เอกสารข้อเสนอโครงการ (Project Design Document)

รายละเอียดโครงการ	
ชื่อโครงการ	126 MW Hadkanghan Wind Farm Project โครงการผลิตไฟฟ้าจากลม หาดกังหัน 126 เมกะวัตต์
ประเภทโครงการ	☐ การเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ☐ การจัดการในภาคขนส่ง ☐ พลังงานทดแทน ☐ ป่าไม้และพื้นที่สีเขียว ☐ การจัดการของเสีย ☐ การเกษตร ☑ อื่นๆ การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน
ที่ตั้งโครงการ	อำเภอปากพนัง จังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอหัวไทร จังหวัดนครศรีธรรมราช อำเภอระโนด จังหวัดสงขลา
พิกัดที่ตั้งโครงการ	ตามภาคผนวกที่ 1
เงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ	10,140 ล้านบาท
ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลด/ดูดกลับได้	131,131 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
ระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ	7 ปี ช่วงระยะเวลา 01/03/2567 – 28/02/2574

รายละเอียดการจัดทำเอกสาร	
วันที่จัดทำเอกสารแล้วเสร็จ	31/07/2566
เอกสารฉบับที่	01

รายละเอียดผู้พัฒนาโครงการ	
ผู้พัฒนาโครงการ	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นายฉัตรพล ศรีปทุม
ตำแหน่ง	ผู้อำนวยการโครงการกลยุทธ์ด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการพัฒนาอย่างยั่งยืน
ที่อยู่	89 อาคารเอไอเอ แคปปิตอล เซ็นเตอร์ ชั้นที่ 16 ถนนรัชดาภิเษก แขวงห้วยขวาง เขตห้วยขวาง กรุงเทพฯ 10310
โทรศัพท์	02 248 2488-92 หรือ 02 002 3667-9
โทรสาร	02 248 2493
E-mail	ea.invest@energyabsolute.co.th

รายละเอียดเจ้าของโครงการ (กรณีเจ้าของโครงการมากกว่า 1 ราย ให้เพิ่มรายชื่อ)	
เจ้าของโครงการ	บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด
ชื่อผู้ประสานงาน	นายฉัตรพล ศรีปทุม
ตำแหน่ง	ผู้อำนวยการโครงการกลยุทธ์ด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการพัฒนาอย่างยั่งยืน
ที่อยู่	89 อาคารเอไอเอ แคปปิตอล เซ็นเตอร์ ชั้นที่ 16 ถนนรัชดาภิเษก แขวงห้วยขวาง เขตห้วยขวาง กรุงเทพฯ 10310
โทรศัพท์	02 248 2488-92 หรือ 02 002 3667-9
โทรสาร	02 248 2493
E-mail	ea.invest@energyabsolute.co.th

สารบัญ **หน้า**

ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ 4

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก 9

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 11

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ 15

ภาคผนวก 1 ตำแหน่งที่ตั้งของกังหันลม 18

ภาคผนวก 2 20

ภาคผนวก 3 21

ส่วนที่ 1 รายละเอียดโครงการ

1.1 รายละเอียดและกิจกรรมของโครงการ

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าภายในประเทศซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีส่งผลให้ประเทศไทยจำเป็นต้องมีแผนการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน เพื่อลดความเสี่ยงในการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล กระทรวงพลังงานได้กำหนดแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกใน 21 ปี (พ.ศ. 2558-2579) หรือ Alternative Energy Development Plan (AEDP) ซึ่งได้กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 30 ของการใช้พลังงานทั้งหมดในปี พ.ศ. 2579 โดยพลังงานลมเป็นหนึ่งในพลังงานทดแทนที่ได้รับการส่งเสริมตามแผน AEDP ข้างต้น

โครงการ 126 MW Hadkanghan Wind Farm Project ดำเนินการพัฒนาโดย บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อผลิตพลังงานทดแทนจากพลังงานลม ซึ่งสอดคล้องกับแผน AEDP โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งรวมที่ 126 เมกะวัตต์ โดยไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงการจะส่งขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งทางบริษัทฯ ได้มีการลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (PPA) โดยมีรายละเอียด ดังนี้

