายโดยอ้อม: Direct PPA
- ไม่ได้ระบุรวมในเป้าหมายการติดตั้ง BESS ใน ร่าง PDP2024

รูปแบบธุรกิจ

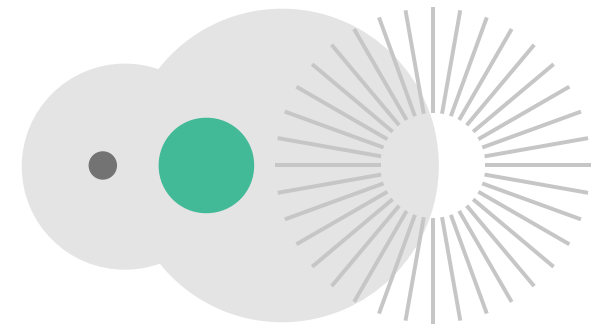
- ☑ Customer owned (ติดตั้งร่วมกับ PV โดยเฉพาะกลุ่ม C&I มี BESS ติดตั้งเดี่ยวๆเพื่อ back up/UPS เท่านั้น)
- ☑ Private PPA หรือ Energy-as-a-Service (EaaS) (ติดตั้งร่วมกับ PV โดยเฉพาะกลุ่ม C&I ไม่มี BESS ติดตั้งเดี่ยวๆ)
- ☒ Battery Leasing and Shared Ownership
- ☒ โรงไฟฟ้าเสมือน (Virtual Power Plants: VPPs)

มาตรฐาน และ การกำกับดูแล

- ขออนุญาต กกพ. สำหรับ กรณี Private PPA เท่านั้น
- มอก.62933 และมีข้อกำหนด/คู่มือในการติดตั้ง BESS (แบบไม่บังคับ)
- ไม่มี grid code เฉพาะ BESS

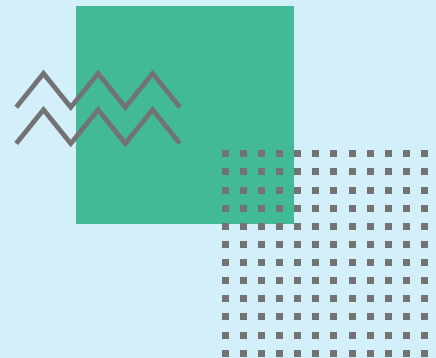
ปัญหาและอุปสรรค

- ตลาดของระบบกักเก็บพลังงานค่อนข้างจำกัด
- ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน สำหรับ BESS เดี่ยวๆ
- ระบบกักเก็บพลังงานหรือระบบแบตเตอรี่ไม่ได้ถูกนิยามหรือระบุไว้ในระเบียบที่เกี่ยวข้องเดิม ทำให้เกิดการตีความเป็น generation
- ความปลอดภัย: ไม่มีมาตรฐานแบบบังคับในประเทศไทย



ประเด็นข้อเสนอการจัดทำกรอบ

เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)



► เสาที่ 4: ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System: ESS)

ERC-4-01

กรอบกฎระเบียบ
รองรับนโยบายและ
การดำเนินงานการ
เชื่อมต่อโครงข่าย
ไฟฟ้าสำหรับ ESS

1. กรอบกฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการเชื่อมต่อ ESS

- การกำหนดสถานะทางกฎหมาย หรือ การกำหนดนิยาม
- ใบอนุญาตชนิดใหม่สำหรับ BESS และ BESS+VRE กรณี Utility scale
- การลงทะเบียน และการเข้าร่วม กรณี BTM
- แผนในการบังคับใช้กฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง

ERC-4-02

เตรียมความพร้อม
ด้านระเบียบ สำหรับ
การรับซื้อบริการจาก
ESS

2. กรอบหลักเกณฑ์การรับซื้อบริการจาก BESS

- แนวทางการรับซื้อบริการ จาก BESS
- รูปแบบการรับซื้อบริการ จาก BESS
- บทปรับ
- อัตราการให้บริการ
- ข้อมูลที่ต้องแจ้ง

3. ข้อกำหนดใหม่/เพิ่มเติมที่ระบุใน Grid Code

- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ช่วยรักษาความถี่และแรงดันของระบบ
- ยกเลิกข้อกำหนดให้ปลด BESS เมื่อแรงดันออกนอกช่วงที่กำหนด
- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ต้องทนต่อสภาวะแรงดันเบี่ยงเบนชั่วขณะ
- ยกเลิกข้อกำหนด anti-islanding สำหรับ BESS

► สรุปการกำกับ

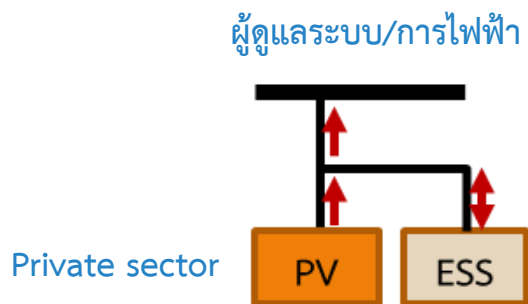
ข้อเสนอแนะต่างๆเกี่ยวกับการกำกับ จะพิจารณาเพื่อให้ครอบคลุมการใช้งาน BESS ใน 2 รูปแบบ คือ

1. กรณี BESS ใช้งานเป็นส่วนหนึ่งของระบบผลิต ส่ง หรือ จำหน่าย ที่ใช้ในกิจการของตัวเอง

-> ใบอนุญาตของแต่ละส่วนที่ BESS ต่อเชื่อม (ใบอนุญาตเดิม)

1.1 ติดตั้ง BESS เพิ่มเติม ในระบบเดิม -> *เพิ่มเติมระบบการแจ้ง กกพ. เพื่อทราบสำหรับเป็นศูนย์รวมข้อมูลการติดตั้งระบบแบตเตอรี่ที่มี รวมถึง เพื่อความปลอดภัย และการบริหารจัดการในอนาคต*

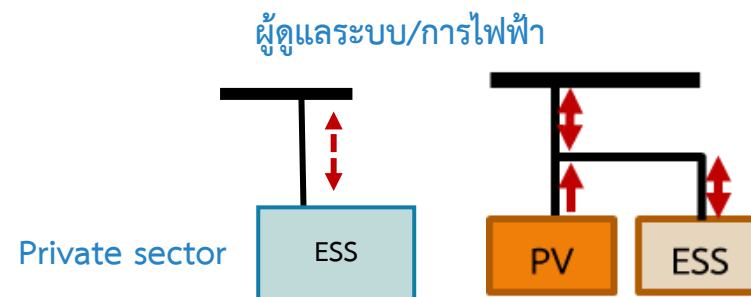
1.2 โครงการใหม่ กรณีพลังงานทดแทน -> *ปรับคำนิยามให้เหมาะสม ในประกาศการรับซื้อ หรือ ประกาศต่างๆที่เกี่ยวข้อง ของ กกพ. เช่น ประกาศการรับซื้อพลังงานทดแทน ฯลฯ (เริ่มใช้ได้เลย)*



2. กรณี BESS ให้บริการ (ครอบคลุมทั้ง BESS เดี่ยวๆ และ BESS+VRE (SPP,VSP) ที่ให้บริการ) ซึ่งหมายถึง BESS มี การทำงานให้กับระบบ และมีเงิน/อัตราค่าบริการระหว่าง 2 หน่วยงาน (เจ้าของ BESS และ ผู้ดูแลระบบ/การไฟฟ้า)

-> ใบอนุญาตระบบรับและจ่ายพลังงานแบบสองทิศทาง (Bi-directional)

ตัวอย่างการให้บริการ BESS: ลด peak ของระบบ, voltage support, frequency support ฯลฯ



► (2) กรอบหลักเกณฑ์การรับซื้อบริการจาก BESS

จุดประสงค์: ตามเป้าหมายของแผนฯ ในการส่งเสริมให้เกิดการให้บริการของ BESS ในรูปแบบต่างๆ

แนวทางการรับซื้อบริการ จาก BESS

- ผ่านกรอบการรับซื้อบริการ โดยการไฟฟ้า (กฟผ. กฟภ. กฟน.) -> ประเด็นส่งไปถึง สนพ.

อัตราการให้บริการ

- ราคาแล้วแต่การตกลงในแต่ละสัญญา (หารือกับ สนพ. และการไฟฟ้า)
- กกพ. กำหนดกรอบอัตราค่าสูงสุด ในแต่ละรูปแบบการใช้งาน โดยคำนวณจากต้นทุนการให้บริการในรูปแบบนั้นๆ ด้วยเทคโนโลยีอื่น

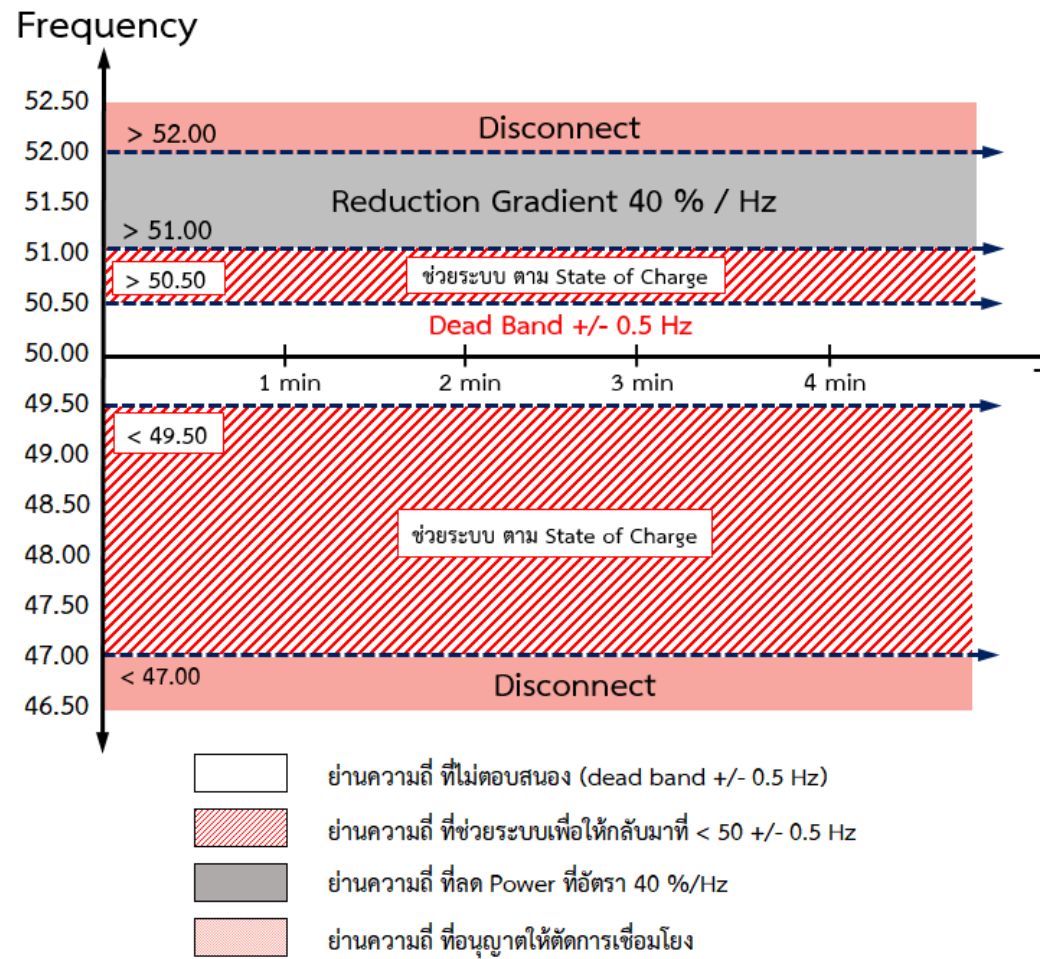
▶ (3) Grid code

Grid code ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน

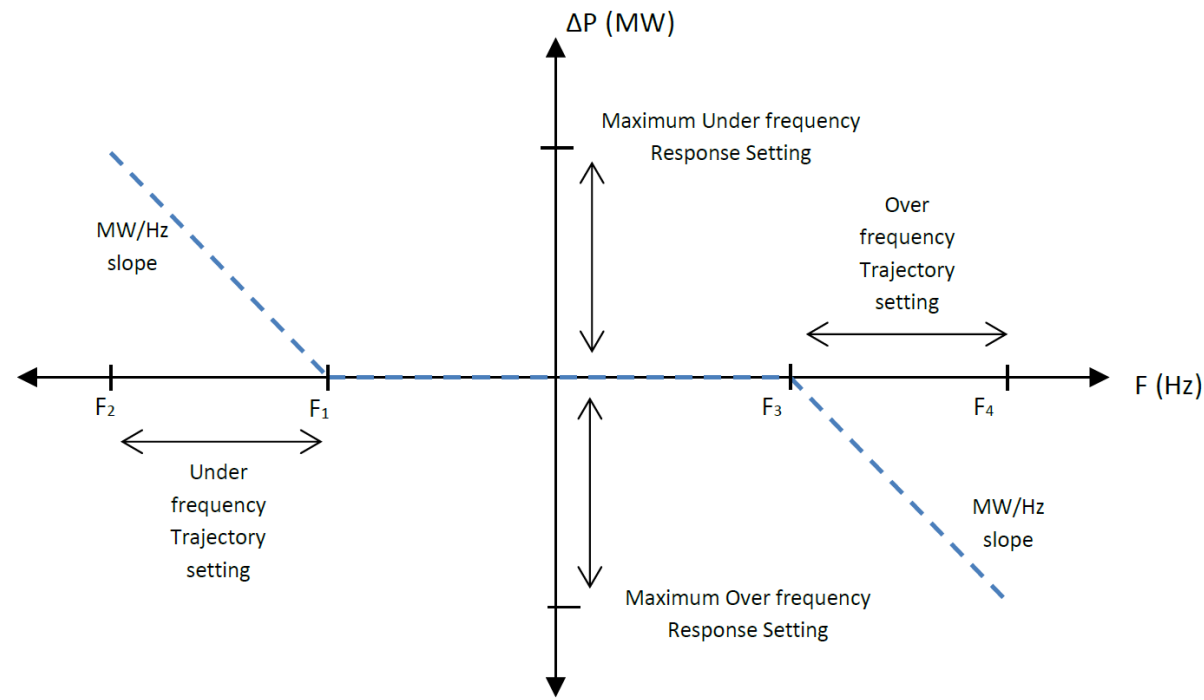
- ข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2562
- ระเบียบการไฟฟ้านครหลวงว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2558
(ไม่ได้กล่าวถึง BESS โดยตรง โดย BESS จะรวมอยู่ในอินเวอร์เตอร์)
- ระเบียบการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคว่าด้วยข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2559
(ไม่ได้กล่าวถึง BESS โดยตรง โดย BESS จะรวมอยู่ในคอนเวอร์เตอร์)

▶ (3) Grid code

- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ช่วยรักษาความถี่ของระบบ เพื่อให้ BESS สามารถช่วยเหลือระบบ โดยการปรับเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้าจริงที่รับหรือจ่าย ในกรณีที่เกิดการรบกวน



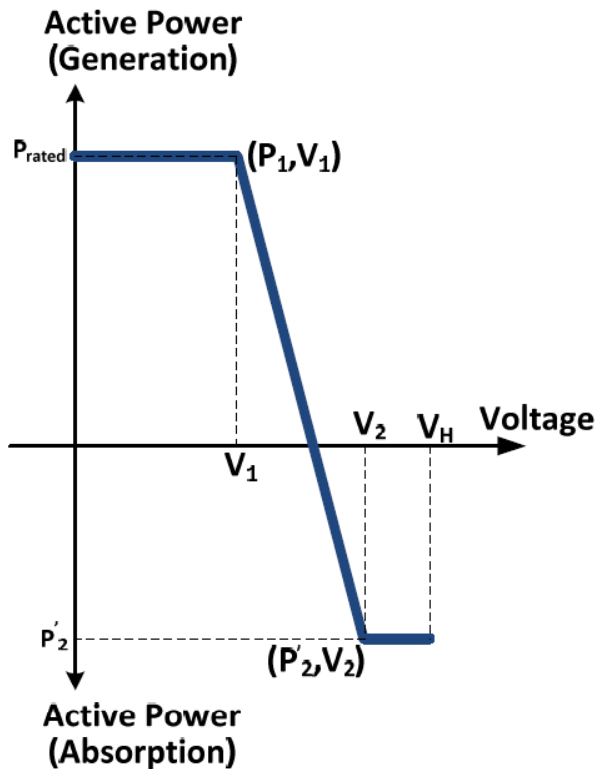
Grid Code กฟผ.



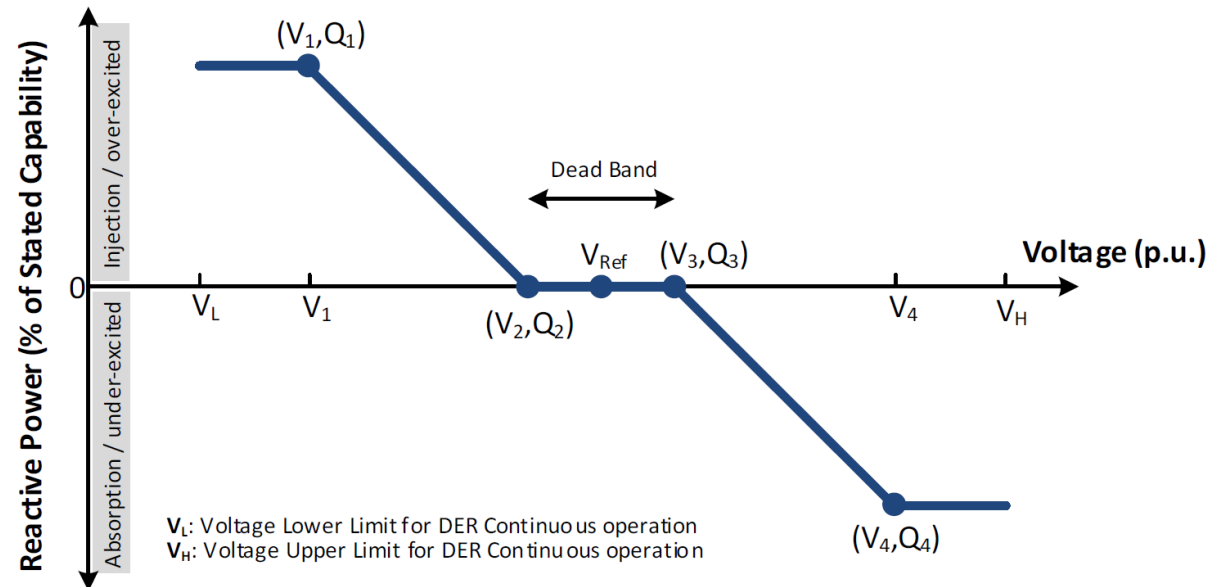
Grid Code ไอร์แลนด์

► (3) Grid code

- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ช่วยรักษาแรงดันของระบบ เพื่อให้ BESS สามารถช่วยเหลือระบบ โดยการปรับเพิ่มหรือลดกำลังไฟฟ้าจริงและกำลังไฟฟ้ารีแอกทีฟที่รับหรือจ่าย เพื่อรักษาแรงดันให้เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐาน



มาตรฐาน IEEE1547



มาตรฐาน IEEE1547

► (3) Grid code

- ยกเลิกข้อกำหนดให้ปลด BESS เมื่อแรงดันออกนอกช่วงที่กำหนด เนื่องจากได้กำหนดให้ BESS ช่วยรักษาแรงดันของระบบแล้ว

ช่วงแรงดัน (โวลต์)		เวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
Line to Line	Line to Neutral	
$V < 199$	$V < 115$	0.1
$199 \leq V < 346$	$115 \leq V < 200$	2.0
$346 \leq V \leq 416$	$200 \leq V \leq 240$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$416 < V < 539$	$240 < V < 311$	2.0
$V \geq 539$	$V \geq 311$	0.05

