รายงานโครงการ

ระบบพยากรณ์และจัดการพลังงานแสงอาทิตย์

PTT LNG Terminal 2 (หนองแฟบ)

จังหวัดระยอง · 12.71°N, 101.15°E

ทฤษฎีการคำนวณ · พีชคณิตเชิงเส้น · การหาค่าเหมาะที่สุด

กำลังติดตั้ง 429.0 kWp · 600 แผง · GIS, ISB, Jetty

จัดทำเมื่อ 01/08/2569 เวลา 08:01 น. (ICT)

อ้างอิงซอร์สโค้ด commit `9bd1d82`

สารบัญ

บทที่ 1 · บทนำและขอบเขตของงาน

บทที่ 2 · สถาปัตยกรรมระบบและการไหลของข้อมูล

บทที่ 3 · พีชคณิตเชิงเส้นของเรขาคณิตแผงและระบบพิกัด

บทที่ 4 · ดาราศาสตร์ดวงอาทิตย์และแบบจำลองรังสี

บทที่ 5 · แบบจำลองเงาแถวต่อแถวเชิงวิเคราะห์

บทที่ 6 · กำลังสองน้อยที่สุดและการถดถอยเชิงเส้น

บทที่ 7 · การหาค่าเหมาะที่สุด (Optimization)

บทที่ 8 · แบบจำลองพยากรณ์และการแข่งขันระหว่างโมเดล

บทที่ 9 · การตรวจสอบความแม่นยำ (Verification)

บทที่ 10 · แบบจำลองทางการเงิน

บทที่ 11 · เว็บไซต์และตัวอย่างการใช้งาน

บทที่ 12 · ข้อจำกัด สรุป และงานต่อไป

หมายเหตุ สมการทุกสมการในรายงานนี้เป็นสมการที่ระบบประเมินจริง รูปภาพทุกรูปคำนวณจากสมการเหล่านั้นที่พิกัดจริงของไซต์ และภาพหน้าจอทุกภาพ ถ่ายจากระบบที่รันจริง ค่าใดที่เป็นค่าประมาณจะระบุไว้ชัดเจนทุกครั้ง

บทที่ 1

บทนำและขอบเขตของงาน

โครงการ ระบบพยากรณ์และจัดการพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Forecasting & Energy Management System) สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาและพื้นดินของ คลังก๊าซธรรมชาติเหลว **PTT LNG Terminal 2 (หนองแฟบ)** จังหวัดระยอง ที่พิกัด **12.71°N, 101.15°E**

กำลังติดตั้งรวม (DC)	**429.0 kWp**
จำนวนแผง	**600 แผง**
โซนติดตั้ง	GIS · ISB · Jetty
พลังงานที่ผลิตได้ต่อปี (ประเมิน)	**850,109 kWh/ปี**
อัตราค่าไฟที่ใช้อ้างอิง	**2.5368 บาท/kWh**

1.1 คำถามที่ระบบนี้ตอบ

ระบบตอบคำถามสี่ข้อที่แยกกันชัดเจน และแต่ละข้อใช้คณิตศาสตร์คนละชุด:

1. **พรุ่งนี้จะผลิตไฟได้เท่าไร** — day-ahead forecast ล่วงหน้าถึง 72 ชั่วโมง
2. **อีก 1–6 ชั่วโมงข้างหน้าจะผลิตได้เท่าไร** — intra-day forecast
3. **คำพยากรณ์ที่ผ่านมาแม่นแค่ไหน** — verification ด้วยข้อมูลที่เผยแพร่ไปแล้วจริง
4. **การลงทุนนี้คุ้มหรือไม่** — NPV / IRR / LCOE / payback

> **ข้อจำกัดที่สำคัญที่สุดของงานนี้ และต้องระบุตั้งแต่ต้น**
>
> **ไซต์นี้ไม่มีมิเตอร์วัดกำลังผลิตจริง** (no generation meter) ตัวเลขที่เว็บเรียกว่า “ค่าจริง” ทุกจุด คือผลลัพธ์ของแบบจำลองฟิสิกส์ที่ป้อนด้วย**สภาพอากาศที่เกิดขึ้นจริง** ไม่ใช่ค่าที่อ่านจากมิเตอร์
>
> ผลที่ตามมาทางวิชาการ: ค่า error ทุกค่าในบทที่ 9 วัด**ความคลาดเคลื่อนของการพยากรณ์อากาศ ที่ส่งผ่านแบบจำลองฟิสิกส์** ไม่ใช่ความคลาดเคลื่อนเทียบกับการผลิตจริง ซึ่งเป็นคนละปริมาณกัน และรายงานนี้จะไม่อ้างเกินกว่านั้น

1.2 เหตุผลเชิงระบบ: ทำไมไซต์นี้จึงเน้นการลงทุนมากกว่าการสั่งการ

ไซต์นี้**เชื่อมกับกริดเต็มรูปแบบ ไม่มีแบตเตอรี่ และกำลังติดตั้งถูกจำกัดด้วยพื้นที่** ในเชิงปฏิบัติการจึงไม่มี “การตัดสินใจ” ที่การพยากรณ์รายชั่วโมงจะไปเปลี่ยนได้ (ไม่มีการสั่งชาร์จ/คายแบต ไม่มีการ curtail) การพยากรณ์จึงมีค่าในเชิง**ความเข้าใจและการตรวจสอบ** ส่วนคำถามที่มีผลต่อการตัดสินใจจริงคือ**ความคุ้มค่าการลงทุน** ซึ่งเป็นที่มาของบทที่ 10

บทที่ 2

สถาปัตยกรรมระบบและการไหลของข้อมูล

ระบบแบ่งเป็นชั้นตามหน้าที่ แต่ละชั้นเป็น Python package แยกกัน และทดสอบแยกกันได้

```
แหล่งข้อมูลภายนอก          ชั้นประมวลผล                ชั้นเผยแพร่
──────────────────          ────────────                ───────────

GFS (NOAA)        ┐
Himawari-9        ┤        ingestion/*  ─→  features/*  ─→  forecast/*  ┐
NASA POWER        ┤             │              │               │        │
PVGIS             ┤             │              │               ↓        ↓
CAMS / TMD        ┘             ↓              ↓           simulation/  api/
                         local_store    clearsky            │          │
                         (SQLite)       poa, shading        ↓          ↓
                                        panel_geometry   financial/   web/
```

libs/nongfab_common	ทะเบียนสินทรัพย์ (assets.yaml), ชนิดข้อมูลร่วม
ingestion/*	ดึงข้อมูลจากแหล่งภายนอก 5 แหล่ง
features/*	ดาราศาสตร์ดวงอาทิตย์, clear-sky, POA, เงา, เรขาคณิตแผง
forecast/*	โมเดลพยากรณ์ 4 ตระกูล + verification
simulation/*	แบบจำลองการสูญเสีย, TOU, การหามุมที่ดีที่สุด
financial/*	NPV / IRR / LCOE / payback / Monte Carlo
api/ + web/	FastAPI + React (TypeScript)

2.1 หลักการออกแบบที่ควบคุมทั้งระบบ

ทุกค่าที่ปรับได้ในระบบ (92 ค่า ใน 10 กลุ่ม) มีเมทาดาทา `origin` ติดอยู่ ซึ่งบอกว่าค่านั้น**มาจากไหน**:

`confirmed`	ผู้ใช้ยืนยันแล้ว เป็นค่าจริงของไซต์นี้
`as-built`	จากเอกสาร as-built / การรังวัดจริง
`literature`	ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้
`placeholder`	ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยัน
`derived`	คำนวณจากค่าอื่นในระบบ

เมทาดาทานี้ไม่ได้มีไว้ประดับ — ระบบมี endpoint `/provenance` ที่ตามรอยตัวเลขที่เผยแพร่กลับไปยังต้นทาง และ **รายงานความน่าเชื่อถือด้วย "ขั้นที่อ่อนที่สุดในสาย" (weakest link) ไม่ใช่ค่าเฉลี่ย** เพราะตัวเลขจะแข็งแรงได้ ไม่เกินข้อมูลที่อ่อนที่สุดที่มันใช้

บทที่ 3

พีชคณิตเชิงเส้นของเรขาคณิตแผงและระบบพิกัด

ก่อนคำนวณพลังงานได้ ต้องรู้ก่อนว่าแผงแต่ละแผง**อยู่ที่ไหนและหันไปทางใด** ส่วนนี้เป็นพีชคณิตเชิงเส้นล้วน

3.1 การแปลงพิกัดภูมิศาสตร์เป็นระบบพิกัดท้องถิ่น (ENU)

พิกัดที่รังวัดมาเป็น latitude/longitude แต่การคำนวณเงาและเรขาคณิตต้องทำในระบบเมตร จึงแปลงเป็นระบบ **East-North-Up (ENU)** โดยใช้การประมาณระนาบสัมผัส (tangent-plane) ซึ่งใช้ได้ดีเมื่อพื้นที่มีขนาดไม่กี่ร้อยเมตร:

$$\begin{bmatrix} E \\ N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R\cos\varphi_0 \cdot (\lambda - \lambda_0) \\ R\,(\varphi - \varphi_0) \end{bmatrix}$$

โดย R คือรัศมีโลก φ_0, λ_0 คือจุดอ้างอิงของไซต์ ตัวประกอบ $\cos\varphi_0$ คือสิ่งที่ทำให้ระยะทางตามลองจิจูดหดลงตามละติจูด — ที่ $\varphi_0 = 12.71^\circ$ ได้ $\cos\varphi_0 \approx 0.9755$

3.2 เมทริกซ์การหมุน: จากพิกัดของแถวแผงสู่พิกัดไซต์

แผงถูกวางเป็นตารางตามแนวแถว จึงสร้างพิกัดในระบบของแถวก่อน (u, v) แล้วหมุนเข้าสู่ระบบ ENU ด้วยมุม azimuth γ ของอาร์เรย์ โค้ดจริง (`panel_geometry._rotate_to_local_en`) คือ:

$$\begin{bmatrix} E \\ N \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos\gamma & -\sin\gamma \\ -\sin\gamma & -\cos\gamma \end{bmatrix}}_{\mathbf{R}(\gamma)} \begin{bmatrix} u \\ v \end{bmatrix}$$

สังเกตว่า $\det \mathbf{R} = -\cos^2\gamma - \sin^2\gamma = -1$ — เมทริกซ์นี้เป็น **reflection ไม่ใช่ rotation บริสุทธิ์** เพราะแกน v ถูกกลับทิศเพื่อให้ “หน้าแผง” ชี้ไปทาง azimuth ที่กำหนด ซึ่งเป็นการเลือก convention ไม่ใช่ความผิดพลาด

3.3 เวกเตอร์ปกติของแผงและมุมตกกระทบ

แผงที่เอียง β และหันไปทาง γ มีเวกเตอร์ปกติหนึ่งหน่วย:

$$\hat{\mathbf{n}} = \begin{bmatrix} \sin\beta\sin\gamma \\ \sin\beta\cos\gamma \\ \cos\beta \end{bmatrix}$$

และทิศของดวงอาทิตย์ที่มุมเงย α มุมทิศ A:

$$\hat{\mathbf{s}} = \begin{bmatrix} \cos\alpha\sin A \\ \cos\alpha\cos A \\ \sin\alpha \end{bmatrix}$$

มุมตกกระทบ θ คือ dot product ของสองเวกเตอร์นี้ — เป็นหัวใจของการคำนวณ พลังงานทั้งหมด เพราะกำลังที่แผงรับได้แปรตาม $\cos\theta$:

$$\cos\theta = \hat{\mathbf{n}} \cdot \hat{\mathbf{s}} = \sin\beta\cos\alpha\cos(A - \gamma) + \cos\beta\sin\alpha$$

เมื่อ $\cos\theta \le 0$ แสดงว่าแสงมาจากด้านหลังแผง และรังสีตรงเป็นศูนย์

บทที่ 4

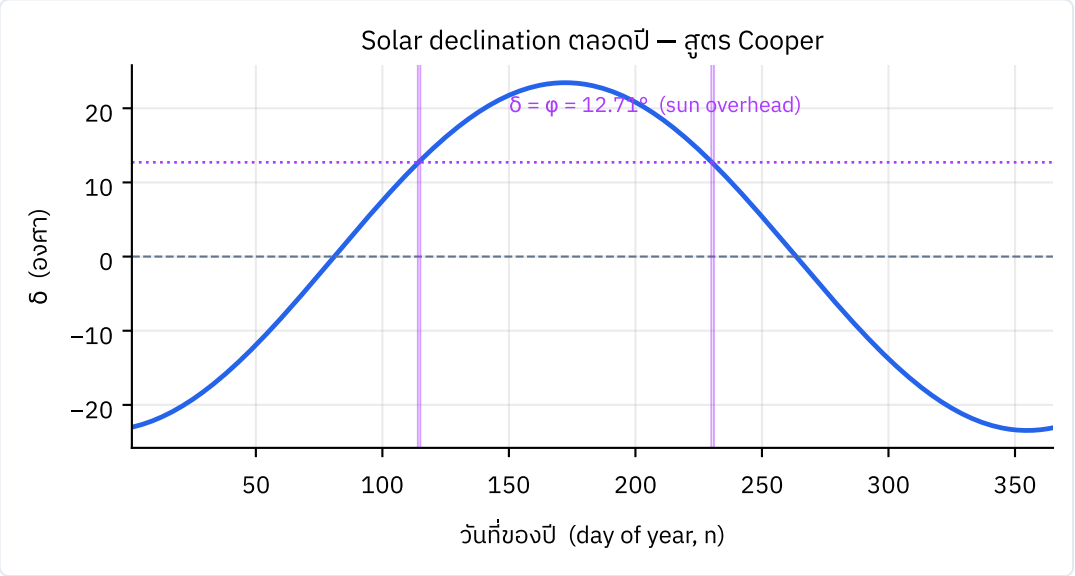
ดาราศาสตร์ดวงอาทิตย์และแบบจำลองรังสี

4.1 ตำแหน่งดวงอาทิตย์

Declination (มุมเอียงของดวงอาทิตย์เทียบเส้นศูนย์สูตร) ประมาณด้วยสูตร Cooper:

$$\delta = 23.45^\circ \sin\left(\frac{360(284+n)}{365}\right)$$

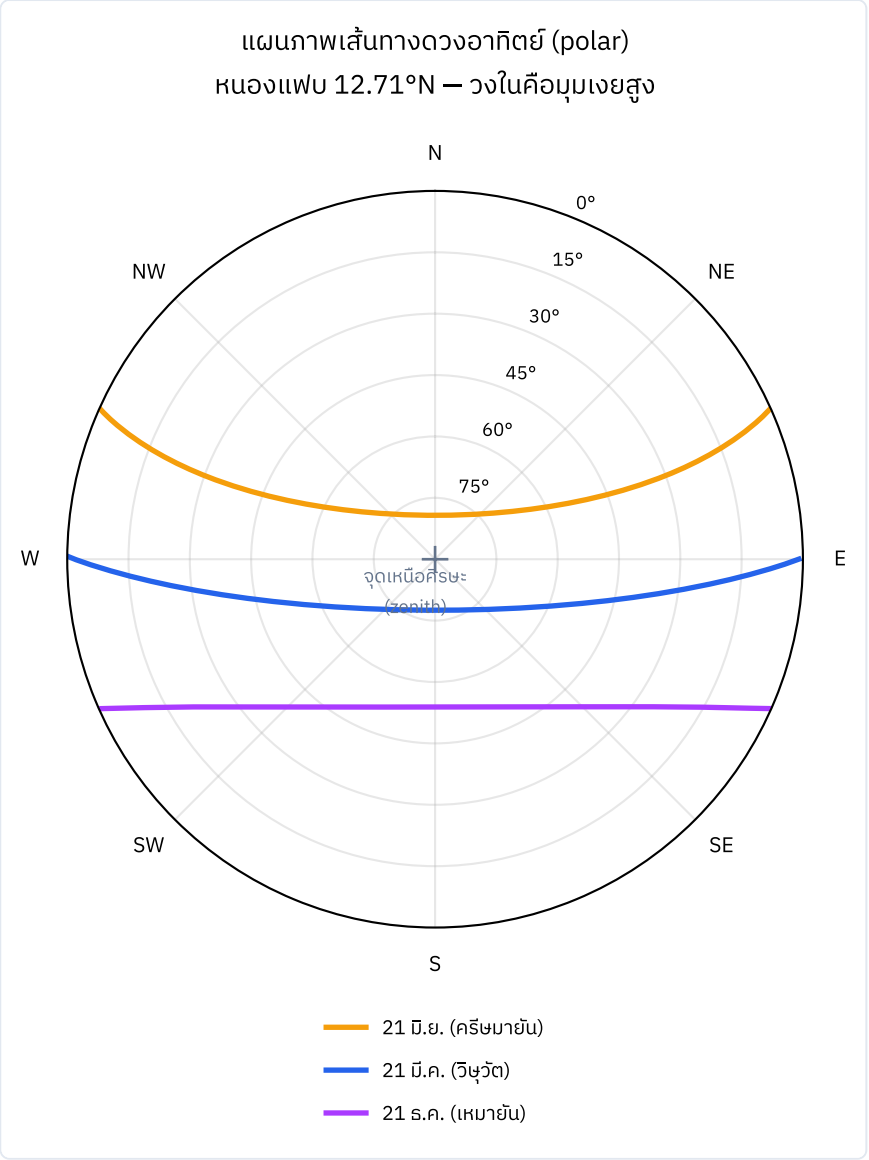
โดย n คือลำดับวันในปี



> **รูปที่ 1** Declination ตลอดปี เส้นประม่วงคือละติจูดของไซต์ (12.71°N) จุดที่เส้นทั้งสองตัดกันคือวันที่ดวงอาทิตย์ผ่านจุดเหนือศีรษะพอดี ซึ่ง **เกิดขึ้นปีละสองครั้ง** เพราะ $|\varphi| < 23.45^\circ$ — เป็นลักษณะเฉพาะของไซต์เขตร้อน และเป็นเหตุผลที่เส้นโค้งพลังงานรายปีของไซต์นี้มีสองยอด ไม่ใช่ยอดเดียว

มุมเงย α จากตรีโกณมิติทรงกลม โดย ω คือ hour angle (15° ต่อชั่วโมง):

$$\sin\alpha = \sin\varphi\sin\delta + \cos\varphi\cos\delta\cos\omega$$



> **รูปที่ 2** แผนภาพเส้นทางดวงอาทิตย์แบบ polar ที่หนองแฟบ จุดศูนย์กลางคือเหนือศีรษะ ขอบวงคือขอบฟ้า
> **ข้อสังเกตสำคัญ:** เส้นเดือนมิถุนายน (ส้ม) โค้งผ่าน**ทางทิศเหนือ** เพราะ $\delta = 23.4^\circ > \varphi = 12.7^\circ$ ทำให้ดวงอาทิตย์ขึ้นเลยจุดเหนือศีรษะไปทางเหนือ ขณะที่เดือนธันวาคม (ม่วง) โค้งผ่านทางทิศใต้ ปรากฏการณ์นี้เป็นเหตุผลที่แผนภาพต้องเป็น polar — บนแกนเชิงเส้น เส้นเดือนมิถุนายนจะข้ามรอยต่อ 0°/360° และถูกวาดผิด

