

งานสัมมนาสรุปผลการศึกษา

โครงการศึกษาวิเคราะห์โครงการนำร่องการส่งเสริมติดตั้งโซลาร์รูฟเสรี

ผลการศึกษาด้านเทคนิค : ผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้า,
กำลังไฟฟ้าสูญเสีย, ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

วันจันทร์ที่ 4 กันยายน พ.ศ. 2560 เวลา 9:00-12:30 น.

ณ ห้อง 801 อาคารจามจุรี 10 จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผศ.ดร.สุรัชย์ ชัยทัศนีย์

ดร.รองฤทธิ์ ฉัตรถาวร

ภิกเนตร อังอภิวัชรชวาล

เฉลิมจิต กลั่นสุภา

ห้องปฏิบัติการวิจัยระบบไฟฟ้ากำลัง คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ขอบเขตการดำเนินงาน

ด้านที่ 1

ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า

- Solar PV ส่งผลให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าสูงขึ้น
- พิจารณา ณ จุดเชื่อมต่อเป็นสำคัญ เนื่องจากเป็น Local Impact และ Grid Code มีเกณฑ์แรงดันไฟฟ้า

ด้านที่ 2

ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

- Solar PV ส่งผลให้กำลังไฟฟ้าสูญเสียเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้ (ขึ้นกับปริมาณกำลังการผลิต และ Load Profile)
- ส่งผลกระทบขึ้นไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับที่สูงขึ้นได้ในระยะยาว และ สัมพันธ์กับผลด้านเศรษฐศาสตร์

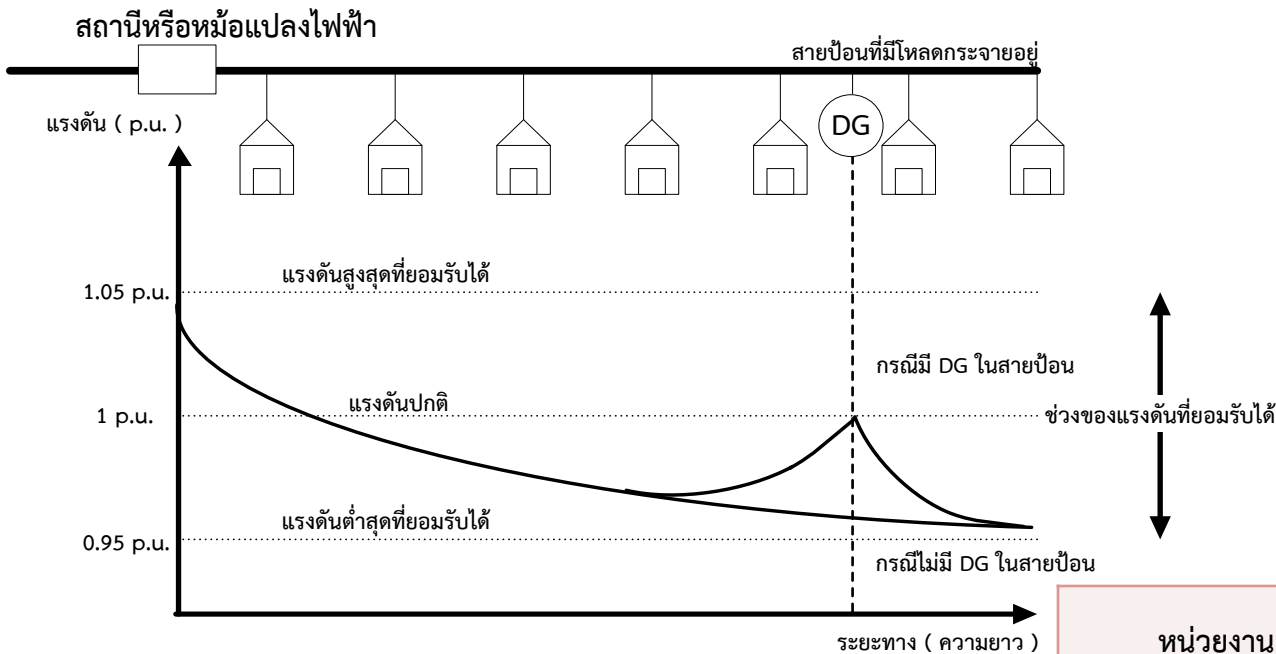
ด้านที่ 3

ผลกระทบด้านความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

- Solar PV ส่งผลให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลงได้ (ขึ้นกับ Load Profile)
- ส่งผลกระทบขึ้นไปยังระบบโครงข่ายไฟฟ้าระดับที่สูงขึ้นได้ในระยะยาว และ สัมพันธ์กับผลด้านเศรษฐศาสตร์

เหตุใดต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์

ผลกระทบของ Solar PV ต่อระดับแรงดันในระบบจำหน่ายไฟฟ้า



หน่วยงาน	ระดับแรงดัน	
	แรงดันปานกลาง	แรงดันต่ำ
การไฟฟ้านครหลวง (MEA)	12 กิโลโวลต์	1 เฟส 230 โวลต์
	24 กิโลโวลต์	3 เฟส 400 โวลต์
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA)	22 กิโลโวลต์	1 เฟส 220 โวลต์
	33 กิโลโวลต์	3 เฟส 380 โวลต์

เหตุใดต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
Energy Regulatory Commission



CHULA ENGINEERING
Foundation toward Innovation

ระเบียบ กกพ. ฯ ประเภทใบอนุญาตระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ดัชนีวัดผลการดำเนินงาน

- (3) แรงดันไฟฟ้า ณ จุดเชื่อมต่อใดๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่เชื่อมกับผู้ขอใช้บริการ ให้อยู่ในกรอบแรงดันไฟฟ้าตามที่ระบุไว้

ค่าเกณฑ์มาตรฐาน:

เขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	118.0	113.0	123.0	113.0
69 กิโลโวลต์	71.0	67.0	72.5	67.0
24 กิโลโวลต์	23.6	21.8	24.0	21.6
12 กิโลโวลต์	11.8	10.9	12.0	10.8
400 โวลต์	410.0	371.0	416.0	362.0
230 โวลต์	237.0	214.0	240.0	209.0

เขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ

ระดับแรงดัน	ภาวะปกติ		ภาวะฉุกเฉิน	
	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด	ค่าสูงสุด	ค่าต่ำสุด
115 กิโลโวลต์	120.7	109.2	126.5	103.5
69 กิโลโวลต์	72.4	65.5	75.9	62.1
33 กิโลโวลต์	34.7	31.3	36.3	29.7
22 กิโลโวลต์	23.1	20.9	24.2	19.8
380 โวลต์	418.0	342.0	418.0	342.0
220 โวลต์	240.0	200.0	240.0	200.0

การแก้ไขปัญหาแรงดันไฟฟ้าหลังจากแรงดันไฟฟ้าสูงหรือต่ำกว่าค่ามาตรฐาน

เขตพื้นที่ดำเนินงาน กรุงเทพฯ นนทบุรี สมุทรปราการ	เขตพื้นที่ดำเนินงานอื่นๆ
-	แก้ไขคืนในเบื้องต้นภายใน 4 ชั่วโมง ไม่น้อยกว่า 90 %
แก้ไขได้ภายใน 4 เดือน 95%	แก้ไขถาวรได้ภายใน 12 เดือน 100%

พระราชบัญญัติ
การประกอบกิจการ
พ.ศ. ๒๕๕๐



เหตุใดต้องรักษาระดับแรงดันไฟฟ้าให้อยู่ภายในเกณฑ์

ตัวอย่างการร้องเรียนของ กฟภ.

รายการ	เหนือ	ตะวันออกเฉียงเหนือ	กลาง	ใต้	รวม	คิดเป็นร้อยละ	หมายเหตุ
ไฟตก/ไฟดับ	330	460	946	527	2,263	54.11	
การบริการล่าช้า	61	112	282	83	538	12.86	
พฤติกรรมพนักงาน	40	33	107	55	235	5.62	
ไม่มีไฟฟ้าใช้	37	78					
จดหน่วย/พิมพ์บิล	54	88					
อื่นๆ*	20	24					
จำนวนข้อร้องเรียน	542	795					
ที่มา: รายงานสรุปข้อร้องเรียนประจำปี 2552 กฟภ.							



กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีความสำคัญอย่างไร

ความหมายของกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

- ประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าใดๆ

$$\begin{aligned} &= \frac{\text{พลังงานไฟฟ้า Output}}{\text{พลังงาน Input}} \\ &= \frac{\text{พลังงาน Input} - \text{กำลังไฟฟ้าสูญเสีย}}{\text{พลังงาน Input}} \end{aligned}$$

- **กำลังไฟฟ้าสูญเสีย** คือ ความร้อนที่เกิดบนตัวนำไฟฟ้า
 $= (\text{กระแสไฟฟ้า})^2 \times \text{ตัวต้านทานของสายไฟฟ้า}$

- **กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีค่ามาก** --> สิ้นเปลืองต้นทุนดำเนินการ ได้แก่ ต้นทุนพลังงาน Input และ Investment Cost (ส่งผลให้ประเทศเกิดความสูญเสียทรัพยากรในภาพรวม)

กำลังไฟฟ้าสูญเสียมีความสำคัญอย่างไร

- การไฟฟ้านครหลวง

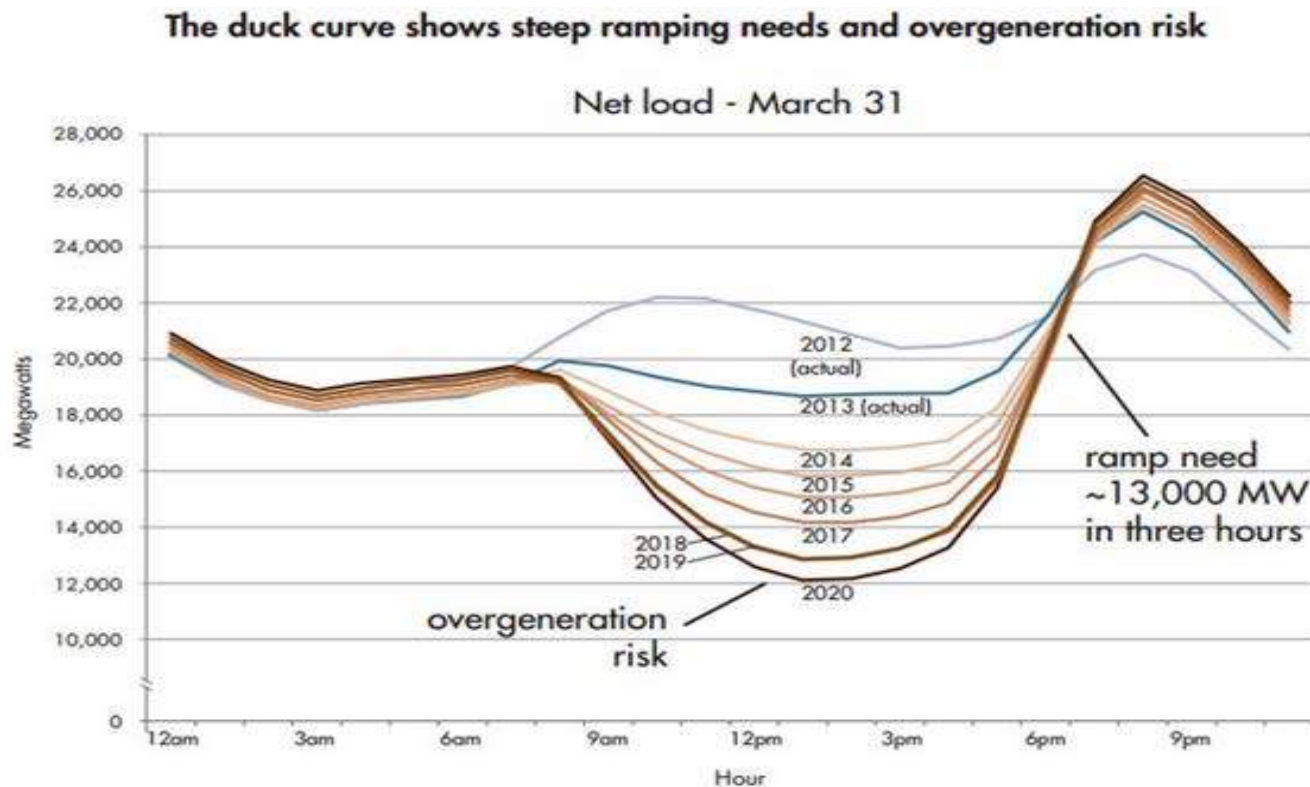
- ปี พ.ศ. 2558
- หน่วยซื้อพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 51,620.94 ล้านหน่วย
- หน่วยจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 49,818.80 ล้านหน่วย
- หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 1,802.14 ล้านหน่วย
- คิดเป็น “ร้อยละ 3.49” ของหน่วยซื้อพลังงานไฟฟ้า

- การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

- ปี พ.ศ. 2558
- หน่วยซื้อพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 130,385.18 ล้านหน่วย
- หน่วยจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 123,209.85 ล้านหน่วย
- หน่วยสูญเสียพลังงานไฟฟ้า เท่ากับ 7,175.33 ล้านหน่วย
- คิดเป็น “ร้อยละ 5.50” ของหน่วยซื้อพลังงานไฟฟ้า