โครงการ	สัญญาเลขที่	ที่ตั้ง	จำนวนกังหัน (ต้น)	กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)
หาดกังหัน 1 (HKH 1)	PPA-SPP/NF 2013-005	อ.ระโนด จ.สงขลา	20	36
หาดกังหัน 2 (HKH 2)	PPA-SPP/NF 2013-006	อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	25	45
หาดกังหัน 3 (HKH 3)	PPA-SPP/NF 2013-007	อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	25	45
รวม			70	126

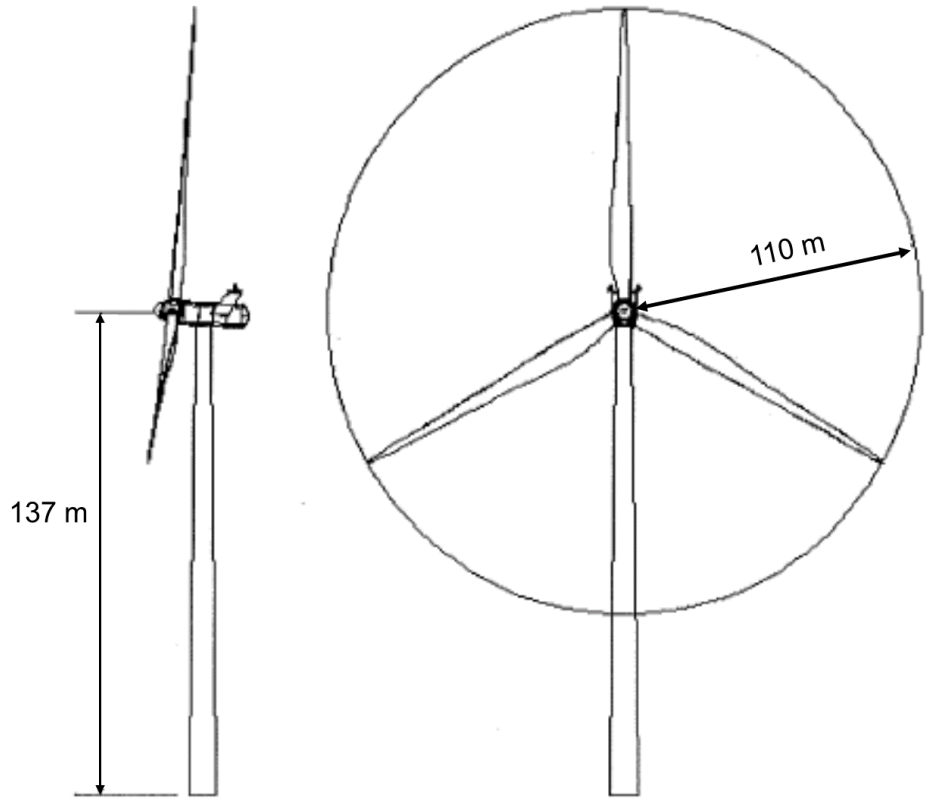
ภาพแสดงตำแหน่งที่ตั้งโครงการ

โครงการมีแผนดำเนินการผลิต 365/366 วันต่อปี พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโครงการจะส่งขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยได้เริ่มดำเนินการซื้อขายไฟฟ้าอย่างเป็นทางการ เมื่อเดือนมีนาคม 2560

ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดลงได้ ในระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการจากการคำนวณเท่ากับ 917,917 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือเท่ากับเฉลี่ย 131,131 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบ เท่าต่อปี