4.2 Clearness index และการแยกองค์ประกอบรังสี (Erbs)

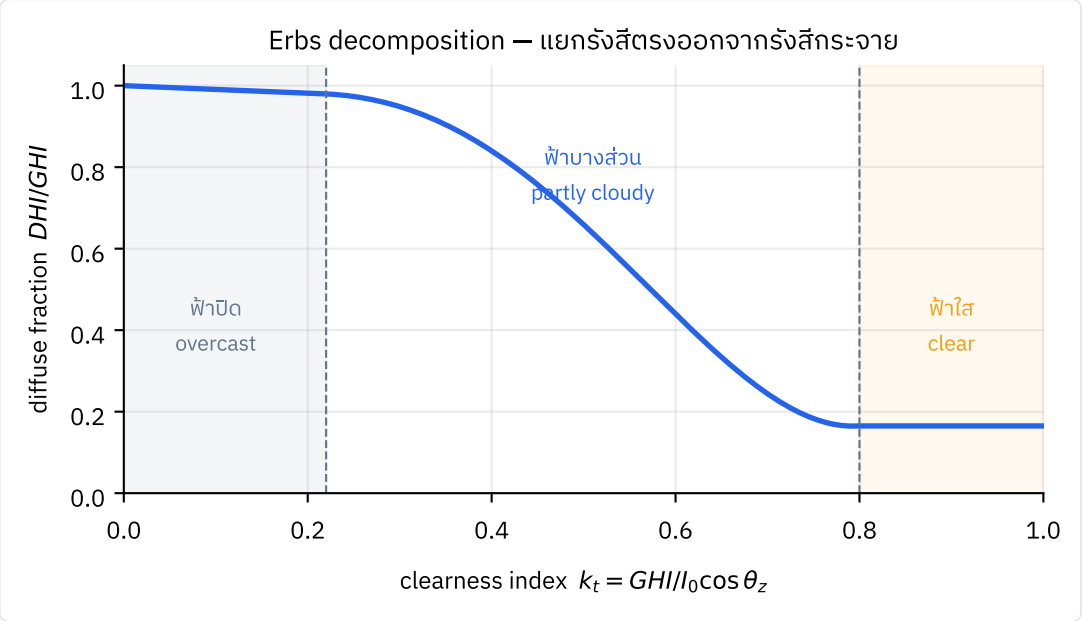
แหล่งข้อมูลทุกแหล่งให้ **GHI** (รังสีรวมบนระนาบแนวนอน) แต่รังสีตรง (beam) กับ รังสีกระจาย (diffuse) ตกกระทบแผงเอียงต่างกันมาก จึงต้องแยกก่อน ตัวแปรที่ใช้แยกคือ **clearness index**:

$$k_t = \frac{GHI}{I_0 \cos\theta_z}$$

โดย I_0 คือค่าคงที่สุริยะนอกบรรยากาศ (≈ 1361 W/m²) และ θ_z คือมุมเซนิท ค่า k_t จึงเป็นสัดส่วนของรังสีที่ทะลุบรรยากาศลงมาได้

ความสัมพันธ์ Erbs (1982) ให้สัดส่วนรังสีกระจายเป็นฟังก์ชันแบบแบ่งช่วง:

$$\frac{DHI}{GHI} = \begin{cases} 1 - 0.09k_t & k_t \le 0.22 \\ 0.9511 - 0.1604k_t + 4.388k_t^2 \\ \qquad - 16.638k_t^3 + 12.336k_t^4 & 0.22 < k_t \le 0.80 \\ 0.165 & k_t > 0.80 \end{cases}$$



> **รูปที่ 3** ฟังก์ชัน Erbs ฟ้าปิด (k_t ต่ำ) แสงเกือบทั้งหมดเป็นรังสีกระจาย ฟ้าใส (k_t สูง) เหลือรังสีกระจายเพียง 16.5%
> ค่า k_t เดียวกันนี้ยังถูกใช้ในบทที่ 9 เพื่อ**จำแนกสภาพฟ้า**แล้วรายงานความแม่นยำแยกตามสภาพ

4.3 การฉายลงระนาบเอียง (Hay-Davies transposition)

รังสีบนระนาบแผง (POA) คือผลรวมสามส่วน:

$$I_{POA} = \underbrace{DNI \cos\theta}_{\text{beam}} + \underbrace{I_d}_{\text{sky diffuse}} + \underbrace{GHI\,\rho\,\frac{1-\cos\beta}{2}}_{\text{ground reflected}}$$

ระบบใช้แบบจำลอง **Hay-Davies** สำหรับส่วน sky diffuse ซึ่งแยกรังสีกระจายรอบดวงอาทิตย์ (circumsolar) ออกจากส่วนที่กระจายทั่วท้องฟ้า โดยใช้ **anisotropy index** $A_i = DNI/I_0$:

$$I_d = DHI\left[A_i \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} + (1 - A_i)\frac{1+\cos\beta}{2}\right]$$

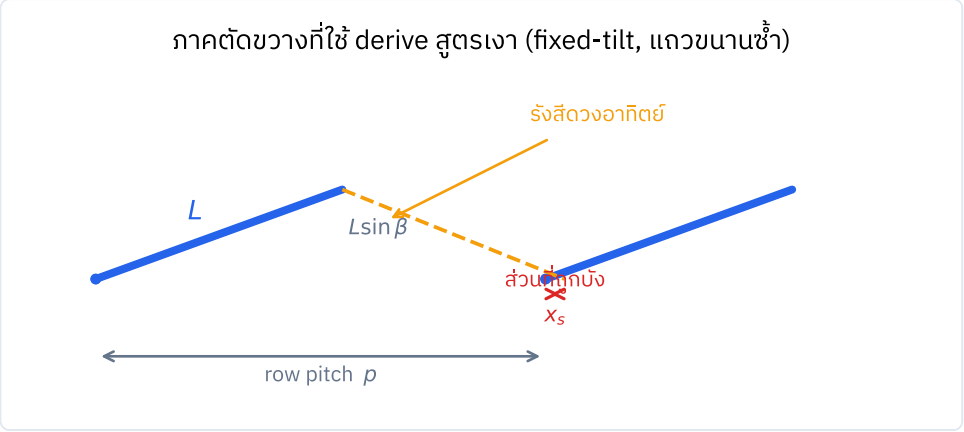
เหตุผลที่ไม่ใช้แบบจำลอง isotropic ที่ง่ายกว่า: ส่วน circumsolar คือสิ่งที่**แยกแยะ มุมติดตั้งหนึ่งจากอีกมุมหนึ่งได้จริง** บริเวณใกล้จุดที่ดีที่สุด ถ้าใช้ isotropic การหามุมที่ดีที่สุดในบทที่ 7 จะให้คำตอบที่แบนราบเกินจริง

ค่า albedo $\rho = 0.25$ เป็นค่ามาตรฐานสำหรับพื้นอุตสาหกรรมผสม **ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้** (origin = literature)

บทที่ 5

แบบจำลองเงาแถวต่อแถวเชิงวิเคราะห์

แผงที่อยู่แถวหลังถูกแถวหน้าบังเงาเมื่อดวงอาทิตย์อยู่ต่ำ ระบบคำนวณด้วย แบบจำลองภาคตัดขวาง 2 มิติสำหรับแถวขนานที่ซ้ำกัน



รูปที่ 4 ภาคตัดขวางที่ใช้ derive สูตร แผงยาว L เอียง β ระยะระหว่างแถว p

5.1 การพิสูจน์

แผงเอียง β ยาวตามแนวลาด L มีเงาฉายลงพื้นดังนี้:

$$\text{ฐานแนวนอนของแถว} \quad b = L\cos\beta$$

$$\text{ความสูงขอบบน} \quad h = L\sin\beta$$

เงาที่ทอดไปด้านหลังมีความยาวแนวนอน โดย α คือมุมเงยดวงอาทิตย์:

$$x_{\text{shadow}} = \frac{h}{\tan\alpha}\cos(A-\gamma)$$

เทอม $\cos(A-\gamma)$ คือส่วนประกอบของทิศทางเงาที่ชี้ไป**ด้านหลังแถว** เมื่อดวงอาทิตย์อยู่ตรงหน้าอาร์เรย์พอดี $(A=\gamma)$ เทอมนี้เป็น 1 และเงายาวที่สุด เมื่อดวงอาทิตย์เลยไปด้านหลัง $(|A-\gamma|>90^\circ)$ เทอมนี้ ≤ 0 และในแบบจำลองนี้ถือว่าไม่มีเงาทอดไปข้างหลัง

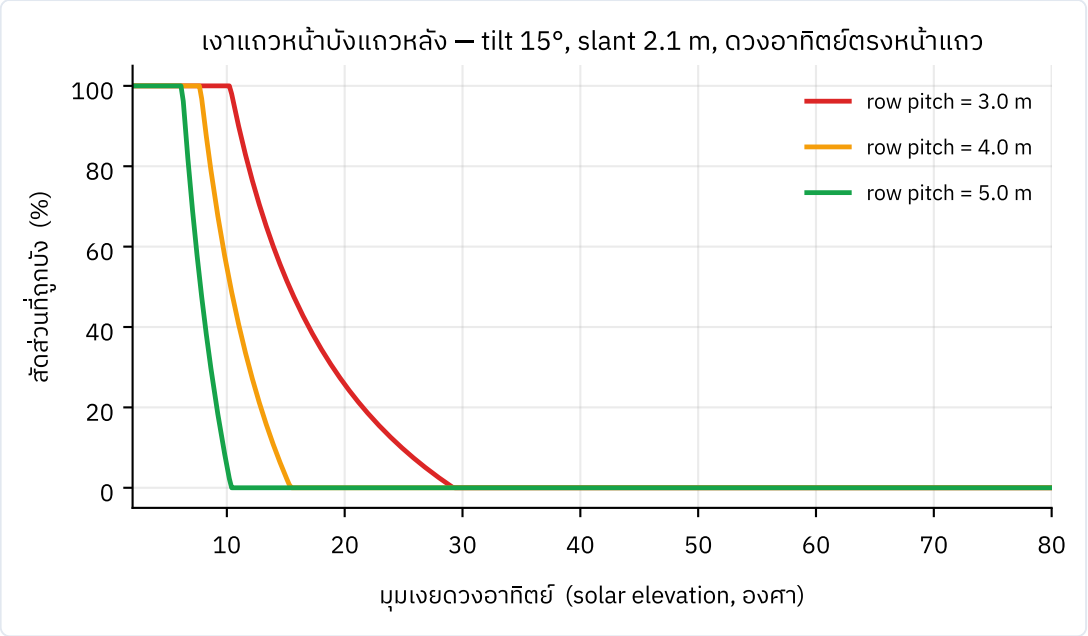
เงาจะเลยขอบหน้าของแถวถัดไปเป็นระยะ:

$$x_s = (b-p) + x_{\text{shadow}}$$

ดังนั้น**สัดส่วนที่ถูกบัง** คือ:

$$f_{\text{shade}} = \text{clip}\left(\frac{x_s}{b},\,0,\,1\right) = \text{clip}\left(\frac{(L\cos\beta - p) + \dfrac{L\sin\beta}{\tan\alpha}\cos(A-\gamma)}{L\cos\beta},\,0,\,1\right)$$

และ **solar access** ที่เว็บแสดงคือ $(1-f_{\text{shade}})\times 100\%$



รูปที่ 5 สัดส่วนที่ถูกบังเทียบมุมเงยดวงอาทิตย์ ที่ระยะแถวสามค่า เส้นแดง (pitch 3.0 m) ถูกบังเกือบเต็มเมื่อดวงอาทิตย์ต่ำกว่า ~15° ขณะที่เส้นเขียว (5.0 m) แทบไม่ถูกบังเลย นี่คือการแลกเปลี่ยนโดยตรงระหว่าง **ความหนาแน่นของการติดตั้ง**กับ**การสูญเสียจากเงา**

ขอบเขตที่แบบจำลองนี้ไม่ครอบคลุม — พิจารณาเฉพาะเงาจากแถวที่อยู่ติดกันเท่านั้น เมื่อดวงอาทิตย์ต่ำมาก เงาจะยาวพอไปถึงแถวที่ 2 และ 3 ด้วย ซึ่งแบบจำลองนี้ไม่จับ และไม่มีข้อมูลสิ่งกีดขวางภายนอก (ต้นไม้ อาคาร) ใน assets.yaml จึงไม่รวมเงาจากสิ่งกีดขวาง ระบุไว้เป็น “known gap” ไม่ใช่ปั้นข้อมูลขึ้นมาแทน

บทที่ 6

กำลังสองน้อยที่สุดและการถดถอยเชิงเส้น

บทนี้เป็นแกนพีชคณิตเชิงเส้นของงาน ระบบใช้ least squares สองแห่ง ด้วยเหตุผลต่างกัน และรูปแบบต่างกัน

6.1 แบบจำลองแปลงรังสีเป็นกำลังไฟฟ้า

แบบจำลอง PV conversion เป็นเชิงเส้นในสองตัวแปร — รังสี I และอุณหภูมิ T:

$$P = \beta I + \gamma T + c$$

ความหมายเชิงฟิสิกส์: β คือกำลังต่อหนึ่งหน่วยรังสี γ คือการลดทอนตามอุณหภูมิ (เป็นลบ) และ c คือจุดตัดแกน

รูปแบบเมทริกซ์

สำหรับข้อมูล m จุด สร้าง **design matrix** $\mathbf{A} \in \mathbb{R}^{m\times 3}$:

$$\mathbf{A} = \begin{bmatrix} I_1 & T_1 & 1 \\ I_2 & T_2 & 1 \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ I_m & T_m & 1 \end{bmatrix}, \qquad \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \beta \\ \gamma \\ c \end{bmatrix}, \qquad \mathbf{b} = \begin{bmatrix} P_1 \\ P_2 \\ \vdots \\ P_m \end{bmatrix}$$

ปัญหาคือหา $\mathbf{x}$ ที่ทำให้ค่าคลาดเคลื่อนกำลังสองน้อยที่สุด:

$$\hat{\mathbf{x}} = \arg\min_{\mathbf{x}} \|\mathbf{A}\mathbf{x} - \mathbf{b}\|_2^2$$

สมการปกติ (normal equations) และเหตุผลที่ไม่ใช้มันตรงๆ

อนุพันธ์เป็นศูนย์ให้:

$$\mathbf{A}^\top\mathbf{A}\,\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{A}^\top\mathbf{b} \quad\Longrightarrow\quad \hat{\mathbf{x}} = (\mathbf{A}^\top\mathbf{A})^{-1}\mathbf{A}^\top\mathbf{b} = \mathbf{A}^+\mathbf{b}$$

โดย $\mathbf{A}^+$ คือ Moore-Penrose pseudo-inverse

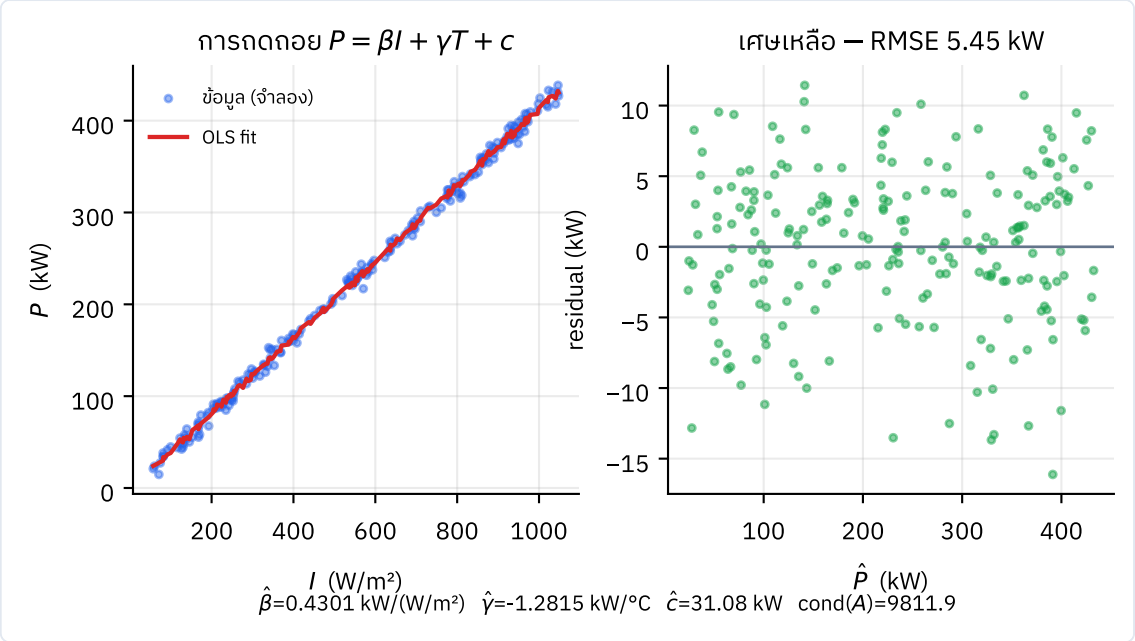
แต่โค้ดไม่ได้แก้สมการปกติโดยตรง — ใช้ `np.linalg.lstsq` ซึ่งภายในใช้การแยก **SVD**:

$$\mathbf{A} = \mathbf{U}\mathbf{\Sigma}\mathbf{V}^\top \quad\Longrightarrow\quad \mathbf{A}^+ = \mathbf{V}\mathbf{\Sigma}^+\mathbf{U}^\top$$

เหตุผลเป็นเรื่องเสถียรภาพเชิงตัวเลขล้วนๆ: **condition number ของ $\mathbf{A}^\top\mathbf{A}$ เท่ากับกำลังสองของ $\mathbf{A}$**

$$\kappa(\mathbf{A}^\top\mathbf{A}) = \kappa(\mathbf{A})^2$$

ในการทดสอบที่รันจริงเพื่อสร้างรูปที่ 6 ได้ $\kappa(\mathbf{A}) \approx 9{,}812$ ซึ่งแปลว่าถ้าแก้ผ่านสมการปกติจะได้ $\kappa \approx 9.6 \times 10^7$ — สูญเสียความแม่นยำ ไปราว 8 หลักทศนิยม จาก 16 หลักที่ double precision มีให้ SVD จึงเป็นทางเลือกที่ถูกต้อง



รูปที่ 6 การถดถอยและเศษเหลือ ค่าที่ประมาณได้ $\hat{\beta} = 0.43011$, $\hat{\gamma} = -1.2815$ เทียบกับค่าจริงที่ใช้สร้างข้อมูล 0.429 และ -1.287 — กู้คืนได้แม่นยำ

หมายเหตุความซื่อสัตย์: ข้อมูลในรูปนี้เป็นข้อมูลจำลอง เพราะไซต์นี้ไม่มีมิเตอร์ จึงไม่มีประวัติ (I, T, P) จริงให้ fit — **วิธีการ**คือของจริงที่ระบบใช้ แต่**ข้อมูล**ไม่ใช่