ช่วงแรงดัน (% Nominal Voltage ของอินเวอร์เตอร์)	เวลาในการปลดวงจรสูงสุด (วินาที)
$V < 50\%$	0.1
$50\% \leq V < 85\%$	2.0
$85\% \leq V \leq 110\%$	ทำงานต่อเนื่อง (ไม่ปลดวงจร)
$110\% < V < 135\%$	2.0
$V \geq 135\%$	0.05

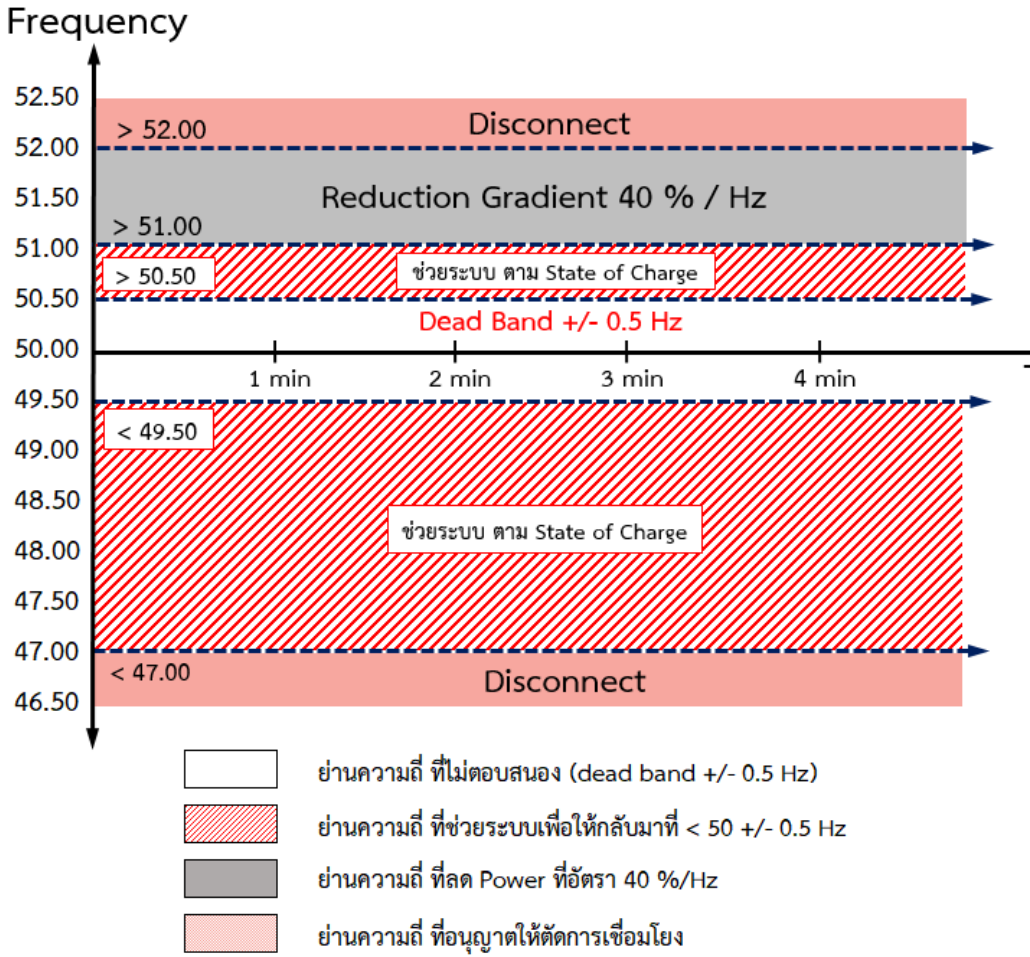
Grid Code กฟน.

ระดับแรงดัน ณ จุดเชื่อมต่อ	ระยะเวลาตัดวงจร (วินาที)
$V < 50\%$	0.3
$50\% \leq V < 90\%$	2.0
$90\% \leq V \leq 110\%$	แรงดันทำงานต่อเนื่อง
$110\% < V < 120\%$	1.0
$V \geq 120\%$	0.16

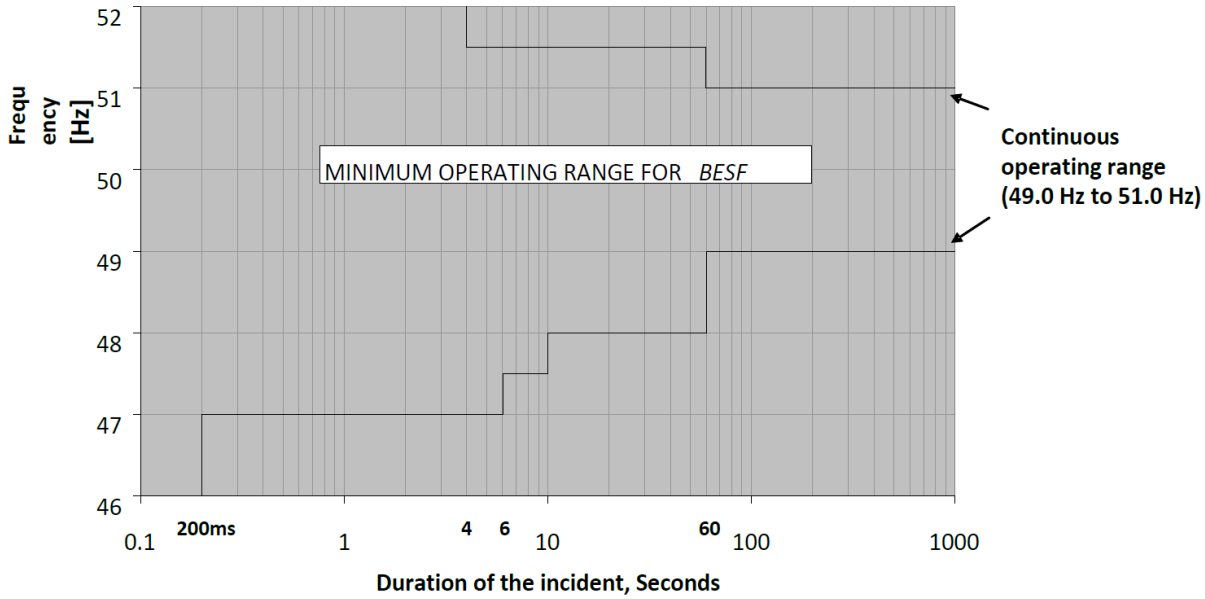
Grid Code กฟผ.

▶ (3) Grid code

- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ต้องทนต่อสภาวะความถี่เบี่ยงเบนชั่วขณะด้วย เพื่อให้ BESS ยังต้องเชื่อมต่อกับระบบ เพื่อช่วยระบบในกรณีที่เกิดการรบกวน



Grid Code กฟผ.

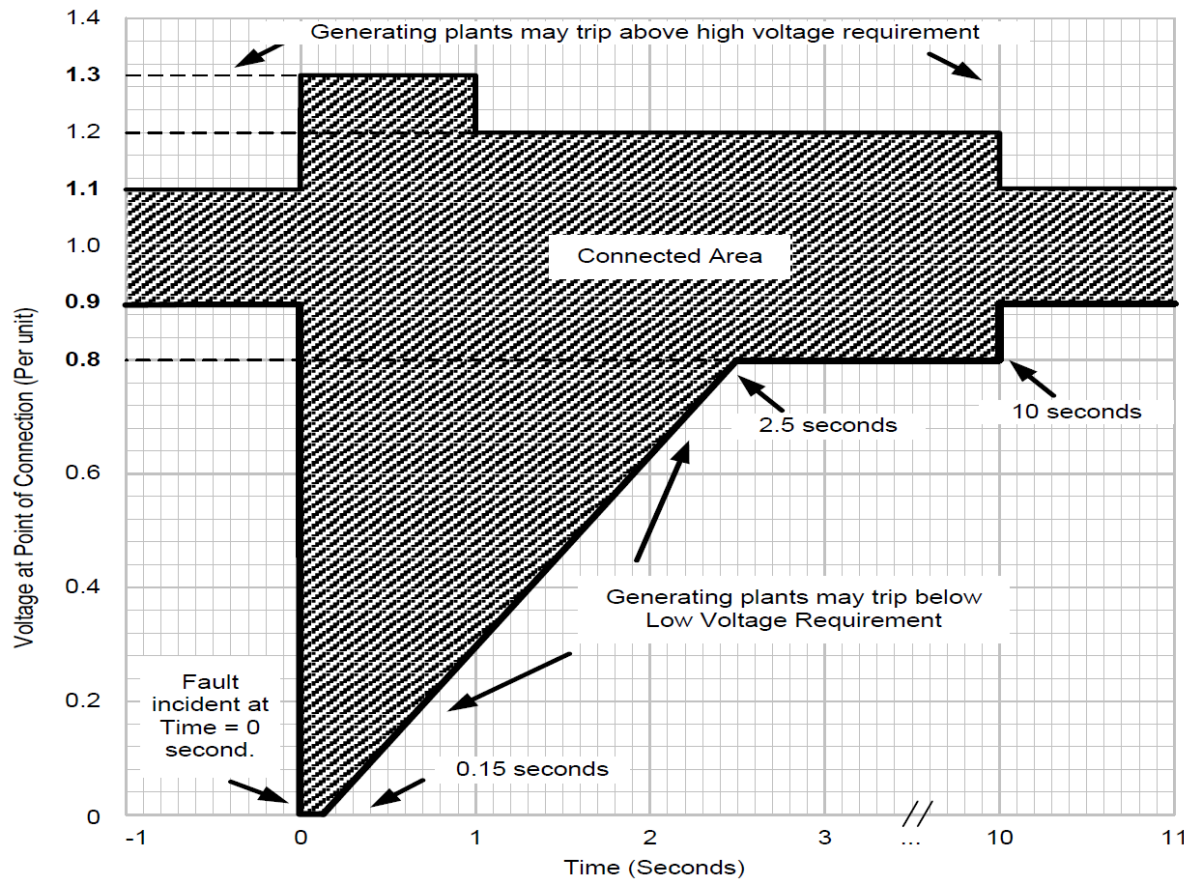


Grid Code แอฟริกาใต้

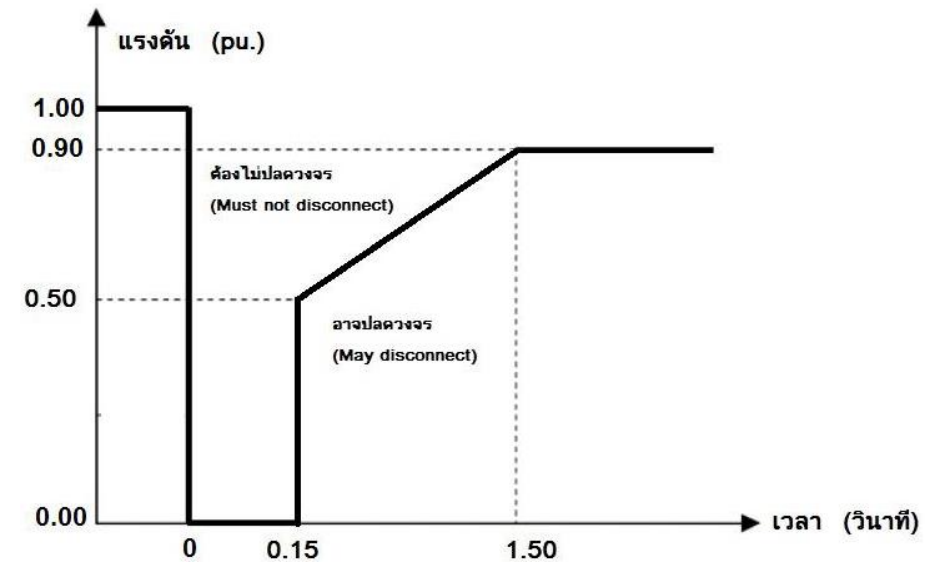
► (3) Grid code

- เพิ่มเติมข้อกำหนดให้ BESS ต้องทนต่อสภาวะแรงดันเบี่ยงเบนชั่วคราว เพื่อให้ BESS ยังต้องเชื่อมต่อกับระบบ เพื่อช่วยระบบในกรณีที่เกิดการลัดวงจร

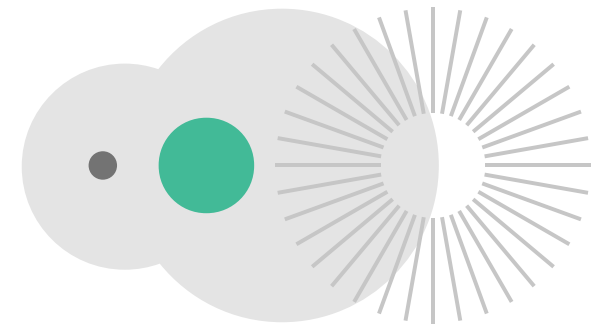
Voltage Ride Through Requirement (Inverter Type)



Grid Code กฟผ.

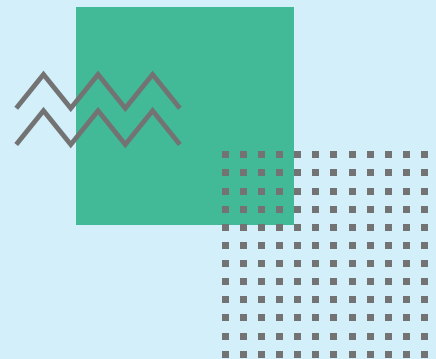


Grid Code กฟผ.



เสาที่ 5:

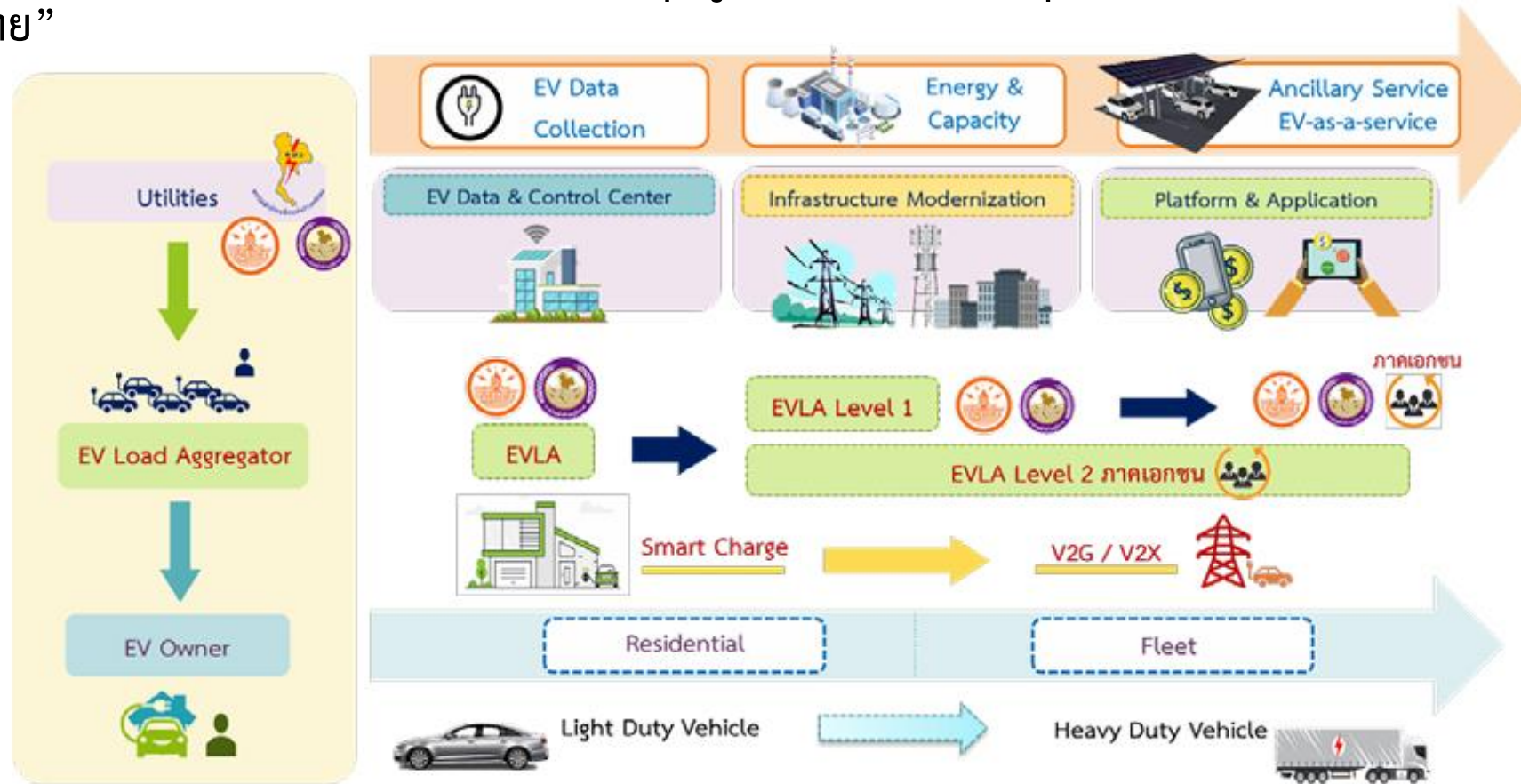
การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)



เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

► ทิวทัศน์และความสำคัญ

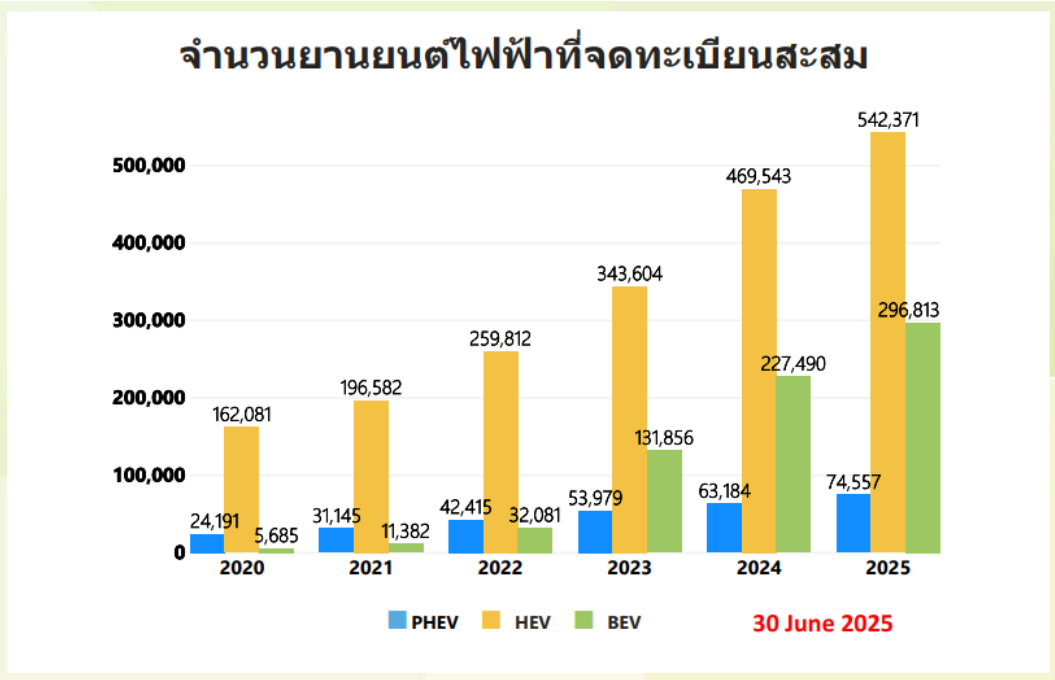
ภายใต้แผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลางด้าน smart grid ได้มีเป้าหมายด้านการบูรณาการเป้าหมายสำคัญของการพัฒนาและดำเนินการการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า (EV Integration) ไว้คือ “เกิดการใช้งานยานยนต์ไฟฟ้า (EV) ที่มีการเชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าแบบ V1G และ V2X ครอบคลุมผู้ใช้ยานยนต์ไฟฟ้าทุกประเภทตามแผนการส่งเสริม ยานยนต์ไฟฟ้าของประเทศไทย”



เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

► ที่มาและความสำคัญ

- ประเทศไทยมีการส่งเสริมการเปลี่ยนผ่านด้านยานยนต์เพื่อการขนส่งไปสู่ยานยนต์ไฟฟ้า → ส่งผลต่อปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวม + ปริมาณการใช้ไฟฟ้าในแต่ละช่วงเวลารวม + กำลังไฟฟ้าที่ต้องการในแต่ละพื้นที่ → ส่งผลต่อระบบไฟฟ้ารวม (local/ country wide)



ข้อมูลจากสมาคมยานยนต์ไฟฟ้าไทย



► ที่มาและความสำคัญ

เสาหลักที่ 5 : การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

หน่วยงาน : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)

ERC-5-01 การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้า (EV Load Aggregator)

รายละเอียดโครงการ

สำนักงาน กกพ. จะดำเนินการศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับการดำเนินการในลักษณะของผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาในด้านการทำงานร่วมกันระหว่างส่วนงานต่าง ๆ ร่วมด้วย อาทิ

- ผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้าระดับที่ 1 (EVLA Level 1) ที่เป็นหน่วยงานรัฐ อาทิ หน่วยงานการไฟฟ้า เป็นผู้ดูแลภาพรวมทั้งหมด รวมถึงดำเนินการประสานร่วมกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า (SO) ศูนย์สั่งการการดำเนินการตอบสนองด้านโหลด (DRCC) และผู้เข้าร่วมการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า
- เปิดโอกาสให้ภาคเอกชนเข้ามามีส่วนร่วมในฐานะผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้าระดับที่ 2 (EVLA Level 2) เพื่อให้หน่วยงานการไฟฟ้าสามารถเข้าถึงทรัพยากรได้มากยิ่งขึ้น ซึ่งจะดำเนินการเพื่อตอบสนองความต้องการของผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้าระดับที่ 1 (EVLA Level 1)

เสาหลักที่ 5 : การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

หน่วยงาน : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (สำนักงาน กกพ.)