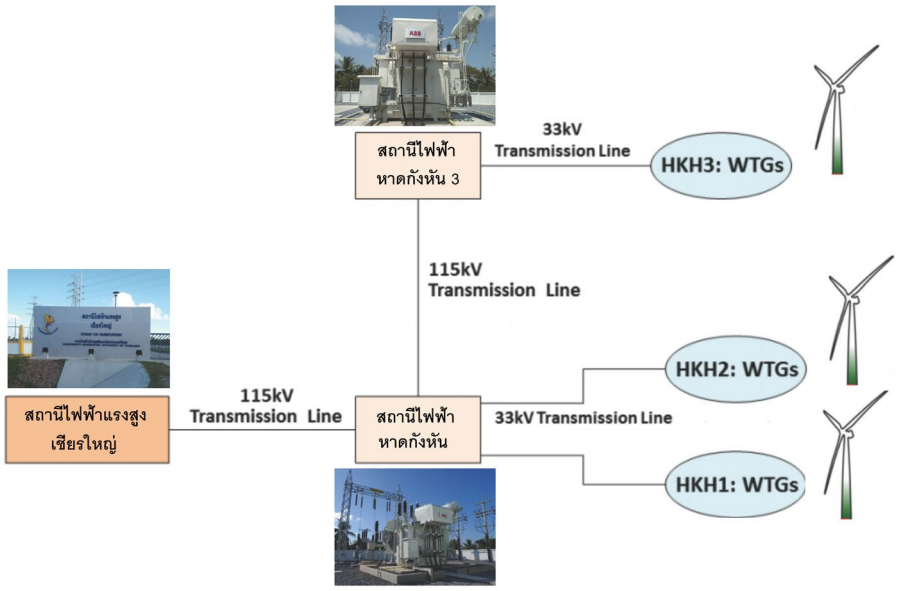
1.2 ขอบเขตการดำเนินโครงการ

กังหันลมที่จะนำมาใช้สำหรับโครงการจะเป็นประเภทแนวนอน จำนวน 70 ต้น ของ VESTAS รุ่น V110-2MW ซึ่งมีกำลังการผลิตประมาณ 1.8 เมกะวัตต์ต่อต้น เสามีขนาดความสูงของกังหันจากพื้นดินถึงแกนหมุนกังหันประมาณที่ 137 เมตร ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางใบพัดประมาณ 110 เมตร กำลังการผลิตติดตั้งรวมประมาณ 126 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ตำแหน่งการติดตั้งของกังหันแต่ละต้น แสดงตามภาคผนวกที่ 1

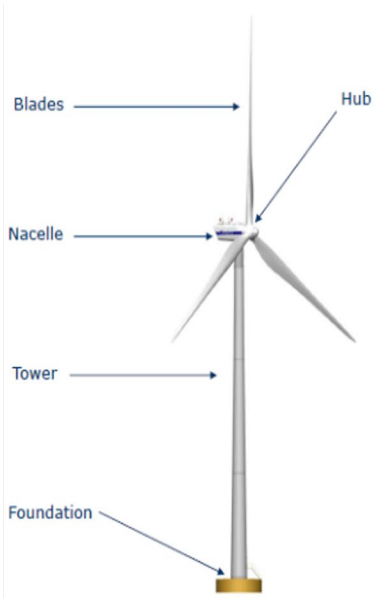


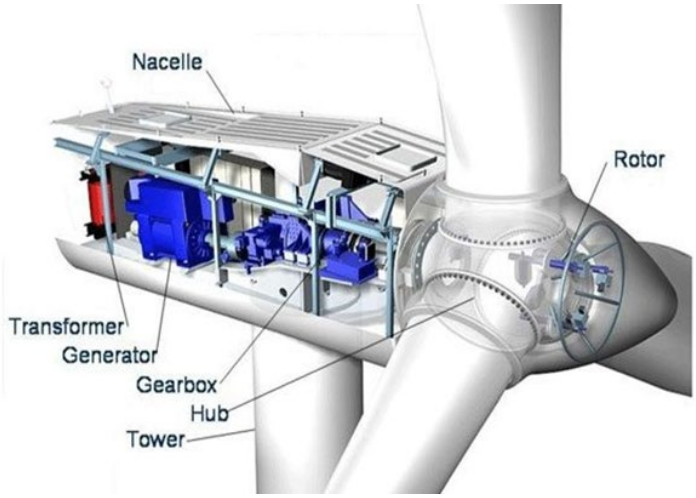
ภาพแสดงกังหันลมที่ติดตั้งในโครงการ

กังหันลมจะมีส่วนประกอบที่สำคัญประกอบด้วย ใบพัด ห้องเครื่อง เสากังหันลม ฐานราก แกนหมุน ส่วนเชื่อมต่อระหว่างใบพัดกับเพลาแกนหมุน ห้องส่งกำลัง เครื่องกำเนิดไฟฟ้า หม้อแปลงไฟฟ้า ระบบควบคุมไฟฟ้า ระบบเบรก แกนคอหมุนรับทิศทางลม เครื่องวัดความเร็วลมและทิศทางลม ดังแสดงในรูปดังนี้