6.2 ค่าตั้งต้นเชิงฟิสิกส์เมื่อยังไม่มีข้อมูลให้ fit

เมื่อยังไม่มีประวัติจริง ระบบใช้พารามิเตอร์ที่ derive จากกำลังติดตั้งโดยตรง โดยบังคับให้ที่สภาวะ STC (1000 W/m², 25°C) กำลังออกเท่ากับกำลังติดตั้งพอดี:

$$\beta = \frac{P_{\text{rated}}}{1000}, \qquad \gamma = P_{\text{rated}} \cdot \frac{\tau}{100}, \qquad c = -\gamma \cdot 25$$

โดย $\tau = -0.30\%/^{\circ}C$ คือสัมประสิทธิ์อุณหภูมิของแผง N-type i-TOPCon ตรวจสอบได้ว่า $P(1000, 25) = \beta(1000) + \gamma(25) - 25\gamma = P_{\text{rated}}$ พอดี

6.3 Ridge regression สำหรับการแก้ไข bias

ชั้นแก้ไข bias ใช้ **Ridge regression** ($\lambda = 1.0$) แทน OLS ซึ่งเป็น least squares ที่เติมพจน์ลงโทษขนาดสัมประสิทธิ์:

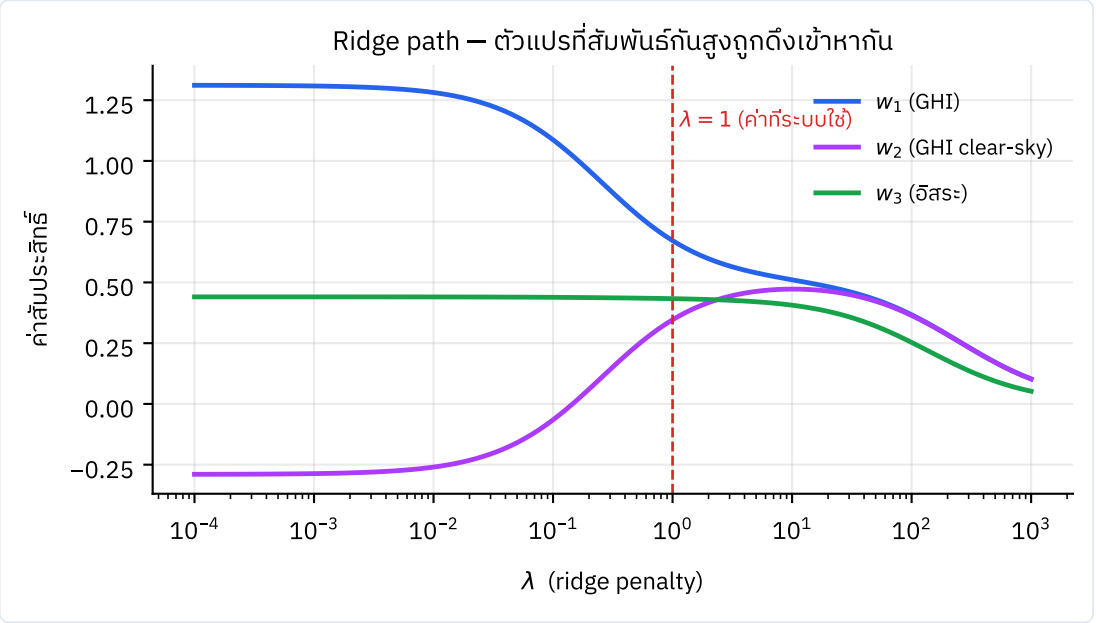
$$\hat{\mathbf{w}}_{\text{ridge}} = \arg\min_{\mathbf{w}} \left\{ \|\mathbf{A}\mathbf{w} - \mathbf{b}\|_2^2 + \lambda \|\mathbf{w}\|_2^2 \right\}$$

ซึ่งมีคำตอบรูปปิด:

$$\hat{\mathbf{w}}_{\text{ridge}} = (\mathbf{A}^{\mathsf{T}}\mathbf{A} + \lambda \mathbf{I})^{-1} \mathbf{A}^{\mathsf{T}} \mathbf{b}$$

เหตุผลที่จำเป็นที่นี่โดยเฉพาะ: ฟีเจอร์ที่ป้อนเข้าไป — GHI, GHI clear-sky, cloud index — **สัมพันธ์กันสูงมากโดยธรรมชาติ** (multicollinearity) ทำให้ $\mathbf{A}^{\mathsf{T}}\mathbf{A}$ เกือบ singular และ OLS ให้สัมประสิทธิ์ที่แกว่งรุนแรง การเติม $\lambda\mathbf{I}$ ยกค่า eigenvalue ทุกตัวขึ้น λ จึงรับประกันว่าเมทริกซ์ invertible เสมอ:

$$\text{eig}(\mathbf{A}^{\mathsf{T}}\mathbf{A} + \lambda \mathbf{I}) = \{\sigma_i^2 + \lambda\} > 0$$



รูปที่ 7 Ridge path บนข้อมูลที่ตั้งใจให้ collinear ที่ λ ต่ำ สัมประสิทธิ์ของสองตัวแปรที่สัมพันธ์กันแยกไปคนละทางอย่างรุนแรง (+2 และ −1) ทั้งที่ผลรวมของมันเสถียร เมื่อ λ เพิ่ม ทั้งคู่ถูกดึงเข้าหากัน เส้นประแดงคือ $\lambda = 1$ ที่ระบบใช้จริง

บทที่ 7

การหาค่าเหมาะที่สุด (Optimization)

ระบบแก้ปัญหา optimization สามแบบที่มีโครงสร้างต่างกันโดยสิ้นเชิง และเลือกวิธีต่างกันตามโครงสร้างนั้น

7.1 การหามุมติดตั้งที่ดีที่สุด — ปัญหาสองมิติ ไม่มีอนุพันธ์

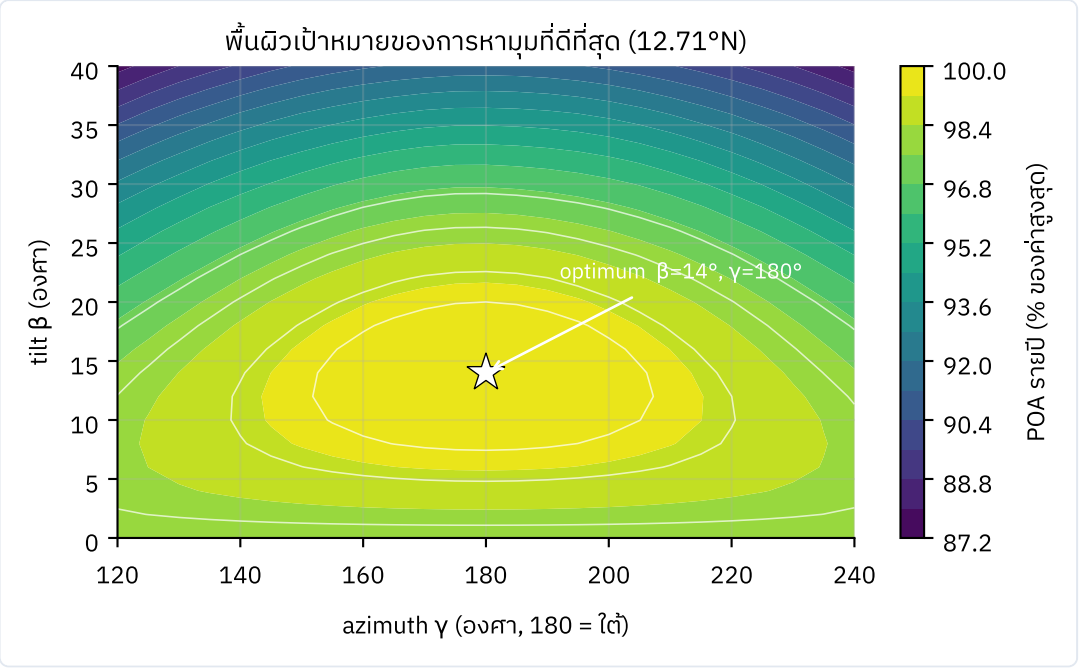
ต้องการหามุมเอียง β และมุมทิศ γ ที่ทำให้พลังงานรายปีสูงสุด:

$$(\beta^*, \gamma^*) = \arg \max_{\beta \in [0^\circ, 40^\circ],\, \gamma \in [120^\circ, 240^\circ]} \sum_{t \in \mathcal{T}} I_{POA}(t; \beta, \gamma)\, \Delta t$$

โดย $\mathcal{T}$ คือชั่วโมงทั้งหมดใน 12 วันตัวแทน (กลางเดือนของแต่ละเดือน) ถ่วงน้ำหนักด้วยจำนวนวันจริงของเดือนนั้น

ทำไมจึงใช้ grid search ไม่ใช่ gradient descent

1. **ฟังก์ชันเป้าหมายไม่มีรูปปิด** — I_{POA} ผ่าน Erbs (แบ่งช่วง จึงไม่ต่อเนื่อง ในอนุพันธ์ที่ $k_t = 0.22, 0.80$) และ Hay-Davies แล้วยังมี clipping ที่ $\cos\theta \leq 0$ อนุพันธ์เชิงวิเคราะห์จึงไม่มี และอนุพันธ์เชิงตัวเลขจะสะดุดที่รอยต่อเหล่านี้
2. **พื้นที่ค้นหาเล็กมาก** — 21 × 25 = 525 จุด แต่ละจุดใช้เวลาไม่ถึงวินาที ต้นทุนรวมต่ำกว่าการเขียน optimizer ที่ทนต่อ non-smoothness
3. **ต้องการ*พื้นผิว*ไม่ใช่แค่*จุด*** — รายงานต้องบอกว่า “เอียงผิดไป 5° เสียพลังงานเท่าไร” ซึ่ง gradient descent ไม่ให้ข้อมูลนี้



รูปที่ 8 พื้นผิวเป้าหมาย คำนวณจาก Hay-Davies บน 12 วันตัวแทนจริง จุดที่ดีที่สุดคือ **เอียง 14° หันทิศใต้ (180°)**
สังเกตว่าพื้นผิว**แบนมากบริเวณยอด** — เส้น contour ขาว 99% ครอบคลุมช่วงกว้าง แปลว่าความคลาดเคลื่อนของมุมไม่กี่องศาแทบไม่มีผลต่อพลังงาน ซึ่งเป็นข่าวดีสำหรับไซต์ที่ **ยังไม่เคยวัดมุมจริง**

> **สิ่งที่พูดได้และพูดไม่ได้จากรูปนี้** — `assets.yaml` ระบุ `tilt_deg: null` ทุกโซน คือ**ไม่เคยวัดมุมจริง** ดังนั้นประโยคที่ว่า "อาร์เรย์ที่สร้างไว้เสียพลังงานไป N kWh/ปี" **พูดไม่ได้** เพราะไม่รู้ว่ามุมปัจจุบันคือเท่าไร
> แต่ **ตำแหน่งจุดที่ดีที่สุดพูดได้** เพราะขึ้นกับเส้นทางดวงอาทิตย์เท่านั้น ไม่ขึ้นกับสิ่งที่สร้างไว้ และเป็นข้อมูลที่ใช้ออกแบบเฟสขยายในอนาคตได้โดยตรง

7.2 การหา IRR — ปัญหาหารากมิติเดียว

Internal Rate of Return คืออัตราคิดลด r^* ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์:

$$\mathrm{NPV}(r^*) = \sum_{t=0}^{N} \frac{CF_t}{(1+r^*)^t} = 0$$

สมการนี้เป็นพหุนามดีกรี N ใน $1/(1+r)$ จึงอาจมีรากหลายค่าในทางทฤษฎี แต่สำหรับกระแสเงินสดที่เปลี่ยนเครื่องหมาย**ครั้งเดียว** (จ่ายก้อนเดียวตอนต้น แล้วรับตลอดอายุโครงการ) กฎเครื่องหมายของ Descartes รับประกันว่ามี**รากบวกไม่เกินหนึ่งราก**

วิธี bisection และเหตุผลที่เลือก

ระบบใช้ bisection บนช่วง $[-0.5,\ 10.0]$ ทำซ้ำสูงสุด 200 รอบ:

$$r_{k+1} = \frac{a_k + b_k}{2}, \qquad \begin{cases} a_{k+1} = r_k & \text{ถ้า } \operatorname{sign}\mathrm{NPV}(r_k) = \operatorname{sign}\mathrm{NPV}(a_k) \\ b_{k+1} = r_k & \text{มิฉะนั้น} \end{cases}$$

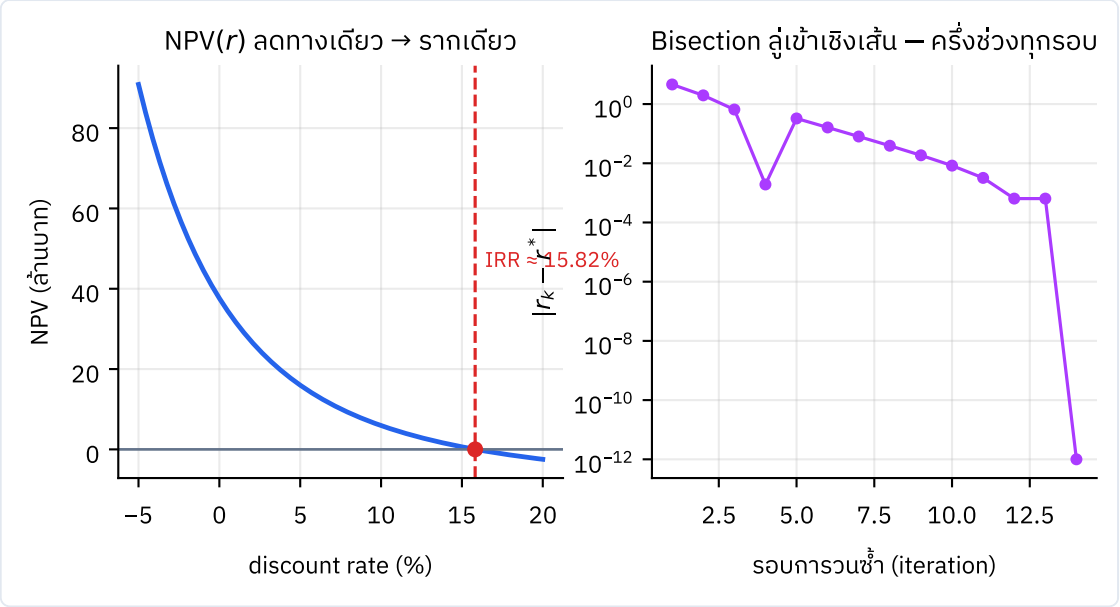
อัตราการลู่เข้าเป็น**เชิงเส้น** โดยความกว้างของช่วงลดลงครึ่งหนึ่งทุกรอบ:

$$|r_k - r^*| \le \frac{b_0 - a_0}{2^k}$$

Newton-Raphson จะลู่เข้าแบบกำลังสอง (เร็วกว่ามาก) แต่**ไม่รับประกันว่าจะลู่เข้า** และต้องใช้อนุพันธ์ ขณะที่ bisection รับประกันเสมอเมื่อมีการเปลี่ยนเครื่องหมาย สำหรับปัญหาที่ต้องแก้เพียงครั้งเดียวต่อการร้องขอหนึ่งครั้ง ความเร็วไม่ใช่ข้อจำกัด แต่**ความน่าเชื่อถือเป็น**

รายละเอียดที่มีผลจริง: ทำไมขอบล่างจึงเป็น −50% ไม่ใช่ −100%

เมื่อ $r \to -100\%$ ตัวประกอบคิดลด $1/(1+r)^t \to \infty$ ทำให้ NPV ตัดศูนย์ที่อัตราไร้สาระอย่าง −95% ได้ ซึ่ง**เป็นรากที่ถูกต้องทางคณิตศาสตร์ แต่ไม่ใช่คำตอบที่ dashboard ควรแสดง** ขอบล่างที่ −50% ไกลพอจะบอกได้ว่า "ไม่คุ้มอย่างชัดเจน" โดยไม่ตกลงไปในภาวะเอกฐานนั้น



> **รูปที่ 9** ซ้าย: NPV เป็นฟังก์ชันลดทางเดียวของอัตราคิดลด จึงมีรากเดียว ได้ IRR ≈ 15.82% ขวา: ความคลาดเคลื่อนลดลงครึ่งหนึ่งทุกรอบ (แกน log เป็นเส้นตรง) ยืนยันการลู่เข้าเชิงเส้น

7.3 Pinball loss — optimization ที่ให้ quantile

โมเดล Sum-k LSTM ให้ช่วงความเชื่อมั่น ไม่ใช่แค่ค่ากลาง ทำได้โดยฝึกด้วย **pinball loss** (quantile loss) ซึ่งเป็นฟังก์ชันสูญเสีย**ไม่สมมาตร**:

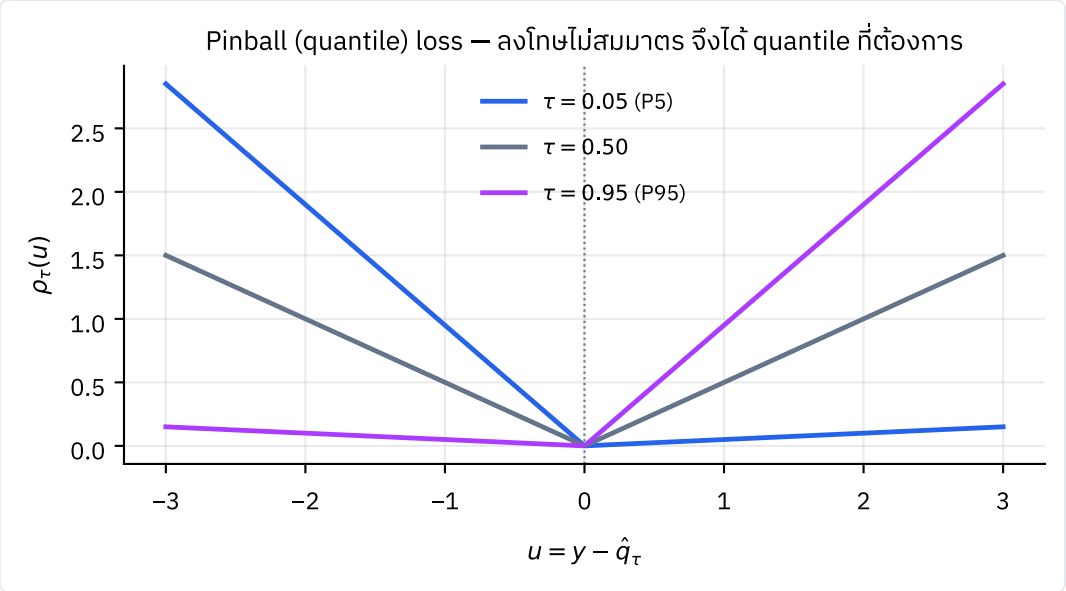
$$\rho_\tau(u) = \begin{cases} \tau u & u \geq 0 \\ (\tau - 1)u & u < 0 \end{cases} \qquad u = y - \hat{q}_\tau$$