ERC-5-02 การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ

รายละเอียดโครงการ

สำนักงาน กกพ. จะดำเนินการศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ โดยมุ่งเน้นไปที่เทคโนโลยีที่มีความสำคัญและคาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต อาทิ เทคโนโลยีอัดประจุอัจฉริยะ (Smart Charge) และเทคโนโลยียานยนต์สู่โครงข่าย (V2G) เพื่อการนำไปใช้งานในรูปแบบของการตอบสนองด้านโหลด เป็นต้น

- การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีอัดประจุอัจฉริยะ (Smart Charge) โดยครอบคลุมถึงการเชื่อมต่อ การสื่อสาร และการควบคุมการอัดประจุ
- การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยียานยนต์สู่โครงข่าย (V2G) โดยครอบคลุมถึงการเชื่อมต่อ การสื่อสาร และการควบคุมการจ่ายไฟฟ้าคืนสู่โครงข่าย
- การบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าให้เข้ากับการตอบสนองด้านโหลด (Demand Response) โดยกรอบหลักเกณฑ์จะต้องพิจารณาถึงแนวทางการดำเนินงานระหว่างหน่วยงาน สามารถมอบคำตอบแทนที่เป็นธรรมและเหมาะสมแก่ผู้ที่มีส่วนร่วม และหน่วยงานที่ควบคุมดูแลการตอบสนองด้านโหลดจะต้องสามารถเข้าถึงทรัพยากรเหล่านี้ได้อย่างราบรื่นที่สุด เพื่อดำเนินการตอบสนองด้านโหลดในรูปแบบต่าง ๆ ที่เป็นไปได้

เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

► EV integration technology

EV integration technology



1. Charger type	2. ระยะเวลาชาร์จ	3. ชนิดของหัว charge	4. ระดับความสามารถ V2X (Vehicle-to-Everything)	5. Application	6. แหล่งพลังงาน
- Battery swapping - Wire charger (On-Board, off-Board) - Wireless charger (In Development)	- Home charger - Fast charge - DC charge - AC charge	- CHAdeMO (Japan) - GB/T (China) - CCS1 (North America) - CCS2 (EU) - Tesla	- Vehicle-to-Home (V2H) - Vehicle-to-Building (V2B) - Vehicle-to-Vehicle (V2V) - Vehicle-to-Load (V2L) - Vehicle-to-Device (V2D) - Vehicle-to-Network (V2N) - Vehicle-to-Infrastructure (V2I) - Vehicle-to-Pedestrian (V2P) - Vehicle-to-Grid (V2G) ** - PCS (Power Conversion System); Japan	- Nissan cloud - HEMS - HEMS Cloud - Utility Cloud	- Solar - Grid Network - Hybrid - BESS
AC Japan J1772 (Type 1) N. America J1772 (Type 1) Europe Mennekes (Type 2) China GB/T All Markets (except EU) Tesla DC CHAdeMO CCS1 CCS2 GB/T					

From: EV Charging Connector Types: A Complete Guide - EVESCO

เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

▶ รูปแบบธุรกิจ (Business Model)

EV Integration Business model

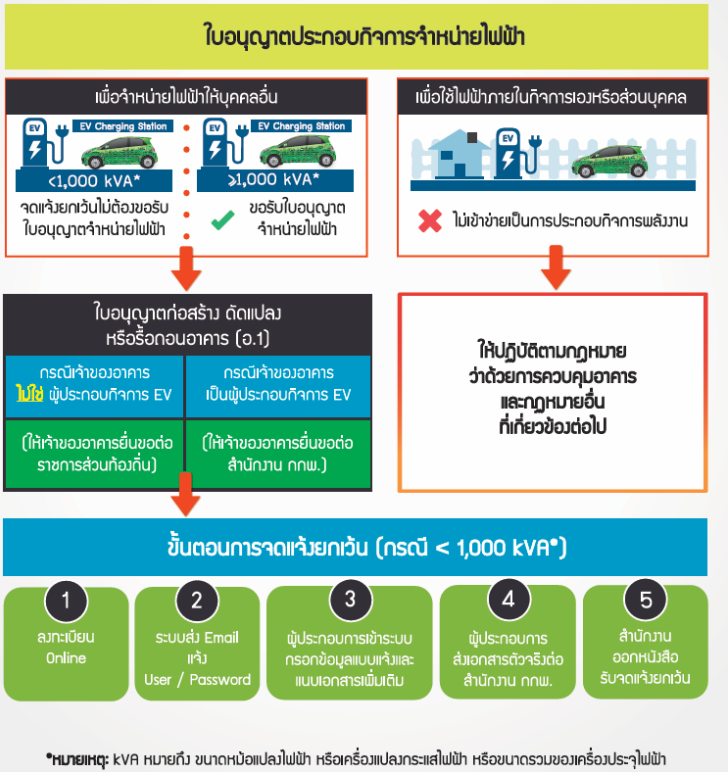
(อ้างอิงจาก การสัมมนาแสดงความคิดเห็นโครงการศึกษาความเป็นไปได้และการส่งเสริมธุรกิจผู้รวบรวมโหลดภาคเอกชนในเชิงพาณิชย์ รวมถึงการรวบรวมแหล่งพลังงานกระจายศูนย์ประเภทยานยนต์ไฟฟ้าที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย โดย สนพ. 16 ต.ค. 2567)



เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

► ที่มาและความสำคัญ

วิเคราะห์และประเมินสภาพปัจจุบัน



รูปแบบ	ประเภทการประกอบกิจการพลังงาน	
	ผลิต	จำหน่าย
1 สถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connected)		✓
2 สถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connected) ร่วมกับแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าบนอกระบบโครงข่ายไฟฟ้า	✓	✓
3 สถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connected) และมีระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่		✓
4 สถานีอัดประจุไฟฟ้า โดยใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบโครงข่ายไฟฟ้า (Grid Connected) ร่วมกับแหล่งผลิตกระแสไฟฟ้าบนอกระบบโครงข่ายไฟฟ้า และมีระบบกักเก็บพลังงานโดยใช้แบตเตอรี่	✓	✓

เทคโนโลยี

- มีการศึกษาและทดลองใช้งานเทคโนโลยี smart charging และ V2G โดยการใช้ไฟฟ้าต่างๆ

มาตรฐาน และ การกำกับดูแล

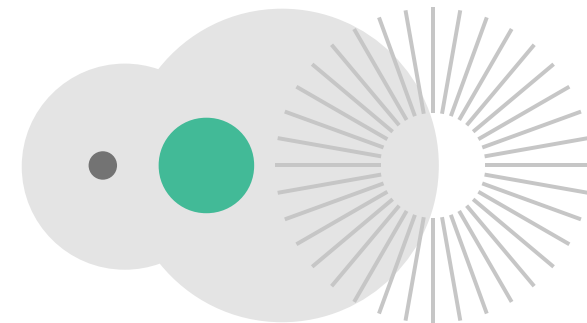
- ใบอนุญาตประกอบกิจการจำหน่ายไฟฟ้าสาธารณะเท่านั้น
- มาตรฐานอุปกรณ์และข้อแนะนำในการติดตั้งประเทศไทย ค่อนข้างมา

การกำกับอัตราการให้บริการ

- ☑ กำกับอัตราค่าไฟฟ้าสำหรับสถานีอัดประจุไฟฟ้าสาธารณะ low priority
- ☒ กำกับอัตราค่าบริการที่ผู้ให้บริการสถานีชาร์จเรียกเก็บจากผู้ใช้ (เป็นเพียงการแจ้ง กกพ. เพื่อทราบ โดยยื่นเอกสารในขั้นตอนการขอใบอนุญาต)

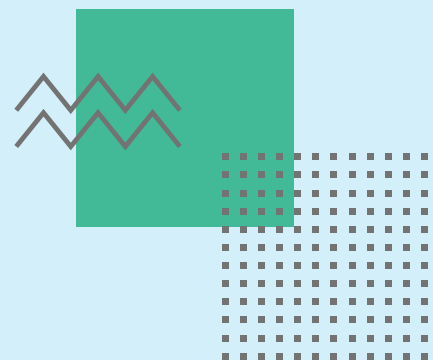
ปัญหาและอุปสรรค และความท้าทาย

- การต่อเชื่อมจำกัดทิศทางการไหลของกำลังไฟฟ้าในทิศทางเดียว
- ขาดรายละเอียดโปรโตคอลการสื่อสารที่เป็นมาตรฐาน
- ยังไม่มีข้อกำหนด/กฎระเบียบที่เกี่ยวข้องสำหรับ smart charging (V1G) และ V2G ที่บังคับใช้ในประเทศ (อยู่ในแผนการดำเนินงานของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สมอ. และการไฟฟ้า)
- ความชัดเจนในกรอบอำนาจหน้าที่ในการกำกับดูแล ส่วนที่เกี่ยวข้องกับการอัดประจุแบบส่วนบุคคล



ประเด็นข้อเสนอการจัดทำกรอบ

เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)



► เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

ERC-5-01

กรอบหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับผู้รวบรวมโหลดยานยนต์ไฟฟ้า (EV Load Aggregator)

1. การกำกับอัตราค่าบริการ

- แบ่งประเภทค่าบริการตามระดับความแรงดันในการชาร์จ กำหนด Multi-tier Tariff: โดยกำหนดโครงสร้างชัดเจน 3 ระดับ: Low, Normal, High หรือ 2 ระดับ Low, High
- TOU tariff แปรผันตามช่วงเวลา
- Smart Tariff ให้ระบบควบคุมเวลาและปริมาณการชาร์จตามกำหนด
- V2G Incentive Tariff ให้ผู้ใช้ส่งไฟคืนเข้าระบบตามคำสั่ง

ERC-5-02

กรอบหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับการบูรณาการยานยนต์ไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ

2 มาตรฐานการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับ Smart Charging

- เสนอให้มีมาตรฐานการสื่อสาร, มาตรฐานความปลอดภัย, และการปกป้องข้อมูล, ปรับปรุง grid code รองรับ V1G/V2G
- ขอบเขตของบังคับใช้งาน
 - บังคับใช้ทั้ง public charging station/service/ private charging station/service
- แผนการร่าง และใช้มาตรฐานในการสื่อสาร

3. ใบอนุญาต EV Load Aggregator

- ใช้ใบอนุญาตเดียวกับ load aggregator

► (1) การกำกับอัตราการให้บริการ

- วัตถุประสงค์
 - เพื่อดูแลให้อัตราค่าบริการมีความเป็นธรรม โปร่งใส
 - เพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และลดภาระต่อระบบไฟฟ้าโดยรวม
 - เพื่อสนับสนุนให้เกิดการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานสถานีอัดประจุไฟฟ้าอย่างยั่งยืน
 - เพื่อเป็นหนึ่งกลไกการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในส่วนของ EV ให้ผู้บริโภคและผู้ให้บริการมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการโหลด ในการสร้างแรงจูงใจผ่านโครงสร้างอัตราค่าบริการ
- ประเด็นเพื่อพิจารณาโครงสร้างอัตราค่าบริการ
เสนอให้เปลี่ยนแปลงโครงสร้างอัตราค่าบริการ
 1. แบ่งประเภทค่าบริการตามระดับความเร่งด่วนในการชาร์จ กำหนด Multi-tier Tariff: โดยกำหนดโครงสร้างชัดเจน 3 ระดับ: Low, Normal, High หรือ 2 ระดับ Low, High
 2. TOU tariff แปรผันตามช่วงเวลา
 3. Smart Tariff ให้ระบบควบคุมเวลาและปริมาณการชาร์จ
 4. V2G Incentive Tariff ให้ผู้ใช้ส่งไฟฟ้าคืนเข้าระบบตามคำสั่ง

เสาที่ 5: การบูรณาการรถยนต์ไฟฟ้า (EV Integration)

▶ (2) มาตรฐานการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับ Smart Charging

ประเด็นที่ 1 มาตรฐานที่ควรเพิ่มเติมเพื่อให้เกิดการบริหารจัดการได้อย่างเหมาะสม และมีประสิทธิภาพ

- มาตรฐานการสื่อสาร: กำหนดมาตรฐานการเชื่อมต่อและแลกเปลี่ยนข้อมูล โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว)
- มาตรฐานความปลอดภัย และการปกป้องข้อมูล โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว)
- ปรับปรุง grid code รองรับ V2G โดยอ้างอิงจากมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว) และ ใช้โปรโตคอลที่ได้รับ ความนิยมใช้งานในระดับสากล (ปรับเปลี่ยนให้ทันสมัยได้อย่างคล่องตัว)

หัวข้อ	IEEE 2030.5	OCPP	OCPI	OpenADR
จุดประสงค์หลัก	Home Energy Management, DER, V2G, Smart Grid Communication	สื่อสารระหว่าง EVSE ↔ Backend (CSMS)	แลกเปลี่ยนข้อมูลธุรกรรมระหว่าง CPO ↔ EMSP (roaming, billing)	การแจ้ง Demand Response Event จาก Utility ↔ Load Participant
รองรับ V2G	✓ โดยตรง	✓ (เวอร์ชัน 2.0.1 ขึ้นไป)	✗ ไม่รองรับ	✗ โดยตรง (ใช้ร่วมกับโปรโตคอลอื่นในการควบคุม)
ข้อมูลที่แลกเปลี่ยน	Profiles, Schedule, Pricing, DER Settings	สถานะการชาร์จ, คำสั่งเริ่ม/หยุด, การจอง, Meter Values	ข้อมูลผู้ใช้, การเรียกเก็บเงิน, สถานะจุดชาร์จ, Roaming info	Event signals (Price, Load Reduction, Time), Response values
เหมาะกับใคร	Aggregators, Utilities, DER Providers, EV OEMs	CPOs, EVSE Operators	CPOs, EMSPs	Utilities, DR Aggregators, Load Customers
มาตรฐานอ้างอิง	IEEE, IEC 61850, 61968	Open Standard (EV Specific)	Open Interface Standard (B2B)	ANSI/CEA, NIST, IEC/ISO
ตัวอย่างการใช้งาน	ใช้ใน NA, EU, Asia (บ้านอัจฉริยะ, DER, โครงการ V2G)	ใช้แพร่หลายในทุกตลาด EV	ใช้มากในยุโรป, โดยเฉพาะเนเธอร์แลนด์	ใช้ในสหรัฐฯ, ญี่ปุ่น, EU (ในโครงการ DR, Smart Grid)
โครงสร้างการเชื่อมต่อ	Device ↔ Aggregator ↔ Utility	EVSE ↔ Central Backend (CSMS)	CPO ↔ EMSP	VTN (Virtual Top Node) ↔ VEN (Virtual End Node)

▶ (2) มาตรฐานการสื่อสารที่เกี่ยวข้องกับ Smart Charging

ประเด็นที่ 2 ขอบเขตของการบังคับใช้งาน

- ครอบคลุม private และ public charging unit

ประเด็นที่ 2 แผนการร่าง และใช้มาตรฐานในการสื่อสาร

พ.ศ. 2569 – พ.ศ. 2574

พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป

จัดทำมาตรฐาน/ระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการสื่อสารข้อมูล

จัดทำข้อกำหนดและรูปแบบในการดูแลข้อมูล EV/charging unit

อนุญาตให้มีการดำเนินการโครงการนำร่องให้มีการส่งข้อมูลเข้ามาที่ระบบกลาง (เริ่มจากทางเดียว – ส่งข้อมูล อาจต่อเนื่องเป็น V2G) เพื่อดูแนวทางการบริหารจัดการและการออกแบบตลาด

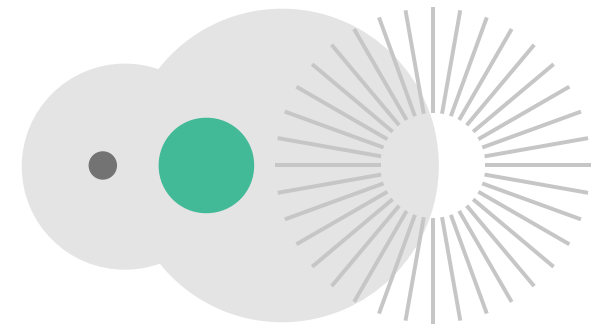
บังคับให้มีการสื่อสารที่เป็นมาตรฐาน charging station และ private charging

ร่างมาตรฐาน/ระเบียบที่เกี่ยวข้องกับ V2G

► (3) ใบอนุญาต

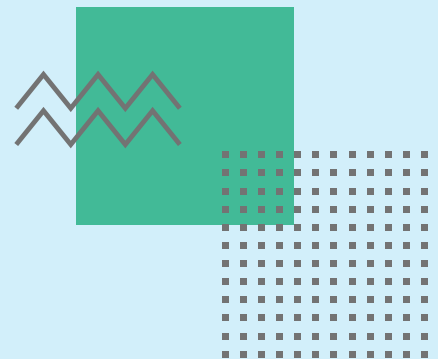
การกำกับดูแลและการออกใบอนุญาตสำหรับ EV Load Aggregator: ใบอนุญาตเดียวกับ load aggregator

Let's take a break !



เสาที่ 3:

ไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)



► ที่มาและความสำคัญ

การศึกษา จัดทำข้อกำหนด หรือปรับปรุงแก้ไขระเบียบหรือหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับ เสาหลักที่ 3: ไมโครกริดและโปรซูเมอร์ (Microgrid and Prosumer)

ทบทวนคำนิยามของไมโครกริด (**Microgrid Definition**) ตามมาตรฐานสากล IEC เวอร์ชันปรับปรุงแก้ไข ปี ค.ศ. 2023 เพื่อให้เข้าใจตรงกันเกี่ยวกับอัตลักษณ์ของไมโครกริด ตามเอกสาร “*IEC Technical Specification 62898-1 Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification*”

- In the IEC-TS-62898-1-2017 (ฉบับดั้งเดิม): Microgrid - group of interconnected loads and distributed energy resources with defined electrical boundaries that acts as a single controllable entity and is **able to operate in both grid-connected and island mode**.
- In the IEC-TS-62898-1-2017-AMD1-2023 (ฉบับปรับปรุงแก้ไข): Microgrid - group of interconnected loads and distributed energy resources with defined electrical boundaries forming a local electric power system at distribution voltage levels, that acts as a single controllable entity and is **able to operate in island mode**.