1. Blades (ใบพัด)
2. Nacelle (ห้องเครื่อง)
3. Tower (เสากังหันลม)
4. Foundation (ฐานราก)
5. Rotor (แกนหมุน)
6. Hub (ส่วนเชื่อมต่อระหว่างใบพัดกับเพลาแกนหมุน)
7. Gearbox (ห้องส่งกำลัง)
8. Generator (เครื่องกำเนิดไฟฟ้า)
9. Transformer (หม้อแปลงไฟฟ้า)





ภาพแสดงส่วนประกอบของกังหันลมที่ติดตั้งในโครงการ

1.3 การนับซ้ำ

บริเวณพื้นที่เดียวกันมีโครงการลดก๊าซเรือนกระจกอื่นที่ดำเนินกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจกลักษณะเดียวกัน

☑ ไม่มี

☐ มี ชื่อโครงการ

ชื่อกลไก/มาตรฐานที่ขึ้นทะเบียนโครงการ

ช่วงระยะเวลาที่มีการขอรับรองปริมาณคาร์บอนเครดิต

1.4 การพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

☐ ไม่ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

☑ ต้องพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ

- ☑ มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)
- ☐ ไม่มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

โครงการมีขนาดกำลังการผลิตติดตั้งที่ 126 เมกะวัตต์ ซึ่งถือเป็นโครงการขนาดใหญ่ ดังนั้นจึงต้องมีการพิสูจน์การดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ โดยจากการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน พบว่า โครงการจะมีระยะเวลาคืนทุนที่ 8.0 ปี ซึ่งมากกว่าเกณฑ์ที่ อบก.กำหนดที่ 3 ปี ดังนั้น จึงถือว่าโครงการนี้ มีการดำเนินงานเพิ่มจากการดำเนินงานตามปกติ (Additionality)

การคำนวณระยะเวลาคืนทุนโดยย่อ[1] แสดงตามด้านล่าง

ปริมาณไฟฟ้าที่คาดว่า จะผลิตได้	224.60	GWh ต่อปี
ราคาค่าไฟฟ้า	6.6564	บาทต่อ kWh
รายได้จากการขายไฟฟ้า	1,474.81	ล้านบาทต่อปี
ค่าดำเนินการ	295.91	ล้านบาทต่อปี
กำไรสุทธิ	1,178.91	ล้านบาทต่อปี
เงินลงทุนรวม	10,140	ล้านบาท
ระยะเวลาคืนทุน	8.60	ปี

[1] อ้างอิงข้อมูลจาก Technical Due Diligence Report of Wind Farm Project by Mott MacDonald, September 2015

1.5 สิทธิในการใช้ประโยชน์ที่ดินของโครงการ (เฉพาะโครงการประเภทป่าไม้และพื้นที่สีเขียว และการเกษตร)

- ไม่เกี่ยวข้อง

ส่วนที่ 2 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจก

2.1 ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกที่ใช้

T-VER-METH-AE-01 Version 01

ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid Renewable Electricity Generation)

2.2 เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ

T-VER-METH-AE-01 Version 01

เงื่อนไขของกิจกรรมโครงการ	เหตุผลของโครงการ
1. เป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง (On-Grid)	เป็นโครงการที่มีกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ลม) เพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid) โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งที่ 126 MW
2. สำหรับกรณีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล หรือขยะมูลฝอยที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) แต่ละประเภทเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนเกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการ	ไม่เกี่ยวข้อง

2.3 ข้อมูลกรณีฐาน

ข้อมูลกรณีฐานสำหรับโครงการ 126 MW Hadkanghan Wind Farm Project จะอ้างอิงตาม T-VER-METH-AE-01 Version 01 โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานเป็นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าทดแทนการการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง เพื่อจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid)

โดยโครงการจะใช้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนของโครงการเป็นข้อมูลกรณีฐาน ซึ่งจะคิดเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตพลังงาน

แหล่งดูดกลับ/ปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรมโครงการ
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)		
1. การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เกี่ยวข้อง เนื่องจากโครงการมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม (พลังงานหมุนเวียน) เพื่อจ่ายเข้าสายส่งเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
การดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)		
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง เนื่องจากไม่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในโครงการ
2. การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง	CO_2	เกี่ยวข้อง เนื่องจากโครงการมีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าในโครงการซึ่งส่วนใหญ่ผลิตจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)		
1. การใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลจากการขนส่ง	CO_2	ไม่เกี่ยวข้อง เนื่องจากโครงการเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ลม) ซึ่งไม่ได้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล หรือ ขยะมูลฝอย