ทำไมการทำให้ค่านี้น้อยที่สุดจึงได้ quantile ที่ τ พอดี พิจารณาค่าคาดหมายและหาอนุพันธ์เทียบ $\hat{q}$:

$$\frac{\partial}{\partial \hat{q}} \mathbb{E}[\rho_\tau(Y - \hat{q})] = -\tau\, P(Y > \hat{q}) + (1 - \tau)\, P(Y \leq \hat{q}) = 0$$

$$\implies \quad P(Y \leq \hat{q}) = \tau$$

ซึ่งคือนิยามของ quantile ที่ τ พอดี ระบบใช้ $\tau = 0.05$ และ 0.95 จึงได้ช่วงความเชื่อมั่น 90%



รูปที่ 10 Pinball loss ที่สาม τ ที่ $\tau = 0.05$ การทำนายสูงเกิน ($u < 0$) ถูกลงโทษหนักกว่าการทำนายต่ำเกินถึง 19 เท่า โมเดลจึงถูกผลักให้ทำนายต่ำ ซึ่งเป็นสิ่งที่ต้องการสำหรับขอบล่างของช่วง ที่ $\tau = 0.5$ เส้นสมมาตร และได้ค่ามัธยฐาน (คือ MAE หารสอง)

บทที่ 8

แบบจำลองพยากรณ์และการแข่งขันระหว่างโมเดล

ระบบไม่ได้ใช้โมเดลเดียว แต่ใช้สี่ตระกูลตามช่วงเวลาพยากรณ์ เพราะฟิสิกส์ที่ครอบงำแต่ละช่วงต่างกัน

ช่วงเวลา	โมเดล	ตัวขับหลัก
นาทีข้างหน้า (0–60 นาที)	CNN-LSTM	การเคลื่อนที่ของเมฆจากภาพดาวเทียม
ชั่วโมงข้างหน้า (1–6 ชม.)	LightGBM / Random Forest / Sum-k LSTM	ความต่อเนื่อง + NWP
วันข้างหน้า (ถึง 72 ชม.)	NeuralProphet	NWP + ฤดูกาล

8.1 Gradient boosting (LightGBM) — การประมาณอันดับสอง

Gradient boosting สร้างแบบจำลองเป็นผลรวมของต้นไม้ โดยเพิ่มทีละต้น:

$$\hat{y}^{(t)} = \hat{y}^{(t-1)} + \eta\, f_t(\mathbf{x})$$

ในแต่ละรอบเลือก f_t ที่ทำให้ objective ต่ำสุด โดยกระจาย Taylor อันดับสอง:

$$\mathcal{L}^{(t)} \simeq \sum_{i=1}^{m} \left[g_i f_t(\mathbf{x}_i) + \tfrac{1}{2} h_i f_t^2(\mathbf{x}_i) \right] + \Omega(f_t)$$

โดย $g_i = \partial_{\hat{y}} \ell(y_i, \hat{y}^{(t-1)})$ และ $h_i = \partial^2_{\hat{y}} \ell$ เป็นอนุพันธ์อันดับหนึ่งและสอง สำหรับ squared error ได้ $g_i = 2(\hat{y}_i - y_i)$ และ $h_i = 2$ พอดี

น้ำหนักที่ดีที่สุดของใบไม้ j มีรูปปิด — นี่คือจุดที่ optimization เกิดขึ้นจริง:

$$w_j^* = -\frac{\sum_{i \in I_j} g_i}{\sum_{i \in I_j} h_i + \lambda}$$

8.2 Random Forest — การลดความแปรปรวน

Random Forest เฉลี่ยต้นไม้ B ต้นที่ฝึกบน bootstrap sample ต่างกัน:

$$\hat{y} = \frac{1}{B} \sum_{b=1}^{B} T_b(\mathbf{x})$$

ถ้าต้นไม้แต่ละต้นมีความแปรปรวน σ^2 และมีสหสัมพันธ์ระหว่างกัน ρ ความแปรปรวนของค่าเฉลี่ยคือ:

$$\mathrm{Var}(\hat{y}) = \rho\sigma^2 + \frac{1-\rho}{B}\sigma^2$$

สมการนี้อธิบายทั้งจุดแข็งและเพดานของวิธี: เทอมที่สองลดลงตาม B ได้เรื่อยๆ แต่เทอมแรก $\rho\sigma^2$ **ไม่ลดเลย** การสุ่มฟีเจอร์ในแต่ละ split จึงมีไว้เพื่อลด ρ โดยเฉพาะ

8.3 การแข่งขันระหว่างโมเดล

สำหรับพยากรณ์รายชั่วโมง ระบบฝึกโมเดล 6 ตัวแยกกัน (หนึ่งตัวต่อหนึ่ง lead time $k = 1, \ldots, 6$) และในแต่ละ lead มีผู้เข้าแข่ง 3 ราย ระบบเลือกผู้ชนะด้วย RMSE บนชุด hold-out:

$$\text{model}^*(k) = \arg \min_{M \in \{\text{LGBM, RF, LSTM}\}} \text{RMSE}_{\text{holdout}}(M, k)$$

ผลคือโมเดลที่ชนะอาจ**ต่างกันในแต่ละ lead time** ซึ่งเป็นสิ่งที่คาดหวังได้: ที่ $k = 1$ ความต่อเนื่องยังมีข้อมูลมาก ที่ $k = 6$ NWP มีน้ำหนักกว่า

เว็บแสดง RMSE ของผู้เข้าแข่งทั้งสามพร้อมกัน จึงตรวจสอบการเลือกได้

8.4 ฟีเจอร์ที่ป้อนเข้าโมเดล

นอกจาก NWP ดิบ ระบบสร้างฟีเจอร์เชิงฟิสิกส์เพิ่ม ที่สำคัญคือ **cloud index**:

$$CI = 1 - \frac{GHI_{\text{observed}}}{GHI_{\text{clear-sky}}}$$

ฟีเจอร์นี้มีคุณสมบัติที่ดีคือ**ไม่ขึ้นกับฤดูกาลและเวลาของวัน** — ตัวส่วนดูดซับ วัฏจักรทางดาราศาสตร์ไปหมด เหลือเฉพาะผลของเมฆ ซึ่งเป็นสิ่งที่โมเดลต้องเรียนรู้จริงๆ

บทที่ 9

การตรวจสอบความแม่นยำ (Verification)

บทนี้ตอบคำถามที่ต่างจาก “โมเดล fit ข้อมูลฝึกได้ดีแค่ไหน” โดยสิ้นเชิง ระบบเก็บ**คำพยากรณ์ที่เผยแพร่ออกไปจริง** ไว้ใน `forecast_history` แล้วนำมาเทียบเมื่อเวลานั้นมาถึง

9.1 มาตรวัดจุดเดียว

$$\mathrm{MAE} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}|\hat{y}_i - y_i|$$

$$\mathrm{RMSE} = \sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - y_i)^2}$$

$$\mathrm{MBE} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{y}_i - y_i)$$

$$\mathrm{nRMSE} = \frac{\mathrm{RMSE}}{P_{\text{capacity}}} \times 100\%$$

ทั้งสามตัวแรกมีบทบาทต่างกัน: MAE ทนต่อค่าผิดปกติ RMSE ลงโทษความคลาดเคลื่อนใหญ่หนักกว่า (จึงไวต่อการพลาดช่วงเมฆผ่าน) ส่วน **MBE บอกทิศทาง** — ถ้าเป็นบวกอย่างเป็นระบบ แปลว่าโมเดลมองโลกในแง่ดีเกินไป ซึ่งเป็นข้อมูลคนละอย่างกับขนาดความคลาดเคลื่อน

9.2 Skill score — เทียบกับ baseline ที่ต้องเอาชนะ

RMSE เพียงลำพังไม่มีความหมาย ต้องเทียบกับบางอย่าง มาตรฐานในงานพยากรณ์แสงอาทิตย์คือ **persistence** (สมมติว่าอีก k ชั่วโมงข้างหน้าจะผลิตเท่ากับตอนนี้):

$$\mathrm{SS} = 1 - \frac{\mathrm{RMSE}_{\text{model}}}{\mathrm{RMSE}_{\text{persistence}}}$$

SS > 0	โมเดลเพิ่มข้อมูลจริง
SS = 0	ไม่ต่างจากการเดาว่าค่าจะคงเดิม
SS < 0	แย่กว่าการไม่ทำอะไรเลย — ต้องแก้โมเดล

> **รายละเอียดที่มีผลต่อความถูกต้องของตัวเลข** — ระบบคำนวณตัวเลขหลัก **เฉพาะชั่วโมงที่มีแดด** เท่านั้น เหตุผล: ชั่วโมงกลางคืนทายถูกง่ายมาก (ค่าจริงเป็น 0 และโมเดลก็ทายใกล้ 0) ถ้ารวมเข้าไปจะทำให้ RMSE ดูดีเกินจริง และ skill score เฟ้อ เพราะ persistence ก็ทายกลางคืนถูกเหมือนกัน

9.3 การประเมินช่วงความเชื่อมั่น

การรายงานเฉพาะเส้นกลางแล้วอ้างว่ามีช่วงความเชื่อมั่นโดยไม่ตรวจสอบ เป็นการอ้างที่ตรวจไม่ได้ ระบบจึงวัดสามอย่าง

PICP — ความครอบคลุมจริง

$$\mathrm{PICP} = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} 1\{L_i \le y_i \le U_i\} \times 100\%$$

ค่านี้ควรเข้าใกล้ **90%** ตามที่ประกาศไว้ ($\tau = 0.05$ ถึง 0.95) ถ้าได้ 70% แปลว่าช่วงแคบเกินจริงและระบบกำลังโฆษณาความมั่นใจเกินตัว

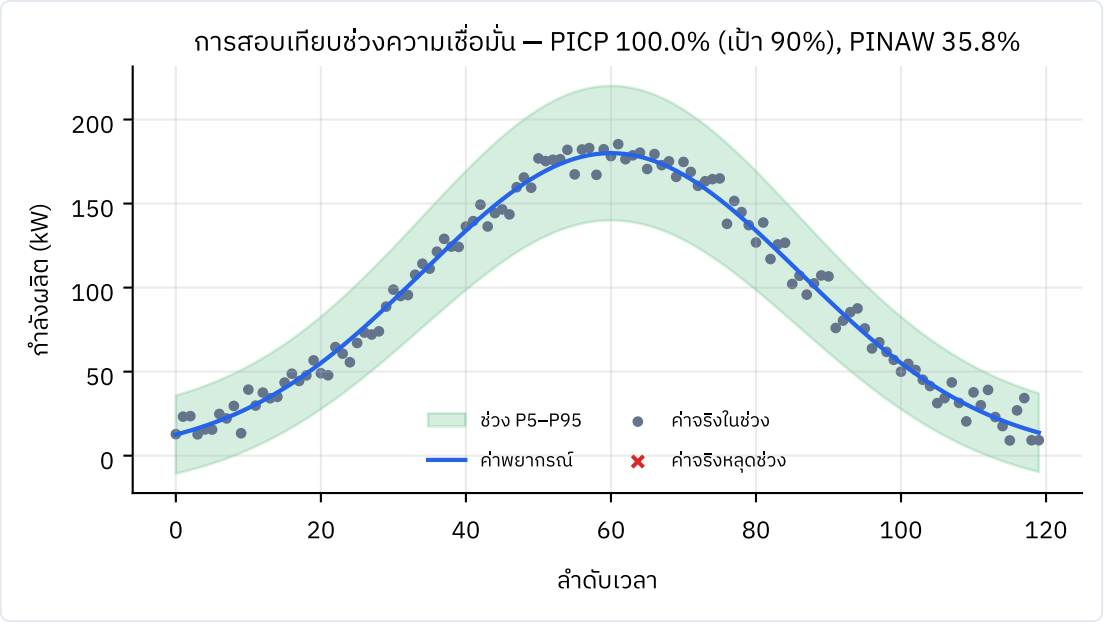
PINAW — ความคมของช่วง

$$\mathrm{PINAW} = \frac{1}{n\,(y_{\max} - y_{\min})}\sum_{i=1}^{n}(U_i - L_i) \times 100\%$$

จำเป็นต้องมีคู่กับ PICP เพราะ**ช่วงที่กว้างอนันต์จะได้ PICP 100% เสมอ** แต่ไร้ประโยชน์ สองค่านี้ต้องอ่านพร้อมกัน

Pinball loss — proper scoring rule

ระบบใช้ pinball loss (บทที่ 7.3) เป็นคะแนนรวม **ไม่ใช้ CRPS** ทั้งที่ CRPS เป็นที่นิยมกว่า เหตุผลตรงไปตรงมา: CRPS ต้องการการกระจายตัวเต็มรูป แต่ระบบเผยแพร่เพียง 2 quantile การคำนวณ CRPS จากสองจุดจะเป็น**การประมาณที่แต่งตัวเป็นคะแนนจริง** ขณะที่ pinball เป็น proper scoring rule ณ quantile ที่เผยแพร่จริงพอดี



> **รูปที่ 11** การสอบเทียบช่วง จุดกากบาทแดงคือค่าจริงที่หลุดออกนอกช่วง สำหรับช่วง 90% ควรมีราว 10% ของจุดที่หลุด — มากกว่านั้นคือช่วงแคบเกิน น้อยกว่านั้นคือกว้างเกิน

9.4 การแยกตามสภาพท้องฟ้า

ค่า RMSE ค่าเดียวซ่อนข้อมูลสำคัญว่าความคลาดเคลื่อน**มาจากไหน** ระบบจึงจำแนกทุกชั่วโมงด้วย clearness index k_t แล้วรายงานแยก:

$$\mathrm{sky}(k_t) = \begin{cases} \text{overcast} & k_t \le 0.35 \\ \text{partly cloudy} & 0.35 < k_t \le 0.65 \\ \text{clear} & k_t > 0.65 \end{cases}$$

รูปแบบที่คาดหมาย: ฟ้าใสพยากรณ์แม่นมาก (ฟิสิกส์ล้วน) ฟ้าปิดแม่นพอควร (ต่ำสม่ำเสมอ) ส่วน**ฟ้าบางส่วนแย่ที่สุด** เพราะเมฆผ่านทำให้กำลังผลิตแกว่งเร็ว การแยกแบบนี้เปลี่ยน “โมเดลแม่น 8%” ให้เป็นข้อมูลที่ใช้ปรับปรุงได้จริง

บทที่ 10

แบบจำลองทางการเงิน

ส่วนนี้ตอบคำถามที่มีผลต่อการตัดสินใจจริงของไซต์นี้

10.1 กระแสเงินสดและการเสื่อมของแผง

พลังงานที่ผลิตได้ลดลงทุกปีตามการเสื่อมของแผง d:

$$E_t = E_0(1-d)^t$$

ระบบใช้ $d = 0.55\%$/ปี ซึ่งมาจาก**ใบรับประกันจริงของแผง Trina ที่ติดตั้ง** (origin = as-built) ไม่ใช่ค่ามาตรฐานทั่วไป

กระแสเงินสดสุทธิปีที่ t โดยมีอัตราค่าไฟเฟ้อ e และค่าดำเนินการเฟ้อ f:

$$CF_t = \underbrace{E_t \cdot p_0(1+e)^t}_{\text{รายรับ}} - \underbrace{O_0(1+f)^t}_{\text{ค่าดำเนินการ}} - \underbrace{\mathrm{Tax}_t}_{\text{ภาษี}}$$

10.2 สิทธิประโยชน์ BOI

โครงการได้รับการส่งเสริมจาก BOI ซึ่งยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล **8 ปีในพื้นที่ทั่วไป (GIS, ISB) และ 12 ปีสำหรับ Jetty** (ผู้ใช้ยืนยันแล้ว, origin = confirmed):

$$\mathrm{Tax}_t = \begin{cases} 0 & t \le T_{\mathrm{BOI}} \\ \max(0,\ \mathrm{EBT}_t) \cdot \theta & t > T_{\mathrm{BOI}} \end{cases}$$

โดย $\theta = 20\%$ คืออัตราภาษีนิติบุคคลมาตรฐานของไทย (ค่าจริง ไม่ใช่ค่าประมาณ)

10.3 NPV, LCOE และระยะคืนทุน

$$\mathrm{NPV} = -C_0 + \sum_{t=1}^{N} \frac{CF_t}{(1+r)^t}$$

LCOE คือต้นทุนต่อหน่วยพลังงานตลอดอายุโครงการ โดย**ต้องคิดลดทั้งเงินและพลังงาน** — จุดที่มักทำผิด เพราะพลังงานที่ผลิตในปีที่ 20 ไม่ได้มีมูลค่าเท่ากับที่ผลิตปีนี้:

$$\mathrm{LCOE} = \frac{C_0 + \sum_{t=1}^{N} \dfrac{O_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{N} \dfrac{E_t}{(1+r)^t}}$$

ระยะคืนทุน หาโดย interpolation เชิงเส้นภายในปีที่กระแสเงินสดสะสมตัดศูนย์ จึงได้ค่าเป็นเศษปี (เช่น 6.3 ปี) ไม่ใช่ปัดขึ้นเป็นจำนวนเต็ม

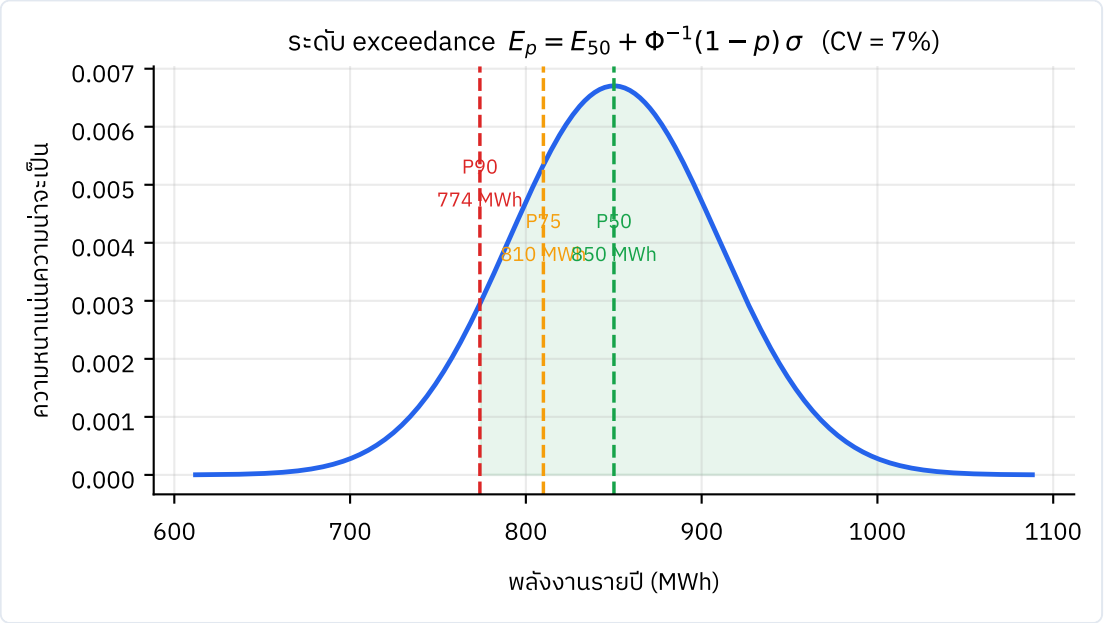
10.4 ความไม่แน่นอน: P50 / P90

วงการการเงินพลังงานหมุนเวียนไม่ใช้ค่าเดียว แต่ใช้ **exceedance level** โดย P90 หมายถึง “พลังงานที่มีโอกาส 90% ที่จะผลิตได้**เกิน**ค่านี้” ซึ่งเป็นค่าที่**ต่ำกว่า** P50 (ธนาคารใช้ P90 ในการปล่อยกู้)