► ที่มาและความสำคัญ

อัตลักษณ์ของไมโครกริด

- ตามเอกสาร “*IEC Technical Specification 62898-1 Microgrids - Part 1: Guidelines for microgrid projects planning and specification*” (IEC-TS-62898-1-2017-AMD1-2023)
 - DERs with defined electrical boundaries,
 - Forming a local electric power system at **distribution voltage levels**,
 - Acts as a single controllable entity,
 - **Able to operate in island mode**
- ตามเอกสาร “*IEEE Standard for the Specification of Microgrid Controllers*” (IEEE Std 2030.7-2017), three distinct characteristics to be considered a microgrid:
 - Clearly defined electrical boundaries
 - A control system to manage and **dispatch resources** as a single controllable entity
 - Installed generation capacity that exceeds the **critical load**; this allows the microgrid to be disconnected from the main grid, i.e., operate as an entity in islanded mode, and supply local loads

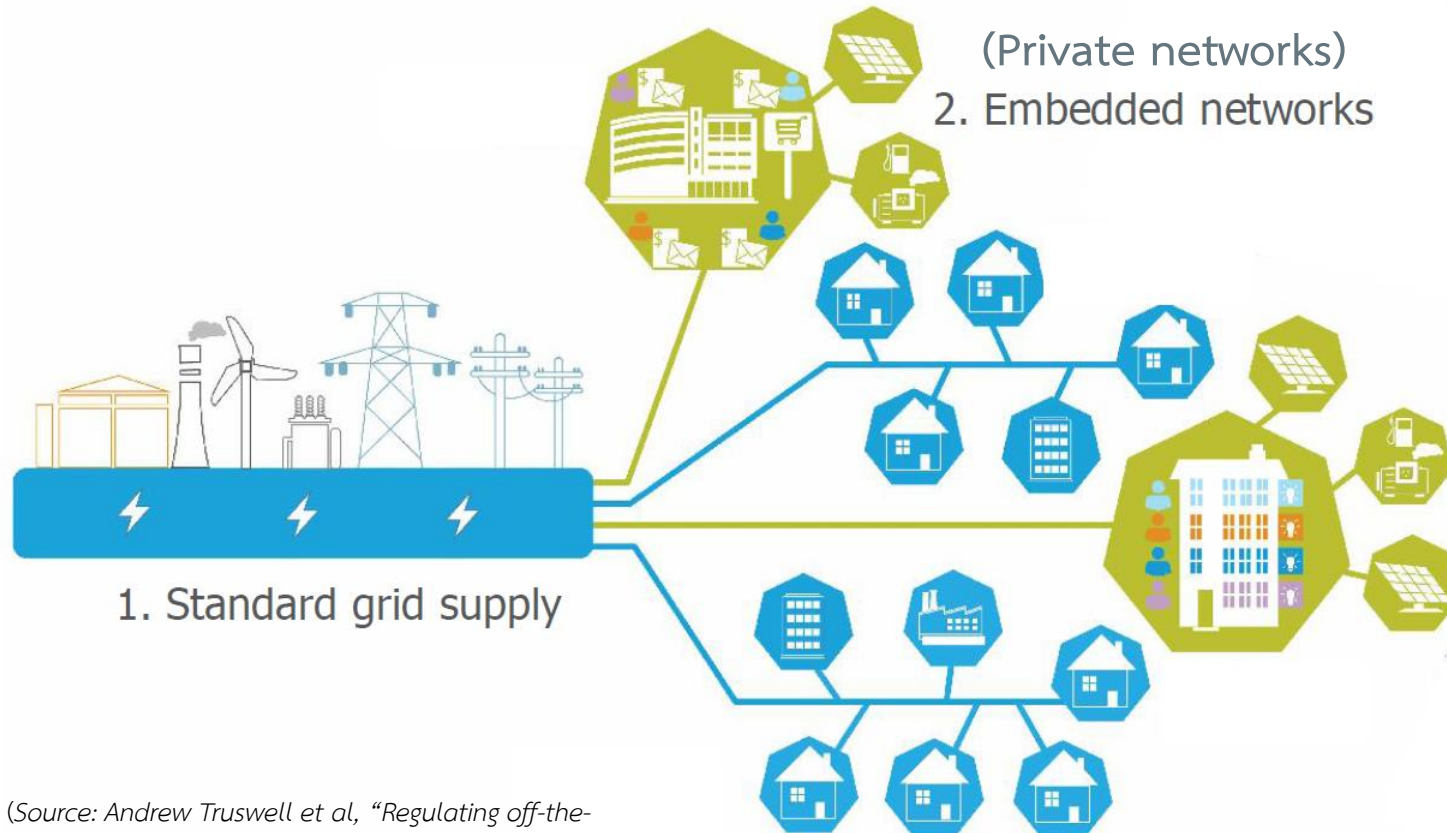
เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง

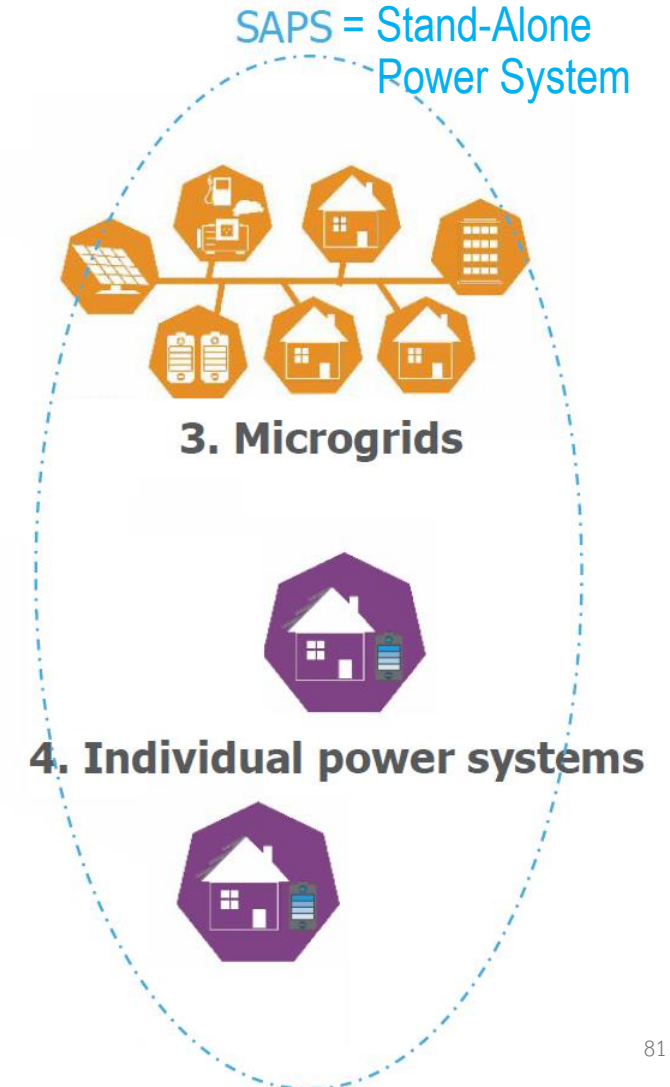
Defined in IEC-TS-62898-1:

- Non-Isolated Microgrid
- Isolated Microgrid

Non-Isolated Microgrid



Isolated Microgrid



(Source: Andrew Truswell et al, "Regulating off-the-grid: standalone power systems in Australia", 2019)

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง

เปรียบเทียบคุณลักษณะที่สำคัญทางเทคนิคของแต่ละรูปแบบของระบบจ่ายไฟฟ้าให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า

Component Issues	Non-Isolated Microgrid (islandable from grid)	Isolated Microgrid (SAPS)	Private Network (Embedded Network)
Generation	Yes	Yes	Yes
Network (Wires)	Yes	Yes	Yes
Demand / Load	Yes	Yes	Yes
Main Grid Interface	Yes	–	Yes
Main Grid Synchronization	Yes	–	–
Island Mode Control	Yes	Yes	–
Grid-Connected Control	Potentially	–	Potentially
Overall Design and Operational Difficulty	High	Medium / High	Medium

Note: Non-Isolated System = Standard Grid Supply (Main Grid)

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

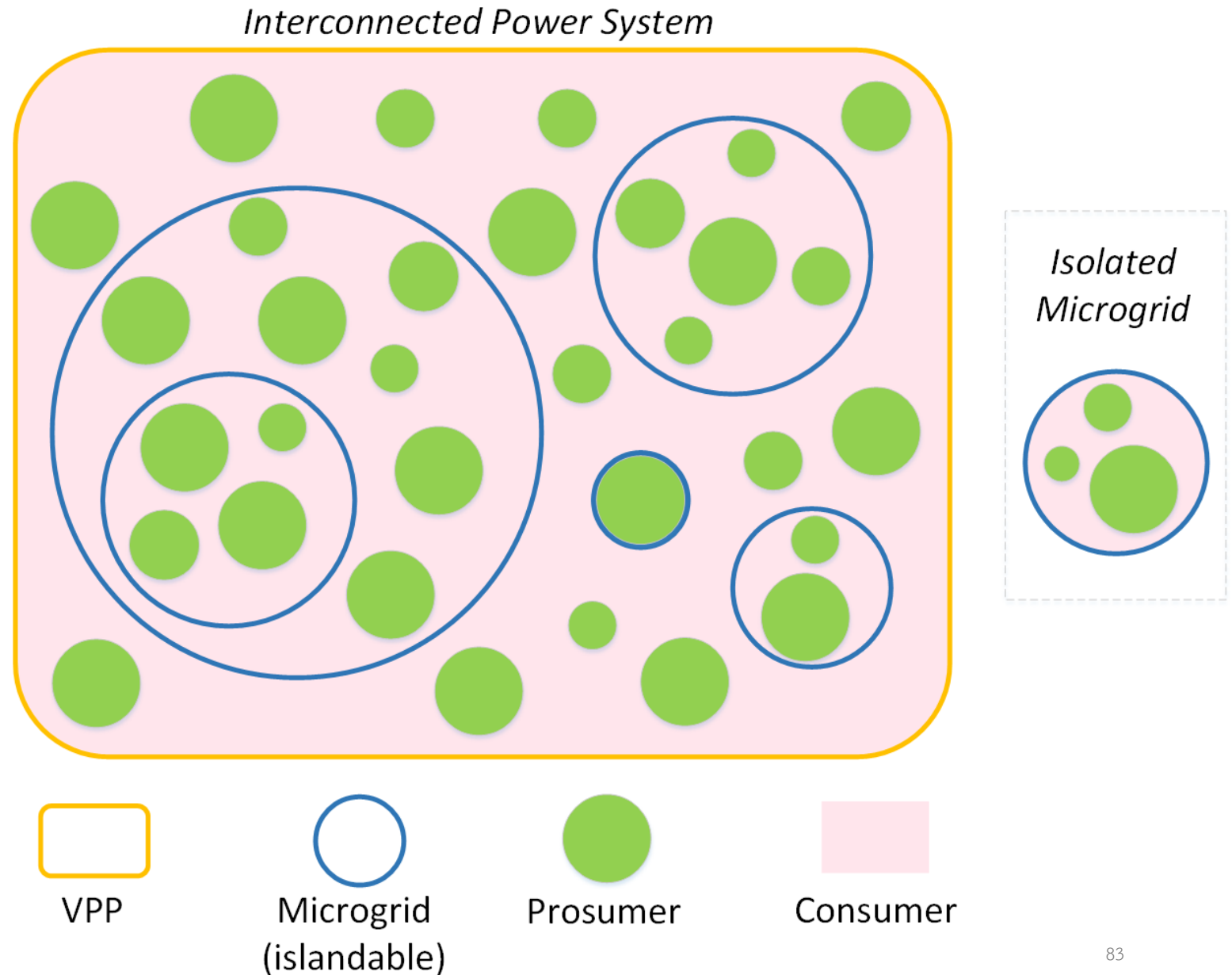
► ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง

การเชื่อมโยงลักษณะจากคุณสมบัติ
ของ VPP, Prosumer, Microgrid

*Microgrids are the backbone
of prosumerism.**

* ที่มา: Decentralised Energy Canada, 2023

“ไมโครกริดเป็นหัวใจสำคัญของการ
ยกระดับความมั่นคงทางพลังงาน
ไฟฟ้าและการพัฒนาเศรษฐกิจสีเขียว
ในระดับท้องถิ่นที่เกิดจากการมีส่วนร่วม
ร่วมผลิตไฟฟ้าโดยผู้ใช้ไฟฟ้า ”



เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง

Shall it be considered a microgrid ?

- *Stand-Alone Power System*
Yes as it is islanded.
- *Smart Embedded Network*
Yes, if it is islandable.
No, if it not islandable.

Note: A revised microgrid definition by IEC in 2023 has emphasize an “*islandable*” function as the key attribute of microgrid.

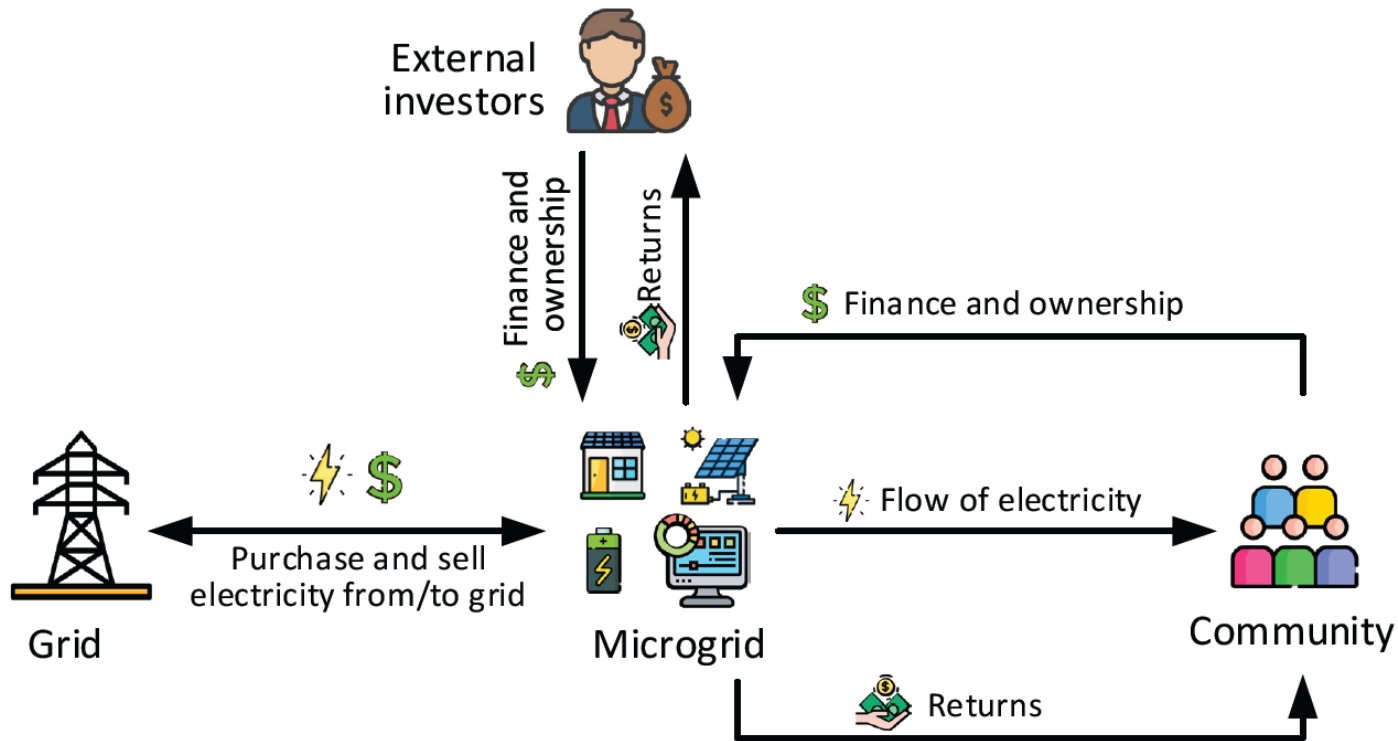
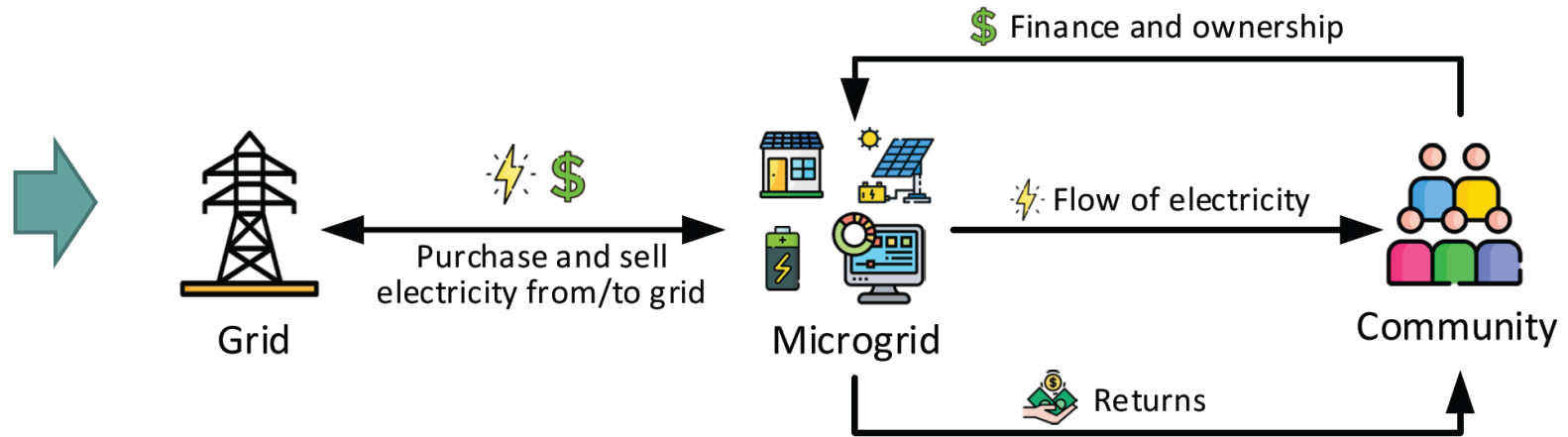
	Components				Electric boundaries	Islanding	Main grid interaction		
	Production	Storage	Load	Controller & EMS			Ancillary services	Local services to DSO	Energy market
Embedded network									
Prosumers									
Local prosumers clustering									
Virtual Power Plant									
Smart embedded network									
Microgrid									
Stand-alone power system									

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง : รูปแบบธุรกิจสำหรับไมโครกริด

1. ชุมชนเป็นเจ้าของ (community-own):