ส่วนที่ 3 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

3.1 การคำนวณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกกรณีฐาน (Baseline Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามกรณีฐาน ตาม T-VER-METH-AE-01 Version 01 สามารถคำนวณได้ ดังนี้

T-VER-METH-AE-01 Version 01

$$BE_y = BE_{EG,y}$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tCO_2/year)

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง ในปี y (tCO_2/year)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง

$$BE_{EG,y} = (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$BE_{EG,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง	การคำนวณ	tCO_2/year	131,914.89
$EG_{PJ,,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียน	ภาคผนวก 2	kWh/year	256,494,043.39
EF_{Elec}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า [2]	Default	tCO_2/MWh	0.5143

[2] อ้างอิงตามพารามิเตอร์ $EF_{EG_RE,PJ,y}$: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ตามประกาศค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ.2565 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

3.2 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Sequestration/Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ตาม T-VER-METH-AE-01 Version 01 สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EL,y}$$

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tCO_2/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

$PE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ในปี y (tCO_2/year)

3.2.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

โครงการ 126 MW Hadkanghan Wind Farm Project ไม่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการ

3.2.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	อ้างอิง	หน่วย	ค่า
$PE_{EL,y}$	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ	การคำนวณ	tCO_2/year	783.33
$EC_{PJ,y}$	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ	ภาคผนวก 3	kWh/year	1,646,333.89
EF_{Elec}	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า [3]	Default	tCO_2/MWh	0.4758

[3] อ้างอิงตามพารามิเตอร์ $EF_{EC,PJ,y}$: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการใช้ไฟฟ้า ตามประกาศค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2565 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

3.3 การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

โครงการ 126 MW Hadkanghan Wind Farm Project ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (LE_y) เนื่องจากโครงการเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ลม) ซึ่งไม่ได้ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลหรือขยะมูลฝอยและไม่มีการขนส่งเชื้อเพลิง

3.4 การคำนวณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ได้จากการดำเนินโครงการ (Carbon Sequestration/Emission)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ ตาม T-VER-METH-AE-01 Version 01 สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

โดยที่

พารามิเตอร์	ความหมาย	ค่า
ER_y	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tCO_2e/year)	131,131
BE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tCO_2e/year)	131,914.89
PE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปีy (tCO_2e/year)	783.33
LE_y	การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปีy(tCO_2e/year)	-

3.5 สรุปปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่คาดว่าจะลดได้

3.5.1 วันที่เริ่มเดินระบบหรือดำเนินกิจกรรมของโครงการที่ก่อให้เกิดการลดก๊าซเรือนกระจก