สมมติพลังงานรายปีแจกแจงปกติรอบค่า P50:

$$E_p = E_{50} + \Phi^{-1}(1-p)\,\sigma, \qquad \sigma = E_{50} \cdot \mathrm{CV}$$

โดย Φ^{-1} คือ inverse standard normal CDF (quantile function) ตัวอย่างค่าที่ใช้บ่อย $\Phi^{-1}(0.10) = -1.2816$



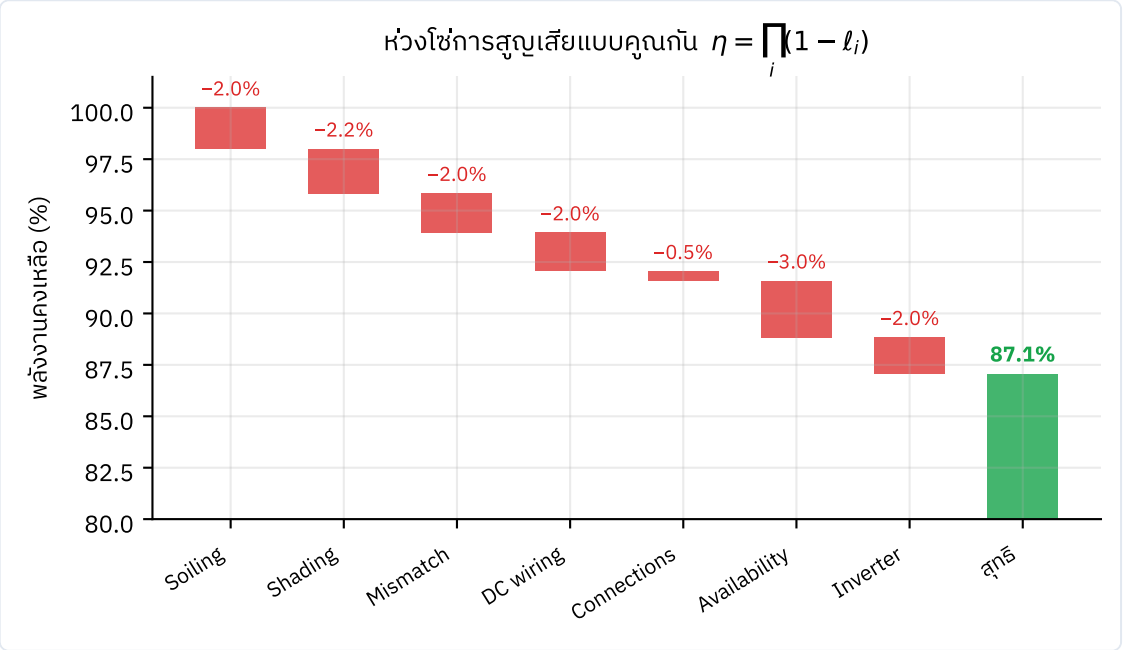
รูปที่ 12 ระดับ exceedance ที่ CV = 7% พื้นที่แรเงาเขียวคือความน่าจะเป็น 90% ที่พลังงานจริงจะเกินระดับ P90

10.5 ห่วงโซ่การสูญเสีย

การสูญเสียแต่ละชนิดคูณกัน ไม่ใช่บวกกัน — จุดที่มักคำนวณผิด:

$$\eta_{\text{total}} = \prod_i (1-\ell_i) \;\neq\; 1 - \sum_i \ell_i$$

สำหรับการสูญเสียเจ็ดชนิดที่ระบบใช้ ผลคูณให้ **87.06%** ขณะที่ผลบวกจะให้ 86.3% ต่างกัน 0.76 จุดเปอร์เซ็นต์ ซึ่งที่ 850 MWh/ปี คิดเป็นราว 6.5 MWh/ปี



รูปที่ 13 ห่วงโซ่การสูญเสียแบบคูณกัน จาก 100% เหลือ 87.06%

ค่าที่ยังเป็นค่าประมาณและมีผลต่อผลลัพธ์มากที่สุด

CAPEX ฿30,000/kWp และ **WACC 8%** ยังเป็นค่าประมาณ (origin = placeholder) ทั้งคู่ ผู้ใช้ทราบและเลือกคงไว้หลังพิจารณาราคาตลาดแล้ว

สิ่งที่ต้องระบุ: ราคาตลาด C&I ในไทยปัจจุบันอยู่ราว ฿20,000–25,000/kWp ดังนั้น **ระยะคืนทุนที่ระบบแสดงน่าจะมองในแง่ร้ายเกินจริง** ไม่ใช่ดีเกินจริง

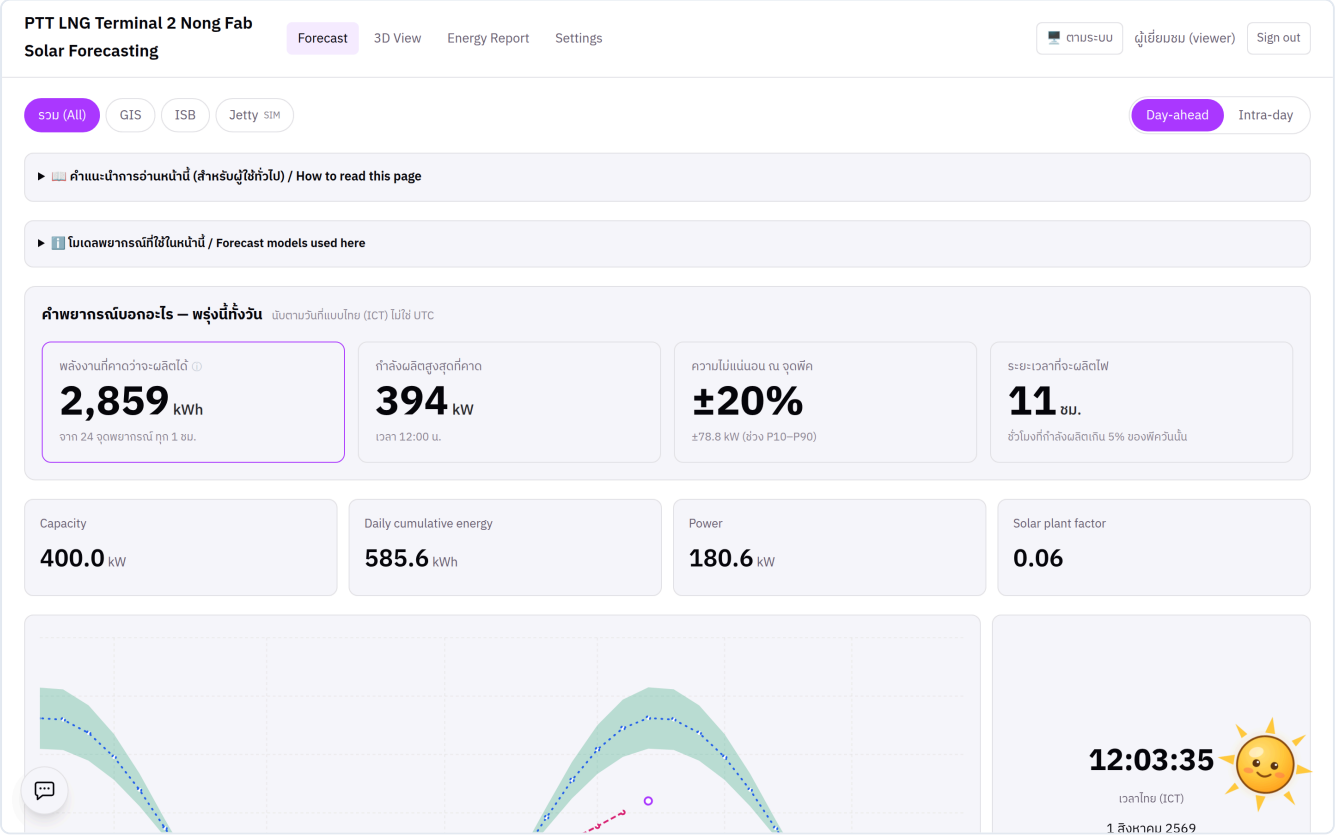
บทที่ 11

เว็บไซต์และตัวอย่างการใช้งาน

ภาพทั้งหมดในบทนี้เป็น**ภาพถ่ายจากระบบที่รันจริง** ไม่ใช่ภาพจำลอง เข้าใช้งานด้วยบัญชีระดับ viewer

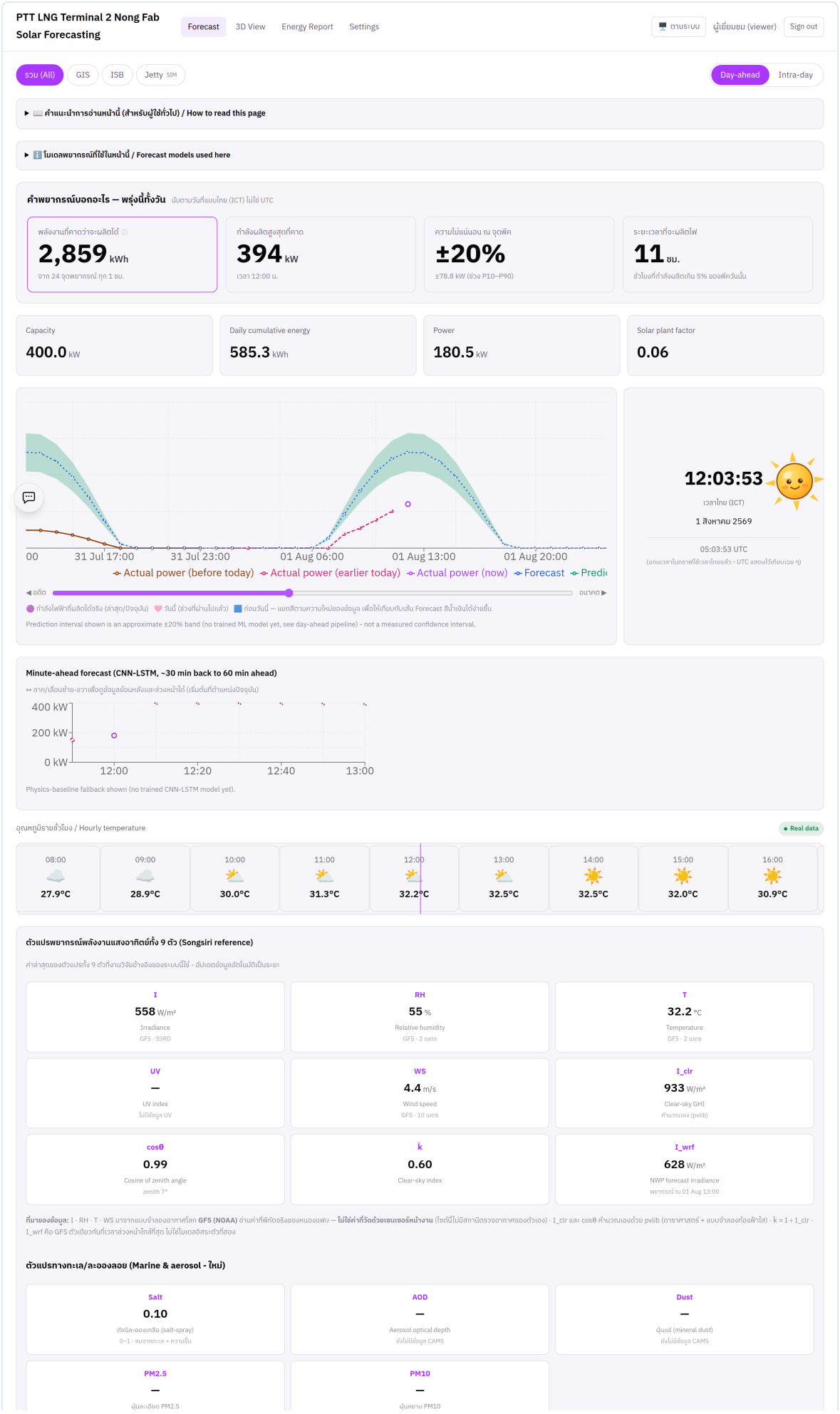
> **หมายเหตุที่จำเป็นต่อการอ่านภาพ — เวลาที่ถ่าย**
>
> ภาพทั้งหมดถ่ายที่เวลา **12:00 น. ตามเวลาไทย ของวันที่ 1 สิงหาคม 2569** ซึ่งเป็นช่วงที่ระบบผลิตไฟเต็มที่ จึงเห็นค่าการผลิตจริงในภาพ
>
> **วิธีที่ได้มา และเหตุผลที่ต้องระบุ:** เครื่องที่ใช้ถ่ายภาพตั้งนาฬิกาไว้ที่เวลาดังกล่าว เพราะรอบการทำงานจริงตรงกับเวลากลางคืนที่ไซต์ **ตัวเลขทุกตัวในภาพยังคงเป็นผลการคำนวณจริง** — ตำแหน่งดวงอาทิตย์คำนวณจากพิกัดจริงของไซต์ ณ เวลานั้น และรังสีมาจากข้อมูล NWP ของชั่วโมงนั้นจริง สิ่งที่ถูกเลือกคือ “จะถ่ายภาพ ณ เวลาใด” ไม่ใช่ตัวเลขที่แสดง
>
> ค่าที่ปรากฏในภาพ ณ เวลานั้น: กำลังผลิต **180.6 kW** พลังงานสะสมของวัน **585.6 kWh** และค่า performance ratio ของแต่ละโซนอยู่ที่ 0.70–0.82 ซึ่งเป็นช่วงที่สมเหตุสมผลสำหรับระบบที่ทำงานปกติ

11.1 หน้า Forecast



รูปที่ 14 หน้าพยากรณ์ บล็อกตัวเลขใหญ่ด้านบนแสดงสี่ค่าที่อ่านได้จากระยะไกล: พลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้ **2,859 kWh**, กำลังผลิตสูงสุด **394 kW** เวลา 12:00 น., ความไม่แน่นอน ณ จุดพีค **±20%** (ช่วง P10–P90 กว้าง ±78.8 kW), และระยะเวลาที่จะผลิตไฟ **11 ชั่วโมง** แถวล่างเป็นค่า ณ ขณะนั้นจริง: กำลังผลิต **180.6 kW** และพลังงานสะสมของวัน **585.6 kWh**
สังเกตสัญลักษณ์ ⓘ ข้างหัวข้อ “พลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้” — คือ provenance inspector ที่กล่าวถึงในหัวข้อ 2.1 กดแล้วจะเห็นสายที่มาทั้งเส้นของตัวเลขนั้น

11.2 หน้าเต็มของ Forecast


PTT LNG Terminal 2 Nong Fab
Solar Forecasting
Forecast
3D View
Energy Report
Settings
ตามระบบ
ผู้เยี่ยมชม (viewer)
Sign out
รวม (All)
GIS
ISB
Jetty SIM
Day-ahead
Intra-day
คำแนะนำการอ่านหน้านี้ (สำหรับผู้ใช้ทั่วไป) / How to read this page
โมเดลพยากรณ์ที่ใช้ในหน้านี้ / Forecast models used here
คำพยากรณ์บอกอะไร — พรุ่งนี้ทั้งวัน
นับตามวันที่แบบไทย (ICT) ไม่ใช่ UTC
พลังงานที่คาดว่าจะผลิตได้
2,859 kWh
จาก 24 จุดพยากรณ์ ทุก 1 ชม.
กำลังผลิตสูงสุดที่คาด
394 kW
เวลา 12:00 น.
ความไม่แน่นอน ณ จุดพีค
±20%
±78.8 kW (ช่วง P10–P90)
ระยะเวลาที่จะผลิตไฟ
11 ชม.
ชั่วโมงที่กำลังผลิตเกิน 5% ของพีควันนั้น
Capacity
400.0 kW
Daily cumulative energy
585.3 kWh
Power
180.5 kW
Solar plant factor
0.06
00
31 Jul 17:00
31 Jul 23:00
01 Aug 06:00
01 Aug 13:00
01 Aug 20:00
Actual power (before today)
Actual power (earlier today)
Actual power (now)
Forecast
Predi
อดีต
อนาคต
กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง (ล่าสุด/ปัจจุบัน)
วันนี้ (ช่วงที่ผ่านไปแล้ว)
ก่อนวันนี้ — แยกสีตามความใหม่ของข้อมูล เพื่อให้เทียบกับเส้น Forecast สีน้ำเงินได้ง่ายขึ้น
Prediction interval shown is an approximate ±20% band (no trained ML model yet, see day-ahead pipeline) - not a measured confidence interval.
12:03:53
เวลาไทย (ICT)
1 สิงหาคม 2569
05:03:53 UTC
(แกนเวลาในกราฟใช้เวลาไทยแล้ว - UTC แสดงไว้เทียบเฉย ๆ)
Minute-ahead forecast (CNN-LSTM, ~30 min back to 60 min ahead)
↔ ลาก/เลื่อนซ้าย-ขวาเพื่อดูข้อมูลย้อนหลังและล่วงหน้าได้ (เริ่มต้นที่ตำแหน่งปัจจุบัน)
400 kW
200 kW
0 kW
12:00
12:20
12:40
13:00
Physics-baseline fallback shown (no trained CNN-LSTM model yet).
อุณหภูมิรายชั่วโมง / Hourly temperature
Real data
08:00 27.9°C
09:00 28.9°C
10:00 30.0°C
11:00 31.3°C
12:00 32.2°C
13:00 32.5°C
14:00 32.5°C
15:00 32.0°C
16:00 30.9°C
ตัวแปรพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 9 ตัว (Songsiri reference)
ค่าล่าสุดของตัวแปรทั้ง 9 ตัวที่งานวิจัยอ้างอิงของระบบนี้ใช้ - อัปเดตข้อมูลอัตโนมัติเป็นระยะ
I
558 W/m²
Irradiance
GFS · SSRD
RH
55 %
Relative humidity
GFS · 2 เมตร
T
32.2 °C
Temperature
GFS · 2 เมตร
UV
—
UV index
ไม่มีข้อมูล UV
WS
4.4 m/s
Wind speed
GFS · 10 เมตร
I_clr
933 W/m²
Clear-sky GHI
คำนวณเอง (pvlib)
cosθ
0.99
Cosine of zenith angle
zenith 7°
k
0.60
Clear-sky index
I_wrf
628 W/m²
NWP forecast irradiance
พยากรณ์ ณ 01 Aug 13:00
ที่มาของข้อมูล: I · RH · T · WS มาจากแบบจำลองอากาศโลก GFS (NOAA) อ่านค่าที่พิกัดจริงของหนองแฟบ — ไม่ใช้ค่าที่วัดด้วยเซนเซอร์หน้างาน (ใช่ตนี้ไม่มีสถานีตรวจอากาศของตัวเอง) · I_clr และ cosθ คำนวณเองด้วย pvlib (ดาราศาสตร์ + แบบจำลองท้องฟ้าใส) · k = I ÷ I_clr · I_wrf คือ GFS ตัวเดียวกันที่เวลาล่วงหน้าใกล้ที่สุด ไม่ใช่โมเดลอิสระตัวที่สอง
ตัวแปรทางทะเล/ละอองลอย (Marine & aerosol - ใหม่)
Salt
0.10
ดัชนีละอองเกลือ (salt-spray)
0–1 · ลมจากทะเล × ความชื้น
AOD
—
Aerosol optical depth
ยังไม่มีข้อมูล CAMS
Dust
—
ฝุ่นแร่ (mineral dust)
ยังไม่มีข้อมูล CAMS
PM2.5
—
ฝุ่นละเอียด PM2.5
PM10
—
ฝุ่นหยาบ PM10