Solar PV มีผลต่อ Peak Load อย่างไร

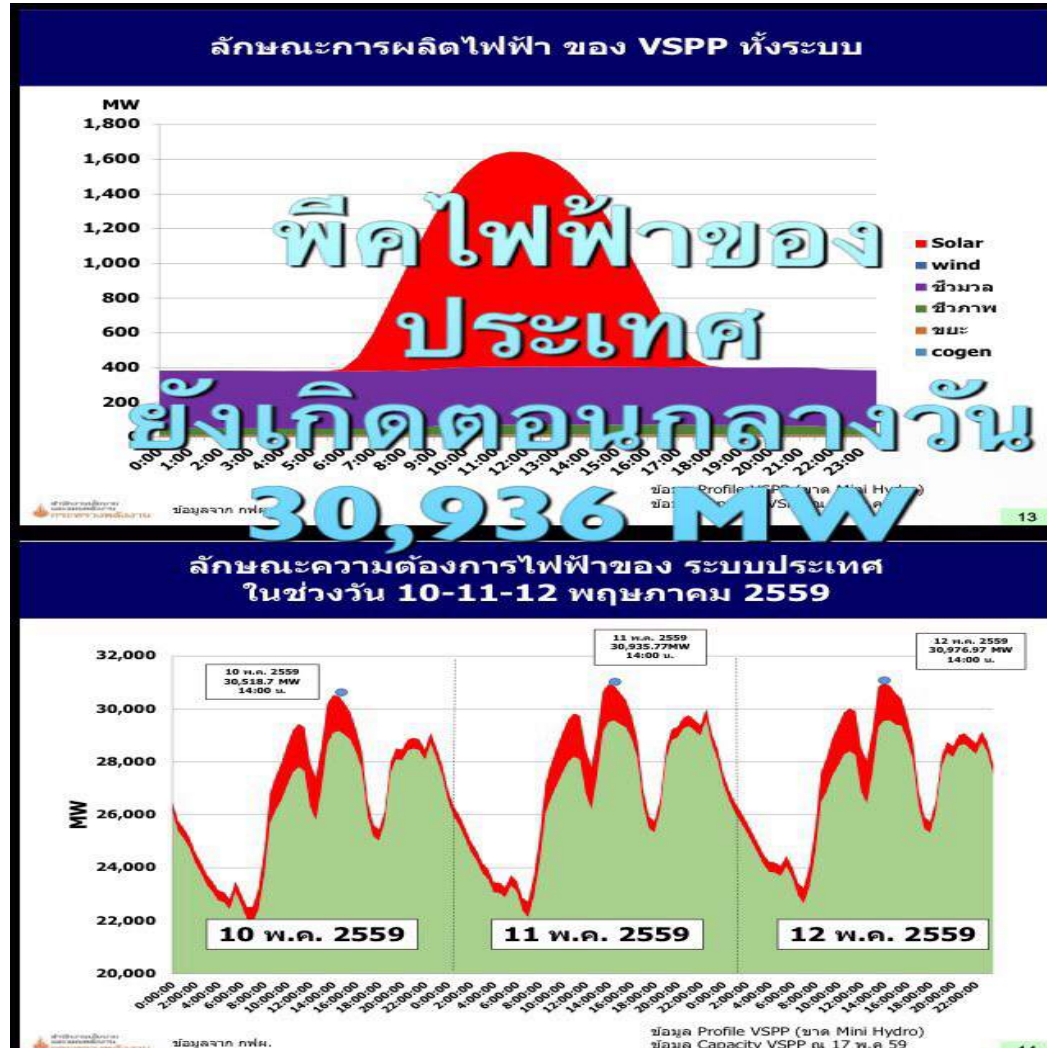
ผลของ Solar PV ต่อ Peak Load



(ที่มา : “What the duck curve tells us about managing a green grid”, California ISO, 2013)

Solar PV มีผลต่อ Peak Load อย่างไร

ผลของ Solar PV ต่อ Peak Load



โครงสร้างการศึกษาวิเคราะห์

แนวคิดสำคัญ :

- 1) โครงการโซลาร์รูฟท็อป 100 MW เกิดผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าหรือไม่
- 2) ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดของ Solar PV ควรเป็นเท่าไร

หัวข้อการนำเสนอ

- 1) ผลการศึกษาและวิเคราะห์ “ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW”
- 2) ผลการศึกษาและวิเคราะห์ “ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง” สำหรับผลกระทบต่อแรงดันไฟฟ้าและกำลังไฟฟ้าสูญเสีย
- 3) ผลการศึกษาและวิเคราะห์ “การลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด”

ผลการศึกษาและวิเคราะห์
ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW

ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW

(1) จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป
vs ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งโซลาร์
รูฟท็อป

- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งละ 50 MW
 - บ้านอยู่อาศัย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1) จำนวน 10 MW
 - สมมติติดตั้ง 10 kW ต่อ ราย
 - อาคารพาณิชย์ (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2, 3 และ 4) จำนวน 40 MW
 - สมมติติดตั้ง 250 kW หรือ 1 MW ต่อ ราย

การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่ อาศัยทั้งหมด* (ราย)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทอาคาร พาณิชย์ทั้งหมด* (ราย)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทบ้านอยู่อาศัยที่ ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปได้ (ราย)	จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้า ประเภทอาคารพาณิชย์ที่ ติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปได้ (ราย)
การไฟฟ้า นครหลวง	3,062,576	542,148	1,000	40 หรือ 160
การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค	16,739,341	1,617,919		

*จำนวนผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละประเภท นำมาจาก รายงานประจำปี 2559 สำหรับ กฟน. และ รายงานประจำปี 2559 (ยกเว้น) สำหรับ กฟภ.

ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW

(2) ปริมาณกำลังไฟฟ้า
โซลาร์รูฟท็อป vs โหลดใน
ระบบจำหน่ายไฟฟ้า

- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งละ 50 MW
 - บ้านอยู่อาศัย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1) จำนวน 10 MW
 - สมมติติดตั้ง 10 kW ต่อ ราย
 - อาคารพาณิชย์ (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2, 3 และ 4) จำนวน 40 MW
 - สมมติติดตั้ง 250 kW หรือ 1 MW ต่อ ราย

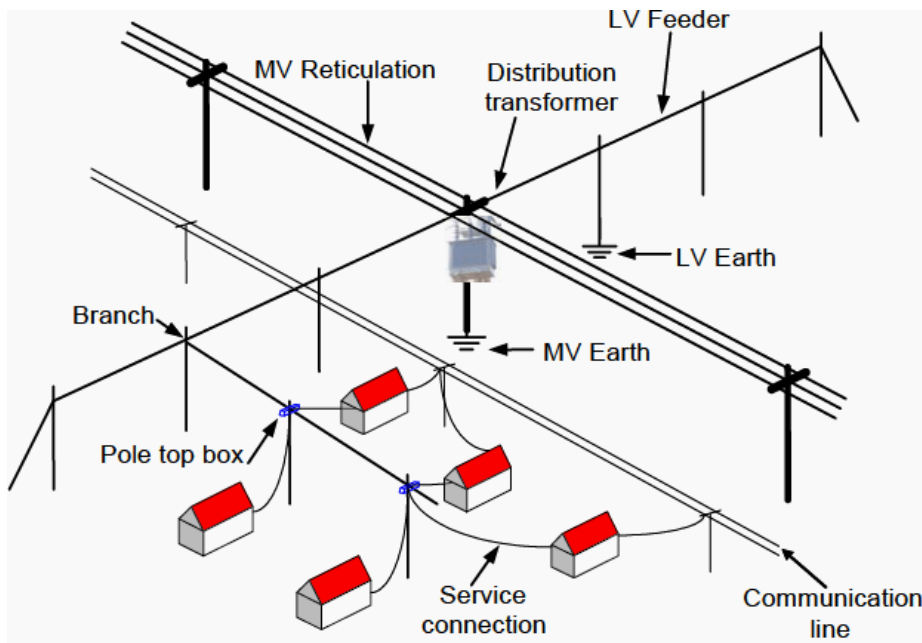
การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย	ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเฉลี่ยราย 30 นาที* (เมกะวัตต์)	อัตราส่วนระหว่างปริมาณ 50 MW กับ ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด โดยเฉลี่ยราย 30 นาที (ร้อยละ)
การไฟฟ้า นครหลวง	9,296.57	0.5378
การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค	20,854.00	0.2398

*ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด นำมาจาก รายงานประจำปี 2559 สำหรับ กฟน. และ รายงานประจำปี 2559 (ยกเว้น) สำหรับ กฟภ.

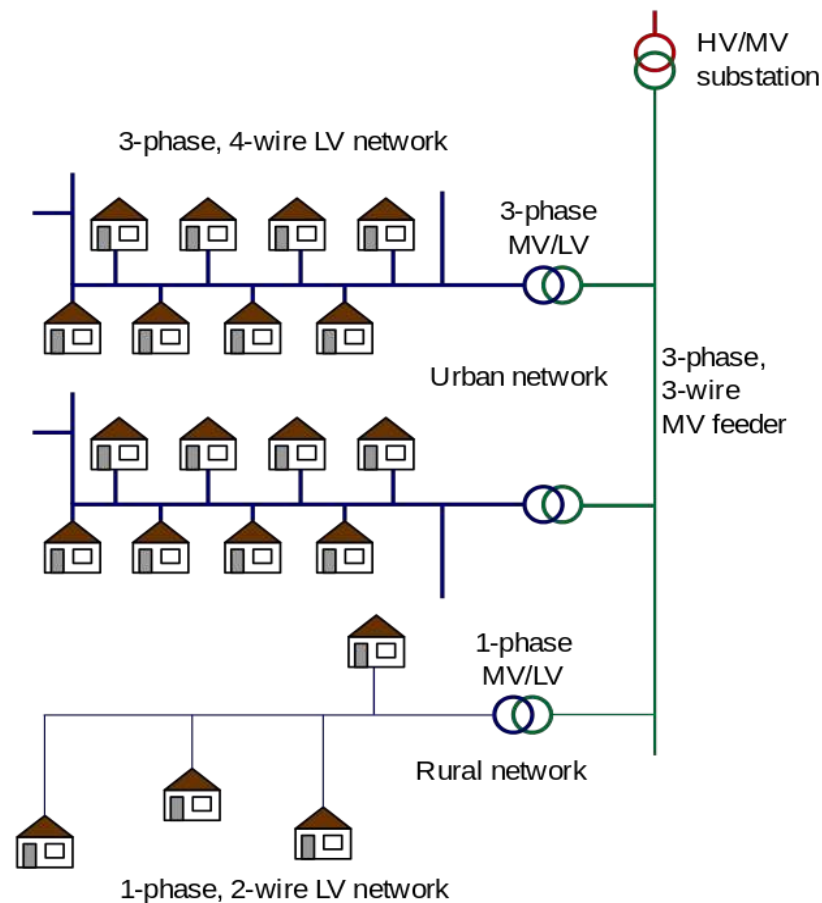
ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW

(3) ปริมาณกำลังไฟฟ้า
จากโซลาร์รูฟท็อปในระบบ
จำหน่ายไฟฟ้า

โซลาร์รูฟท็อปกระจายตัวในระบบจำหน่ายไฟฟ้าอย่างไร



Source: www.pinterest.com



ผลกระทบจากโซลาร์รูฟท็อป 100 MW

(3) ปริมาณกำลังไฟฟ้า
จากโซลาร์รูฟท็อปในระบบ
จำหน่ายไฟฟ้า

- การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแห่งละ 50 MW
 - บ้านอยู่อาศัย (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1) จำนวน 10 MW
 - สมมติติดตั้ง 10 kW ต่อ ราย
 - อาคารพาณิชย์ (ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 2, 3 และ 4) จำนวน 40 MW
 - สมมติติดตั้ง 250 kW หรือ 1 MW ต่อ ราย

การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย	จำนวนระบบ LV โดยประมาณ* (วงจร)	จำนวนระบบ MV โดยประมาณ* (วงจร)	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง สำหรับบ้านอยู่อาศัยต่อ วงจร (กิโลวัตต์)	ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง สำหรับอาคารพาณิชย์ ต่อวงจร (กิโลวัตต์)
การไฟฟ้า นครหลวง	40,549	968	0.2466	41.3223
การไฟฟ้า ส่วนภูมิภาค	113,622	2,606	0.0880	15.3492

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดโดยเฉลี่ยราย 30 นาทีของระบบ (LV หรือ MV) (หน่วย MW)

$$\text{*จำนวนระบบ (LV หรือ MV)} \approx \frac{\text{Utilization Factor} \times \frac{\text{ค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าต้นทาง (หน่วย MVA)}}{\text{จำนวนสายป้อนที่หม้อแปลงไฟฟ้าต้นทางรองรับ}}}{15}$$

ผลการศึกษาและวิเคราะห์
ตำแหน่งติดตั้ง และ ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง
(พิจารณาเกณฑ์ด้านแรงดันไฟฟ้า และ กำลังไฟฟ้าสูญเสีย)

สรุปประเด็นสำคัญเกี่ยวกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับขนาด Solar PV ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้านครหลวง

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่าย การไฟฟ้านครหลวง					
	115 kV	69 kV	24 kV	12 kV	230/400 V แบบ 1 เฟส	230/400 V แบบ 1 เฟส หลายชุด
ระเบียบ กฟน. พ.ศ. 2558 (SPP & VSPP)	ไม่เกิน 180 MW/วงจร	ไม่เกิน 90 MW/วงจร	ไม่เกิน 8 MW/วงจร และ ไม่เกิน 20% ของพิกัด หม้อแปลง	ไม่เกิน 4 MW/วงจร และ ไม่เกิน 20% ของพิกัด หม้อแปลง	ไม่เกิน 5 kW/เฟส และ ไม่เกิน 15% ของ พิกัดหม้อแปลง	ผลต่างระหว่างเฟส ไม่เกิน 5 kW และ ไม่เกิน 15% ของ พิกัดหม้อแปลง
เอกสารแนบท้าย 2.1 พ.ศ. 2559 (Solar PV Rooftop อย่างเสรี)	-	-			ไม่เกิน 10 kW/เฟส และ ไม่เกิน 15% ของ พิกัดหม้อแปลง	
เอกสารแนบท้าย 6.1 พ.ศ. 2556 (Solar PV Rooftop)						