28/02/2560

3.5.2 วันที่เริ่มคิดเครดิต

01/03/2567

3.5.3 ระยะเวลาการคิดเครดิต

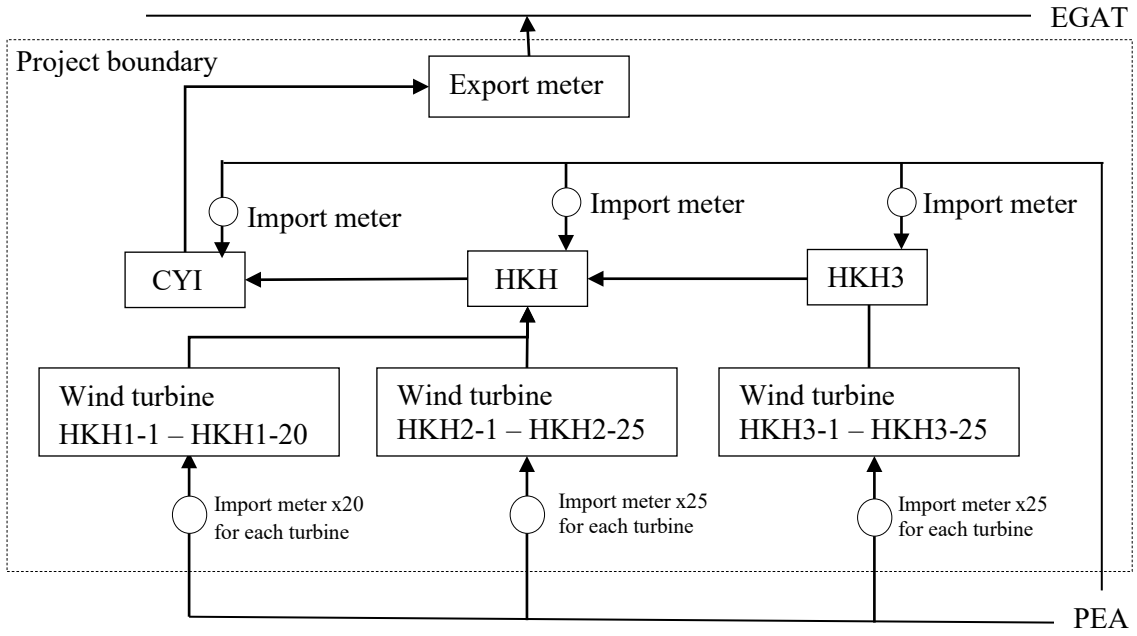
7 ปี

ปี	ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	ปริมาณการดูดกลับ/การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	ปริมาณการดูดกลับ/การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
1 (01/03/67 - 28/02/68)	131,914.89	783.33	-	131,131
2 (01/03/68 - 28/02/69)	131,914.89	783.33	-	131,131
3 (01/03/69 - 28/02/70)	131,914.89	783.33	-	131,131
4 (01/03/70 - 29/02/71)	131,914.89	783.33	-	131,131
5 (01/03/71 - 28/02/72)	131,914.89	783.33	-	131,131
6 (01/03/72 - 28/02/73)	131,914.89	783.33	-	131,131
7 (01/03/73 - 28/02/74)	131,914.89	783.33	-	131,131
รวม (tCO_2e)	923,404.21	5,483.28	-	917,917
จำนวนปี	7 ปี			
เฉลี่ยปีละ (tCO_2e/y)	131,914.89	783.33	-	131,131

ส่วนที่ 4 แผนการติดตามผลการดำเนินโครงการ

4.1 สรุปแนวทางการติดตามผล

การติดตามผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดขึ้นในโครงการนี้ จะดำเนินการโดย บริษัท อีเอ วินด์ หาดกังหัน 3 จำกัด ซึ่งเป็นเจ้าของโครงการและผู้พัฒนาเอง โดยมีการติดตั้งระบบ SCADA สำหรับติดตามผล และเก็บข้อมูล อีกทั้งพนักงานที่ได้รับมอบหมายจะเป็นผู้รวบรวมข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าร่วมกับการไฟฟ้าภูมิภาค และรวบรวมข้อมูลการตรวจวัดจากมิเตอร์ขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยจะดำเนินการเก็บข้อมูลเป็นรายเดือนและนำมาคำนวณจัดทำเป็นรายงานปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการ ทั้งนี้มิเตอร์ขายไฟฟ้าทั้งหมดถือเป็นส่วนหนึ่งของอุปกรณ์ที่จะได้รับการตรวจสอบเพื่อให้มีสภาพการทำงานที่ถูกต้อง โดยจะมีการสอบเทียบเพื่อตรวจสอบความถูกต้องแม่นยำตามข้อหนดของการไฟฟ้า นอกจากนี้ จะมีการอบรมบุคลากรให้มีความรู้ความเข้าใจในการติดตามผลการดำเนินโครงการ ก่อนเริ่มปฏิบัติงานและการบันทึกข้อมูลโครงการจะอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของพนักงานประจำช่วงเวลานั้นๆ ข้อมูลที่บันทึกจากพนักงานจะมีการตรวจสอบโดยหัวหน้างานก่อนที่จะสรุปผลการเดินระบบประจำเดือน และจะมีการเก็บรักษาข้อมูลรวมถึงเอกสารการสอบเทียบต่างๆของโครงการไว้เป็นเวลา 2 ปี หลังจากครบระยะเวลาคิดคาร์บอนเครดิตของโครงการ ผังการตรวจวัดผลการดำเนินโครงการแสดงดังแผนภาพ ต่อไปนี้