ไมโครกริดที่เป็นของชุมชนนั้นได้รับเงินทุน
และเป็นเจ้าของโดยชุมชนเอง



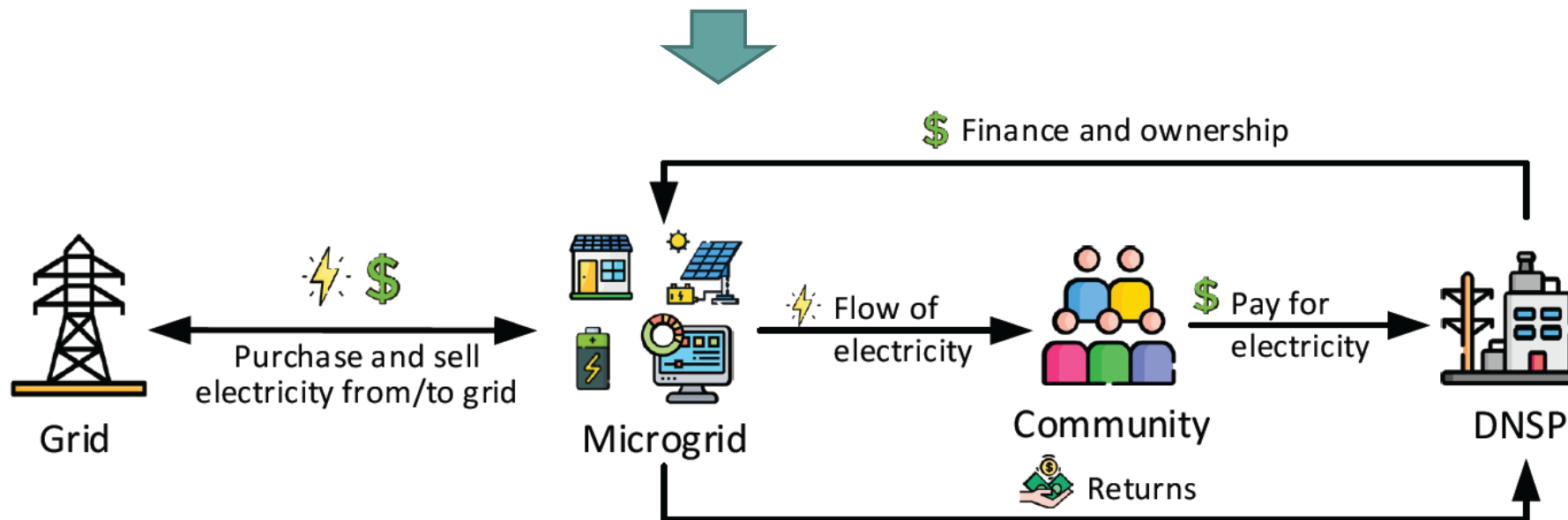
2. เจ้าของแบบผสม (mixed ownership):

คล้ายกับรูปแบบธุรกิจที่ชุมชนเป็นเจ้าของ
แต่กลุ่มทุนภายนอกจะมาร่วมลงทุนในไม
โครกริด เป็นรูปแบบที่ส่งเสริมความร่วมมือ
ระหว่างภาครัฐ เอกชน และชุมชน

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

- ▶ ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง : รูปแบบธุรกิจสำหรับไมโครกริด

3. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นเจ้าของ (*distribution utility-own*): ผู้ให้บริการโครงข่ายจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Network Service Provider : DNSP) เป็นเจ้าของและดำเนินการ ชุมชนไม่จำเป็นต้องลงทุนล่วงหน้าเพื่อพัฒนาไมโครกริด



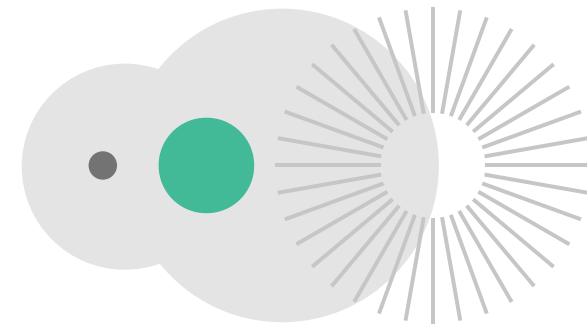
4. บุคคลภายนอกเป็นเจ้าของ (*third party-own*): รูปแบบธุรกิจที่คล้ายคลึงกับรูปแบบ DNSP-own แต่ต่างกันที่เป็นบุคคลภายนอกมาลงทุนและเป็นเจ้าของ ซึ่งลูกค้า(ผู้ใช้ไฟฟ้า)ชำระค่าไฟฟ้าให้กับบุคคลภายนอกที่เป็นเจ้าของ (หมายเหตุ: คล้ายรูปด้านบนแต่เปลี่ยน DNSP ไปเป็น Third Party แทน)

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

▶ ระบบการจ่ายไฟฟ้าและรูปแบบธุรกิจที่เกี่ยวข้อง : คุณสมบัติของไมโครกริด

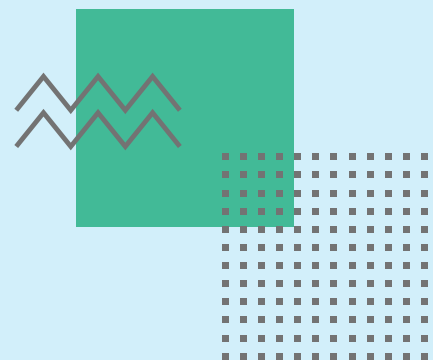
- 1. ความสามารถในการกู้คืนระบบไฟฟ้าและความเชื่อถือได้ (*Resilience and Reliability*)
- 2. ความมีอิสระด้านพลังงานในราคาที่สามารถเข้าถึงได้ (*Energy Independence and Affordability*)
- 3. การใช้พลังงานหมุนเวียนที่เพิ่มมากขึ้น (*Increased Utilization of Renewables*)
- 4. การหลีกเลี่ยงการอัปเกรดระบบส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า (*Avoided Transmission and Distribution Infrastructure Upgrades*)
- 5. การให้บริการเสริมแก่โครงข่ายไฟฟ้าหลัก ก่อให้เกิดประโยชน์กับสังคมโดยรวม (*Services to the Macrogrid/Society*)

Bulk System Services	Generation Capacity	The planning value of generation capacity to meet IRP or day-ahead capacity needs
	Black Start	A NERC resource supporting widespread system restoration as a part of PGE's official Black Start Plan
	Regulation	Regulating resources responsive to the system's ACE signal for compliance with NERC BAL-001
	Load Following	Economic dispatch of a participating resource in the Western Energy imbalance Market (EIM)
	Contingency Reserves	Spinning and non-spinning reserves required for compliance with NERC BAL-002
	Frequency Response	Resources to help stabilize and recover WECC frequency excursions in compliance with NERC BAL-003
T & D Services	Transmission Congestion Relief	Placement of energy resources to relieve congested transmission paths during periods of high system demand
	Transmission Upgrade Deferral	Placement of energy resources to support reliability for a portion of the transmission system, thus delaying the needs for upgrades
	Distribution Congestion Relief	Placement of energy resources to relieve congested distribution circuits during periods of high demands
	Distribution Upgrade Deferral	Placement of energy resources to support reliability and power quality on the distribution system, thus delaying the needs for upgrades
	Volt-VAR Support	Energy resources contributing VAR support to the distribution system for improved voltage management and power factor correction
Customer Service	Demand Charge Management	Behind-the-meter (BTM) resources capable of reducing facility demand charges through peak shaving
	Retail Energy Time-Shift	Behind-the-meter (BTM) resources capable of time-shifting metered energy according to time-of-use (TOU) schedules
	Reliability (Outage Mitigation)	Placement of energy resources and back-up supply to mitigate against customer outages



ประเด็นข้อเสนอการจัดทำกรอบ

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และ โปรซูเมอร์ (Prosumer)



► เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

ERC-3-01

กรอบหลักเกณฑ์
กฎระเบียบ เพื่อ
สนับสนุนให้เกิด
Microgrid/Prosumer
เป็น Business as
Usual เชิงพาณิชย์

1. แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด

- แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด กรณีระบบที่มีขนาด 1,000 kVA ขึ้นไป (จึงไม่ได้รับการยกเว้นใบอนุญาต)
 - แนวทางที่ 1 : ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ารวมอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว จึงไม่จำเป็นต้องมีใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก
 - แนวทางที่ 2 : ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไม่ถูกรวมอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องมีใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้าเพิ่ม

2. แนวทางการยกเว้นใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด (License Exemption)

- การปรับแก้ข้อความใน มาตรา 3 ข้อที่ 3 และข้อที่ 4 ของ พ.ร.ฎ. ปี 2552 เพื่อให้ครอบคลุมศูนย์ควบคุมไมโครกริด
 - เพิ่มข้อความเพื่อให้ครอบคลุมถึง ศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สามารถสั่งการในโหมดการทำงานแบบแยกโดดหรือแยกตัวอิสระได้
- คำจำกัดความเกี่ยวกับขนาดของไมโครกริด
 - ขนาดของไมโครกริด เช่น ไม่เกิน 1,000 kVA ควรพิจารณาจากอะไร >> ‘ขนาดการจำหน่ายไฟฟ้า’ หรือ ‘กำลังการผลิตรวม’
- กรณีได้รับการยกเว้นใบอนุญาต อาจต้องใช้กลไกการลงทะเบียนหรือมี Aggregator License เพื่อใช้บังคับหากต้องการเข้าร่วม TPA

3. แนวทางการกำหนดมาตรฐานคุณภาพการให้บริการไมโครกริด

- ประยุกต์ใช้ดัชนีมาตรฐานคุณภาพภายใต้ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีอยู่แล้ว
- และ กำหนดดัชนีใหม่ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานในโหมดแยกโดดหรือแยกตัวอิสระ เพิ่มเติมเข้าไป

4. ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด Microgrid Code

- แนวทางในการออกข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด (Microgrid Code)
 - แนวทางที่ 1 คือ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ดำเนินการ
 - แนวทางที่ 2 คือ กกพ.ทำหน้าที่ประสานให้มีหน่วยงานกลางทำหน้าที่จัดตั้งคณะทำงานร่วมจากภาครัฐและเอกชน

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► (1) แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด

ประเภทของการประกอบกิจการไฟฟ้า (ประกาศ กกพ. พ.ศ. 2551)	ใบอนุญาตผลิต ไฟฟ้า	ใบอนุญาตระบบ ส่งไฟฟ้า	ใบอนุญาตระบบ จำหน่ายไฟฟ้า	ใบอนุญาต จำหน่ายไฟฟ้า	ใบอนุญาต ควบคุมระบบ ไฟฟ้า	แจ้งต่อ สนง. กกพ.
กิจการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตตั้งแต่ หนึ่งพันกิโลวัตต์แอมแปร์ขึ้นไป	✓					
กิจการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตต่ำกว่า หนึ่งพันกิโลวัตต์แอมแปร์						✓
กิจการระบบส่งไฟฟ้า		✓				
กิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า			✓			
กิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลัง การผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตต่ำกว่าหนึ่งพันกิโลวัตต์แอมแปร์ นำไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไปใช้ในกิจการของตนเอง						✓
กิจการจำหน่ายไฟฟ้า				✓		
กิจการจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดการจำหน่ายไฟฟ้าต่ำกว่าหนึ่งพันกิโล วัตต์แอมแปร์โดยผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้า						✓
กิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า					✓	
กิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งโดยปกติไม่มีหน้าที่สั่งการด้านการ ผลิตไฟฟ้าโดยตรง						✓
กิจการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองอย่างเดียวที่ไม่เชื่อมต่อกับระบบ โครงข่ายไฟฟ้า	ไม่เข้าข่ายเป็นการประกอบกิจการพลังงาน					
การผลิตไฟฟ้าสำรองในยามฉุกเฉิน	ไม่เข้าข่ายเป็นการประกอบกิจการพลังงาน					

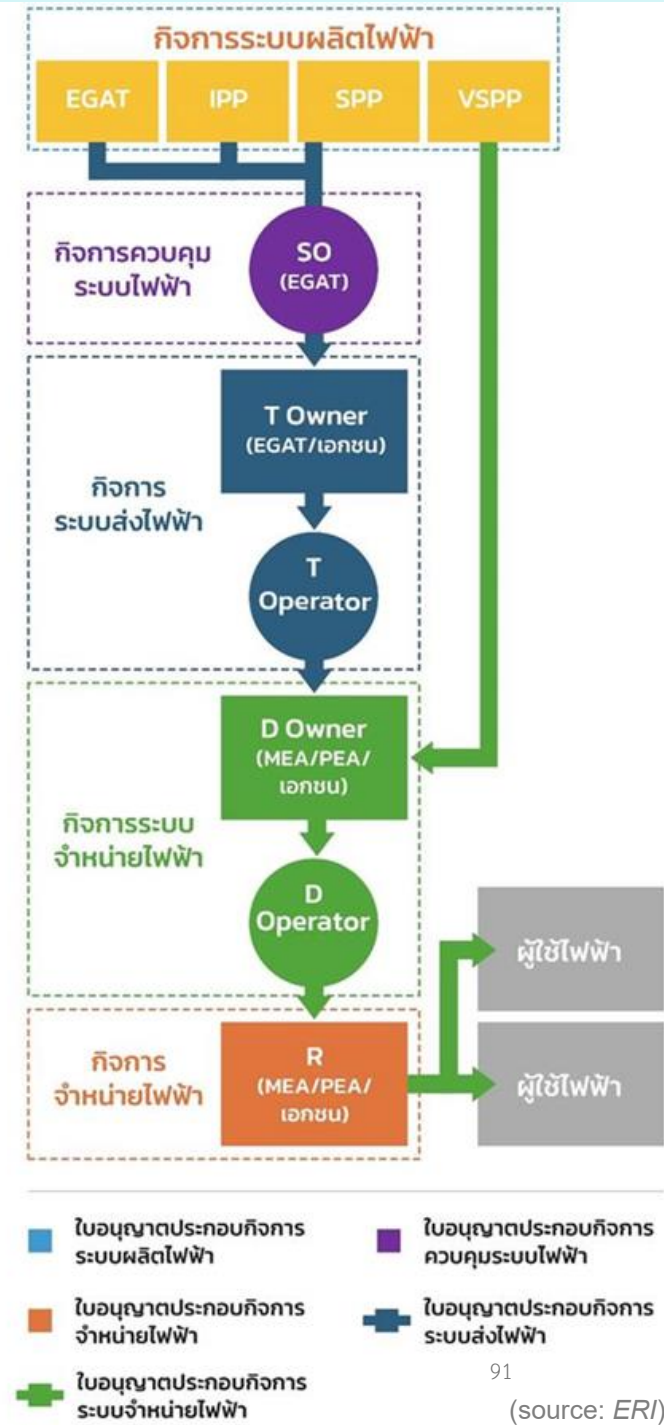
เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

▶ (1) แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด

มาตรา 5 ในพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 นี้ ได้กำหนดนิยามไว้ดังนี้

- “ระบบไฟฟ้า” หมายความว่า ระบบผลิตไฟฟ้า ระบบส่งไฟฟ้า และระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่อยู่ภายใต้การปฏิบัติการและควบคุมของผู้รับใบอนุญาต
- “ระบบส่งไฟฟ้า” หมายความว่า ระบบการนำไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าไปยังระบบจำหน่ายไฟฟ้า และให้หมายความรวมถึงศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการควบคุมระบบส่งไฟฟ้านั้นด้วย
- “ระบบจำหน่ายไฟฟ้า” หมายความว่า ระบบการนำไฟฟ้าจากระบบส่งไฟฟ้า หรือระบบผลิตไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไม่ใช่ผู้รับใบอนุญาต และให้หมายความรวมถึงศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นด้วย
- “ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า” หมายความว่า หน่วยงานที่ทำหน้าที่ในการควบคุมระบบไฟฟ้า

ดังนั้น ถ้าตีความว่า ความรับผิดชอบภายใต้ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า (เช่น กฟภ. กฟน.) นั้น หมายรวมการปฏิบัติการของศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้า (DSO) ไปด้วยอยู่แล้ว ก็อาจ**ไม่มีความจำเป็นต้องมี DSO License** เพิ่มเติมขึ้นมาอีก



เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

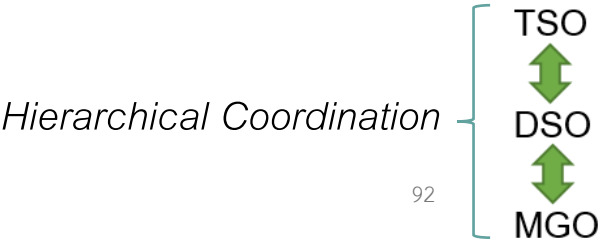
► (1) แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด

ตัวอย่างใบอนุญาตที่ต้องใช้ในการประกอบกิจการไมโครกริดของบางประเทศ

Country	License Type	Description
U.S.A. (depending on states)	Generation License	For companies generating electricity, including renewable energy producers.
	Distribution License	For entities distributing electricity to consumers.
Australia	Generation License	For companies generating electricity, including renewable energy producers.
	Distribution License	For entities operating a system for the distribution of electricity.
	Retail License	Retail license is limited to ‘off-grid’ system not connected to the National Electricity Market (NEM).
U.K.	Electricity Generation Licence	For companies generating electricity, including renewable energy producers.
	Electricity Distribution Licence	For entities managing the distribution networks that deliver electricity to homes and businesses.
	Electricity Supply Licence	For companies supplying electricity to domestic and non-domestic customers.
South Korea	Generation Business License	For entities generating electricity to supply to the electricity market.
	Distribution Business License	For distributing electricity to end-users.
	Retail Business License	For selling electricity directly to consumers.