สรุปประเด็นสำคัญเกี่ยวกับข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อที่เกี่ยวข้องกับขนาด Solar PV ในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ข้อกำหนดการเชื่อมต่อ ระบบโครงข่ายไฟฟ้า	ระดับแรงดันไฟฟ้าของระบบจำหน่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค				
	115 kV	33 kV	22 kV	380/220 V แบบ 1 เฟส	380/220 V แบบ 1 เฟส หลายชุด
ระเบียบ กฟผ. พ.ศ. 2559 (SPP & VSPP)	ไม่เกิน 120 MW/วงจร (Single Conductor) ไม่เกิน 230 MW/วงจร (Double Conductor)	ไม่เกิน 10 MW/วงจร และ ไม่เกิน 75% ของ พิกัดหม้อแปลง	ไม่เกิน 8 MW/วงจร และ ไม่เกิน 75% ของ พิกัดหม้อแปลง	ไม่เกิน 5 kW/เฟส และ ไม่เกิน 15% ของพิกัด หม้อแปลง	ผลต่างระหว่างเฟส ไม่เกิน 5 kW และ ไม่เกิน 15% ของพิกัดหม้อแปลง
เอกสารแนบท้าย 2.2 พ.ศ. 2559 (Solar PV Rooftop อย่างเสรี)					
เอกสารแนบท้าย 6.2 พ.ศ. 2556 (Solar PV Rooftop)	-	-		ไม่เกิน 25% ของพิกัดหม้อแปลง (ถูกกำหนดไว้เฉพาะในปี พ.ศ. 2556)	

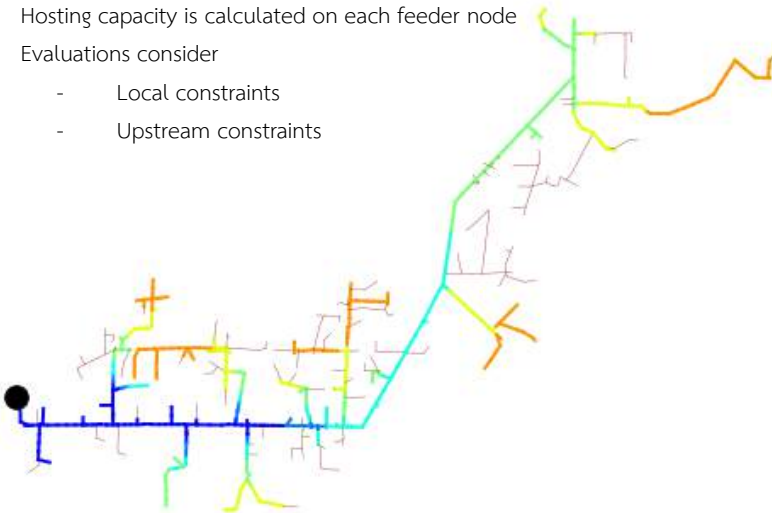
“ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง”

Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders,
National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2012

- ติดตั้ง ณ ช่วงบริเวณต้นสาย
- ติดตั้ง ณ ช่วงบริเวณกลางสาย
- ติดตั้ง ณ ช่วงบริเวณปลายสาย

Hosting Capacity Method for NY, EPRI, 2016

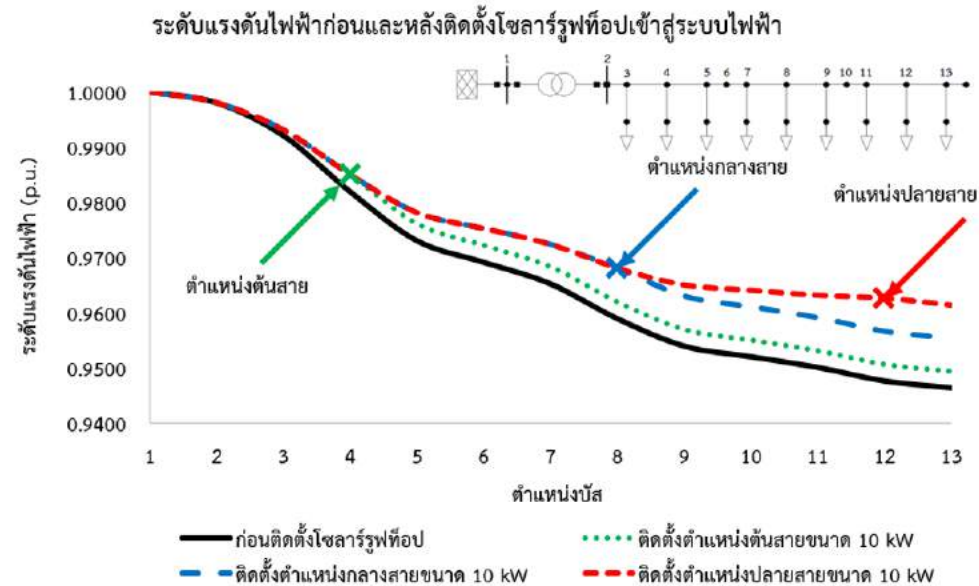
- Hosting capacity is calculated on each feeder node
- Evaluations consider
 - Local constraints
 - Upstream constraints



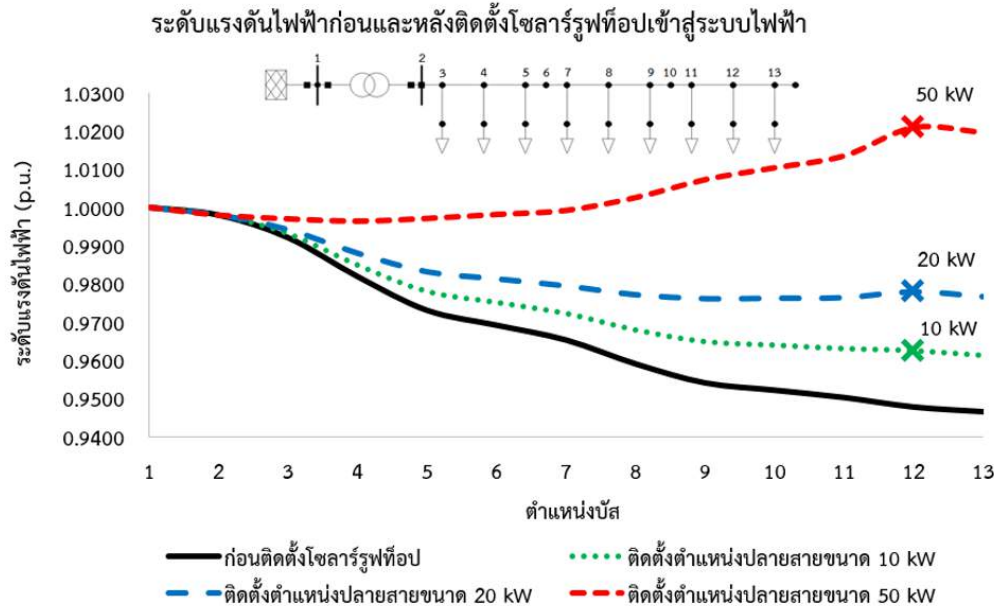
Criteria for Analysis



ผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า



การติดตั้งที่ตำแหน่งปลายสาย* จะมีแนวโน้มทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าสูงที่สุด



การติดตั้งด้วยปริมาณกำลังผลิตติดตั้งที่มากขึ้นจะมีแนวโน้มทำให้ระดับแรงดันไฟฟ้าที่จุดเชื่อมต่อมีค่าสูงที่สุด

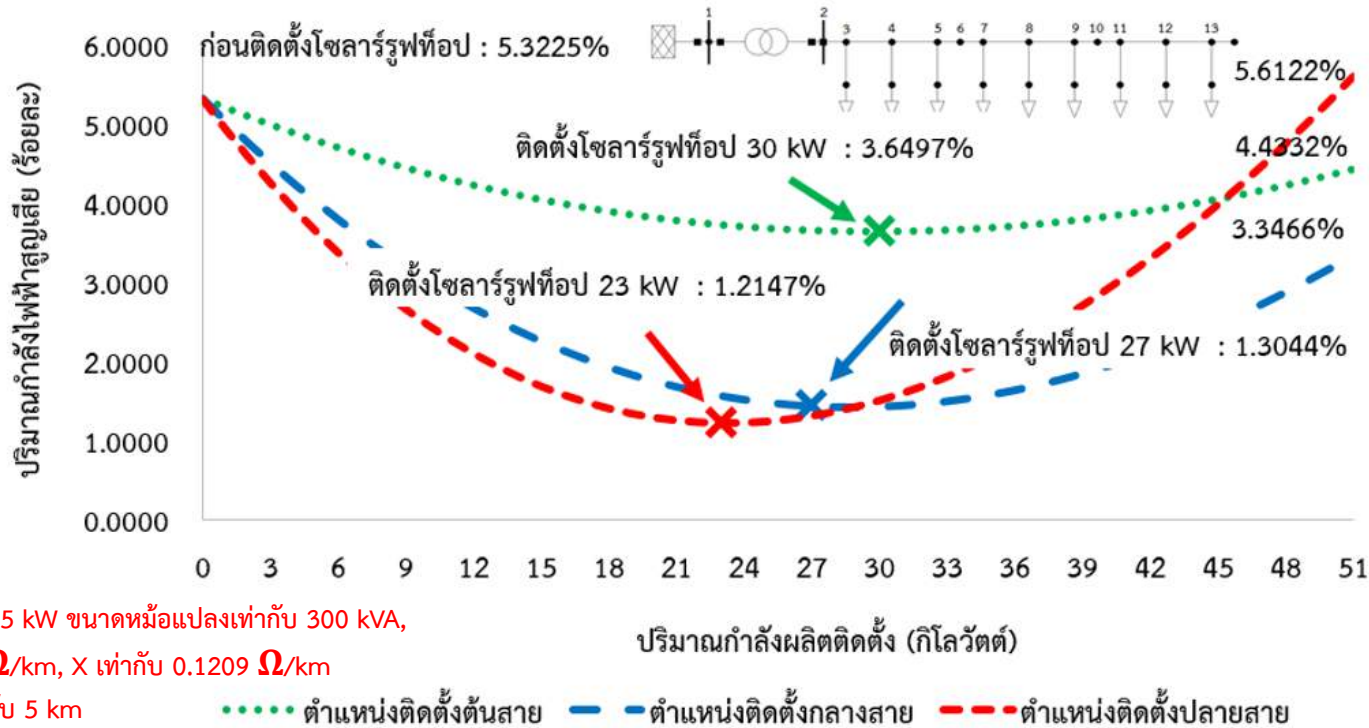
*ขนาดหม้อแปลงเท่ากับ 300 kVA

R เท่ากับ $0.1004 \Omega/\text{km}$ และ X เท่ากับ $0.1209 \Omega/\text{km}$

ความยาวสาย เท่ากับ 5 km

ผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียก่อนและหลังติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปเข้าสู่ระบบไฟฟ้า



* โหลดรวมเท่ากับ 45 kW ขนาดหม้อแปลงเท่ากับ 300 kVA,

R เท่ากับ $0.1004 \Omega/\text{km}$, X เท่ากับ $0.1209 \Omega/\text{km}$

ความยาวสาย เท่ากับ 5 km

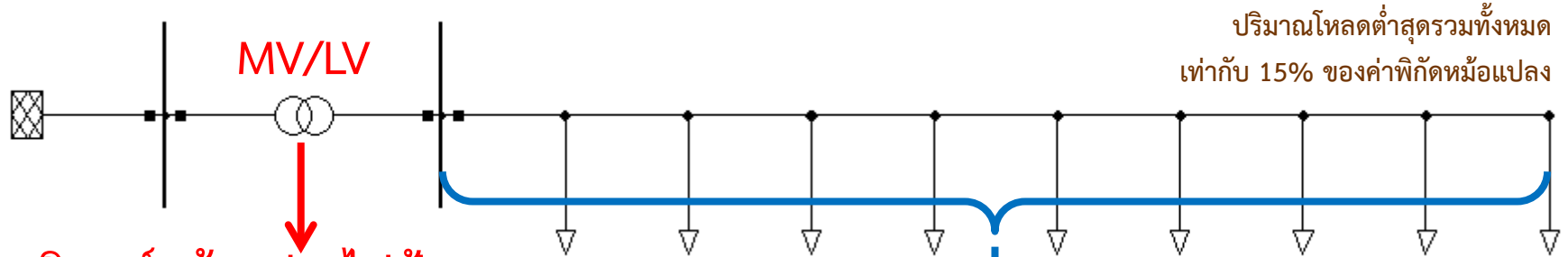
การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปที่ตำแหน่งปลายสาย*จะมีแนวโน้มในการลดปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากที่สุด ถ้าหากปริมาณกำลังผลิตติดตั้งอยู่ในช่วงที่เหมาะสม มิฉะนั้น ตำแหน่งปลายสายจะเป็นตำแหน่งที่ก่อผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียได้มากที่สุด

ระเบียบวิธีในการวิจัย

- 
1. สร้างระบบไฟฟ้าตัวแทนระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Typical System) โดยการกำหนดรูปแบบวงจรและความยาวสายไฟฟ้า
 2. พิจารณาค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าเพื่อจำลองกรณีที่มีโอกาสเกิดกำลังไฟฟ้าไหลย้อนมากที่สุด
 3. อาศัยพิกัดแรงดันไฟฟ้าตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อ และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปที่ยอมรับได้ เป็นเกณฑ์ในการกำหนดปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด
 4. ทดสอบตำแหน่งการติดตั้ง ณ ช่วงบริเวณต้นสาย กลางสาย และ ปลายสาย โดยคำนวณปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด (Maximization) ในแต่ละตำแหน่ง
 5. เปรียบเทียบปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุดที่เกิดจากเกณฑ์ด้านแรงดันไฟฟ้า และ เกณฑ์ด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เปลี่ยนแปลงไปที่ยอมรับได้ โดยจะเลือกค่าที่ต่ำกว่า

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบ

- แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงดันต่ำ



พารามิเตอร์หม้อแปลงไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	ค่าพิกัดกำลัง (kVA)	ค่าพิกัดแรงดัน (kV)	Resistance (p.u.)	Reactance (p.u.)
การไฟฟ้านครหลวง	150	24/0.400	0.00670	0.03940
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	100	22/0.380	0.00670	0.04955

จำนวนประมาณ
40,549 และ 113,622 วงจร ตามลำดับ

พารามิเตอร์สายจำหน่าย

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	ค่าพิกัดกระแส (kA)	ค่าพิกัดแรงดัน (kV)	Resistance (ohm/km)	Reactance (ohm/km)	ระยะห่างของโหลดตำแหน่งแรก กับด้าน LV ของหม้อแปลง (km)	ค่าความยาวสาย (km)
การไฟฟ้านครหลวง	0.11	0.400	0.5414	0.2625	0.000	0.500
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	0.10	0.380	0.8664	0.1149	0.050	1.000