ยังไม่มีข้อมูล CAMS

ยังไม่มีข้อมูล CAMS

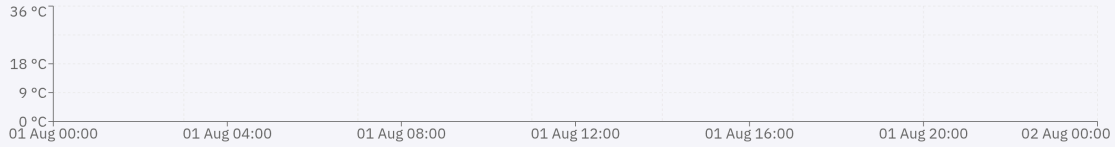
ละอองเกลือ (Salt) คำนวณจากลม+ความชื้น (แสดงได้เสมอ) · AOD/Dust/PM มาจาก CAMS (Open-Meteo Air-Quality) ดึงที่พิกัดหนองแฟบจริง - แสดง "ยังไม่มีข้อมูล" หากยังไม่ได้ดึง ไม่เติมค่าปลอม

กราฟตัวแปรพยากรณ์พลังงานแสงอาทิตย์

Real data

I / I_clr / I_wrf - ความเข้มรังสีอาทิตย์

T - อุณหภูมิ

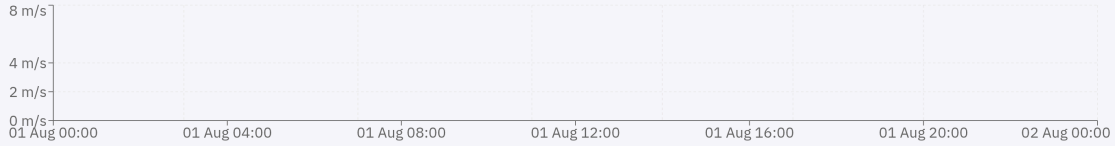


k̂ / cosθ - ดัชนีท้องฟ้าใส และ cosine ของมุมเซนิท

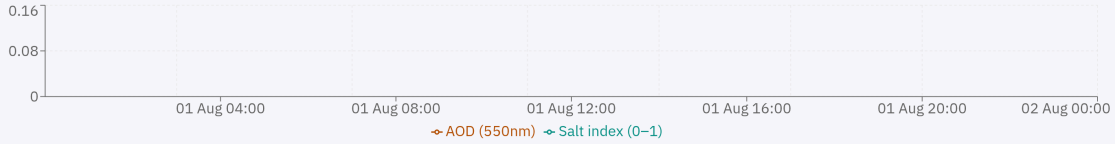
k̂ ไม่มีค่าตอนกลางคืน (clear-sky GHI ใกล้ 0 ทำให้อัตราส่วนไม่มีความหมาย)

RH - ความชื้นสัมพัทธ์

WS - ความเร็วลม



Salt / AOD - ดัชนีละอองเกลือ และความหนาแน่นละอองลอย (ใหม่)



Salt index มาจากลม+ความชื้น (มีค่าเสมอ) · AOD มาจาก CAMS - เส้นจะว่างช่วงที่ยังไม่ได้ดึงข้อมูล aerosol (ไม่เติมค่าปลอม)

PM2.5 / PM10 / Dust - ฝุ่นละออง (μg/m³, ใหม่)

ข้อมูลคุณภาพอากาศจาก CAMS (Open-Meteo Air-Quality) ที่พิกัดหนองแฟบจริง - เส้นว่างช่วงที่ยังไม่ได้ดึงข้อมูล

UV - ดัชนีรังสียูวี (รายวัน)

ยังไม่มีข้อมูล UV สะสม (จาก Open-Meteo ที่พิกัดจริงของ Nong Fab) - รอสะสมข้อมูลจริงเพิ่มอีกสักพัก ไม่ฝืนสุ่ม/ประมาณค่าเพื่อทำเป็นกราฟ

ความสำคัญของตัวแปรต่อโมเดล (Feature importance)

โมเดล Hour-ahead ให้น้ำหนักแต่ละตัวแปรมากแค่ไหน — ตัวแปรทางทะเล/ละอองลอยที่เพิ่มใหม่แสดงเป็น **สีเขียว**

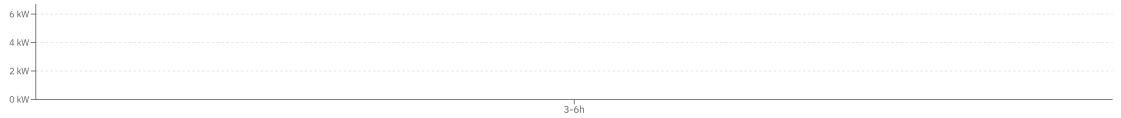
ยังไม่มีโมเดล (แบบต้นไม้) ที่เทรนแล้วสำหรับโซนนี้ จึงยังคำนวณความสำคัญของตัวแปรไม่ได้ — จะปรากฏเมื่อมีข้อมูลสะสมพอให้เทรนโมเดล (ไม่แสดงกราฟปลอม)

🎯 ความแม่นยำจริงของ Forecast (Verification & Skill Score)

— Skill score เทียบ persistence ⓘ · ยังคำนวณไม่ได้

เทียบ forecast ที่ระบบออกจริงกับกำลังผลิตจริง ย้อนหลัง 30 วัน (1 ชั่วโมงที่มีแดด)

ช่วงเวลา	n (ชม.)	MAE (kW)	RMSE (kW)	nRMSE (%กำลังติดตั้ง)	อคติ MBE (kW)	Skill
เฉพาะช่วงมีแดด	1	5.52	5.52	11.03%	+5.52	—
ทุกชั่วโมง (รวมกลางคืน)	1	5.52	5.52	11.03%	+5.52	—



แถบความเชื่อมั่นที่เผยแพร่ เชื่อถือได้แค่ไหน

ครอบคลุมความจริงได้จริง	ความกว้างเฉลี่ยของแถบ	Pinball loss	พลาดไปทางไหน
0.0%	**2.2 kW**	**2.26 kW**	**ต่ำ 100.0% / สูง 0.0%**
ควรได้ 90% · ต่าง -90.0 จุด	4.4% ของกำลังติดตั้ง	ยิ่งต่ำยิ่งดี · ขยายแถบเฉยๆ ไม่ช่วย	พลาดอ้างเดียวมากๆ = แถบวางผิดตำแหน่ง ไม่ใช่แค่แคบไป

ผลตรวจ: แถบแคบเกินจริง — ความจริงหลุดออกนอกแถบบ่อยกว่าที่แถบรับปากไว้ ผู้อ่านกราฟจึงกำลังเห็นความมั่นใจ ที่มากเกินกว่าที่โมเดลมีจริง (จาก 1 ชั่วโมงที่มีแดดและมีแถบแบบบางจริง)

แถบความเชื่อมั่นที่โมเดลเผยแพร่ตั้งไว้ที่ควอนไทล์ 0.05/0.95 คือ 'ควรครอบคลุมความจริง 90%' ตัวเลข coverage ด้านล่างคือสัดส่วนที่ครอบคลุมได้จริงจากคำพยากรณ์ที่ออกไปแล้ว ไม่ใช่ค่า PICP ตอนเทรน ต่ำกว่า 90% = แถบแคบเกินจริง (มั่นใจเกินไป) · สูงกว่ามาก = แถบกว้างจนแทบไม่ให้ข้อมูล จึงต้องอ่านคู่กับความกว้างเฉลี่ยและ pinball loss เสมอ

pinball loss เป็น proper scoring rule — ขยายแถบให้กว้างขึ้นเฉยๆ ไม่ได้ทำให้คะแนนนี้ดีขึ้น ต่างจาก coverage ไม่ใช่ CRPS เต็มรูปแบบ เพราะโมเดลเผยแพร่แค่ 2 ควอนไทล์ ไม่ใช่การแจกแจงทั้งก้อน

โมเดลพลาดตอนฟ้าเป็นแบบไหน

สภาพฟ้า	n (ชม.)	MAE (kW)	RMSE (kW)	อคติ MBE (kW)	Skill
☀️ ฟ้าใส	0	—	—	—	—
⛅ มีเมฆบางส่วน	0	—	—	—	—
☁️ **ฟ้าครึ้ม**	1	5.52	5.52	+5.52	—

สภาพฟ้าที่ยากที่สุดตอนนี้คือ ☁️ ฟ้าครึ้ม (RMSE 5.52 kW จาก 1 ชั่วโมง) — ตัวเลข RMSE รวมของทั้งไซต์กลบเรื่องนี้ไว้ เพราะเฉลี่ยวันฟ้าใสที่กำนายง่ายเข้าไปด้วย

แบ่งตาม clear-sky index (kt = GHI จริง ÷ GHI ท้องฟ้าใส) ของชั่วโมงนั้น โดยใช้พยากรณ์อากาศรอบล่าสุดของแต่ละชั่วโมง ซึ่งเป็นข้อมูลชุดเดียวกับที่ฝั่ง 'ค่าจริง' ใช้ เกณฑ์ฟ้าใส/ฟ้าครึ้มเป็นค่าตามธรรมเนียมงานวิจัย ไม่ใช่ค่าที่วัดที่ไซต์นี้ ปรับได้ในหน้า Settings

อ่านอย่างไร: MAE/RMSE ยิ่งต่ำยิ่งดี · MBE เป็นบวก = โมเดลทำนาย**สูงเกินจริง** เป็นลบ = ทำนายต่ำเกินจริง · Skill score > 0 = เก่งกว่าการเดาว่า "อีก k ชั่วโมงจะเท่ากับตอนนี้" ซึ่งเป็น baseline มาตรฐานของงานพยากรณ์แสงอาทิตย์

ตัวเลขชุดนี้**ไม่ใช่**ค่า error จากการเทรน (RMSE ในกราฟ Model Competition คือ hold-out ตอน fit โมเดล) — ชุดนี้คือการ ตรวจย้อนหลังว่า forecast ที่ออกไปแล้วตรงกับ**ค่าที่ประเมินได้ ณ เวลานั้นจริงๆ** แค่ไหน

ข้อจำกัดที่ต้องรู้: โซตนี้**ไม่มีมิเตอร์วัดกำลังผลิตจริง** (ดู forecast/README) ฝั่ง "ค่าจริง" ที่ใช้เทียบจึงเป็น ค่าที่คำนวณจากโมเดลฟิสิกส์ + สภาพอากาศที่**เกิดขึ้นจริง** ณ ชั่วโมงนั้น ดังนั้นตัวเลขนี้วัด "error ของพยากรณ์อากาศที่ส่งผ่าน ฟิสิกส์" ไม่ใช่ความคลาดเคลื่อนเทียบมิเตอร์

forecast_history เก็บเฉพาะ issuance ล่าสุดของแต่ละชั่วโมง (PRIMARY KEY zone+horizon+target_time) ดังนั้นการแยกตาม lead time คือช่วงเวลาที่ forecast รอบสุดท้ายของชั่วโมงนั้นออก ไม่ใช่ตารางครบทุก lead

🩺 สุขภาพข้อมูลและความผิดปกติ (System Health & Anomalies)

🔴 สถานะรวมของแหล่งข้อมูล: **ไม่มีข้อมูล** · ตรวจเมื่อ 01 Aug 12:03

แหล่งข้อมูลที่โมเดลใช้ — feed แบบ "พยากรณ์" วัดจากการครอบคลุม**ล่วงหน้า** ไม่ใช่ความใหม่ (ถ้าครอบคลุมหมด โมเดลจะเงียบๆ กลับไปใช้ค่า default)

แหล่งข้อมูล	ประเภท	สถานะ	แถว	รายละเอียด
พยากรณ์อากาศ GFS (แสงอาทิตย์/อุณหภูมิ/ลม/ฝน)	พยากรณ์ (ล่วงหน้า)	🟢 ปกติ	158	ครอบคลุมล่วงหน้าถึงอีก 3296 นาที
ภาพเมฆดาวเทียม Himawari	ค่าที่วัดได้	🟡 ข้อมูลค้าง	129	ข้อมูลล่าสุดเก่ากว่าที่ควร (334 นาที > 90 นาที)
คุณภาพอากาศ CAMS (AOD/ฝุ่น/PM)	พยากรณ์ (ล่วงหน้า)	🔴 ไม่มีข้อมูล	0	ยังไม่มีข้อมูลในฐานข้อมูลเลย
ดัชนี UV รายวัน	ค่าที่วัดได้	🔴 ไม่มีข้อมูล	0	ยังไม่มีข้อมูลในฐานข้อมูลเลย
ดัชนี UV รายชั่วโมง	ค่าที่วัดได้	🔴 ไม่มีข้อมูล	0	ยังไม่มีข้อมูลในฐานข้อมูลเลย

วันที่ผลผลิตต่ำกว่าปกติ (GIS)

เทียบกับค่าปกติของเดือนนี้ 288 kWh/วัน (จาก 4 วันที่ตรวจ)

วันที่	ได้จริง (kWh)	% ของปกติ	ขาดไป (kWh)	สาเหตุที่เป็นไปได้
2026-07-31	71.7	25%	216.7	❓ ไม่ระบุ — ยังไม่มีตัวแปรอากาศที่วัดได้ของวันนั้นมากพอจะระบุสาเหตุ
2026-07-30	71.7	25%	216.7	☁️ เมฆ — เมฆมากกว่าปกติ (100% vs ปกติ 100%)
2026-07-29	71.7	25%	216.8	❓ ไม่ระบุ — ยังไม่มีตัวแปรอากาศที่วัดได้ของวันนั้นมากพอจะระบุสาเหตุ
2026-07-28	0.0	0%	288.4	☁️ เมฆ — เมฆมากกว่าปกติ (100% vs ปกติ 100%)

โซตนี้ไม่มีมิเตอร์วัดกำลังผลิตจริง ตัวเลข 'พลังงานที่คาดว่าได้' และ 'ค่าปกติของเดือน' เป็นค่าจากแบบจำลองทั้งคู่ ส่วน 'สาเหตุที่เป็นไปได้' เป็นการอนุมานจากตัวแปรอากาศที่วัดได้จริงของวันนั้น ไม่ใช่การยืนยันว่าแผงหรืออินเวอร์เตอร์มีปัญหา

🇹🇭 ระบบไฟฟ้าทั้งประเทศ (กฟผ.)

ยังดึงข้อมูลระบบไฟฟ้าของประเทศจาก กฟผ. ไม่ได้ในขณะนี้

คาร์บอนของกริดรายชั่วโมง

ยังดึงเส้นโหลดของระบบไฟฟ้าจาก กฟผ. ไม่ได้ จึงยังคำนวณคาร์บอนรายชั่วโมงไม่ได้

อัตราการเปลี่ยนแปลงกำลังผลิต (Ramp)

ยังคำนวณไม่ได้ในขณะนี้

คำพยากรณ์เปลี่ยนไปยังไงเมื่อใกล้เวลาจริง (Forecast evolution)

ยังดึงข้อมูลไม่ได้ในขณะนี้

มุมติดตั้งแผง — ตอนนี้เทียบกับที่ดีที่สุด

⚠️ มุมเอียงและทิศของแผงจริง ยังไม่เคยวัด — `assets.yaml` ระบุ `tilt_deg: null` ทุกโซน (เอกสาร SLD เป็นข้อมูลไฟฟ้าอย่างเดียว) ค่า 'ปัจจุบัน' ที่เทียบให้ดูจึงเป็นค่าสมมติของระบบ ไม่ใช่ของที่วัดมา → ตัวเลข 'ได้เพิ่มกี่ %' ยังใช้อ้างกับแผงที่ติดตั้งจริงไม่ได้ ส่วน 'มุมที่ดีที่สุด' ไม่กระทบ เพราะขึ้นกับเส้นทางดวงอาทิตย์ ไม่ได้ขึ้นกับสิ่งที่สร้างไปแล้ว

โซน	มุมที่ระบบใช้อยู่ (เอียง / ทิศ)	มุมที่ดีที่สุด	ส่วนต่าง
GIS	10° / 180° (ใต้) · ค่าสมมติ	14° / 180° (ใต้)	**+0.2%**
ISB	10° / 180° (ใต้) · ค่าสมมติ	14° / 180° (ใต้)	**+0.2%**
Jetty	10° / 270° (ตะวันตก) · ค่าสมมติ	14° / 180° (ใต้)	**+3.7%**

ใช้ได้ทันทีกับเฟสขยาย: ประโยชน์ที่ใช้ได้ทันทีคือเฟสขยายที่ยังไม่ได้สร้าง — ควรออกแบบที่มุมที่ดีที่สุดตั้งแต่แรก

Jetty เป็นแผงบนสะพาน ทิศของแผงถูกบังคับด้วยแนวสะพานเป็นหลัก ตัวเลขส่วนต่างจึงเป็นการบอกว่า 'แนวสะพานทำให้เสียไปเท่าไร' ไม่ใช่ข้อเสนอให้หมุนแผง

▶ คำนวณยังไง และทำไมตัวเลขนี้ไม่ไปเปลี่ยนหน้า Financial

ขนาดแผงเทียบอินเวอร์เตอร์ (DC:AC) — เสียพลังงานจากการตัดยอดเท่าไร

พลังงานที่ถูกอินเวอร์เตอร์ตัดทิ้งทั้งโซต์
122
kWh/ปี · น้อยกว่าที่ตัวเลข DC:AC ชวนให้คิดมาก

กำลังติดตั้งที่ใส่เพิ่มได้โดยไม่ต้องซื้ออินเวอร์เตอร์
9.9
kWp · อยู่กี่ ISB

โซน	DC : AC	ตัดยอด	ผลผลิตต่อ kWp	kWp ถัดไปให้	สรุป
GIS	1.2 (50 kW AC)	0.1%	2,054 kWh/kWp	1,884 kWh/ปี	สมดุลดี — แทบไม่มีการตัดยอด
ISB	0.93 (150 kW AC)	0%	2,056 kWh/kWp	2,056 kWh/ปี	อินเวอร์เตอร์ใหญ่กว่าแผง — ใส่แผงเพิ่มได้ฟรี
Jetty	1.14 (200 kW AC)	0%	1,917 kWh/kWp	1,917 kWh/ปี	สมดุลดี — แทบไม่มีการตัดยอด

จงใจไม่บอกว่า 'อัตราส่วนที่ดีที่สุด' คือเท่าไร — ใส่แผงเพิ่มยังไงพลังงานก็เพิ่มเสมอ แค่เพิ่มน้อยลงเรื่อยๆ จุดคุ้มจริงขึ้นกับราคาแผงต่อ kWp ซึ่งตอนนี้ยังเป็นค่าประมาณ (฿30,000/kWp) จึงแสดง 'kWp ถัดไปให้พลังงานกี่ kWh/ปี' แทน เอาไปหารกับราคาจริงที่ได้มาแล้วตัดสินใจเองได้เลย

▶ คำนวณยังไง

แผงสองหน้า (bifacial) — ด้านหลังรับแสงได้เท่าไร

แผงที่ติดตั้งจริงคือ Trina Vertex N TSM-NEG21C.20 แบบ bifacial dual-glass ผู้ผลิตระบุค่า power bifaciality 80 ± 5% แปลว่าแสงที่ตกด้านหลัง 100 W/m² ให้กำลังเท่าแสง 80 W/m² ที่ด้านหน้า

โซน	พื้นใต้แผง	ได้เพิ่มจากด้านหลัง	สมมติ albedo	สมมติความสูง
GIS	พื้นลานโล่ง	+10.9% (10.2–11.6%)	0.25	1.5 ม.
ISB	หลังคาอาคาร	+15.3% (14.3–16.2%)	0.35	1 ม.
Jetty	เหนือผิวน้ำทะเล	+3.3% (3.1–3.5%)	0.07	4 ม.