ถ้าตีความว่า ระบบจำหน่ายไฟฟ้าหมายถึงศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าของ DSO ไว้แล้ว ใบอนุญาตสำหรับไมโครกริดจะประกอบด้วย:

- 1. ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า
- 2. ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 3. ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า



► (1) แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด

ประเด็นที่ต้องพิจารณา: แนวทางการกำหนดใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด กรณีระบบที่มีขนาด 1,000 kVA ขึ้นไป (จึงไม่ได้รับการยกเว้นใบอนุญาต) อาจพิจารณาจากสองแนวทางที่เป็นไปได้ ดังต่อไปนี้

- **แนวทางที่ 1 :** ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้ารวมอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าแล้ว จึงไม่จำเป็นต้องมีใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอีก ดังนั้น ใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด ประกอบด้วย
 - 1) ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า
 - 2) ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 3) ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า
- **แนวทางที่ 2 :** ศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าไม่ถูกรวมอยู่ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า จึงจำเป็นต้องมีใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นมา ดังนั้น ใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด ประกอบด้วย
 - 1) ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า
 - 2) ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า
 - 3) ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า
 - 4) ใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า (MGO or Simplified DSO License)

► (2) แนวทางการยกเว้นใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด (License Exemption)

“พระราชกฤษฎีกากำหนดประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2552”

มาตรา 3 ประเภท ขนาด และลักษณะของกิจการพลังงานที่ได้รับการยกเว้นไม่ต้องขอรับใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานมีดังต่อไปนี้

- 1) กิจการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตรวมของแต่ละแหล่งผลิตต่ำกว่าหนึ่งพันกิโลวัตต์แอมแปร์
- 2) กิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ผู้ประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าตาม (1) นำไฟฟ้าที่ได้จากการผลิตไปใช้ในกิจการของตนเอง
- 3) กิจการจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาดการจำหน่ายไฟฟ้าต่ำกว่าหนึ่งพันกิโลวัตต์แอมแปร์ โดยผ่านระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- 4) กิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งโดยปกติไม่มีหน้าที่สั่งการด้านการผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ประเด็นที่ต้องพิจารณา

- แก้ไข มาตรา 3 ข้อ 3 (ที่แสดงด้านบน) โดยเพิ่มข้อความเป็น “กิจการจำหน่ายไฟฟ้าหรือกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่มีขนาด...”
- แก้ไข มาตรา 3 ข้อ 4 (ที่แสดงด้านบน) โดยเพิ่มข้อความเป็น “กิจการศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้าซึ่งโดยปกติไม่มีหน้าที่สั่งการด้านการผลิตไฟฟ้าโดยตรง หรือศูนย์ควบคุมระบบจำหน่ายไฟฟ้าตาม (3) ที่สามารถสั่งการในโหมดการทำงานแบบแยกโดดหรือแยกตัวอิสระได้”
- ขนาดของไมโครกริด เช่น ไม่เกิน 1,000 kVA ควรพิจารณาจากอะไร >> ‘ขนาดการจำหน่ายไฟฟ้า’ หรือ ‘กำลังการผลิตรวม’
- กรณีได้รับการยกเว้นใบอนุญาต อาจต้องใช้กลไกการลงทะเบียนหรือมี Aggregator License เพื่อใช้บังคับหากต้องการเข้าร่วม TPA

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

► (2) แนวทางการยกเว้นใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด (License Exemption)

ตัวอย่างการยกเว้นการขอใบอนุญาตประกอบกิจการไมโครกริดในประเทศต่างๆ

- ประเทศออสเตรเลีย กำหนดให้แหล่งผลิตไฟฟ้าที่ขนาดไม่เกิน 100 kW ที่ไม่ได้ขายไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง จะได้รับการยกเว้นการขอใบอนุญาต
- ประเทศเปอร์โตริโก กำหนดให้ไมโครกริดที่มีกำลังการผลิตรวมตั้งแต่หนึ่งเมกะวัตต์ (1 MW) ขึ้นไป ถือเป็นบริษัทที่ประกอบกิจการไฟฟ้าที่ต้องมีใบอนุญาต
- ในสหราชอาณาจักร โดยทั่วไปจะจำกัดการจำหน่ายไฟฟ้าต่ำกว่า 1 MW สำหรับใช้ภายในระบบ ดังนั้นผู้ประกอบการไมโครกริดจะต้องขอใบอนุญาต หากจำหน่ายไฟฟ้าเกินกว่าเกณฑ์นี้
- ประเทศสิงคโปร์ ไมโครกริดทดลอง (experimental microgrids) ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ (1 MW) มีสิทธิ์ได้รับการยกเว้นใบอนุญาต ยกตัวอย่างเช่น Pulau Ubin Micro-Grid Testbed ที่ประกอบด้วย 328 kWp solar PV และ 1 MWh ESS (Redox Flow) ได้รับการยกเว้นใบอนุญาตอย่างเป็นทางการเริ่มตั้งแต่ปี 2022 จนถึงปี 2034

หมายเหตุ: ประเทศที่โครงข่ายไฟฟ้ายังไม่ครอบคลุมหรือหนาแน่นพอ จะกำหนดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของไมโครกริดที่ไม่ใหญ่มาก เช่น ไม่เกิน 100 kW ส่วนประเทศใหญ่ที่มีโครงข่ายไฟฟ้าที่ครอบคลุมหรือหนาแน่นพอ เช่น สหรัฐอเมริกาและอังกฤษ จะกำหนดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งของไมโครกริดที่ได้รับการยกเว้น ให้มีขนาดใหญ่ขึ้น เช่น ไม่เกิน 1 MW เป็นต้น

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

▶ (3) แนวทางการกำหนดมาตรฐานคุณภาพการให้บริการไมโครกริด

ดัชนีกำกับกิจการตามใบอนุญาตทั้ง 5 ประเภท มีดังนี้

1. ใบอนุญาตผลิตไฟฟ้า

- ดัชนีกำกับกิจการผลิตไฟฟ้า
- ค่าความพร้อมจ่ายไฟฟ้า (GWEAF)
 - ความเชื่อถือได้ขณะเริ่มเดินเครื่อง (SR)

2. ใบอนุญาตระบบส่งไฟฟ้า

- ดัชนีกำกับกิจการระบบส่งไฟฟ้า
- ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับ (SAIFI)
 - ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (SAIDI)
 - อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ไม่สามารถจ่ายให้ลูกค้าได้ UER
 - การเบี่ยงเบนแรงดันไฟฟ้าจากช่วงการยอมรับ (VD)

3. ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า

4. ใบอนุญาตจำหน่ายไฟฟ้า

- ดัชนีกำกับกิจการระบบจำหน่ายไฟฟ้า
- ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับ (SAIFI)
 - ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับ (SAIDI)
 - ความสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

5. ใบอนุญาตควบคุมระบบไฟฟ้า

- ดัชนีกำกับศูนย์ควบคุมระบบไฟฟ้า
- ความถี่ไฟฟ้าเบี่ยงเบน (FD)
 - Bulk System Disturbance Indices (BDI)
 - MAPE ของการพยากรณ์โหลด

- ดัชนีกำกับกิจการจำหน่ายไฟฟ้า
- การจ่ายกระแสไฟฟ้าคืนหลังเกิดเหตุขัดข้อง
 - การแก้ไขคำร้องเรียนเกี่ยวกับปัญหาแรงดันไฟฟ้าและปัญหาไฟกระพริบ
 - การตอบข้อร้องเรียนของผู้ใช้ไฟฟ้า
 - การแจ้งการดับไฟฟ้าล่วงหน้า
 - ระยะเวลาการต่อไฟกลับ
 - ความพึงพอใจของลูกค้า
 - การจ่ายเงินชดเชย

หมายเหตุ: กำกับตามระเบียบว่าด้วยมาตรฐานคุณภาพบริการตามมาตรา 72 และ มาตรา 89

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

▶ (3) แนวทางการกำหนดมาตรฐานคุณภาพการให้บริการไมโครกริด

ดัชนีวัดผลการดำเนินงานของใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้ามาประยุกต์ใช้ได้เลย (ดัชนีที่ 1-3) และเสนอให้มีดัชนีเพิ่มเติม (ดัชนีที่ 4-7) ที่เกี่ยวข้องกับการทำงานในโหมดแยกโดดหรือ island mode (ที่ต้องควบคุมความถี่และแรงดันไฟฟ้าเอง) ดังต่อไปนี้

- 1) ค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Frequency Index: SAIFI, หน่วยวัด: ครั้ง/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
- 2) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อผู้ใช้ไฟฟ้าหนึ่งรายในหนึ่งปี (System Average Interruption Duration Index: SAIDI, หน่วยวัด: นาที/ปี/ผู้ใช้ไฟฟ้า)
- 3) ความสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Distribution Loss, หน่วยวัด: ร้อยละ)
- 4) แรงดันไฟฟ้าเบี่ยงเบน ขณะที่อยู่ในโหมดการทำงานแบบแยกโดด (Voltage Deviation: VD, หน่วยวัด: ครั้ง/ปี) ณ จุดเชื่อมต่อกับผู้ให้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าตามที่ระบุไว้
- 5) ความถี่ไฟฟ้าเบี่ยงเบน ขณะที่อยู่ในโหมดการทำงานแบบแยกโดด (Frequency Deviation : FD, หน่วยวัด: ครั้ง/ปี)
- 6) ค่าเฉลี่ยของระยะเวลาในการทำ black-start เพื่อกู้ระบบไฟฟ้ากลับมา (นาที/ครั้ง)
- 7) ดัชนีอัตราการร้อยละของการใช้พลังงานหมุนเวียนรายปี สำหรับระบบไมโครกริดที่ไม่มีการเชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าหลัก (ซึ่งอยู่ในโหมดการทำงานแบบแยกโดดตลอดเวลา)

► (4) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด Microgrid Codes

การพัฒนาข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด (Microgrid Codes) นี้ ควรมุ่งเน้นประเด็นทางเทคนิคที่มีความท้าทายสูงเช่น ประเด็นทางเทคนิคที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนโหมดการทำงานระหว่างโหมดการเชื่อมต่อโครงข่าย (grid-connected mode) และโหมดแยกโดด (island mode) เป็นต้น ซึ่งจะมีประเด็นที่ต้องลงรายละเอียดทั้งในส่วนของการเชื่อมต่อ (connection codes) และการปฏิบัติการ (operation codes) ซึ่งในปัจจุบันยังไม่ได้มีรายละเอียดกล่าวไว้ใน grid codes ของการไฟฟ้าในประเทศไทย ยกตัวอย่างเช่น

- ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ (Connection Codes) เช่น การประสานสัมพันธ์ระหว่าง anti-islanding กับ seamless transition, อุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับ synchronization check, sensing and control equipment เป็นต้น
- ข้อกำหนดการปฏิบัติการ (Operation Codes) เช่น re-synchronization criteria/process, protection settings, blackstart process เป็นต้น

หมายเหตุ: ในกรณีที่ระบบจำหน่ายไฟฟ้ามี grid codes ใช้งานอยู่แล้ว การออกข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด (Microgrid Codes) ที่กล่าวมาด้านบนนี้ ควรเป็นส่วนหนึ่ง(บทเพิ่มเติม) ของ grid codes ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยไม่จำเป็นต้องแยกออกมาเป็นข้อกำหนด grid codes ฉบับใหม่

ประเด็นที่ต้องพิจารณา : แนวทางในการออกข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด (Microgrid Codes)

- **แนวทางที่ 1** คือ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ดำเนินการ
- **แนวทางที่ 2** คือ กกพ.ทำหน้าที่ประสานให้มีหน่วยงานกลางทำหน้าที่จัดตั้งคณะทำงานร่วมจากภาครัฐและเอกชน

► (4) ข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด Microgrid Codes

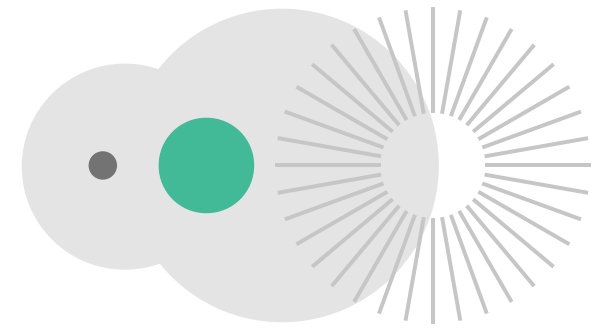
ประเด็นที่ต้องพิจารณา : แนวทางในการออกข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับไมโครกริด (Microgrid Code)

- **แนวทางที่ 1** คือ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้ดำเนินการ เนื่องจาก กฟผ. มีประสบการณ์เกี่ยวกับไมโครกริดที่อยู่ในความรับผิดชอบดูแลอยู่แล้ว ทั้งแบบที่เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าหลัก เช่น ไมโครกริดชุมชนแปะ ไมโครกริดแม่สะเรียง ไมโครกริดเบตง และยังมีไมโครกริดแบบที่ไม่ได้เชื่อมต่อโครงข่ายไฟฟ้าหลัก เช่น ไมโครกริดเกาะพะลวย
- **แนวทางที่ 2** คือ กกพ. ทำหน้าที่ประสานให้มีหน่วยงานกลางทำหน้าที่จัดตั้งคณะทำงานร่วมจากภาครัฐและเอกชน เนื่องจากแนวทางที่ 1 อาจมีข้อจำกัดเพราะข้อกำหนดไมโครกริดต่างๆ อาจเป็นแนวทางปฏิบัติที่เฉพาะเจาะจงสำหรับกฟผ.เอง ซึ่งอาจไม่ยืดหยุ่นและครอบคลุมเพียงพอ สำหรับนำไปประยุกต์ใช้กับโครงข่ายระบบจำหน่ายไฟฟ้าของเอกชน เช่น นิคมอุตสาหกรรมต่างๆ ที่อาจมี grid codes ของตนเอง ดังนั้น การที่ กกพ. ทำหน้าที่ประสานให้มีหน่วยงานกลางทำหน้าที่จัดตั้งคณะทำงานร่วมจากภาครัฐและเอกชนในการออกข้อกำหนดไมโครกริด จะสามารถดึงผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียทั้งจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายและผู้ประกอบการระบบจำหน่ายไฟฟ้าของเอกชน เข้ามาร่วมกันเป็นคณะทำงานเพื่อจัดทำและออกข้อกำหนดไมโครกริด (Microgrid Code) ที่สามารถใช้เป็นแนวทางปฏิบัติร่วมกันได้ทั่วประเทศ ผลพลอยได้จากแนวทางที่ 2 นี้ คือ อาจเกิดกลุ่มทำงานทางเทคนิคด้านไมโครกริด (*Microgrid Technical Consortium*) ที่มาจากทั้งภาครัฐและเอกชน (ที่ต่อเนื่องมาจากคณะทำงานพัฒนาข้อกำหนดไมโครกริด) เพื่อมาช่วยกันผลักดันและขับเคลื่อนการพัฒนาไมโครกริดและโปรซูเมอร์ ที่พร้อมแบ่งปันประสบการณ์ด้านเทคโนโลยีและบทเรียนรวมถึงปัญหาและอุปสรรคจากการพัฒนาไมโครกริด เพื่อสร้างความตระหนักรู้และร่วมกันวางแนวทางปรับปรุงวิธีการในการปฏิบัติให้ดียิ่งขึ้นไป

เสาที่ 3: ระบบไมโครกริด (Microgrid) และโปรซูเมอร์ (Prosumer)

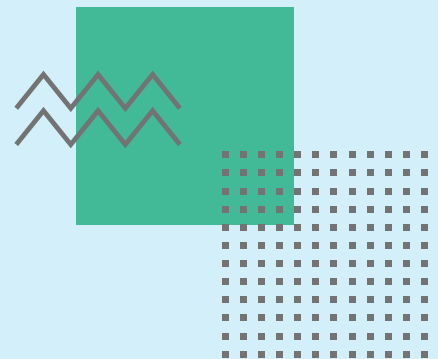
▶ สรุปแนวทางการจัดทำกรอบ เสาที่ 3: ไมโครกริดและโปรซูเมอร์

ประเด็น	ช่วงการเปลี่ยนผ่านระยะที่ 1 (พ.ศ. 2565-2569)	ช่วงการเปลี่ยนผ่านระยะที่ 2 (พ.ศ. 2570-2574)	ระยะตั้งแต่ พ.ศ. 2575 เป็นต้นไป
ใบอนุญาตประกอบกิจการไมโครกริด	- ประยุกต์ใช้ใบอนุญาตเดิมที่มีอยู่แล้ว สำหรับผู้ประกอบการที่มีใบอนุญาต - กรณียกเว้นใบอนุญาต ยังคงอ้างอิงตาม พ.ร.ฎ. ปี พ.ศ. 2552	- ใช้ใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยเพิ่มดัชนีวัดผลดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับไมโครกริดเข้าไป - กรณียกเว้นใบอนุญาต ยังคงอ้างอิงตาม พ.ร.ฎ. ปี พ.ศ. 2552	มีหลักเกณฑ์ หรือ พ.ร.ฎ. เรื่อง การยกเว้นใบอนุญาตสำหรับไมโครกริด และประกาศ กพ. เกี่ยวกับแนวปฏิบัติการขึ้นทะเบียนหรือจดทะเบียน
มาตรฐานการให้บริการในการประกอบกิจการไมโครกริด	- ปรับปรุงระเบียบ กพ. ว่าด้วยมาตรฐานการให้บริการในส่วนของการประกอบกิจการไมโครกริด - เก็บข้อมูลตามดัชนีวัดผลการดำเนินงานของไมโครกริดที่ใช้งานจริงของ กฟผ. เช่น แม่สะเรียง เบตง เกาะพะลวย	เก็บรวบรวมข้อมูลสะสมทางสถิติย้อนหลังไว้เรื่อยๆ สำหรับดัชนีวัดผลการดำเนินงานของไมโครกริด เพื่อศึกษาแนวโน้มของดัชนีวัดผลเหล่านั้น และพิจารณาแนวทางการเสนอแนะเพื่อปรับปรุงต่อไป	ข้อมูลสะสมทางสถิติที่เก็บรวบรวมไว้ สำหรับดัชนีวัดผลการดำเนินงานของไมโครกริด นำมาใช้ศึกษาพิจารณาว่าควรปรับปรุงหรือเพิ่มเติมดัชนีวัดผลหรือไม่ อย่างไร
ข้อกำหนดไมโครกริด (Microgrid Code)	กพ.ทำหน้าที่ประสานให้มีหน่วยงานกลางทำหน้าที่จัดตั้งคณะทำงานร่วมจากภาครัฐและเอกชน เพื่อจัดทำข้อกำหนดไมโครกริด (Microgrid Code)	- ประกาศใช้ข้อกำหนดไมโครกริด (Microgrid Code) ที่จะใช้เป็นมาตรฐานและแนวทางปฏิบัติในการพัฒนาไมโครกริด - รวบรวมองค์ความรู้และบทเรียนจากการพัฒนาไมโครกริดและการใช้งานจริงมาเป็นข้อมูลในการใช้ปรับปรุงข้อกำหนดไมโครกริดในอนาคต	ปรับปรุงข้อกำหนดไมโครกริด (Microgrid Code) ให้ทันสมัยและตอบโจทย์การใช้งานจริงให้มากยิ่งขึ้น ให้สอดคล้องกับเทคโนโลยี ยี่ที่ด้าน DERs ซึ่งอาจเปลี่ยนแปลงรวดเร็ว และถอดบทเรียนจากการใช้งานจริงที่รวบรวมมาระหว่างช่วงการเปลี่ยนผ่านระยะที่ 2 มาใช้ในการปรับปรุง



เสาที่ 2:

ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงาน
หมุนเวียนที่ผันแปร (RE Forecast)

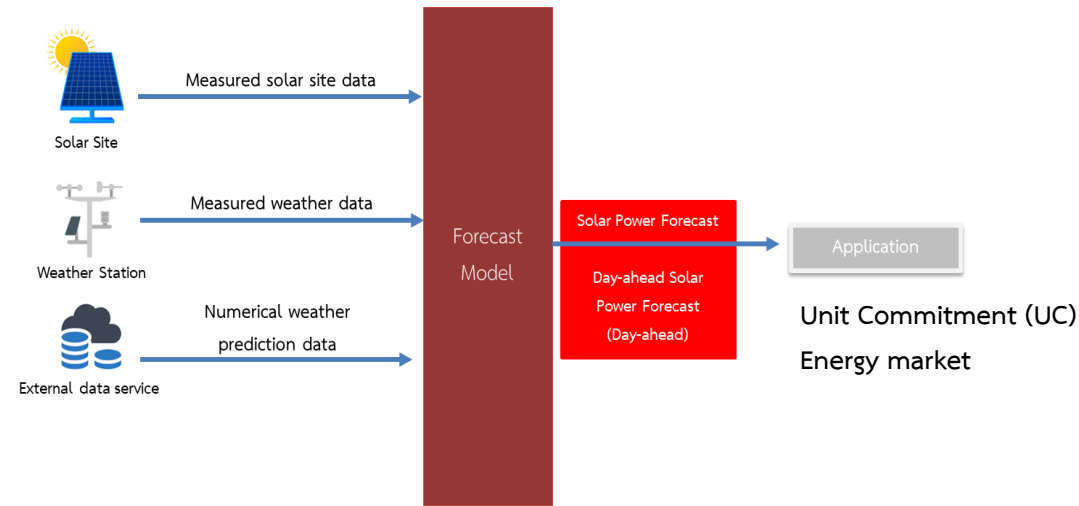


การรวบรวมข้อมูลด้านเทคโนโลยีและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