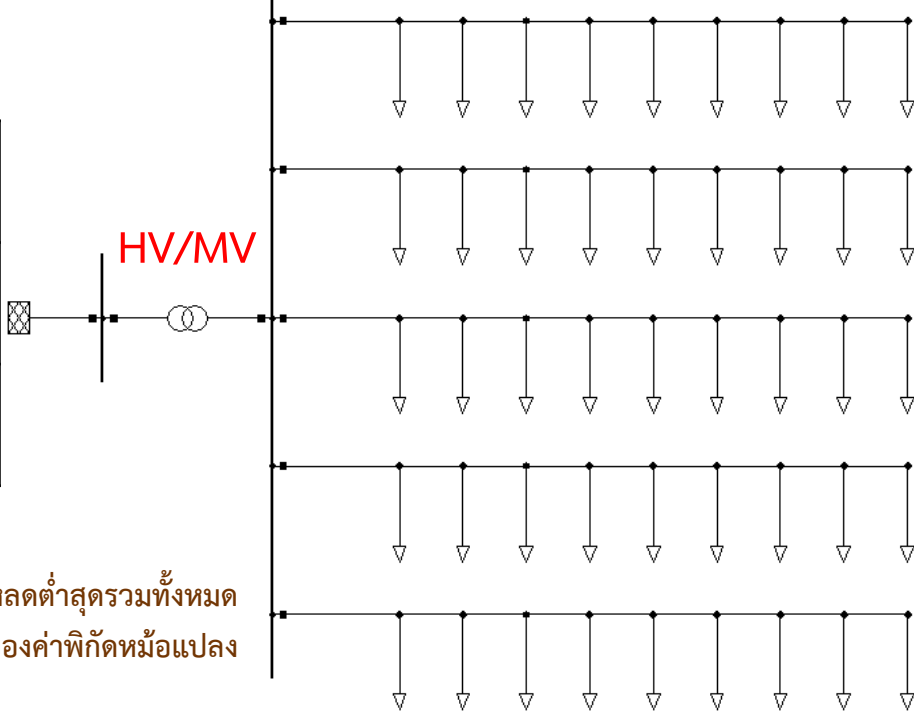
ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบฯ

- แบบจำลองระบบจำหน่ายแรงดันปานกลาง

จำนวนประมาณ
968 และ 2,606 วงจร ตามลำดับ

พารามิเตอร์หม้อแปลงไฟฟ้า

การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย	ค่าพิกัดกำลัง (MVA)	ค่าพิกัดแรงดัน (kV)	Resistance (p.u.)	Reactance (p.u.)
การไฟฟ้านครหลวง	60	112/23.04	0.00393	0.20000
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	50	115/23.10	0.00300	0.14997



ปริมาณโหลดต่ำสุดรวมทั้งหมด
เท่ากับ 20% ของค่าพิกัดหม้อแปลง

พารามิเตอร์สายจำหน่าย

การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย	ค่าพิกัดกระแส (kA)	ค่าพิกัดแรงดัน (kV)	Resistance (ohm/km)	Reactance (ohm/km)	ระยะห่างของโหลดตำแหน่งแรก กับด้าน LV ของหม้อแปลง (km)	ค่าความยาวสาย (km)
การไฟฟ้านครหลวง	0.390	24	0.20000	0.29500	0.73539	8.37104
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	0.429	22	0.21065	0.41140	0.50000	46.60000

ขอบเขตและสมมติฐานที่ใช้ในการทดสอบ

เกณฑ์การพิจารณาเรื่องผลกระทบด้านแรงดันไฟฟ้า

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	ระดับแรงดันไฟฟ้าปกติ (กิโลโวลต์)	ระดับแรงดันไฟฟ้าต่ำสุด (กิโลโวลต์ / p.u.)	ระดับแรงดันไฟฟ้าสูงสุด (กิโลโวลต์ / p.u.)
การไฟฟ้านครหลวง	24	21.8 / 0.9083	23.6 / 0.9833
	0.400 (230 โวลต์)	0.371 / 0.9275	0.410 / 1.0250
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	22	20.9 / 0.9500	23.1 / 1.0500
	0.380 (220 โวลต์)	0.342 / 0.9000	0.418 / 1.1000

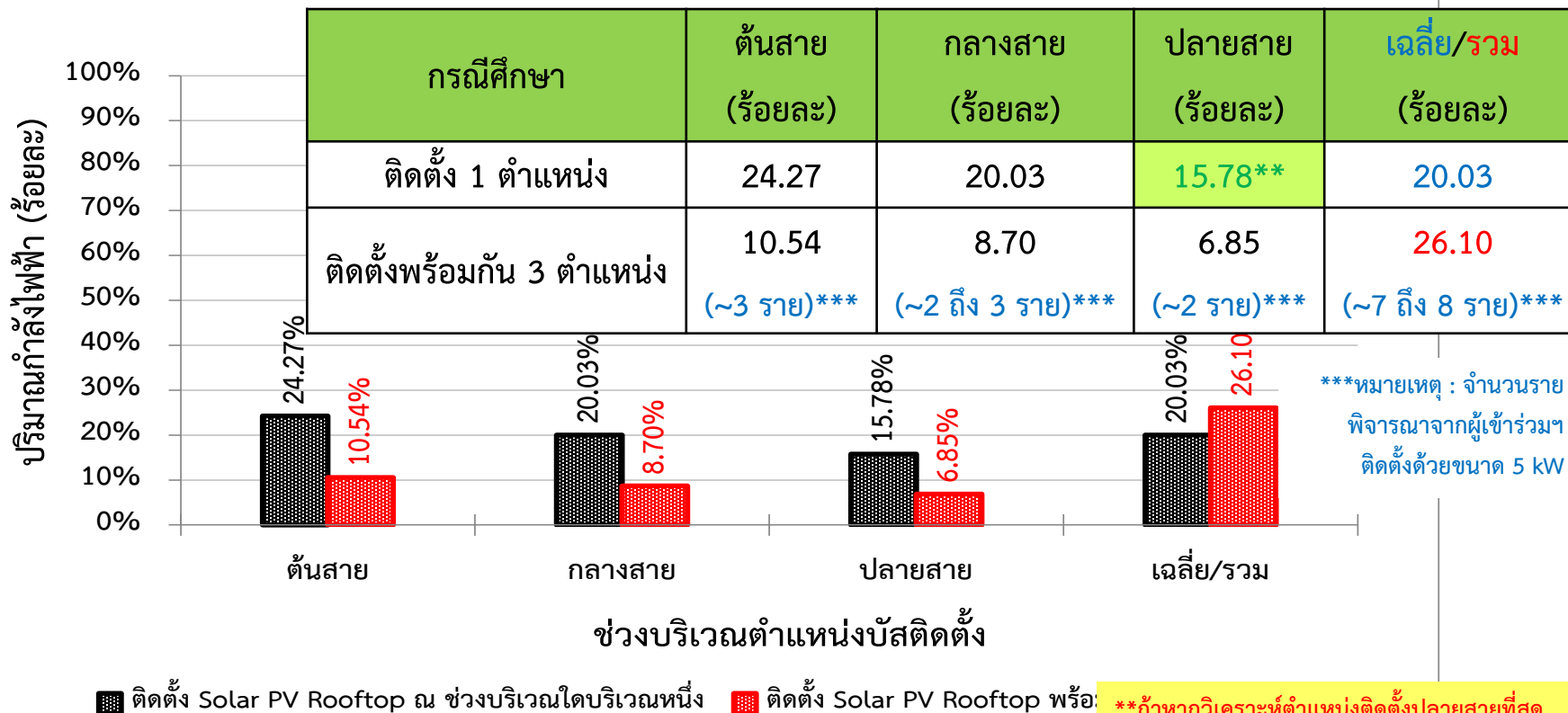
เกณฑ์การพิจารณาเรื่องผลกระทบด้านกำลังไฟฟ้าสูญเสีย

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย	ปริมาณกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้าก่อนติดตั้ง Solar PV Rooftop	
การไฟฟ้านครหลวง	24 kV	230/400 V
	0.5738 MVA (จาก 36 MVA, 1.59%)	0.4468 kVA (จาก 90 kVA, 0.50%)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	22 kV	220/380 V
	0.6268 MVA (จาก 30 MVA, 2.09%)	0.5709 kVA (จาก 60 kVA, 0.95%)

“ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง”

ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดคิดเป็น ร้อยละ 15 ของค่าพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า*

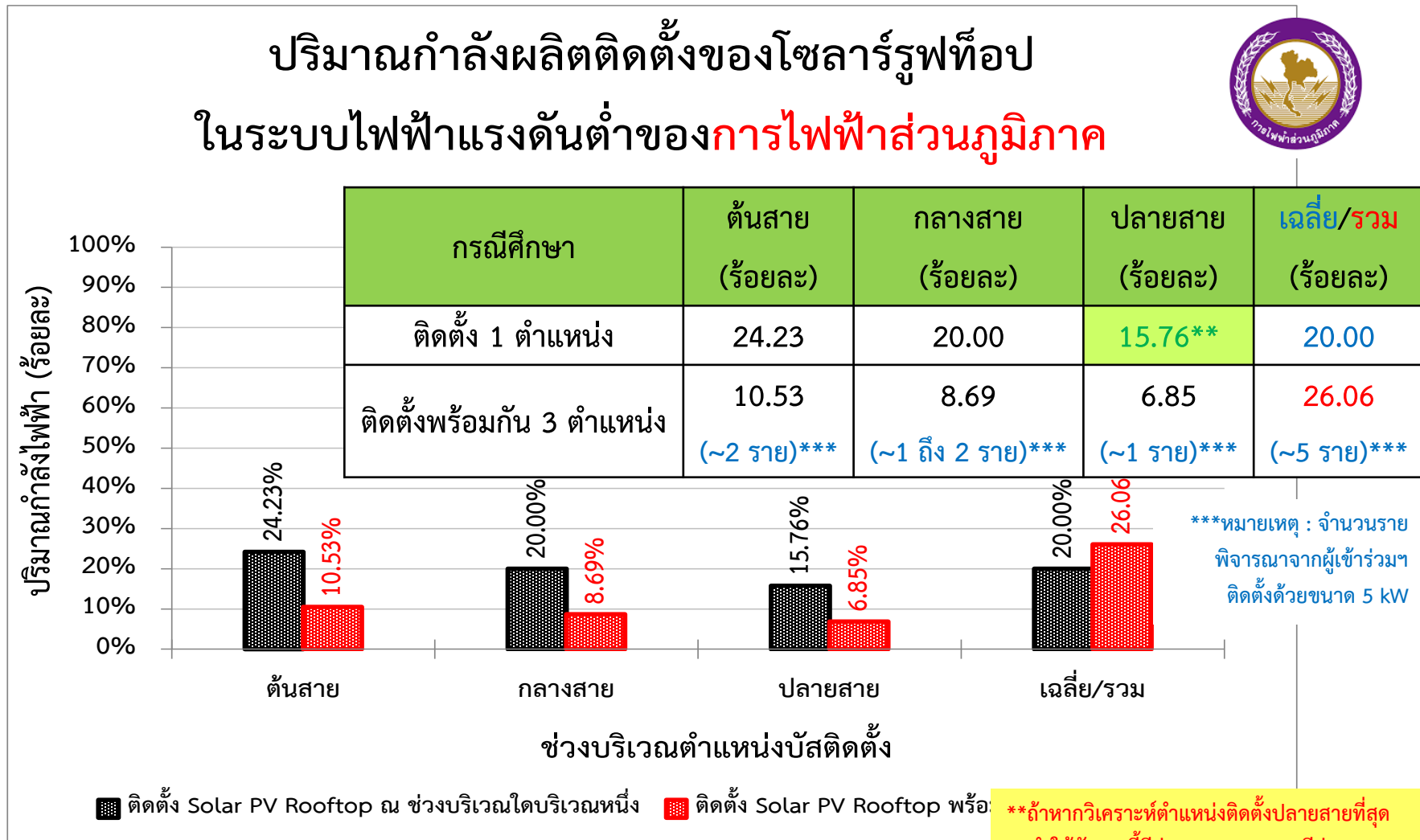
ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของโซลาร์รูฟท็อป ในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำของการไฟฟ้านครหลวง



*ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า เท่ากับ 150 kVA ตำแหน่งแท๊ป : 1 (24 kV Measured at HV side)

“ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง”

ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดคิดเป็น ร้อยละ 15 ของค่าพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า*