⚠ ตัวเลขนี้ยังไม่ได้ถูกนำไปบวกในพลังงานที่เว็บเผยแพร่ และตั้งใจไม่บวก — แสงด้านหน้าคำนวณจากเรขาคณิตล้วน แต่แสงด้านหลังขึ้นกับ 2 ค่าที่ไม่มีใครวัดไว้: ค่าการสะท้อนแสงของพื้น (albedo) และความสูงที่ติดตั้งเหนือพื้น การเอา 5–15% ไปบวกใน payback โดยอิงค่าเดา 2 ตัวคือสิ่งที่ระบบนี้ไม่กำในที่อื่นๆ อยู่แล้ว

ปลดล็อกยังไง: กำวัดค่า albedo ของพื้นจริงและความสูงติดตั้งจริงมาได้ ตัวเลขนี้จะเลื่อนขึ้นจาก 'ประมาณการ' เป็นค่าที่นำไปบวกได้

▶ คำนวณยังไง

ผลิตตรงกับช่วงค่าไฟแพงไหม (TOU Peak / Off-Peak)

พลังงานที่ตกนอกช่วง Peak
32.3%
274,719 kWh/ปี · หน้า Savings ตีเป็นอัตรา Peak ทั้งหมด

อัตราเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่แท้จริง
4.1025
บาท/kWh · เทียบกับ 4.1025 ที่ใช้อยู่

ค่าที่ใช้อยู่สูงเกินจริง
ยังบอกไม่ได้
ต้องกรอกอัตรา Off-Peak จริงก่อน

ยังไม่ได้กรอกอัตรา Off-Peak จริง — ระบบตั้งไว้เท่ากับอัตรา Peak ไปก่อน ตัวเลขเงินที่เผยแพร่จึง**เท่าเดิมทุกประการ** ไม่มีอะไรขยับเงียบๆ กรอกอัตราจริงจากประกาศในหน้า Settings แล้วส่วนต่างจะโผล่มาเอง

โซน	ผลิตในช่วง Peak	ผลิตนอกช่วง Peak
GIS	67.2% (82,931 kWh)	32.8% (40,437 kWh)
ISB	67.2% (193,708 kWh)	32.8% (94,434 kWh)
Jetty	68.1% (298,750 kWh)	31.9% (139,848 kWh)

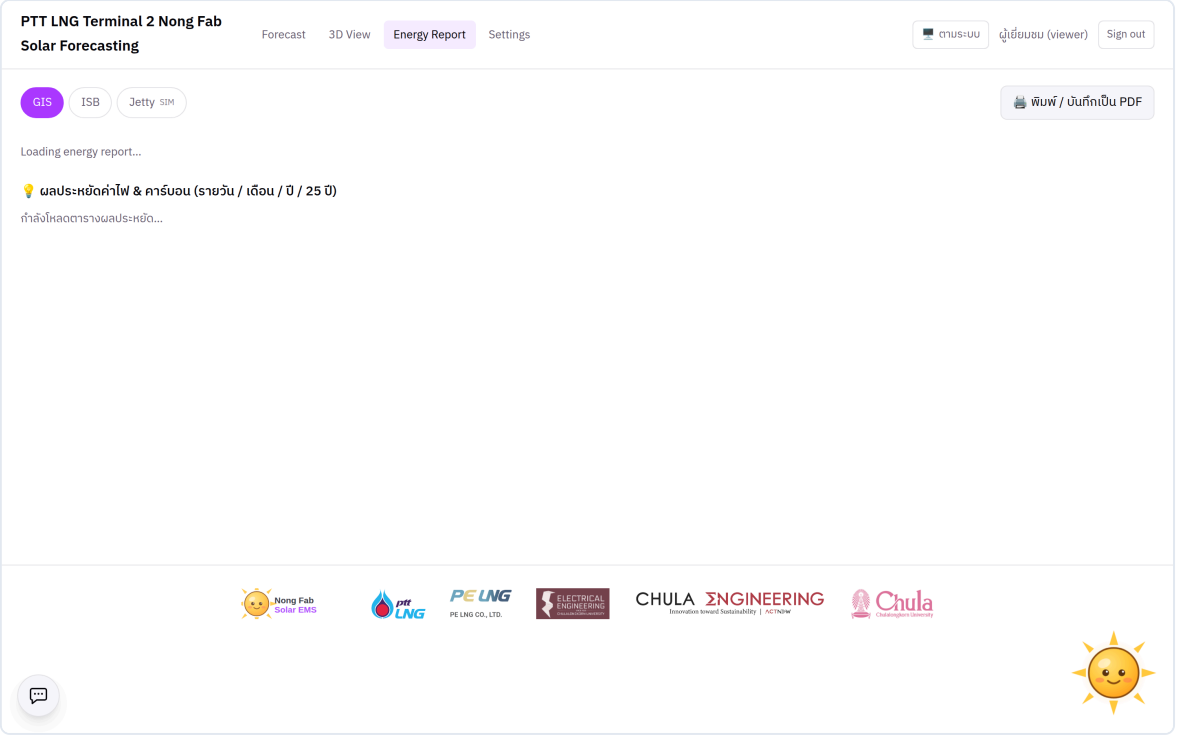
ช่วง On Peak คือ 09:00–22:00 เฉพาะวันจันทร์–ศุกร์ · นอกนั้นเป็น Off-Peak ทั้งหมด รวมถึงเสาร์–อาทิตย์เต็มวัน (อัตราประเภทที่ 4 ของ กฟก./กฟน.)

ที่มองข้ามง่าย: สองเรื่องที่มองข้ามง่าย: เสาร์-อาทิตย์ผลิตเป็น Off-Peak ทั้งวัน และช่วง 06:00–09:00 ของวันทำงาน ก็เป็น Off-Peak เพราะ Peak เพิ่งเริ่ม 09:00 ทั้งที่แผงเริ่มผลิตตั้งแต่ราว 06:00

ยังไม่ได้นับวันหยุด — กฟก./กฟน. คิดเฉพาะวันหยุดในรายการที่ประกาศ ไม่ใช่ทุกวันหยุด ตั้งค่าเป็น 0 ไว้ สัดส่วน Peak ที่เห็นจึงเป็นเพดานบน ของจริง Off-Peak มีแต่จะมากกว่านี้

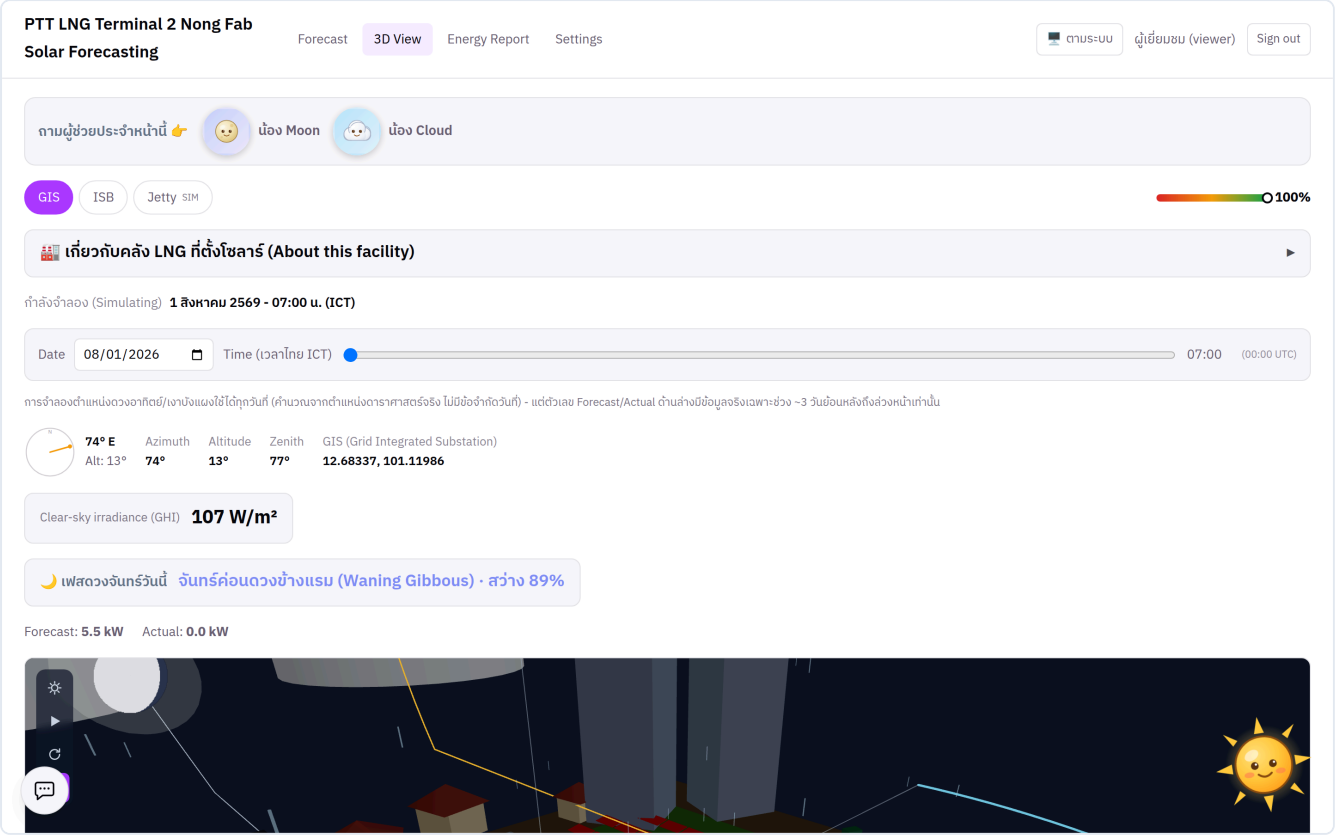
รูปที่ 15 หน้าพยากรณ์แบบเต็ม แสดงกราฟหลักพร้อมแถบช่วงความเชื่อมั่น กราฟการแข่งขันระหว่างโมเดล ตารางตัวแปรสภาพอากาศ 9 ตัว และแผงตรวจสอบความแม่นยำ

11.3 หน้า Energy Report



รูปที่ 16 รายงานพลังงาน แสดงพลังงานรายเดือน การแยกการสูญเสียตามชนิด (ตรงกับรูปที่ 13) ผลประหยัดค่าไฟ และคาร์บอนที่หลีกเลี่ยงได้

11.4 หน้า 3D View



รูปที่ 17 มุมมองสามมิติ สร้างจากพิกัดมุมแผงที่รังวัดจริง แสดงตำแหน่งดวงอาทิตย์จริงตามเวลา พร้อมเงาที่คำนวณด้วย shadow mapping สีของแผงแต่ละแผงสะท้อน solar access ที่คำนวณจากบทที่ 5

11.5 หน้า Settings

PTT LNG Terminal 2 Nong Fab Solar Forecasting

Forecast | 3D View | Energy Report | Settings

ตามระบบ | ผู้เยี่ยมชม (viewer) | Sign out

ค่าระบบที่แก้ไขได้

ค่าทั้งหมด 92 ค่าใน 10 กลุ่มนี้ป้อนเข้าการคำนวณจริงของเว็บ (ฟิสิกส์ การเงิน และเกณฑ์ตรวจสุขภาพระบบ) คุณลองเปลี่ยนตัวเลขดูได้ตามใจ — **ค่าที่แก้จะอยู่แค่ในเบราว์เซอร์ของคุณเอง** ไม่กระทบคนอื่น (เฉพาะแอดมินที่บันทึกเป็นค่ากลางได้)

ป้ายกำกับ "ที่มาของค่า" บอกว่าค่าตั้งต้นแต่ละตัวมาจากไหน — ค่าที่ยืนยันแล้วกับค่าประมาณไม่ควรถูกแก้ด้วยความมั่นใจเท่ากัน

ยังไม่มีค่าที่แก้ไว้

ข้อมูลไซต์และคลัง (Site & facility)

14 ค่า

โหลดไฟฟ้าเฉลี่ยของคลัง (kW)
13500
ผู้ใช้ยืนยันแล้ว (ค่าจริงของไซต์นี้) ค่าตั้งต้น 13500
ผู้ใช้ระบุ 2026-07-23: เฉลี่ยรายวัน 13–14 MW · ใช้คิด solar offset และค่าไฟต่อหน่วยที่แท้จริง

ค่าไฟฟ้าของคลังต่อปี (บาท)
300000000
ผู้ใช้ยืนยันแล้ว (ค่าจริงของไซต์นี้)
ค่าตั้งต้น 300000000
ผู้ใช้ระบุ 2026-07-23: ~300 ล้านบาท/ปี · หารด้วยหน่วยที่ใช้จริงได้ค่าไฟต่อ kWh ที่ /soiling และ /expansion ใช้

GIS: กำลังติดตั้ง AC (kW)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml (ค่า as-built เดิม)

GIS: กำลังติดตั้ง DC (kWp)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml

GIS: มุมเอียงแผง (°)
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ tilt_deg: null ทุกโซน (SLD เป็นเอกสารไฟฟ้า ไม่ได้ระบุมุม) · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง · เปลี่ยนค่านี้กระทบทั้งฟิสิกส์ 3D และการคำนวณเงา

GIS: ทิศที่แผงหัน (° (180=ใต้))
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ azimuth_deg: null ทุกโซน · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง

ISB: กำลังติดตั้ง AC (kW)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml (ค่า as-built เดิม)

ISB: กำลังติดตั้ง DC (kWp)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml

B: มุมเอียงแผง (°)
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ tilt_deg: null ทุกโซน (SLD เป็นเอกสารไฟฟ้า ไม่ได้ระบุมุม) · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง · เปลี่ยนค่านี้กระทบทั้งฟิสิกส์ 3D และการคำนวณเงา

ISB: ทิศที่แผงหัน (° (180=ใต้))
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ azimuth_deg: null ทุกโซน · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง

Jetty: กำลังติดตั้ง AC (kW)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml (ค่า as-built เดิม)

Jetty: กำลังติดตั้ง DC (kWp)
0
จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ ค่าตั้งต้น 0
0 = ใช้ค่าจาก assets.yaml

Jetty: มุมเอียงแผง (°)
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ tilt_deg: null ทุกโซน (SLD เป็นเอกสารไฟฟ้า ไม่ได้ระบุมุม) · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง · เปลี่ยนค่านี้กระทบทั้งฟิสิกส์ 3D และการคำนวณเงา

Jetty: ทิศที่แผงหัน (° (180=ใต้))
0
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0
⚠ ยังไม่เคยวัดจริง — assets.yaml ระบุ azimuth_deg: null ทุกโซน · 0 = ใช้ค่าที่ระบบตั้งให้เอง

สมมติฐานการเงิน (Financial assumptions)

17 ค่า

เงินลงทุนต่อกำลังติดตั้ง (CAPEX) (บาท/kWp)
30000
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 30000
ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ · กระทบ payback ของ /expansion และ NPV/IRR/LCOE ของ /financial

ค่าดูแลรักษาต่อปี (OPEX) (% ของ CAPEX)
1.2
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 1.2

ค่าไฟที่ประหยัดได้ (tariff) (บาท/kWh)
4.1025
ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้
ค่าตั้งต้น 4.1025
อัตราจริงจากประกาศค่าไฟประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ TOU ช่วง Peak ระดับแรงดัน HV (≥69 kV) = 4.1025 บาท/kWh — ค่าเดียวกับที่หน้า Savings ใช้ (green_savings.py) · เดิมหน้านี้ตั้งไว้ 4.00 ซึ่งเป็นเลขกลมที่ไม่มีแหล่งอ้างอิง ทำให้สองหน้าตีมูลค่า ไฟหน่วยเดียวกันไม่เท่ากัน · เป็นการประมาณที่บันทึกไว้: คิดทั้งปีที่อัตรา Peak ยังไม่ได้หักชั่วโมง off-peak เสาร์-อาทิตย์/วันหยุด (ต้องมีโปรไฟล์การใช้ไฟจริงราย ครึ่งชั่วโมงก่อนถึงจะละเอียดกว่านี้ได้) · หมายเหตุ: /soiling และ /expansion ไม่ใช้ค่านี้ ใช้ค่าไฟจริงต่อหน่วยที่คำนวณจากบิลจริงแทน

ค่าไฟขึ้นต่อปี (%/ปี)
3
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 3

ค่าดูแลขึ้นต่อปี (เงินเฟ้อ) (%/ปี)
3
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 3

อัตราคิดลด (WACC) (%)
8
ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 8
ยังไม่ยืนยันกับต้นทุนเงินทุนจริงขององค์กร

ภาษีเงินได้นิติบุคคล (%)
20
ผู้ใช้ยืนยันแล้ว (ค่าจริงของไซต์นี้) ค่าตั้งต้น 20
20% เป็นอัตราจริงของไทย ไม่ใช่ค่าสมมติ

ปีที่ยกเว้นภาษี BOI — พื้นที่ทั่วไป (GIS, ISB) (ปี)
8
ผู้ใช้ยืนยันแล้ว (ค่าจริงของไซต์นี้) ค่าตั้งต้น 8
ผู้ใช้ยืนยัน 2026-07-25: โครงการนี้ได้สิทธิ BOI ยกเว้นภาษีนิติบุคคล 8 ปีในพื้นที่ทั่วไป · Jetty ได้ 12 ปี (ดูค่าถัดไป)