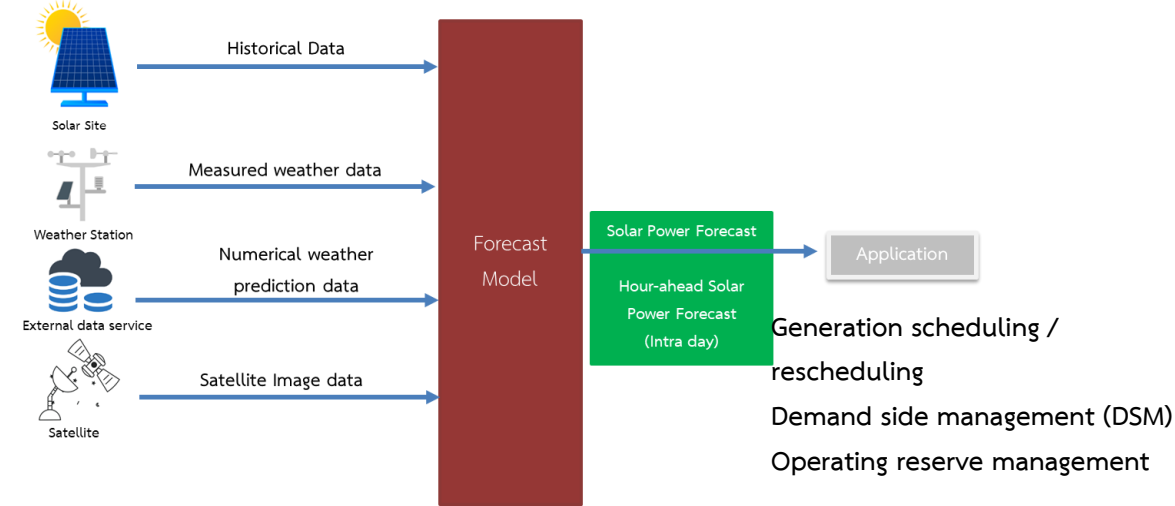
▶ การพัฒนาด้านเทคโนโลยี

การพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Forecast) และ การพยากรณ์พลังงานลม (Wind Forecast)

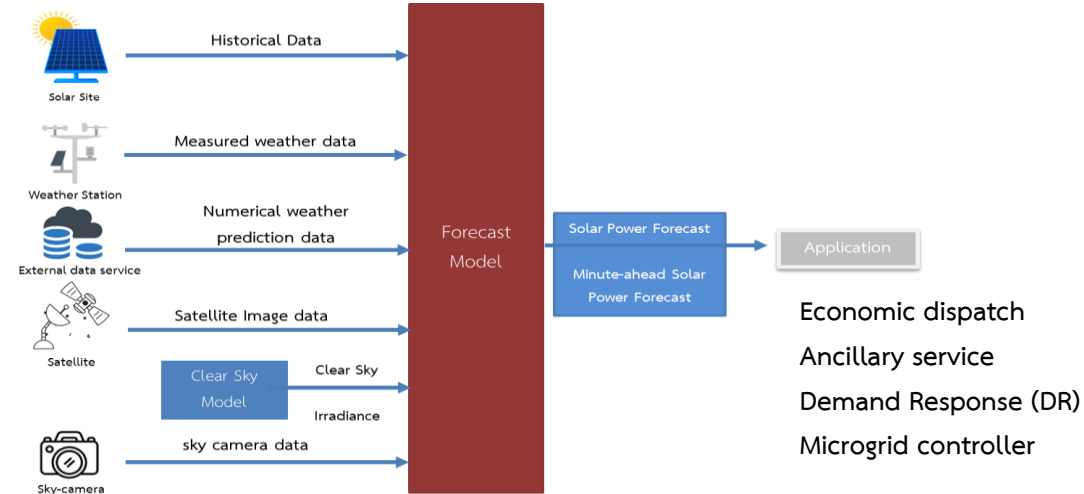
การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ล่วงหน้ารายวัน (Day-ahead solar power forecast)



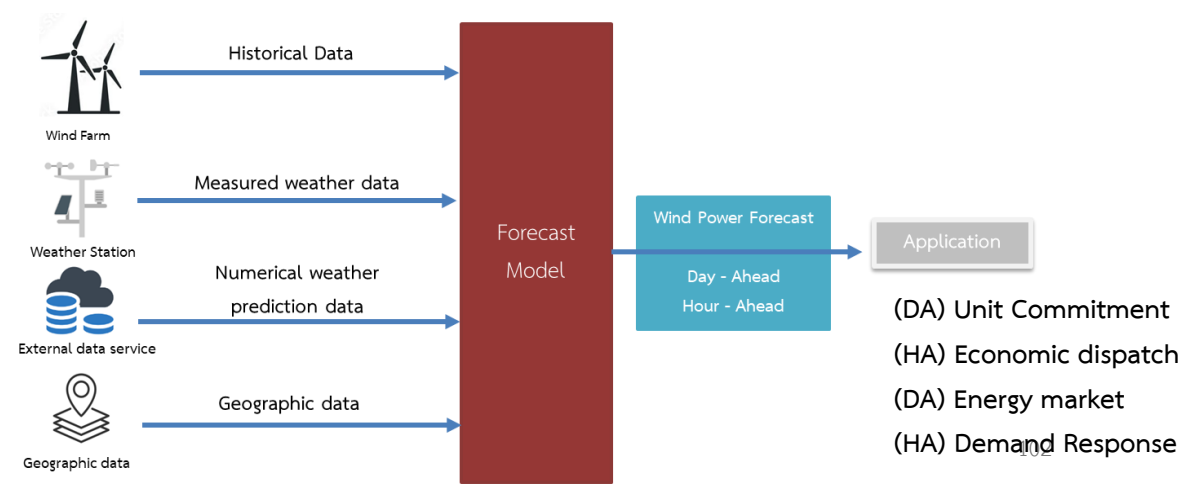
การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ล่วงหน้ารายชั่วโมง (Hour-ahead solar power forecast)



การพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ล่วงหน้ารายนาที (Minute-ahead solar power forecast)



การพยากรณ์ลมล่วงหน้ารายวันและล่วงหน้ารายชั่วโมง (Day-ahead/Hour-ahead Wind power forecast)



▶ การพัฒนาด้านเทคโนโลยี

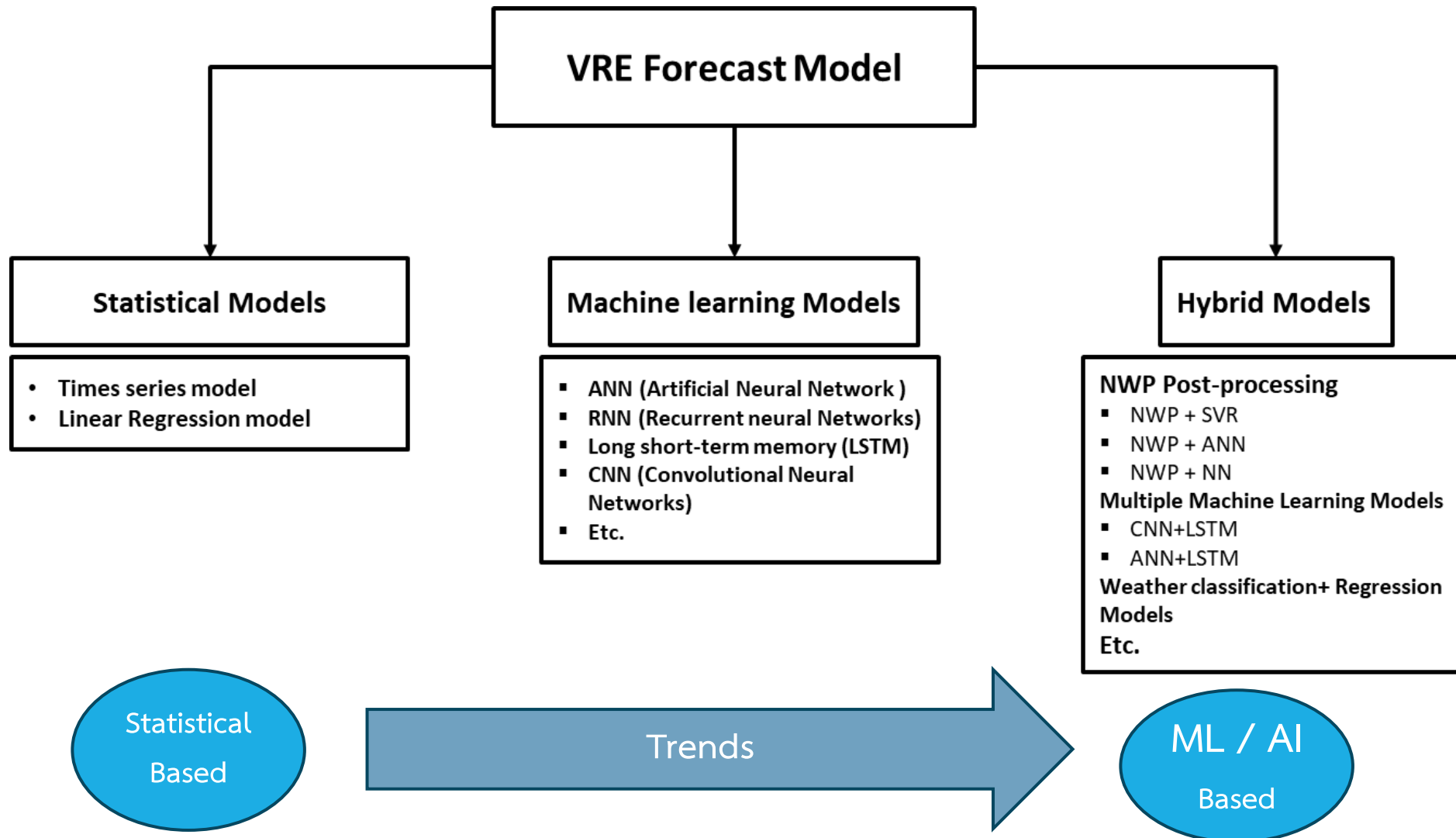
ข้อมูลป้อนเข้า

ข้อมูลป้อนเข้า (Input) ที่นิยมใช้ในการพยากรณ์แสงอาทิตย์

Day-Ahead	Hour-Ahead	Minute-Ahead
ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ที่วัดได้ปัจจุบัน และข้อมูลในอดีต (Measured and historical solar power data)		
ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ ที่วัดได้ปัจจุบัน และข้อมูลในอดีต (Measured and historical solar irradiance)		
ข้อมูลสภาพอากาศอื่นๆ เช่น อุณหภูมิโดยรอบ อุณหภูมิบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ความชื้นสัมพัทธ์, ความเร็วลม และทิศทางลม ฯลฯ (Weather data)		
ข้อมูลขาออกจากแบบจำลองการพยากรณ์อากาศด้วยวิธีเชิงตัวเลข (NWP)		
ข้อมูลภาพถ่ายดาวเทียม (Satellite Data)		
		ข้อมูลจากกล้องถ่ายภาพทั่วท้องฟ้า (Total sky image)
		แบบจำลองท้องฟ้าสภาวะฟ้าใส (Clear sky model)

ข้อมูลป้อนเข้า (Input) ที่นิยมใช้ในการพยากรณ์ลม

Day-Ahead	Hour-Ahead
ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้าพลังงานลมที่วัดได้ปัจจุบัน และข้อมูลในอดีต (Measured and historical wind power data)	
ข้อมูลความเร็วลมที่วัดได้ปัจจุบัน และข้อมูลในอดีต (Measured and historical wind speed)	
ข้อมูลสภาพอากาศอื่นๆ เช่น อุณหภูมิแวดล้อม ความชื้นสัมพัทธ์, ทิศทางลม และ ฯลฯ (Weather data)	
ข้อมูลขาออกจากแบบจำลองการพยากรณ์อากาศด้วยวิธีเชิงตัวเลข (NWP)	
ข้อมูลเชิงภูมิศาสตร์ทั่วไป (Geographic data)	



บทบาทของหน่วยงาน ในแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง

เสาที่ 2: RE Forecast



► ที่มาและความสำคัญ

วัตถุประสงค์ และเป้าหมาย

1

กำหนด**กรอบการสื่อสารและการแลกเปลี่ยนข้อมูล (ข้อมูลวัดและข้อมูลพยากรณ์ สภาพอากาศ และกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้) ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง** เพื่อสนับสนุนการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจาก VRE

2

กำหนด**มาตรฐานด้านเครื่องมือวัด**กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ และตัวแปรสภาพอากาศ รวมถึงความถี่ในการบำรุงรักษา ของหน่วยงานผู้ส่งข้อมูล

3

กำหนด**กรอบการรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจาก VRE** (รูปแบบรายงาน ดัชนีชี้วัดความแม่นยำ) ของหน่วยงานต่าง ๆ ให้ กกพ. รับทราบ

- เพื่อให้ประเทศไทยมีข้อมูลการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจาก VRE (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม) ครอบคลุมโรงไฟฟ้าในระดับ SPP, VSPP และ Prosumer-Aggregator (VPP) เพื่อเป็นข้อมูลใช้ในการจัดสรรกำลังการผลิต และการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการวางแผนจัดสรรกำลังการผลิต และการเตรียมกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองอย่างเหมาะสม (ส่งผลตอบแทนราคาไฟฟ้า) เพื่อรองรับ VRE ให้ได้ตามเป้าหมาย

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

► ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินการ (อ้างอิงจากโครงการในอดีตถึงปัจจุบัน)



เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

ข้อเสนอกรอบในการกำกับดูแล

กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผล ความแม่นยำในการพยากรณ์กำลัง ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ ผันผวน (พลังงานแสงอาทิตย์และ พลังงานลม) โดยหน่วยงานต่าง ๆ ที่ เกี่ยวข้อง	(ERC-2-02) การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ สำหรับ มาตรฐานดัชนีความแม่นยำของการพยากรณ์ทั้งรูปแบบของ การพยากรณ์แบบวันล่วงหน้าและชั่วโมงล่วงหน้า พัฒนาข้อกำหนดในการควบคุมการพยากรณ์ของแหล่ง พยากรณ์ ทั้งจากภาครัฐและเอกชน ให้มีประสิทธิภาพและ ความแม่นยำอยู่ในระดับที่เป็น มาตรฐาน เพื่อช่วยเพิ่ม ความสามารถในการวางแผนระบบไฟฟ้า

กำหนดกรอบหลักเกณฑ์การ
สื่อสารและการแลกเปลี่ยน
ข้อมูลวัดและข้อมูลพยากรณ์
ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

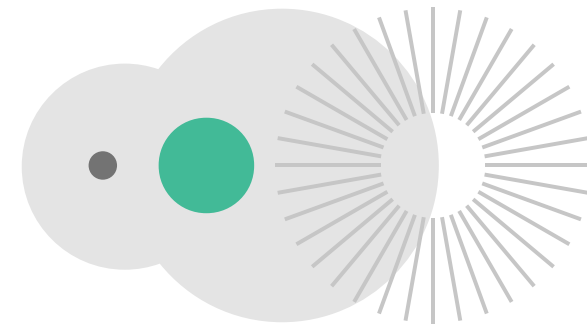
กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
กรอบหลักเกณฑ์การสื่อสารและการแลกเปลี่ยนข้อมูลวัดและ ข้อมูลพยากรณ์ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	(ERC-2-01)การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ Grid Code และมาตรฐานโปรโตคอลการสื่อสาร สำหรับบังคับใช้การส่ง ข้อมูลการพยากรณ์/สภาพอากาศ และข้อมูลการผลิตไฟฟ้า - การพยากรณ์ในระดับโรงไฟฟ้า SPP - การพยากรณ์ในระดับโรงไฟฟ้า VSPP (ตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป) - การพยากรณ์ในระดับของ Prosumer-Aggregator ขนาด มากกว่า 10 MW

Proposed
regulatory
framework

กรอบหลักเกณฑ์ ระเบียบ มาตรฐานวิศวกรรม	ความเชื่อมโยงกับแผนการขับเคลื่อนฯ ระยะปานกลาง
มาตรฐานเครื่องมือวัดค่ากำลังไฟฟ้า เครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพ อากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และ มาตรการบำรุงรักษา	(ERC-2-02) การศึกษาและจัดทำกรอบหลักเกณฑ์ สำหรับ มาตรฐานดัชนีความแม่นยำของการพยากรณ์ทั้งรูปแบบของ การพยากรณ์แบบวันล่วงหน้าและชั่วโมงล่วงหน้า พัฒนาข้อกำหนดในการควบคุมการพยากรณ์ของแหล่งพยากรณ์ ทั้งจากภาครัฐและเอกชน ให้มีประสิทธิภาพและความแม่นยำ อยู่ในระดับที่เป็น มาตรฐาน เพื่อช่วยเพิ่มความสามารถในการ วางแผนระบบไฟฟ้า

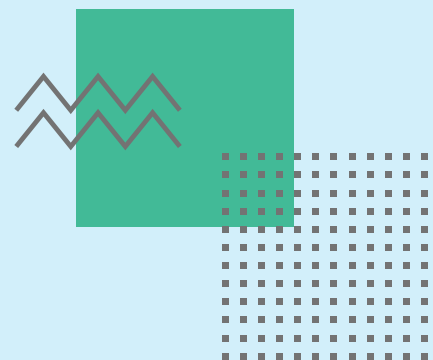
กำหนดให้มีการรายงาน
ผลความแม่นยำในการ
พยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้า
จาก VRE ให้ กกพ.
รับทราบ

กำหนดมาตรฐาน
เครื่องมือวัด และ
มาตรการบำรุงรักษา
เพื่อให้ข้อมูลป้อนเข้ามี
คุณภาพ



ประเด็นข้อเสนอการจัดทำกรอบ

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่ผันแปร (RE Forecast)



► เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

ERC-2-01

หลักเกณฑ์ Grid Code และมาตรฐานโปรโตคอลการสื่อสาร สำหรับบังคับใช้การส่งข้อมูลการพยากรณ์

1. กรอบหลักเกณฑ์การสื่อสารและการแลกเปลี่ยนข้อมูลวัดและข้อมูลพยากรณ์ ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

- การจำแนกประเภทของข้อมูล
- หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
- การแลกเปลี่ยนและแบ่งปันข้อมูลระหว่างหน่วยงาน

ERC-2-02

กรอบหลักเกณฑ์สำหรับมาตรฐานตัวชี้วัดความแม่นยำของการพยากรณ์แบบวันล่วงหน้าและชั่วโมงล่วงหน้า

2. มาตรฐานเครื่องมือวัดค่ากำลังไฟฟ้า เครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และมาตรการบำรุงรักษา

- ความแม่นยำขั้นต่ำของเครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม
- มาตรการบำรุงรักษา

3. กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม) โดยหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง

- หน่วยงานที่ต้องส่งรายงานให้ กกพ. เพื่อรับทราบและตรวจทาน
- ดัชนีความคลาดเคลื่อน (error indexes)
- การรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์ ฯ

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

► (1) กรอบหลักเกณฑ์การสื่อสารและการแลกเปลี่ยนข้อมูลวัดและข้อมูลพยากรณ์ ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

1. ข้อมูลคงที่ (Static Data)

- 1) ข้อมูลทั่วไป ได้แก่ ชื่อโรงไฟฟ้า ตำแหน่งที่ตั้ง (latitude, longitude) ขนาดกำลังผลิตตามสัญญา ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง เป็นต้น
- 2) ข้อมูลเชิงเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง พารามิเตอร์สำหรับสร้างแบบจำลอง เป็นต้น



2) ข้อมูลวัดแบบอนุกรมเวลา

- 1) ข้อมูลวัดทางไฟฟ้า ได้แก่ ข้อมูลกำลังผลิตไฟฟ้า เป็นต้น
- 2) ข้อมูลวัดสภาพอากาศ ได้แก่ ความเข้มแสง อุณหภูมิแวดล้อม ความเร็วลม ทิศทางลม ความดันบรรยากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ เป็นต้น