****ถ้าหากวิเคราะห์ตำแหน่งติดตั้งปลายสายที่สุดจะทำให้ตัวเลขนี้มีค่าลดลง และ อาจมีค่าลดลงจนมีค่าน้อยกว่า 15% ได้**

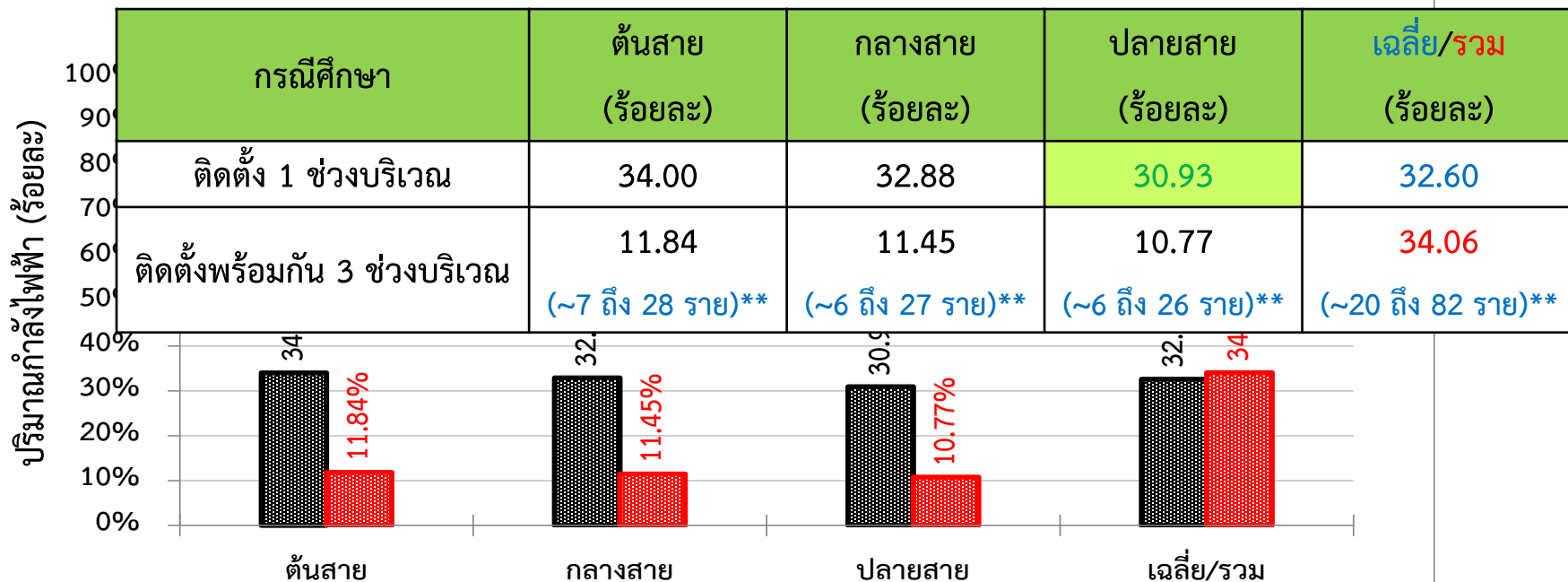
*ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า เท่ากับ 100 kVA ตำแหน่งแท๊ป : 3 (22 kV Measured at HV side)

“ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง”

ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดคิดเป็น ร้อยละ 20 ของค่าพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า*



ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของโซลาร์รูฟท็อป ในระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลางของการไฟฟ้านครหลวง



หมายเหตุ : ค่าสูงสุด (จำนวนราย) พิจารณาจากผู้เข้าร่วมฯ ติดตั้งด้วยขนาด 250 kW

ค่าต่ำสุด (จำนวนราย) พิจารณาจากผู้เข้าร่วมฯ ติดตั้งด้วยขนาด 1 MW

บริเวณตำแหน่งบัสติดตั้ง

■ ติดตั้ง Solar PV Rooftop ณ ช่วงบริเวณใดบริเวณหนึ่ง ■ ติดตั้ง Solar PV Rooftop พร้อมกันตลอดทุกช่วงบริเวณ

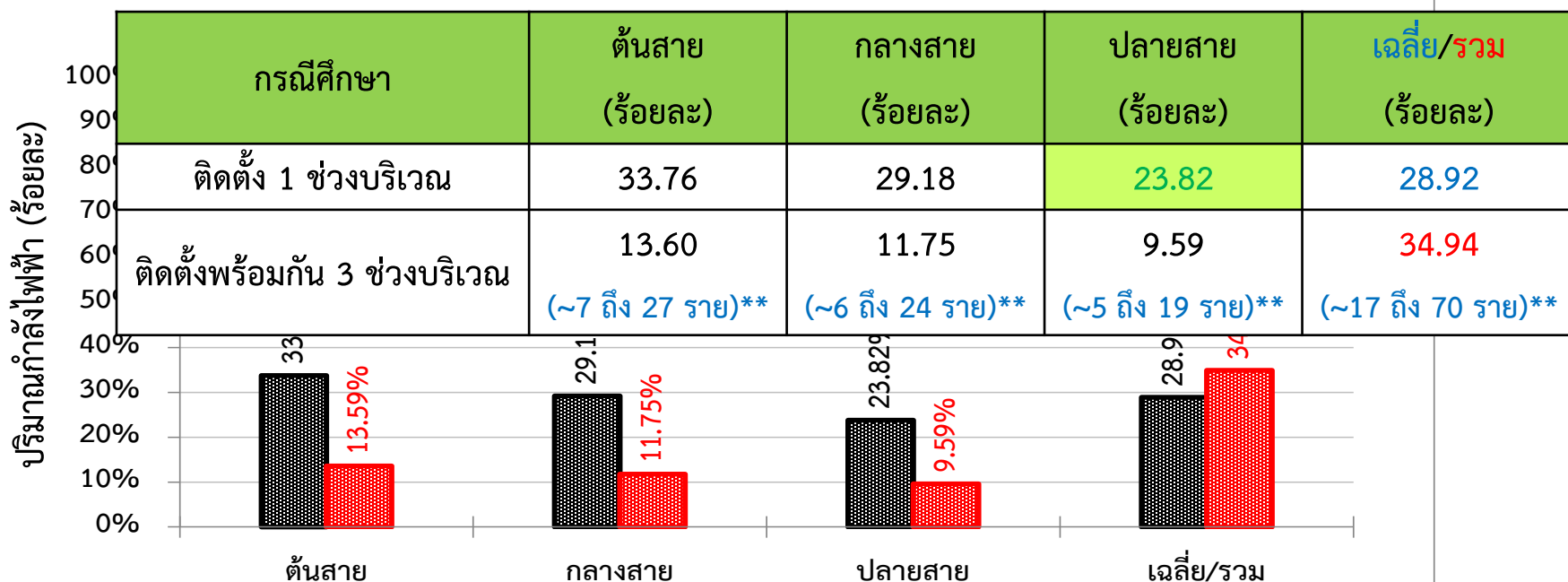
*ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า เท่ากับ 60 MVA จำนวนสายป้อนเท่ากับ 5 สายป้อน ตำแหน่งแท๊ป : 9 (112 kV Measured at HV side)

“ตำแหน่งติดตั้ง” และ “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง”

ความต้องการใช้ไฟฟ้าต่ำสุดคิดเป็น ร้อยละ 20 ของค่าพิกัดหม้อแปลงไฟฟ้า*



ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งของโซลาร์รูฟท็อป ในระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



หมายเหตุ : ค่าสูงสุด (จำนวนราย) พิจารณาจากผู้เข้าร่วมฯ ติดตั้งด้วยขนาด 250 kW

ค่าต่ำสุด (จำนวนราย) พิจารณาจากผู้เข้าร่วมฯ ติดตั้งด้วยขนาด 1 MW

บริเวณตำแหน่งบัสติดตั้ง

■ ติดตั้ง Solar PV Rooftop ณ ช่วงบริเวณใดบริเวณหนึ่ง ■ ติดตั้ง Solar PV Rooftop พร้อมกันตลอดทุกช่วงบริเวณ

*ขนาดหม้อแปลงไฟฟ้า เท่ากับ 50 MVA จำนวนสายป้อนเท่ากับ 5 สายป้อน ตำแหน่งแท๊ป : 9 (115 kV Measured at HV side)

คำอธิบายผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

- ผลการศึกษา “ปริมาณกำลังผลิตติดตั้งสูงสุด” มีความสอดคล้องกับ “เกณฑ์ 20%” ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้าที่การไฟฟ้านครหลวงกำหนด อย่างไรก็ตาม ในกรณีของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค “เกณฑ์ 75%” ของค่าพิกัดกำลังไฟฟ้าของหม้อแปลงไฟฟ้า อาจเป็นอัตราที่ทำให้เกิดกำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เพิ่มสูงขึ้นได้

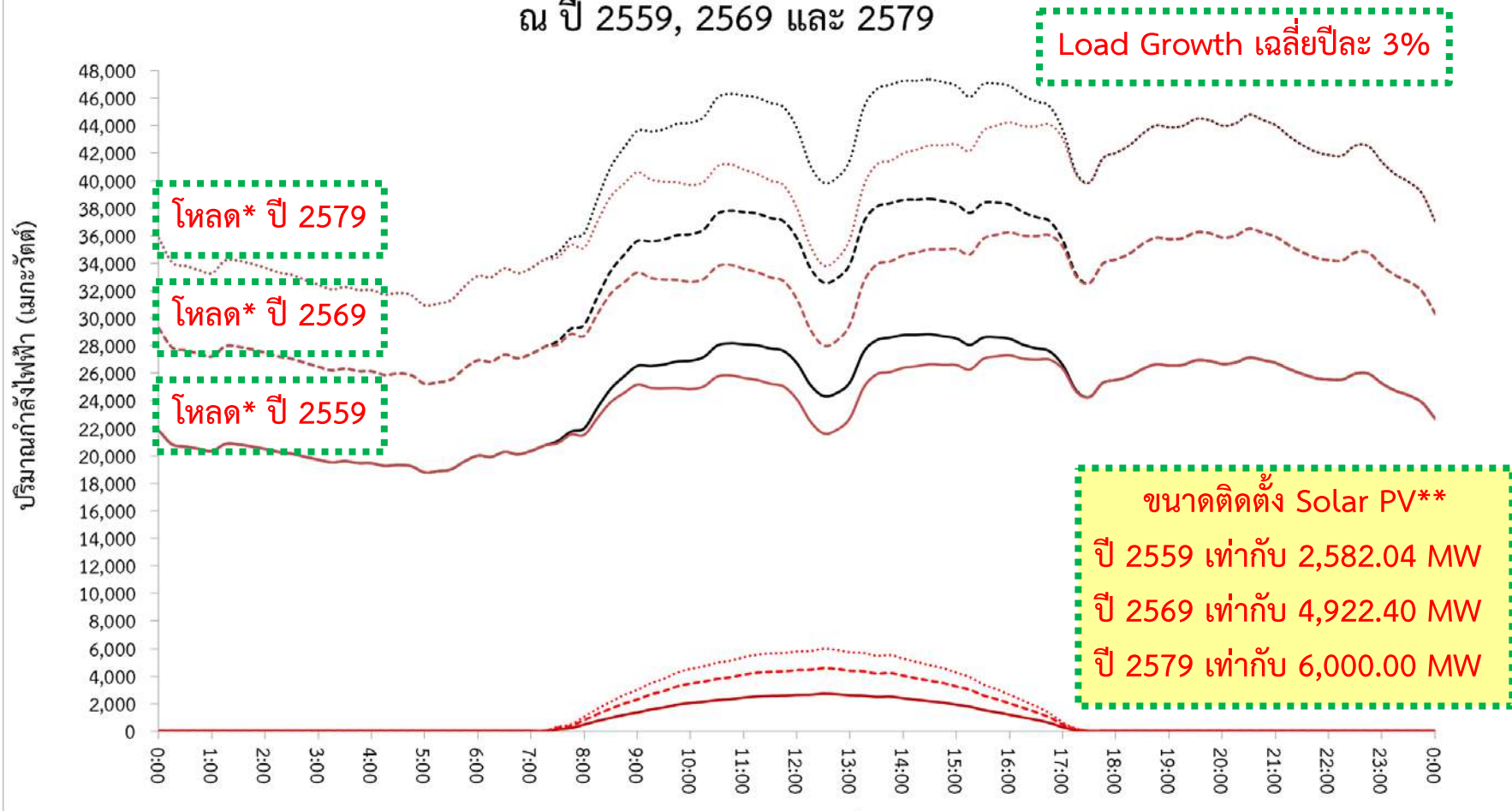
แนวคิดสำคัญ :

- 1) คาดว่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียที่เพิ่มขึ้นเป็นอุปสรรคสำคัญในการเพิ่มพิกัดปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง (เช่น เพิ่มจาก 15%, 20%)
- 2) ในกรณีที่ภาครัฐต้องการพิจารณาเพิ่มปริมาณกำลังผลิตติดตั้ง ค่ากำลังไฟฟ้าสูญเสียนี้ควรถูกร่วมพิจารณาในแผนการส่งเสริมพลังงานทดแทนด้วย

ผลการศึกษาและวิเคราะห์ การลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด

“การลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศ”

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์
ณ ปี 2559, 2569 และ 2579

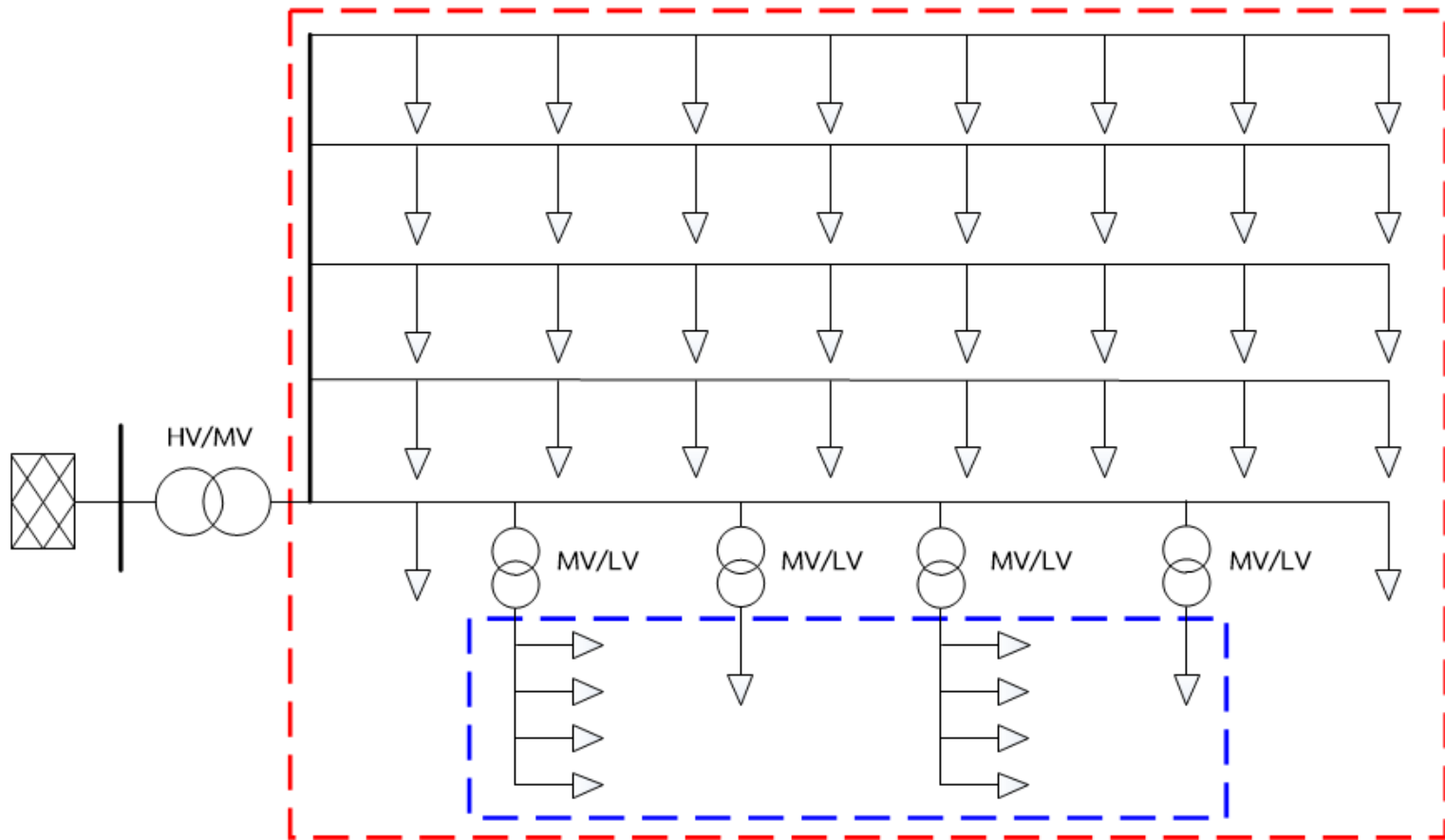


*Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ กฟน. และ กฟภ. และ ค่าพยากรณ์โหลต อ้างอิงจาก แผน PDP2015