ภาพแสดงตำแหน่งการเก็บข้อมูลของโครงการ

4.2 พารามิเตอร์ที่ไม่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.5143 (สำหรับกรณีผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนเพื่อจ่ายเข้าสายส่งของโครงการ)
หน่วย	tCO_2/MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	อ้างอิงตามพารามิเตอร์ $EF_{EG_RE,PJ,y}$: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ตามประกาศค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ.2565 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

พารามิเตอร์	EF_{Elec}
ค่าที่ใช้	0.4758 (สำหรับกรณีใช้ไฟฟ้าจากสายส่งของโครงการ)
หน่วย	tCO2/MWh
ความหมาย	ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	อ้างอิงตามพารามิเตอร์ $EF_{EC,PJ,y}$: ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับการใช้ไฟฟ้าตามประกาศค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิต/การใช้ไฟฟ้า (Emission Factor) สำหรับโครงการและกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก ประกาศใช้วันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2565 โดยสำนักประเมินและรับรองโครงการ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)

4.3 พารามิเตอร์ที่ต้องติดตามผล

พารามิเตอร์	$EG_{PJ,,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการ โดยใช้ข้อมูลการตรวจวัด ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

พารามิเตอร์	$EC_{PJ,y}$
หน่วย	kWh/year
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ ในปี y
แหล่งข้อมูล	รายงานการตรวจวัด
วิธีการติดตามผล	ตรวจวัดโดย kWh Meter และตรวจวัดต่อเนื่องตลอดช่วงของการติดตามผล โดยรายงานข้อมูลที่มีความละเอียดเป็นรายเดือน

ภาคผนวก 1 : ตำแหน่งที่ตั้งของกังหันลม

ที่ตั้ง	รหัส	พิกัด WTG (Zone 47)	
		N	E
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-01	N 876184.500	E 646948.503
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-02	N 875135.449	E 646832.967
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-03	N 875487.747	E 645852.000
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-04	N 874952.505	E 647311.337
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-05	N 874382.046	E 646543.645
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-06	N 873430.056	E 647498.952
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-07	N 872470.685	E 646879.965
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-08	N 872034.260	E 647010.602
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-09	N 872344.773	E 647908.307
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-10	N 869798.217	E 648313.114
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-11	N 869495.778	E 647675.953
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-12	N 869222.488	E 648543.530
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-13	N 867128.859	E 648950.420
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-14	N 867560.199	E 648528.636
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-15	N 865998.091	E 649168.372
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-16	N 865764.803	E 649275.964
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-17	N 866390.606	E 648664.778
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-18	N 865063.069	E 649428.396
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-19	N 862970.430	E 649507.900
อ.ระโนด จ.สงขลา	HKH1-20	N 863187.545	E 648922.417
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-01	N 900238.993	E 642535.671
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-02	N 899921.908	E 643049.586
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-03	N 899361.359	E 643102.510
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-04	N 899176.617	E 642107.396
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-05	N 898120.795	E 643163.081
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-06	N 897017.888	E 643466.544
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-07	N 896377.932	E 643407.279
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-08	N 895573.380	E 643736.247
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-09	N 894104.221	E 643293.363
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-10	N 893212.554	E 644085.863
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-11	N 891290.354	E 644407.360
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-12	N 889642.981	E 644512.109
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-13	N 886659.245	E 644298.808
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-14	N 886814.497	E 643429.521

ที่ตั้ง	รหัส	พิกัด WTG (Zone 47)	
		N	E
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-15	N 885892.106	E 643392.887
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-16	N 884680.743	E 645286.426
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-17	N 884158.805	E 645234.975
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-18	N 883660.189	E 645648.527
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-19	N 882991.834	E 645792.795
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-20	N 882966.642	E 645202.285
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-21	N 882876.000	E 644802.500
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-22	N 881341.273	E 645901.992
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-23	N 880960.370	E 646255.730
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-24	N 879648.863	E 646485.857
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH2-25	N 878743.506	E 646564.634
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-01	N 917221.209	E 638911.601
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-02	N 916761.784	E 638832.760
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-03	N 916546.405	E 639166.989
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-04	N 916367.002	E 638355.002
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-05	N 916144.000	E 639240.500
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-06	N 915683.319	E 639394.407
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-07	N 915264.971	E 638491.517
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-08	N 914269.013	E 639489.889
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-09	N 913352.874	E 639056.817
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-10	N 912933.188	E 639089.126
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-11	N 912549.911	E 639140.089
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-12	N 910758.740	E 638954.120
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-13	N 909402.453	E 639659.821
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-14	N 908993.555	E 639967.114
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-15	N 906546.817	E 641407.020
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-16	N 906764.614	E 640665.333
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-17	N 907077.648	E 640206.232
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-18	N 905919.710	E 641828.878
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-19	N 905747.388	E 640612.669
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-20	N 905201.138	E 640641.991
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-21	N 903536.854	E 642005.339
อ.ปากพนัง จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-22	N 903638.002	E 640899.466
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-23	N 902587.645	E 642299.236
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-24	N 901965.888	E 642453.542
อ.หัวไทร จ.นครศรีธรรมราช	HKH3-25	N 900787.936	E 642836.355