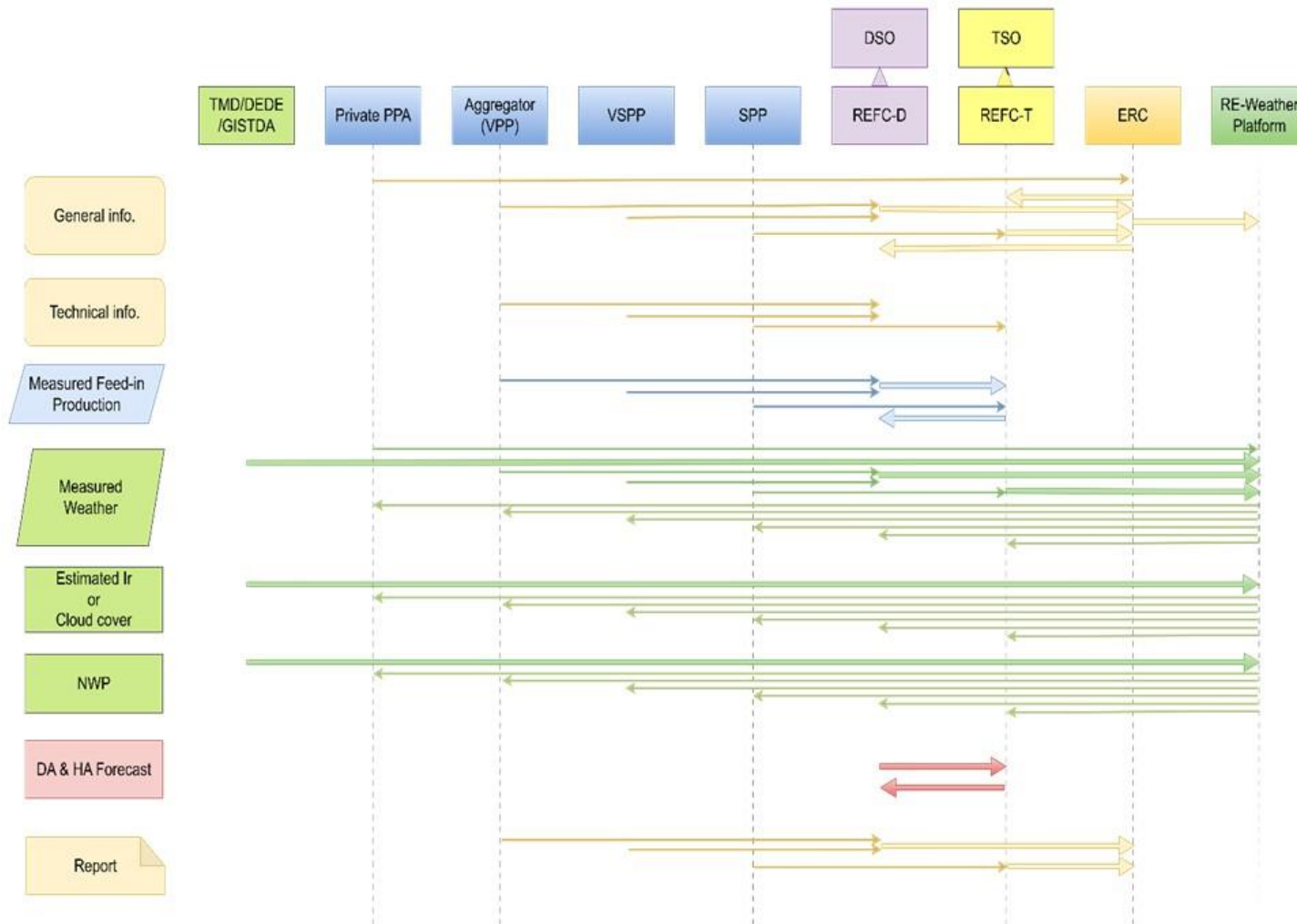
3. ข้อมูลพยากรณ์และแผนกำลังผลิตไฟฟ้า

- 1) Day-ahead (DA) / Hour-ahead (HA) power forecasts
- 2) Day-ahead (DA) / Hour-ahead (HA) power schedule



4. รายงานการตรวจสอบ (Auditing report)

- 1) รายงานการตรวจสอบความเชื่อถือได้ของระบบสื่อสาร ข้อมูลวัด ข้อมูลพยากรณ์ และแผนกำลังผลิตไฟฟ้า แบบอนุกรมเวลา รายปี
- 2) รายงานการตรวจสอบคุณภาพความถูกต้องแม่นยำ ข้อมูลวัด ข้อมูลพยากรณ์ และแผนกำลังผลิตไฟฟ้า แบบอนุกรมเวลา รายปี
- 3) รายงานการตรวจสอบบำรุงรักษาเครื่องมือวัด รายปี
- 4) รายงานการตรวจสอบบำรุงรักษาระบบสื่อสาร รายปี



- ลูกศรขนาดเล็ก หมายถึง ข้อมูลรายย่อย
- ลูกศรขนาดเล็กเส้นประ หมายถึง ข้อมูลที่อาจได้รับการยกเว้นไม่ต้องส่ง หากมีขนาดเล็กกว่าที่กำหนด
- ลูกศรขนาดใหญ่ หมายถึง การรวบรวมข้อมูลรายย่อยเพื่อส่งต่อ

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

▶ (2) มาตรฐานเครื่องมือวัดค่ากำลังไฟฟ้า เครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และมาตรการบำรุงรักษา

ความแม่นยำขั้นต่ำของเครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ข้อมูล	อุปกรณ์วัด	หน่วยวัด	ความแม่นยำ	ความต้องการ
ความเข้มแสงรวมในแนวระนาบ (GHI)	Pyranometer or Equivalent	W/m ²	± 25 W/m ²	ต้องการ
ความเข้มแสงบนระนาบแผง (Plane of Array Irradiance)	Pyranometer or Equivalent	W/m ²	± 25 W/m ²	ถ้ามี
ความเข้มแสงตรงในแนวตั้งฉาก (DNI)	Pyranometer or Equivalent	W/m ²	± 25 W/m ²	ถ้ามี
อุณหภูมิอากาศ (ambient temp)	Temperature probe & shield	องศาเซลเซียส	± 1 ⁰ C	ต้องการ
อุณหภูมิแผง (back panel temp)	Temperature probe	องศาเซลเซียส	± 1 ⁰ C	ถ้ามี
ความเร็วลม	Anemometer, wind vane and wind mast	เมตร/วินาที	± 2 m/s	ถ้ามี
ทิศทางลม (0 องศา ชี้ทิศเหนือ หมุนตามเข็มนาฬิกา)	Anemometer, wind vane and wind mast	องศา	± 5 ⁰	ถ้ามี
ความดันอากาศ	Barometer	เฮกโตปาสกาล	± 60 hPa	ถ้ามี
ความชื้นสัมพัทธ์	Hygrometer	เปอร์เซ็นต์		ถ้ามี

- (2) มาตรฐานเครื่องมือวัดค่ากำลังไฟฟ้า เครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และมาตรการบำรุงรักษา

ความแม่นยำขั้นต่ำของเครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานลม

ข้อมูล	อุปกรณ์วัด	หน่วยวัด	ความแม่นยำ	ความต้องการ
ความเร็วลม	Anemometer, wind vane and wind mast	เมตร/วินาที	$\pm 2 \text{ m/s}$	ต้องการ
ทิศทางลม (0 องศา ชี้ทิศเหนือ หมุนตามเข็มนาฬิกา)	Anemometer, wind vane and wind mast	องศา	± 5	ต้องการ
อุณหภูมิอากาศ	Temperature probe & shield for ambient temperature	องศาเซลเซียส	$\pm 1 \text{ }^{\circ}\text{C}$	ต้องการ
ความดันอากาศ	Barometer	เฮกโตปาสคาล	$\pm 60 \text{ hPa}$	ต้องการ
ความชื้นสัมพัทธ์	Hygrometer	เปอร์เซ็นต์		ถ้ามี

- ▶ (2) มาตรฐานเครื่องมือวัดค่ากำลังไฟฟ้า เครื่องมือวัดค่าตัวแปรสภาพอากาศ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม และมาตรการบำรุงรักษา

มาตรการบำรุงรักษา

เจ้าของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมมีหน้าที่ดำเนินการตามขั้นตอนการทดสอบ สอบเทียบ และบำรุงรักษาเครื่องมือวัดทั้งหมด ซึ่งรวมถึงมิเตอร์ไฟฟ้าและเครื่องมือวัดตัวแปรสภาพอากาศ ที่บันทึกและส่งข้อมูลแบบเรียลไทม์ ดังต่อไปนี้

1. การตรวจสอบสภาพทั่วไป
2. การทำความสะอาดอุปกรณ์
3. การสอบเทียบเครื่องมือ
4. การตรวจสอบการเชื่อมต่อและการทำงานของระบบ
5. การบำรุงรักษาอุปกรณ์สำรอง (Backup)
6. การบันทึกและติดตามผลการบำรุงรักษา
7. การฝึกอบรมและการตรวจสอบความพร้อมของเจ้าหน้าที่

▶ (3) กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม)

หน่วยงานที่ต้องส่งรายงานให้ กกพ.

☐ ศูนย์พยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟผ. (EGAT RE Forecast Center)

- รับผิดชอบในการพยากรณ์ฯ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ที่อยู่ภายใต้การดูแลของ กฟผ. รวมถึงโรงไฟฟ้า SPP

☐ ศูนย์พยากรณ์พลังงานหมุนเวียนของ กฟภ. และ กฟน. (PEA/MEA RE Forecast Center) (ถ้ามี)

- รับผิดชอบในการพยากรณ์ฯ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ที่อยู่ภายใต้การดูแลของ กฟภ. หรือ กฟน. รวมถึงโรงไฟฟ้า VSPP

☐ โรงไฟฟ้า SPP ประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

- มีหน้าที่ส่งข้อมูลตรวจวัดจริง และข้อมูลพยากรณ์ (หากเข้าร่วม TPA การให้บริการ หรือตลาดซื้อขายไฟฟ้า) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ให้แก่ศูนย์พยากรณ์ ฯ หรือศูนย์ควบคุมปฏิบัติการ ที่เกี่ยวข้องด้วย

☐ โรงไฟฟ้า VSPP ประเภทพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม (ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป)

- มีหน้าที่ส่งข้อมูลตรวจวัดจริง และข้อมูลพยากรณ์ (หากเข้าร่วม TPA การให้บริการ หรือตลาดซื้อขายไฟฟ้า) การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ให้แก่ศูนย์พยากรณ์ ฯ หรือศูนย์ควบคุมปฏิบัติการ ที่เกี่ยวข้องด้วย

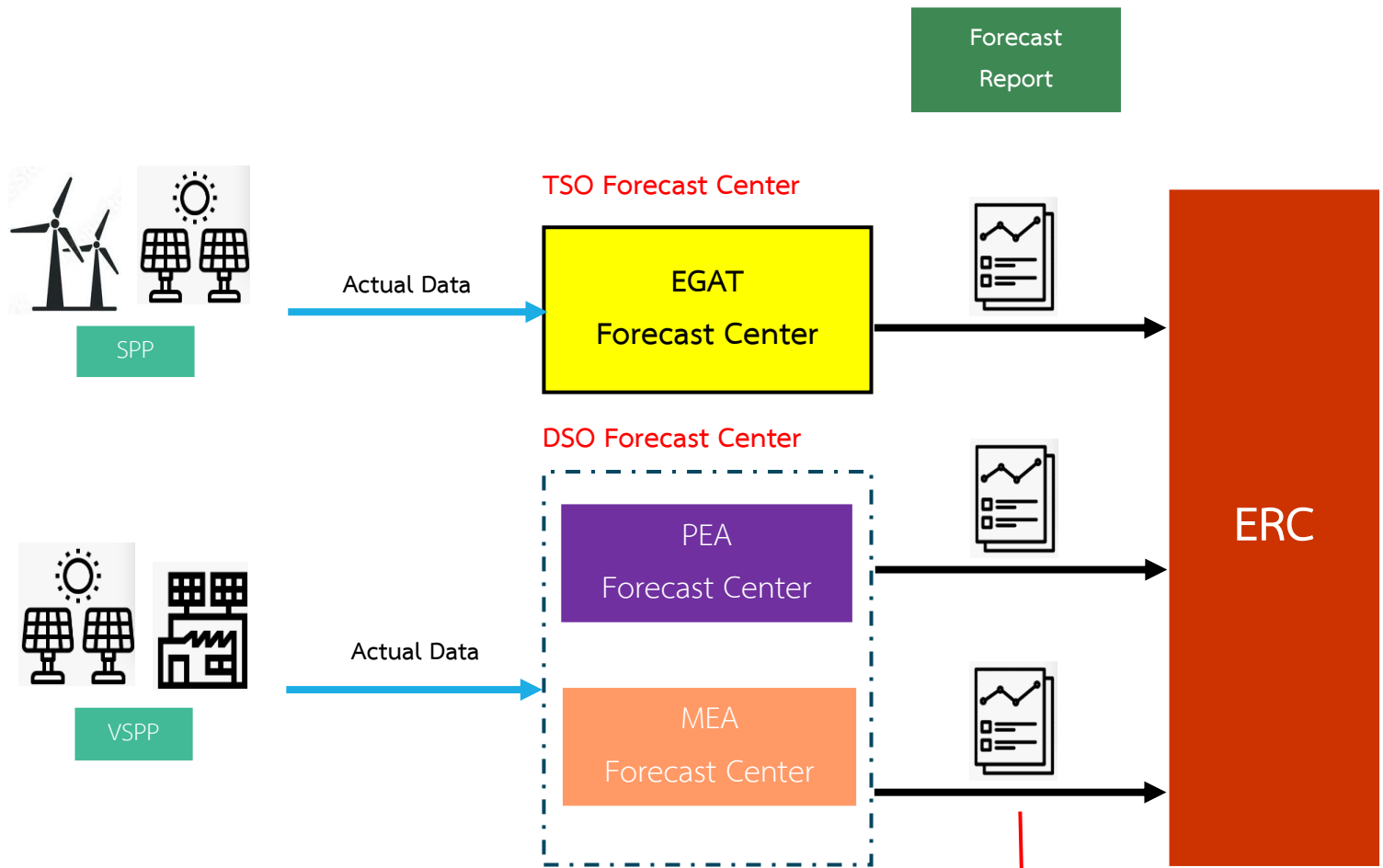
☐ ผู้รวบรวมโหลดจากทรัพยากรพลังงานแบบกระจาย (Prosumer-Aggregator) (ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ตั้งแต่ 1 MW ขึ้นไป)

- มีหน้าที่ส่งข้อมูลตรวจวัดจริง และข้อมูลพยากรณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ให้แก่ศูนย์พยากรณ์ ฯ หรือศูนย์ควบคุมปฏิบัติการที่เกี่ยวข้อง เมื่อมีสัญญาการขายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบ หรือให้บริการแก่โครงข่ายไฟฟ้าในรูปแบบต่าง ๆ หรือเมื่อเข้าร่วมในตลาดซื้อขายไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

▶ (3) กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม)

ระยะที่ 1: พ.ศ. 2565-2569



รายงานประจำปี ให้รวมในส่วนของคุณภาพข้อมูล ความเชื่อถือได้ของระบบสื่อสารข้อมูล การบำรุงรักษาเครื่องมือวัดและอุปกรณ์สื่อสารด้วย

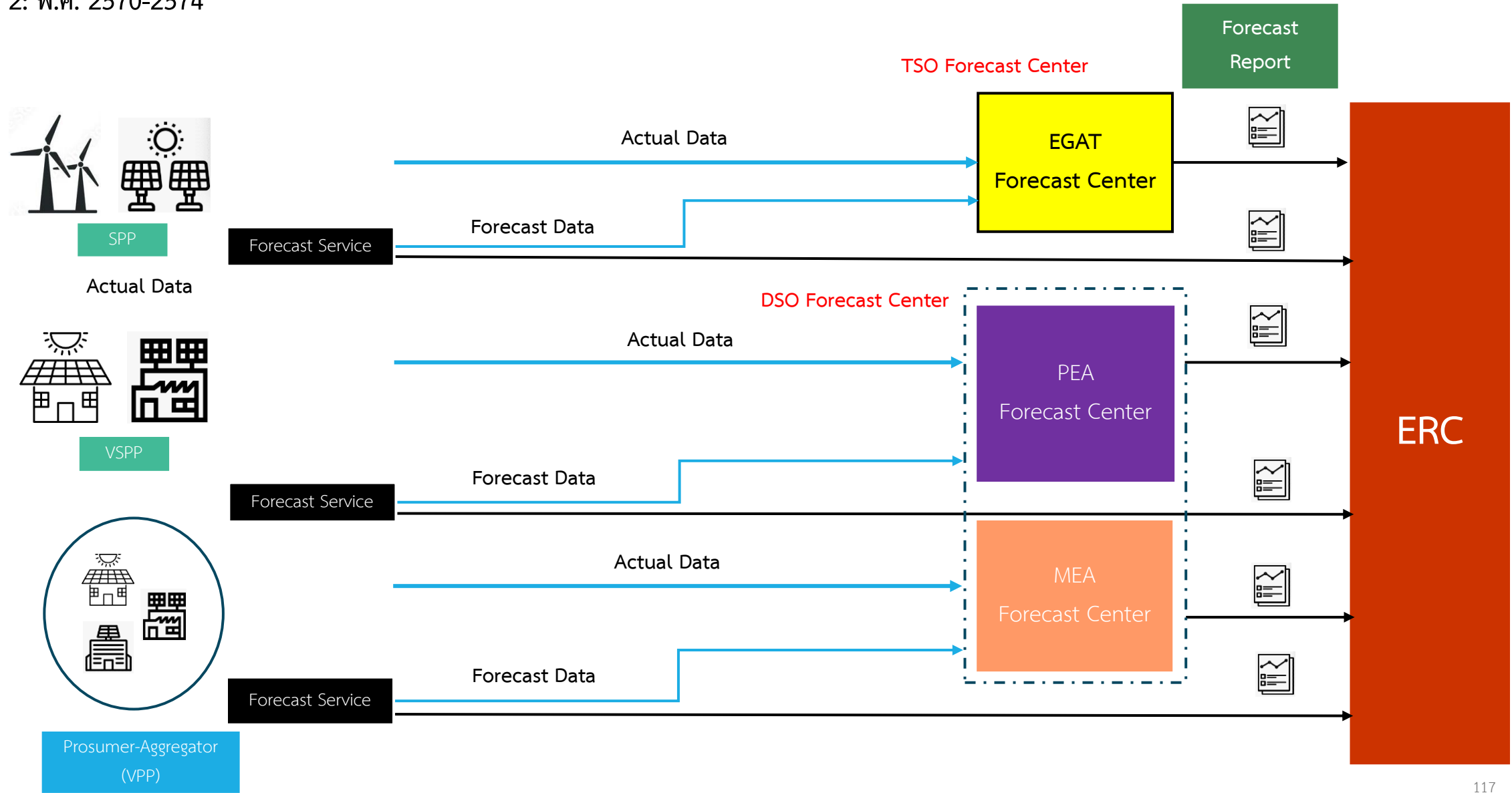
Annual Forecast Report

- ดัชนีความคลาดเคลื่อน (error indexes)
ประเมินความแม่นยำของการพยากรณ์ ฯ โดยใช้ตัวชี้วัดทางสถิติ ได้แก่
 - Mean Absolute Error (MAE)
 - Root Mean Square Error (RMSE)
 - Normalized Mean Absolute Error (NMAE)พร้อมทั้งแสดงสมการการคำนวณค่าดัชนีชี้วัด และข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณอย่างชัดเจน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบความแม่นยำได้
- การนำเสนอความคลาดเคลื่อนในการพยากรณ์ ฯ รายเดือน
วิเคราะห์และแสดงผลเป็นรายเดือน (12 เดือน) ในรูปแบบกราฟ และตาราง เพื่อให้เห็นแนวโน้มของความคลาดเคลื่อนในช่วงเวลาต่าง ๆ อย่างชัดเจน
- ข้อเสนอแนะเพื่อการปรับปรุงความแม่นยำ
ในกรณีที่พบว่าความคลาดเคลื่อนมีค่าสูง ให้เสนอแนวทางในการปรับปรุงความแม่นยำของการพยากรณ์ ฯ ไว้ในรายงานด้วย เพื่อส่งเสริมให้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง

เสาที่ 2: ระบบการพยากรณ์ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่มีความผันผวน (VRE Forecast)

▶ (3) กรอบหลักเกณฑ์การรายงานผลความแม่นยำในการพยากรณ์กำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ผันผวน (พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม)

ระยะที่ 2: พ.ศ. 2570-2574



Q & A