**ขนาดติดตั้ง Solar PV (2559) นำมาจาก ฐานข้อมูล SPP/VSPP (กพพ.) และ ปี 2569/2579 อ้างอิงจาก แผน AEDP2015

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและวิเคราะห์ผลกระทบฯ

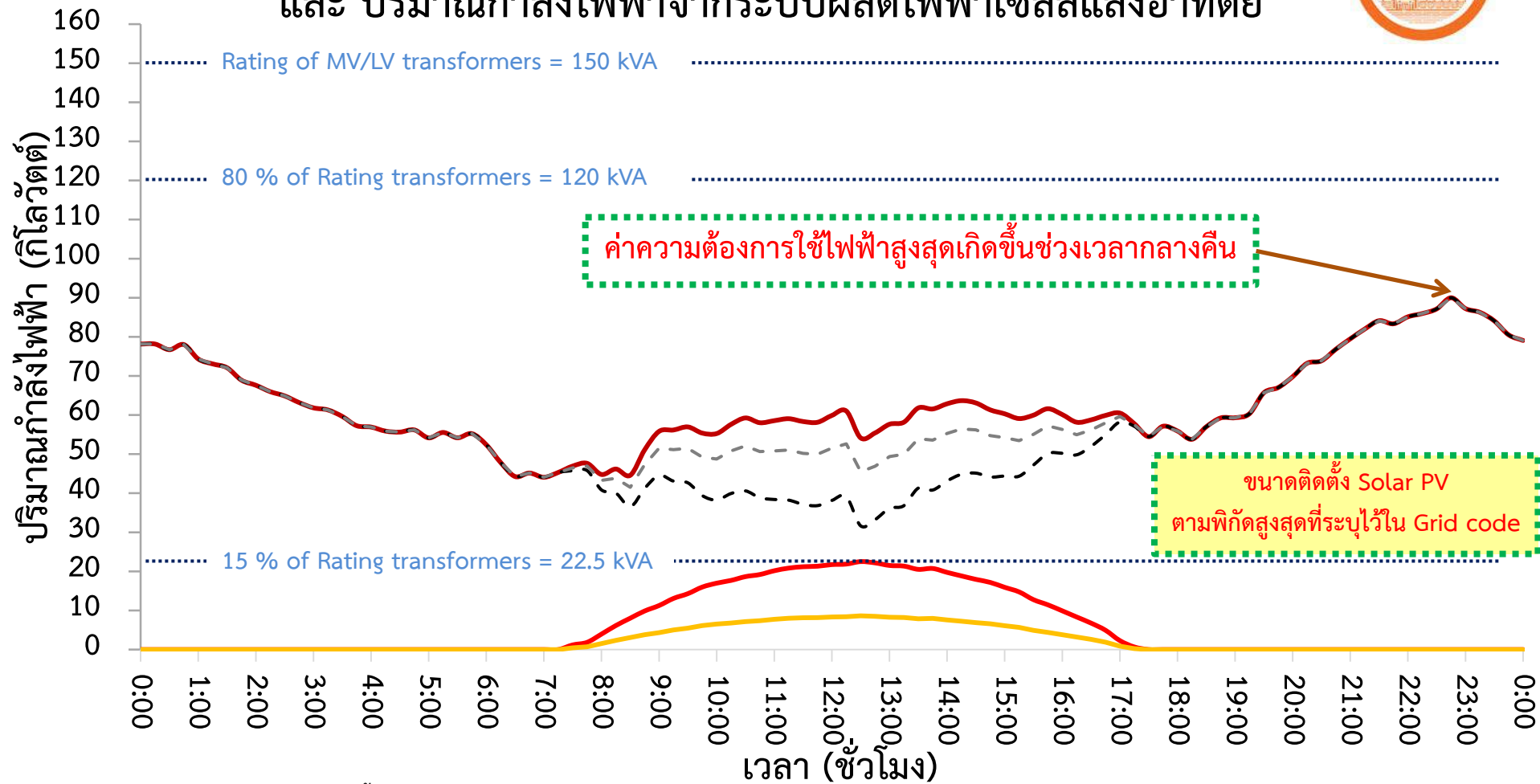
- การแบ่งประเภทของผู้ใช้ไฟฟ้าในแต่ละระดับแรงดันไฟฟ้า



ภายในเส้นประสีแดงแสดงถึงระดับแรงดันปานกลาง
ประกอบด้วย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1, 2, 3, 4, (5 และ 6)

ภายในเส้นประสีน้ำเงินแสดงถึงระดับแรงดันต่ำ
ประกอบด้วย ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1 และ 2

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันต่ำ การไฟฟ้านครหลวง และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



— ความต้องการใช้ไฟฟ้า ก่อนติดตั้ง Solar PV

- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า หลังติดตั้ง Solar PV

- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor

— ปริมาณกำลังไฟฟ้าจาก Solar PV

— ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor

*Capacity Factor = 16% อ้างอิงจากระบบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา(สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าให้ครบ 100 MW

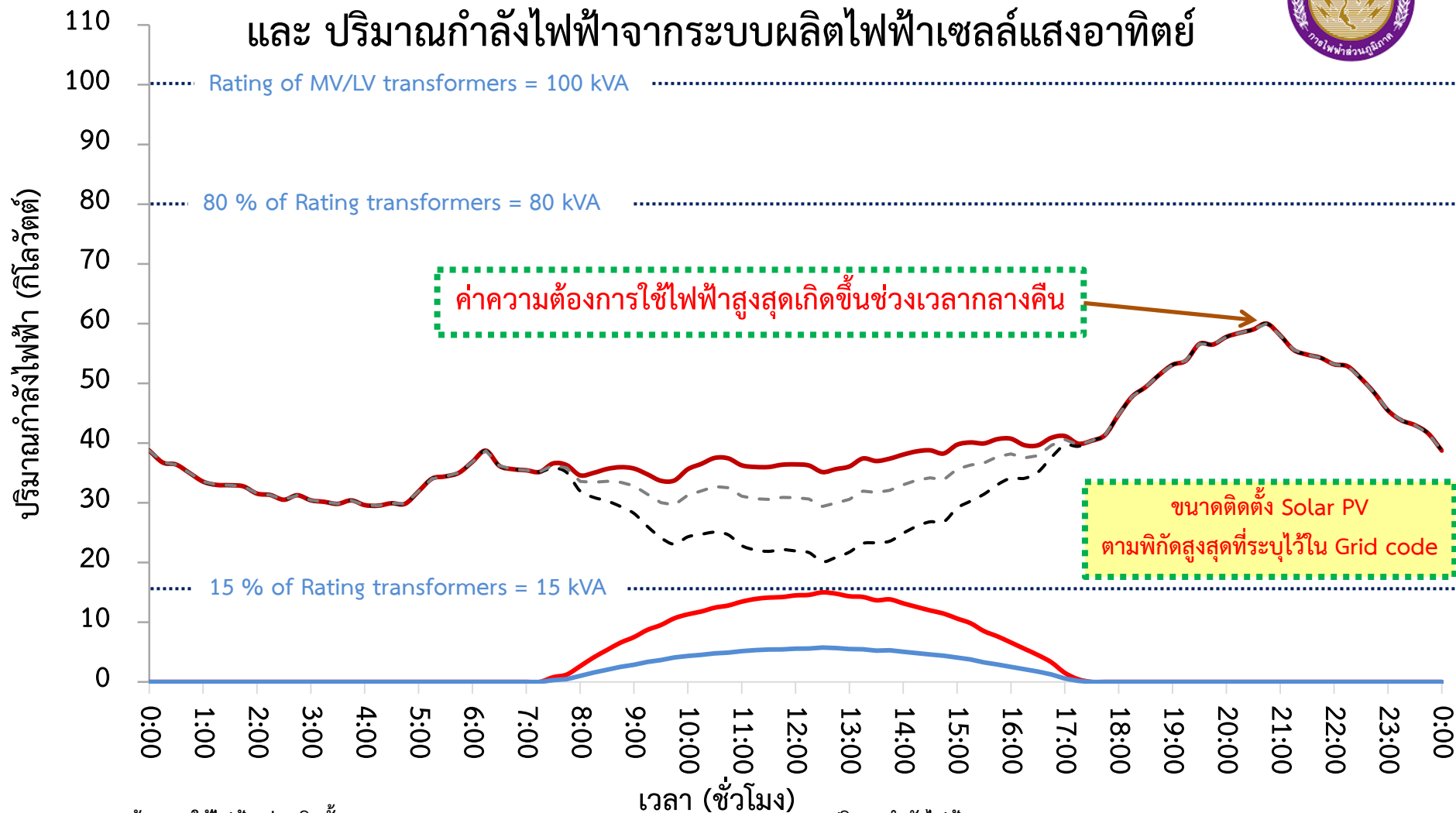
**Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ การไฟฟ้านครหลวง

***Capacity Factor เมื่อพิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้ = 38.4%

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันต่ำ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



— ความต้องการใช้ไฟฟ้า ก่อนติดตั้ง Solar PV

- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า หลังติดตั้ง Solar PV

- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor

— ปริมาณกำลังไฟฟ้าจาก Solar PV

— ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor

*Capacity Factor = 16% อ้างอิงจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา(สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าให้ครบ 100 MW

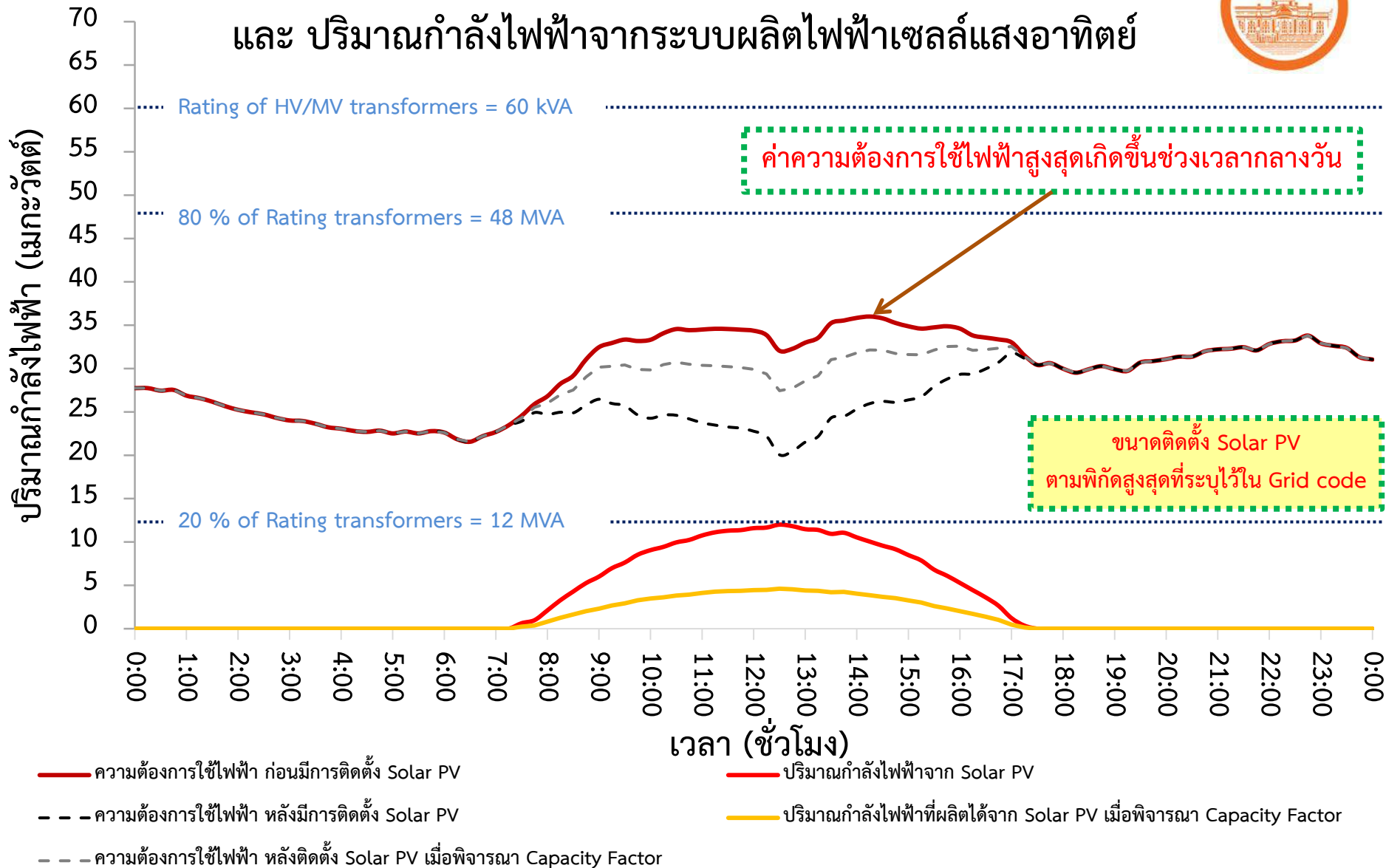
**Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ การไฟฟ้าภูมิภาค