ภาคผนวก 2

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่โครงการสามารถผลิตได้ ย้อนหลัง 3 ปี (1 มกราคม 2563 – 31 ธันวาคม 2565)

เดือน		$EG_{PJ,y}$ (kWh) Adjusted
2565	มกราคม	26,834,660.00
	กุมภาพันธ์	33,829,972.00
	มีนาคม	9,215,406.00
	เมษายน	8,532,334.00
	พฤษภาคม	20,629,804.00
	มิถุนายน	15,710,161.00
	กรกฎาคม	23,091,172.00
	สิงหาคม	18,208,922.00
	กันยายน	25,012,168.00
	ตุลาคม	7,827,878.00
	พฤศจิกายน	8,447,348.00
	ธันวาคม	29,148,308.00
2564	มกราคม	36,549,375.00
	กุมภาพันธ์	26,514,612.00
	มีนาคม	17,875,866.00
	เมษายน	14,513,792.00
	พฤษภาคม	15,496,538.00
	มิถุนายน	24,329,532.00
	กรกฎาคม	32,775,652.00
	สิงหาคม	29,497,842.09
	กันยายน	23,915,664.82
	ตุลาคม	21,598,568.30
	พฤศจิกายน	13,821,328.95
	ธันวาคม	31,418,528.02
2563	มกราคม	29,820,988.00
	กุมภาพันธ์	40,388,312.00
	มีนาคม	12,857,361.00
	เมษายน	15,305,870.00
	พฤษภาคม	9,511,180.00
	มิถุนายน	15,557,769.00
	กรกฎาคม	12,421,660.00
	สิงหาคม	22,163,689.00
	กันยายน	22,969,298.00
	ตุลาคม	27,258,748.00
	พฤศจิกายน	18,861,343.00
	ธันวาคม	27,570,480.00
รวมทั้งหมด		**769,482,130.16**
เฉลี่ยรายปี		**256,494,043.39**

ภาคผนวก 3

ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ย้อนหลัง 3 ปี (1 มกราคม 2563 – 31 ธันวาคม 2565)

เดือน		$EC_{PJ,y}$ (kWh) Adjusted
2565	มกราคม	100,711.05
	กุมภาพันธ์	91,155.95
	มีนาคม	263,512.87
	เมษายน	230,300.77
	พฤษภาคม	154,644.68
	มิถุนายน	130,242.14
	กรกฎาคม	146,785.98
	สิงหาคม	141,603.06
	กันยายน	68,187.50
	ตุลาคม	241,650.64
	พฤศจิกายน	194,904.29
	ธันวาคม	89,137.03
2564	มกราคม	39,558.26
	กุมภาพันธ์	91,309.48
	มีนาคม	110,454.57
	เมษายน	163,145.12
	พฤษภาคม	195,182.77
	มิถุนายน	86,853.57
	กรกฎาคม	94,999.72
	สิงหาคม	129,435.73
	กันยายน	107,579.81
	ตุลาคม	172,908.10
	พฤศจิกายน	229,707.45
	ธันวาคม	61,035.36
2563	มกราคม	102,657.08
	กุมภาพันธ์	51,540.03
	มีนาคม	164,817.85
	เมษายน	105,666.59
	พฤษภาคม	226,556.53
	มิถุนายน	153,059.60
	กรกฎาคม	179,550.12
	สิงหาคม	120,628.59
	กันยายน	141,822.59
	ตุลาคม	116,485.91
	พฤศจิกายน	171,275.38
	ธันวาคม	69,935.54
รวมทั้งหมด		**4,939,001.66**
เฉลี่ยรายปี		**1,646,333.89**