***Capacity Factor เมื่อพิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้ = 38.4%

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแรงปานกลาง การไฟฟ้านครหลวง



และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



*Capacity Factor = 16% อ้างอิงจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา(สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าให้ครบ 100 MW

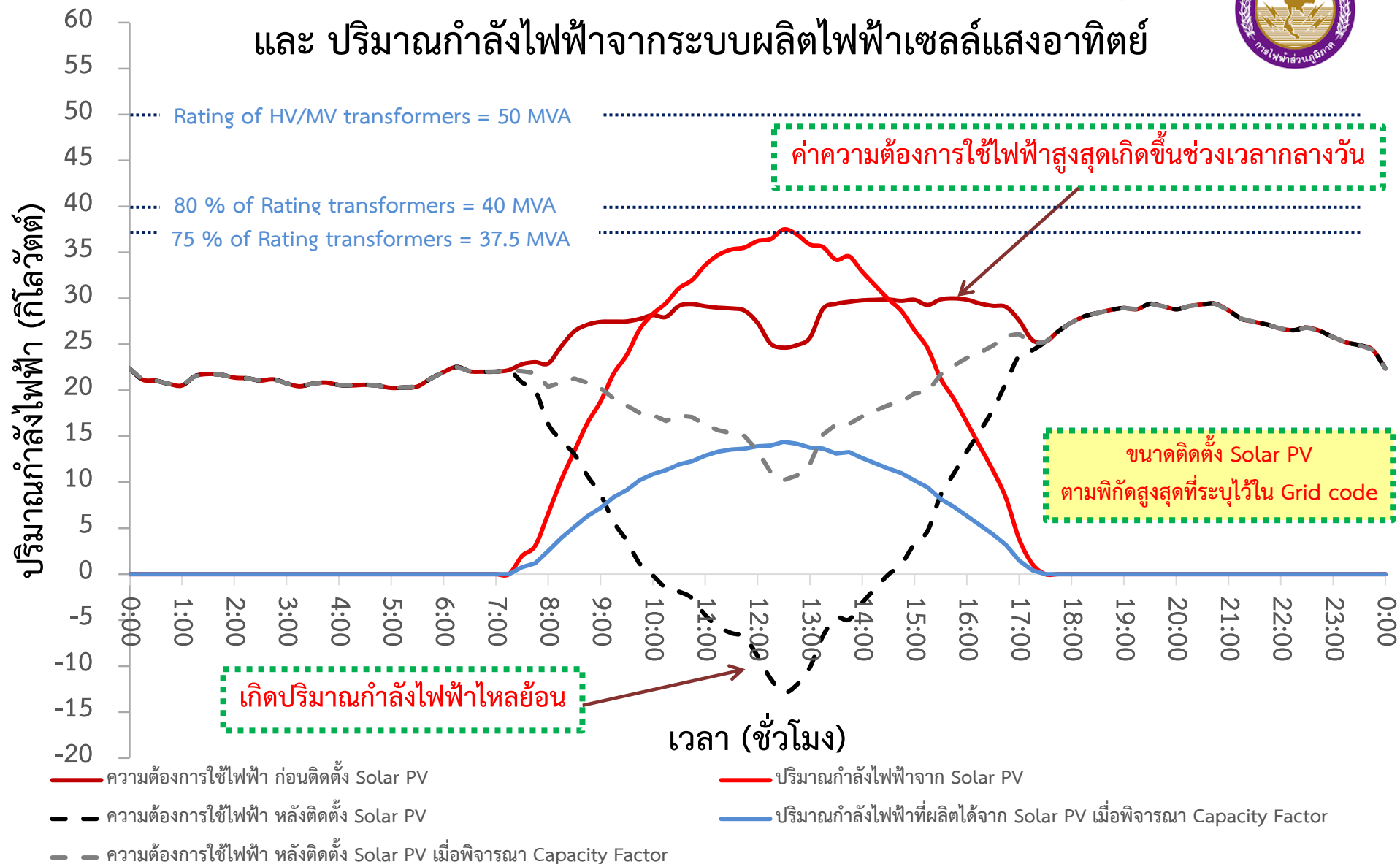
**Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ การไฟฟ้านครหลวง

***Capacity Factor เมื่อพิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้ = 38.4%

ความต้องการใช้ไฟฟ้าในระบบแรงดันปานกลาง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



และ ปริมาณกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์



*Capacity Factor = 16% อ้างอิงจากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา(สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าให้ครบ 100 MW

**Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ การไฟฟ้าภูมิภาค

***Capacity Factor เมื่อพิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้ = 38.4%

คำอธิบายผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นในระบบไฟฟ้า

- ระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำ การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคไม่ได้เกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันทำให้การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อป

“ไม่สามารถลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้าแรงดันต่ำได้”

- ระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง การไฟฟ้านครหลวง และ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวันที่โซลาร์รูฟท็อปสามารถผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้น การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลาง

“สามารถลดค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดใน ระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลางได้”

ข้อสังเกต : ในกรณีระบบไฟฟ้าแรงดันปานกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเกิดปริมาณ กำลังไฟฟ้าไหลย้อน เนื่องจากปริมาณกำลังไฟฟ้าจากโซลาร์รูฟท็อปที่ถูกกำหนดไว้ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อฯ มีค่ามากกว่าค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าในช่วงเวลากลางวัน

ผลการชะลอลงทุนจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในระบบแรงดันปานกลาง

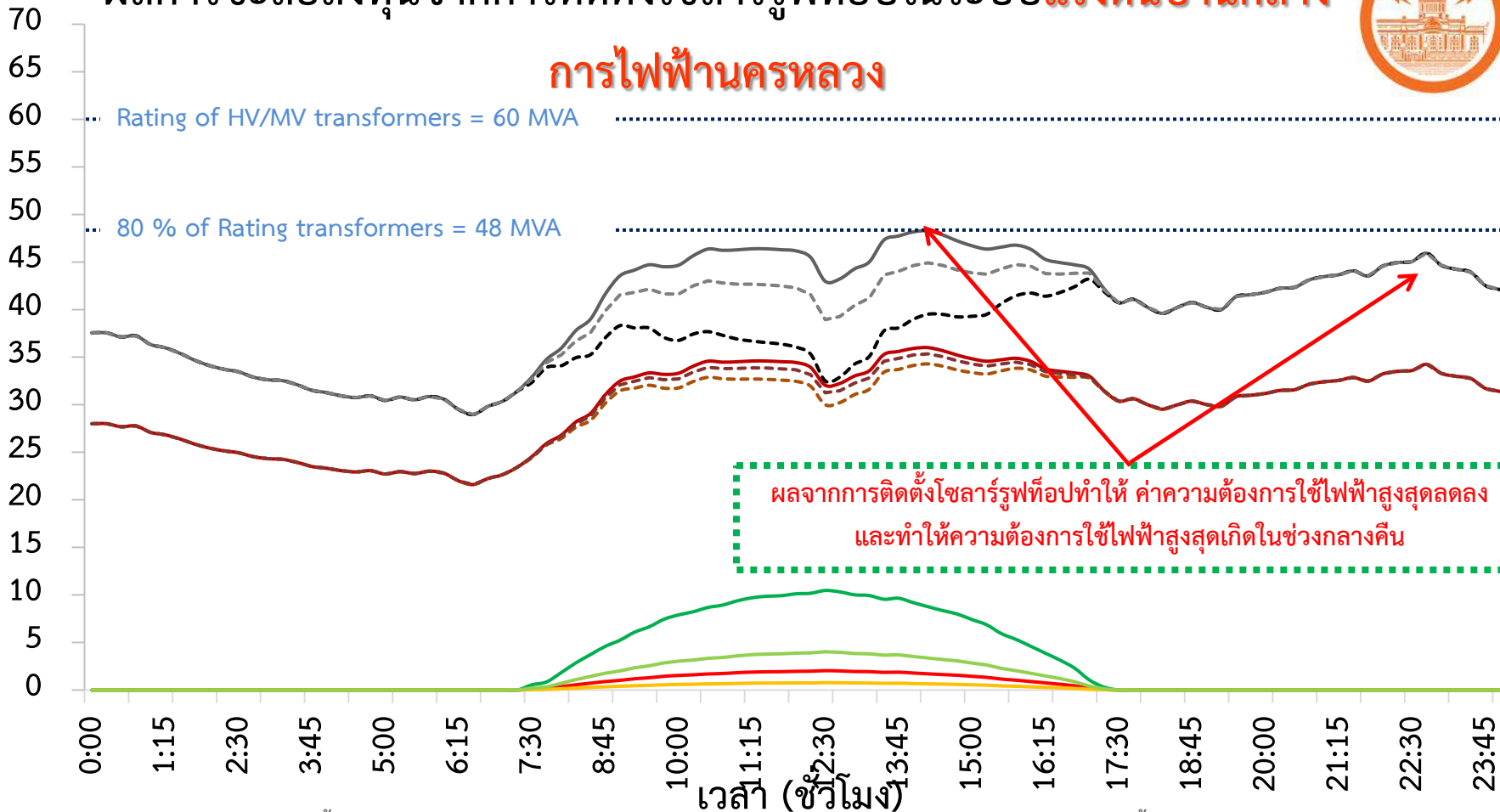


การไฟฟ้านครหลวง

Rating of HV/MV transformers = 60 MVA

80 % of Rating transformers = 48 MVA

ปริมาณกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)



ผลจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปทำให้ ค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดลดลง และทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเกิดในช่วงกลางคืน

เวลา (ชั่วโมง)

- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 ก่อนติดตั้ง Solar PV
- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 หลังติดตั้ง Solar PV
- - - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor
- ปริมาณการติดตั้ง Solar PV ปี 2559
- ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar PV ปี 2559 เมื่อพิจารณา Plant Factor
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2574 ก่อนติดตั้ง Solar PV
- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2574 หลังติดตั้ง Solar PV
- - - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2574 หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor
- ปริมาณการติดตั้ง Solar PV ปี 2574
- ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar PV ปี 2574 เมื่อพิจารณา Capacity Factor

*Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ กฟน. และ ค่าพยากรณ์โหลด อ้างอิงจาก แผน PDP2015

**ขนาดติดตั้ง Solar PV (2559) นำมาจาก ฐานข้อมูล SPP/VSPP (กกพ.) และ ปี 2569/2579 อ้างอิงจาก แผน AEDP2015

***Plant Factor พิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้

ระยะเวลาในการขยายระบบแรงดันปานกลาง การไฟฟ้านครหลวง



ประเด็นการขยายระบบแรงดันปานกลางของการไฟฟ้านครหลวง

1. เมื่อติดตั้ง Solar PV สามารถชะลอการขยายระบบได้ 4 ปี

2. เกณฑ์พิจารณาการขยายระบบไฟฟ้า : UF ของหม้อแปลงไฟฟ้ามีเท่ากับ 80%

หมายเหตุ เส้นประสีน้ำเงินจะแสดงถึง พิกัด 80% ของหม้อแปลงไฟฟ้าหากค่า Peak Load มีค่าเกิน พิกัด 80 % ของหม้อแปลง การไฟฟ้านครหลวงจะต้องทำการขยายระบบ

3. การไฟฟ้าขยายระบบแรงดันปานกลางโดย ติดตั้งหม้อแปลงเพิ่มพร้อมสายป้อน 1 วงจร

4. ค่า Discount Rate ตามค่า WACC ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเท่ากับ 4.73% ต่อปี

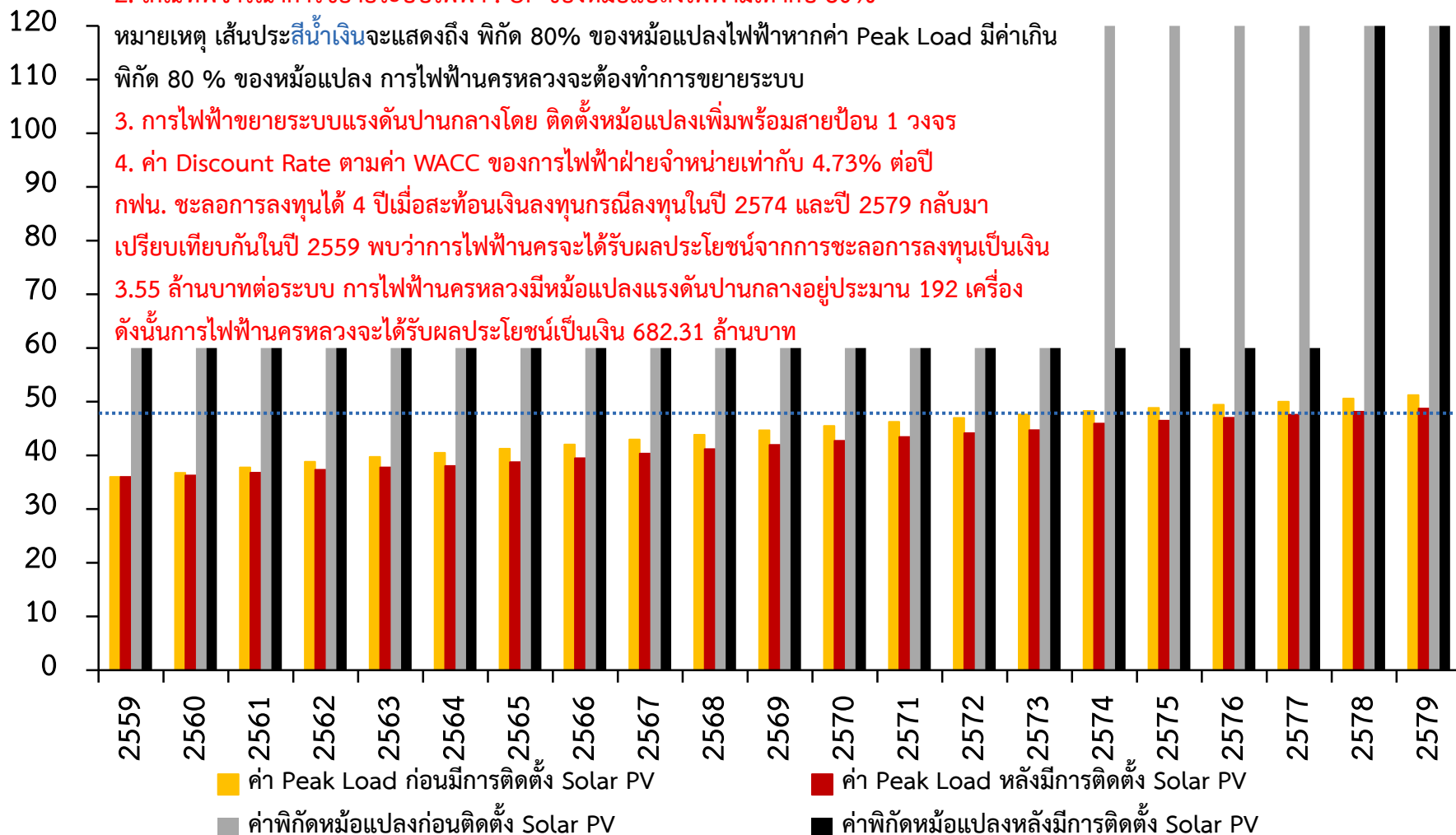
กพน. ชะลอการลงทุนได้ 4 ปีเมื่อสะท้อนเงินลงทุนกรณีลงทุนในปี 2574 และปี 2579 กลับมา

เปรียบเทียบกันในปี 2559 พบว่าการไฟฟ้านครหลวงจะได้รับผลประโยชน์จากการชะลอการลงทุนเป็นเงิน

3.55 ล้านบาทต่อระบบ การไฟฟ้านครหลวงมีหม้อแปลงแรงดันปานกลางอยู่ประมาณ 192 เครื่อง

ดังนั้นการไฟฟ้านครหลวงจะได้รับผลประโยชน์เป็นเงิน 682.31 ล้านบาท

ปริมาณกำลังไฟฟ้าเฉลี่ย (เมกะวัตต์)



*พิจารณาอุปกรณ์ต่อระบบ ได้แก่ หม้อแปลงไฟฟ้าต้นทาง และ สายจำหน่าย อ้างอิงข้อมูลจาก กพน. ปี 2560

**วิเคราะห์ค่าเฉลี่ยของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้า (รวม 5 สายป้อน/ระบบ) ในระยะเวลา 1 วัน ณ ปีที่พิจารณา

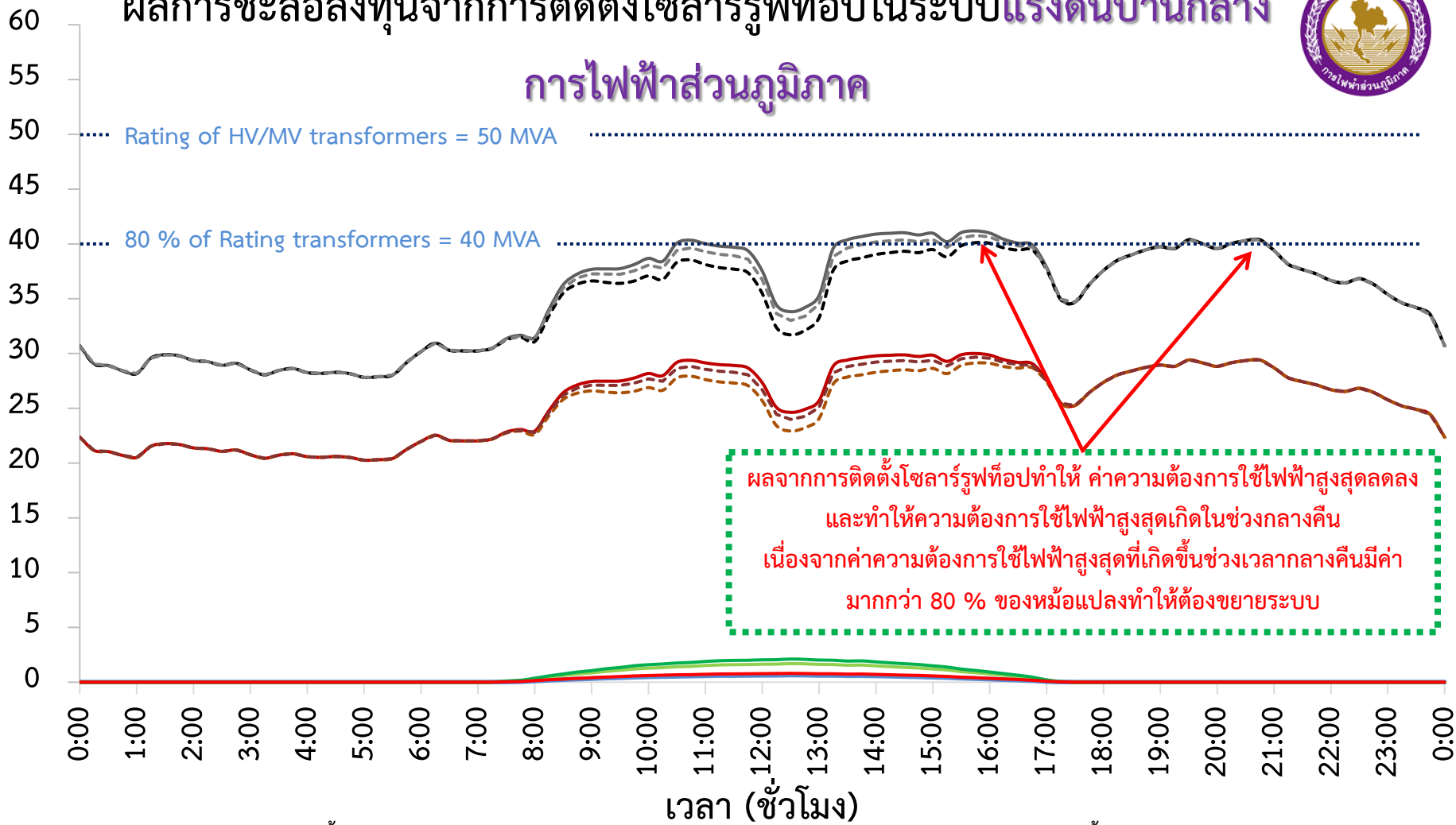
***ขนาดติดตั้ง Solar PV (2559) นำมาจาก ฐานข้อมูล SPP/VSPP (กพน.) และ ปี 2569/2579 อ้างอิงจาก แผน AEDP2015



ผลการชะลอลงทุนจากการติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในระบบแรงดันปานกลาง

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ปริมาณกำลังไฟฟ้า (เมกะวัตต์)



เวลา (ชั่วโมง)

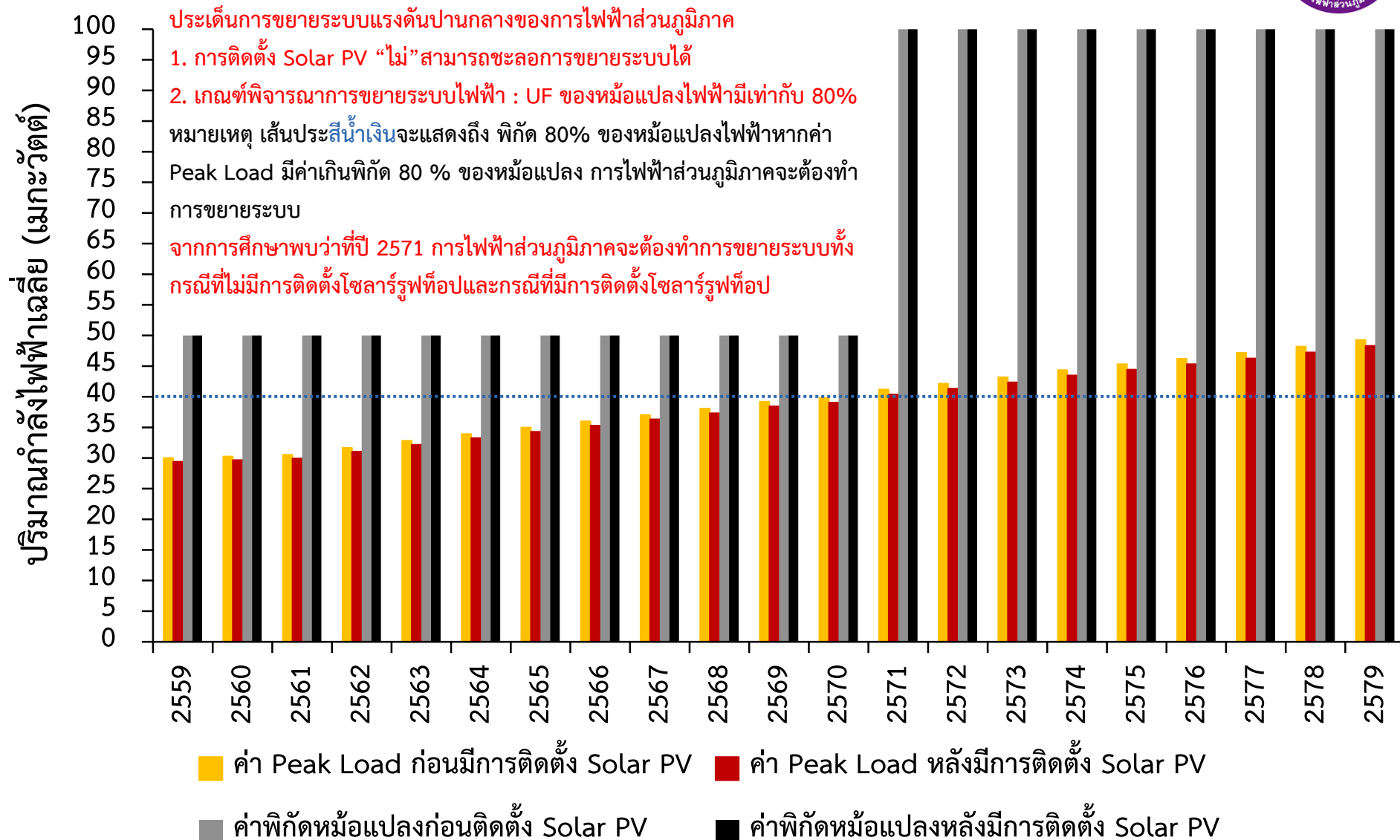
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 ก่อนติดตั้ง Solar PV
- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 หลังติดตั้ง Solar PV
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2559 หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor
- ปริมาณการติดตั้ง Solar PV ปี 2559
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2571 ก่อนติดตั้ง Solar PV
- - - ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2571 หลังติดตั้ง Solar PV
- ความต้องการใช้ไฟฟ้า ปี 2571 หลังติดตั้ง Solar PV เมื่อพิจารณา Capacity Factor
- ปริมาณการติดตั้ง Solar PV ปี 2571

*Load Profile นำมาจาก เว็บไซต์ของ กฟภ. และ ค่าพยากรณ์โหลด อ้างอิงจาก แผน PDP2015

**ขนาดติดตั้ง Solar PV (2559) นำมาจาก ฐานข้อมูล SPP/VSPP (กกพ.) และ ปี 2569/2579 อ้างอิงจาก แผน AEDP2015

***Plant Factor พิจารณาเฉพาะเวลาที่ Solar PV สามารถผลิตไฟฟ้าได้

ระยะเวลาในการขยายระบบแรงดันปานกลางการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค



*พิจารณาอุปกรณ์ต่อระบบ ได้แก่ หม้อแปลงไฟฟ้าต้นทาง และ สายจำหน่าย อ้างอิงข้อมูลจาก กฟผ. ปี 2560

**วิเคราะห์ค่าเฉลี่ยของปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบไฟฟ้า (รวม 5 สายป้อน/ระบบ) ในระยะเวลา 1 วัน ณ ปีที่พิจารณา

***ขนาดติดตั้ง Solar PV (2559) นำมาจาก ฐานข้อมูล SPP/VSPP (กฟผ.) และ ปี 2569/2579 อ้างอิงจาก แผน AEDP2015

สรุปประเด็นผลกระทบด้าน Peak Load

การทดสอบ “การลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุด”

- การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปในระบบแรงดันต่ำ กฟน. และ กฟภ. “ไม่” สามารถช่วยลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดได้เนื่องจากระบบมีค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางคืน อย่างไรก็ตาม การติดตั้งโซลาร์รูฟท็อปสามารถช่วยลดค่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดในระบบแรงดันปานกลาง กฟน. และ กฟภ. ได้เนื่องจากผู้ใช้ไฟฟ้าในระบบมีพฤติกรรม การใช้ไฟฟ้าสูงสุดเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวัน

- การติดตั้ง Solar PV ช่วยชะลอระยะเวลาการขยายระบบแรงดันปานกลางของการไฟฟ้านครหลวงได้ เนื่องด้วย Solar PV ช่วยลด Peak Load เดิมของระบบได้ ผลจากการลด Peak Load นี้ สามารถคำนวณผลประโยชน์ได้จากการสะท้อนเงินลงทุนกรณีที่มีการติดตั้ง Solar PV และกรณีที่ไม่มีการติดตั้ง Solar PV กลับมาเปรียบเทียบกันในปีปัจจุบัน ในขณะที่ในระบบแรงดันปานกลางของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การติดตั้ง Solar PV สามารถช่วยลด Peak Load เดิมของระบบได้เช่นกัน แต่ไม่เพียงพอที่จะชะลอการขยายระบบ เนื่องจากค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นในช่วงกลางวันมีค่าใกล้เคียงค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นในช่วงกลางวัน

จบการนำเสนอ ขอขอบพระคุณ

คำถาม-คำตอบ และ ความคิดเห็น