ปีที่ยกเว้นภาษี BOI — Jetty (ปี)
12
ผู้ใช้ยืนยันแล้ว (ค่าจริงของไซต์นี้) ค่าตั้งต้น 12
ผู้ใช้ยืนยัน 2026-07-25: Jetty ได้ 12 ปี ยาวกว่าพื้นที่ทั่วไป · /financial ตอนนี้วิเคราะห์เฉพาะ GIS+ISB ที่ติดตั้งแล้ว จึงใช้ค่า 8 ปีเป็นหลัก คำนี้จะมีผลเมื่อคิดเฟสที่รวม Jetty — เลือกได้เองจากสไลเดอร์ในหน้า Financial

แผงเสื่อมสภาพต่อปี (ปีที่ 2 เป็นต้นไป) (%/ปี)
0.4
ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้
ค่าตั้งต้น 0.4
ค่ารับประกันของแผงรุ่นที่ติดตั้งจริง — Trina Vertex N TSM-NEG21C.20 (N-type i-TOPCon 715 W) ตามที่ระบุใน assets.yaml · รับประกันเชิงเส้น 30 ปี: ปีแรก 1% จากนั้น 0.40%/ปี เหลือ 87.4% ที่ปีที่ 30 (100 − 1 − 0.4×29 = 87.4 ลงตัวพอดี) · เดิมใช้ 0.55 ซึ่งเป็นช่วงกลางๆ ของอุตสาหกรรม ไม่เจาะจงรุ่นนี้

แผงเสื่อมสภาพปีแรก (LID) (%)
1
ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้
ค่าตั้งต้น 1
ปีแรกเสื่อมมากกว่าปีถัดๆ ไปเพราะ light-induced degradation ซึ่งเกิดครั้งเดียว ไม่ใช่การปิดเศษของอัตรารายปี · ค่า 1% มาจากใบรับประกันของ Trina สำหรับรุ่นนี้โดยตรง · แยกเป็นคนละค่าเพื่อให้กระแสเงินสดที่เผยแพร่ ตรงกับใบรับประกันปีต่อปี

ความแปรปรวนของพลังงานรายปี (สำหรับ P50/P90) (% ของค่าเฉลี่ย)
2.11
คำนวณจากข้อมูลจริงย้อนหลังที่พิกัดไซต์นี้
ค่าตั้งต้น 2.11
ผลผลิตแต่ละปีไม่เท่ากันเพราะปีที่เมฆมาก/ฝนมากต่างกัน ค่านี้คือส่วนเบี่ยงเบน มาตรฐานคิดเป็น % ของค่าเฉลี่ย · คำนวณจากรังสีอาทิตย์รายวันจริงของ NASA POWER (ALLSKY_SFC_SW_DWN) ที่พิกัดหนองแฟบ 12.71 N / 101.15 E ครบ 26 ปี (2000-2025): เฉลี่ย 1,852.6 kWh/m²/ปี · SD 39.0 · ปีแย่สุด 2011 = 1,792.1 · ปีดีสุด 2004 = 1,939.1 · เดิมใช้ 4% ตามงานวิจัยเขตร้อน (3-5%) ซึ่งกว้างเกินจริงเกือบเท่าตัวสำหรับไซต์นี้ · ยังไม่ใช่ค่าที่วัดจากมิเตอร์หน้างาน (โรงยังใหม่) และเป็นความแปรปรวนของ 'แสง' ไม่ใช่ของ 'ไฟที่ผลิตได้' โดยตรง · ตั้งเป็น 0 = ถือว่าทุกปีเท่ากันเป๊ะ แล้ว P90 จะเท่ากับ P50 · คำนวณซ้ำได้ด้วย financial/scripts/derive_annual_cv.py

ความไม่แน่นอนของ CAPEX (บาท/kWp (ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน))

ความไม่แน่นอนของ WACC (% (ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน))

ความไม่แน่นอนของค่าไฟที่หลีกเลี่ยงได้ (บาท/kWh (ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐาน))

จำนวนรอบสุ่มของ Monte Carlo (รอบ)
2000

4000

ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 4000

CAPEX ตั้งต้น ($30,000/kWp) ยังไม่ใช่ราคาจริงของโครงการ ค่านี้บอกว่า 'ไม่แน่ใจ ประมาณเท่าไร' ซึ่งเป็นตัวขับความกว้างของช่วง NPV มากที่สุด — เมื่อได้ราคาจริง จากสัญญาแล้ว ควรลดค่านี้ลงมาก หรือตั้งเป็น 0 ถ้าราคาถูกล็อกแล้ว

1.5

ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 1.5

WACC ตั้งต้น 8% ยังไม่ยืนยันกับฝ่ายการเงิน ค่านี้คือช่วงที่ยอมให้มันขยับตอนสุ่ม

0.3

ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0.3

ค่า Ft เปลี่ยนทุก 4 เดือน และโครงสร้างอัตราอาจถูกทบทวน ค่านี้คือช่วงที่ยอมให้ค่าไฟขยับ

ค่าตั้งต้นไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 2000

ยิ่งมากยิ่งนิ่งแต่ช้าลง · 2,000 รอบใช้เวลาราว 0.5 วินาที

อายุโครงการที่ใช้วิเคราะห์ (ปี)

25

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 25

การสูญเสียของระบบ (Loss factors)

7 ค่า

เงาจากสิ่งกีดขวางภายนอก (%)

2

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 2

เงาระหว่างแถวคำนวณจากเรขาคณิตจริงอยู่แล้ว · ค่านี้คือส่วนเผื่อสิ่งกีดขวางภายนอกที่ยังไม่มีการสำรวจ

ความไม่เท่ากันของแผง (mismatch) (%)

2

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 2

สูญเสียในสาย DC (%)

2

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 2

สูญเสียที่จุดต่อ (%)

0.5

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.5

เวลาที่ระบบไม่พร้อมจ่าย (availability) (%)

3

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 3

คราบสกปรกสำรอง: โซนบนพื้น (%)

2.5

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 2.5

ใช้เฉพาะเมื่อยังประเมินคราบจากข้อมูลจริงไม่ได้ (ดูแผง Soiling Advisor)

คราบสกปรกสำรอง: โซนริมทะเล (Jetty) (%)

6

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 6

แบบจำลองคราบสกปรก (Soiling model)

12 ค่า

PM10 อ้างอิง (μg/m³)

50

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 50

ระดับ PM10 ที่ทำให้อัตราสะสมเท่ากับค่าอ้างอิงด้านล่างพอดี

อัตราสะสมจากฝุ่นที่ PM10 อ้างอิง (%/วัน)

0.2

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.2

Kimber (2007) / Coello & Boyle (2019) รายงาน 0.1–0.3 %/วัน สำหรับพื้นที่ที่ไม่ใช่ทะเลทราย

อัตราสะสมเพิ่มจากละอองเกลือ (สูงสุด) (%/วัน)

0.18

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.18

ฝุ่นแร่อ้างอิง (μg/m³)

20

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 20

อัตราสะสมเพิ่มจากฝุ่นแร่ (%/วัน)

0.05

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.05

คราบสกปรกอิ่มตัวที่ (%)

12

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 12

เมื่อกระจกเคลือบเต็มแล้ว ฝุ่นที่เพิ่มมาแทบไม่ทำให้แย่ลงอีก

ฝนน้อยสุดที่เริ่มล้างแผง (mm/วัน)

0.25

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.25

Kimber ใช้ 0.254 mm (0.01 นิ้ว) · ต่ำกว่านี้ถือว่าฝนปรอยไม่ได้ล้าง

ฝนที่ล้างสะอาดเต็มที่ (mm/วัน)

5

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 5

คราบที่เหลือหลังฝนล้าง (%)

0.3

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.3

ฝนหนักแค่ไหนก็ยังเหลือคราบ และตัวฝนเองก็พาฝุ่นมาด้วย

ระดับที่ควรล้างแผง (%)

3

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด ค่าตั้งต้น 3

เกณฑ์ไว้วางแผน ไม่ใช่ข้อผูกพันตามสัญญา

สัดส่วนที่โซนริมทะเลรับละอองเกลือ (× (1=เต็มที่))

1

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 1

Jetty อยู่บนสะพานเหนือน้ำ จึงรับเต็ม

สัดส่วนที่โซนพื้นดินรับละอองเกลือ (×)

0.45

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.45

GIS/ISB ตั้งลึกเข้าไปหลังอาคารคลัง · ยังไม่มีการสำรวจการตกสะสมเกลือจริง

ช่วงเวลาย้อนหลังของแต่ละแผง (Look-back windows)

3 ค่า

Verification มองย้อนหลัง (วัน)

30

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 30

หาวันผิดปกติย้อนหลัง (วัน)

45

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 45

ประเมินคราบสกปรกย้อนหลัง (วัน)

90

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 90

สูงสุด 92 วัน เพราะ backfill ของ Open-Meteo Air-Quality ย้อนได้ไม่เกินนั้น

เกณฑ์ตรวจสุขภาพระบบ (Diagnostics thresholds)

11 ค่า

แจ้งเตือนเมื่อผลผลิตต่ำกว่า (× ของค่าปกติ)

0.7

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 0.7

0.70 = ต่ำกว่า 70% ของค่าปกติรายวันของเดือนนั้น

เกณฑ์ 'มีแดด' ของ Verification (kW)

0.5

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 0.5

ชั่วโมงที่ทั้งค่าทำนายและค่าจริงต่ำกว่านี้ถือเป็นกลางคืน ไม่นำมาคิด

เกณฑ์ 'ฟ้าใส' (clear-sky index) (kt)

0.7

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.7

kt = GHI จริง ÷ GHI ท้องฟ้าใส · ตั้งแต่ค่านี้ขึ้นไปนับเป็นฟ้าใส (ค่าที่งานวิจัยนิยมใช้ ไม่ใช่ค่าที่วัดที่โซต์นี้)

เกณฑ์ 'เปลี่ยนแปลงปานกลาง' ของ ramp (% ของกำลังติดตั้ง/ชม.)

20

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 20

กำลังผลิตเปลี่ยนเร็วเกินค่านี้ต่อชั่วโมง = ramp ระดับปานกลาง

เกณฑ์ 'เปลี่ยนแปลงรุนแรง' ของ ramp (% ของกำลังติดตั้ง/ชม.)

40

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 40

ระดับที่ถือว่าชันมาก เช่น แนวเมฆพาดผ่านทั้งแถว

เกณฑ์ 'ฟ้าครึ้ม' (clear-sky index) (kt)

0.3

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่โซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.3

ต่ำกว่าค่านี้นับเป็นฟ้าครึ้ม · ระหว่างสองเกณฑ์คือมีเมฆบางส่วน

ภาพเมฆเก่าได้ไม่เกิน (นาที)

90

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 90

UV รายวันเก่าได้ไม่เกิน (นาที)

2880

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 2880

UV รายชั่วโมงเก่าได้ไม่เกิน (นาที)

1080

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

พยากรณ์อากาศต้องครอบคลุมล่วงหน้าอย่างน้อย (นาที)

360

ข้อมูลฝุ่นต้องครอบคลุมล่วงหน้าอย่างน้อย (นาที)

180

ค่าตั้งต้น 1080

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 360

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 180

ต่ำกว่านี้แล้ว lead +1..+6h ของโมเดลจะเงียบๆ กลับไปใช้ค่า default

ความไวการควบคุมด้วยมือ **(Hand control)**

7 ค่า

เขตนิ่ง (deadzone) (สัดส่วนจอ)

0.06

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 0.06

มือขยับในระยะนี้จากกลางจอถือว่าไม่สั่งอะไร · สูงขึ้น = มือสั่นไม่กวนกล้อง แต่ต้องขยับมากขึ้น

ความไวท่าหนีบนิ้ว (เข้าโหมดซูม) (อัตราส่วน)

0.42

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 0.42

สูงขึ้น = หนีบหลวมๆ ก็เข้าโหมดซูม แต่อาจสลับมาจากท่าถางมือง่ายขึ้น

อัตราขยายการขยับมือ (×)

2.2

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 2.2

สูงขึ้น = ขยับมือน้อยก็สั่งเต็มความเร็ว

ความเร็วหมุนกล้อง (rad/วินาที)

2

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 2

ความเร็วขึ้น-ลงมุมกล้อง (rad/วินาที)

1.1

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 1.1

ความเร็วซูม (e-folds/วินาที)

0.8

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 0.8

เวลาค้างท่า 👍 ก่อนสั่งเริ่ม/หยุด (วินาที)

0.35

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ใช้ในเบราว์เซอร์ ค่าตั้งต้น 0.35

แผนขยายกำลังผลิต **(Expansion plan)**

6 ค่า

เฟสขยายที่ 1: กำลังที่เพิ่ม (kW AC)

100

จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ

ค่าตั้งต้น 100

assets.yaml ระบุเฟส 1.5 = +100 kW (inverter A05/A06) · 0 = ปิดเฟสนี้

เฟสขยายที่ 2: กำลังที่เพิ่ม (kW AC)

300

จากเอกสาร as-built/SLD ของโครงการ

ค่าตั้งต้น 300

assets.yaml ระบุเฟส 2 = +300 kW (เป้ารวม 600 kW AC)

เฟสขยายที่ 3: กำลังที่เพิ่ม (kW AC)

0

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด ค่าตั้งต้น 0

ยังไม่มีในแผน · ใส่ตัวเลขเพื่อลองดูว่าถ้าขยายต่อจะได้อะไร

เป้าครอบคลุมโหลดที่ 1 (%)

5

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด ค่าตั้งต้น 5

0 = ไม่แสดงเป้านี้

เป้าครอบคลุมโหลดที่ 2 (%)

10

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 10

เป้าครอบคลุมโหลดที่ 3 (%)

25

ค่าตั้งไว้เพื่อความรู้สึกใช้งาน ไม่มีค่าถูก/ผิด

ค่าตั้งต้น 25

ค่าไฟและคาร์บอนสำหรับหน้า **Savings (Tariff & carbon)**

9 ค่า

ค่าไฟปกติที่โซลาร์ไปแทน (TOU Peak, HV) (บาท/kWh)

4.1025

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 4.1025

จากประกาศอัตราค่าไฟประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่ (ผู้ใช้ส่งไฟล์อ้างอิงมา 2026-07-19) · ประกาศใหม่ทุกปีจึงควรอัปเดตได้เอง

ส่วนเพิ่ม UGT1 (premium) (บาท/kWh)

0.0375

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.0375

UGT1 = ค่าไฟปกติ (รวม Ft) + ส่วนเพิ่มนี้ · ระบบคิดต่อให้อัตโนมัติ ไม่ต้องกรอกยอดรวม

อัตรา UGT2 (Portfolio A, HV) (บาท/kWh)

4.0423

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 4.0423

ค่าการปล่อยคาร์บอนของกริด (Grid Emission Factor) (kgCO_2/kWh)

0.4758

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.4758

แหล่งราชการไทย 2 แห่งให้ตัวเลขไม่ตรงกัน: เอกสารหลักเกณฑ์ UGT ของ กกพ. = 0.4758 (และ ~0.407 สำหรับปี 2565) · TGO grid-mix (จากไฟล์อ้างอิงที่ผู้ใช้ส่งมา 2026-07-19) = 0.4999 — ผู้ใช้เลือกใช้ค่าของ กกพ. เมื่อ 2026-07-25 เพราะอัตรา UGT1/UGT2 บนหน้าเดียวกันก็มาจากเอกสารฉบับนี้

ค่าไฟช่วง Off-Peak (TOU) (บาท/kWh)

4.1025

ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้

ค่าตั้งต้น 4.1025

ยังไม่มีอัตรา Off-Peak จริงในระบบ จึงตั้งเท่ากับอัตรา Peak ไว้ก่อน = ผลลัพธ์เท่าเดิมทุกประการ ไม่มีตัวเลขโหนขยับเงียบๆ · หน้า /tou คำนวณแล้วว่า ~32% ของพลังงานทั้งปีตกนอกช่วง Peak (เสาร์-อาทิตย์ทั้งวัน + ช่วง 06:00–09:00 ของวันทำงาน) พอกรอกอัตราจริงจากประกาศ ตัวเลขประหยัดจะแม่นขึ้นทันที

วันหยุดที่คิดเป็น Off-Peak ทั้งวัน (วัน/ปี)

0

ค่าประมาณ ยังไม่ยืนยันกับโครงการนี้ ค่าตั้งต้น 0

กฟภ./กฟน. คิดเฉพาะวันหยุดในรายการที่ประกาศไว้เป็น Off-Peak ไม่ใช่ทุกวันหยุดราชการ ตั้ง 0 ไว้ก่อนเพื่อให้สัดส่วน Peak ที่รายงานเป็น 'เพดานบน' — ของจริง Off-Peak มีแต่จะมากกว่านี้ ไม่มีน้อยกว่า

คาร์บอนเครดิตต่อกำลังติดตั้ง (ตัน CO_2eq/kWp/ปี)

0.901

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 0.901

กฎง่ายๆ ที่ผู้ใช้ให้มา: 1 kWp → 901 kgCO_2/ปี · คิดจากกำลังติดตั้ง ไม่ได้คิดจากพลังงานที่ผลิตจริง

เทียบเท่าต้นไม้ต่อกำลังติดตั้ง (ต้น/kWp/ปี)

101

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 101

ราคาคาร์บอนเครดิตอ้างอิง (บาท/ตัน CO_2eq)

100

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 100

ราคาตลาดอ้างอิงจากเอกสาร workshop คาร์บอนเครดิต · ราคาจริงผันผวนตามตลาด

สัดส่วนเชื้อเพลิงของระบบไฟฟ้าไทย **(Grid fuel mix)**

6 ค่า

ก๊าซธรรมชาติ (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

58.61

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 58.61

สนพ. 2566: 128,678.77 GWh (58.61%) — ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงชายขอบเกือบทุกชั่วโมงในไทย

ถ่านหิน/ลิกไนต์ (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

13.1

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 13.1

สนพ. 2566: 28,758.06 GWh (13.10%) · แบบจำลองใช้ค่าคาร์บอนถ่านหินของ IPCC (820 gCO_2eq/kWh) ซึ่งต่ำกว่าลิกไนต์จริงของไทย

นำเข้า (ส่วนใหญ่พลังน้ำ สปป.ลาว) (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

14.94

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 14.94

สนพ. 2566: 32,805.15 GWh (14.94%) — ส่วนใหญ่พลังน้ำจาก สปป.ลาว

พลังงานหมุนเวียนในประเทศ (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

10.42

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 10.42

สนพ. 2566: 22,867.18 GWh (10.42%) · แบบจำลองใช้ค่าคาร์บอนของโซลาร์ (48 gCO_2eq/kWh) ซึ่งต่ำกว่าชีวมวลที่เป็นสัดส่วนใหญ่ในไทย

พลังน้ำในประเทศ (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

2.92

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

ค่าตั้งต้น 2.92

สนพ. 2566: 6,421.04 GWh (2.92%) — พลังน้ำในประเทศ แยกจากที่นำเข้า

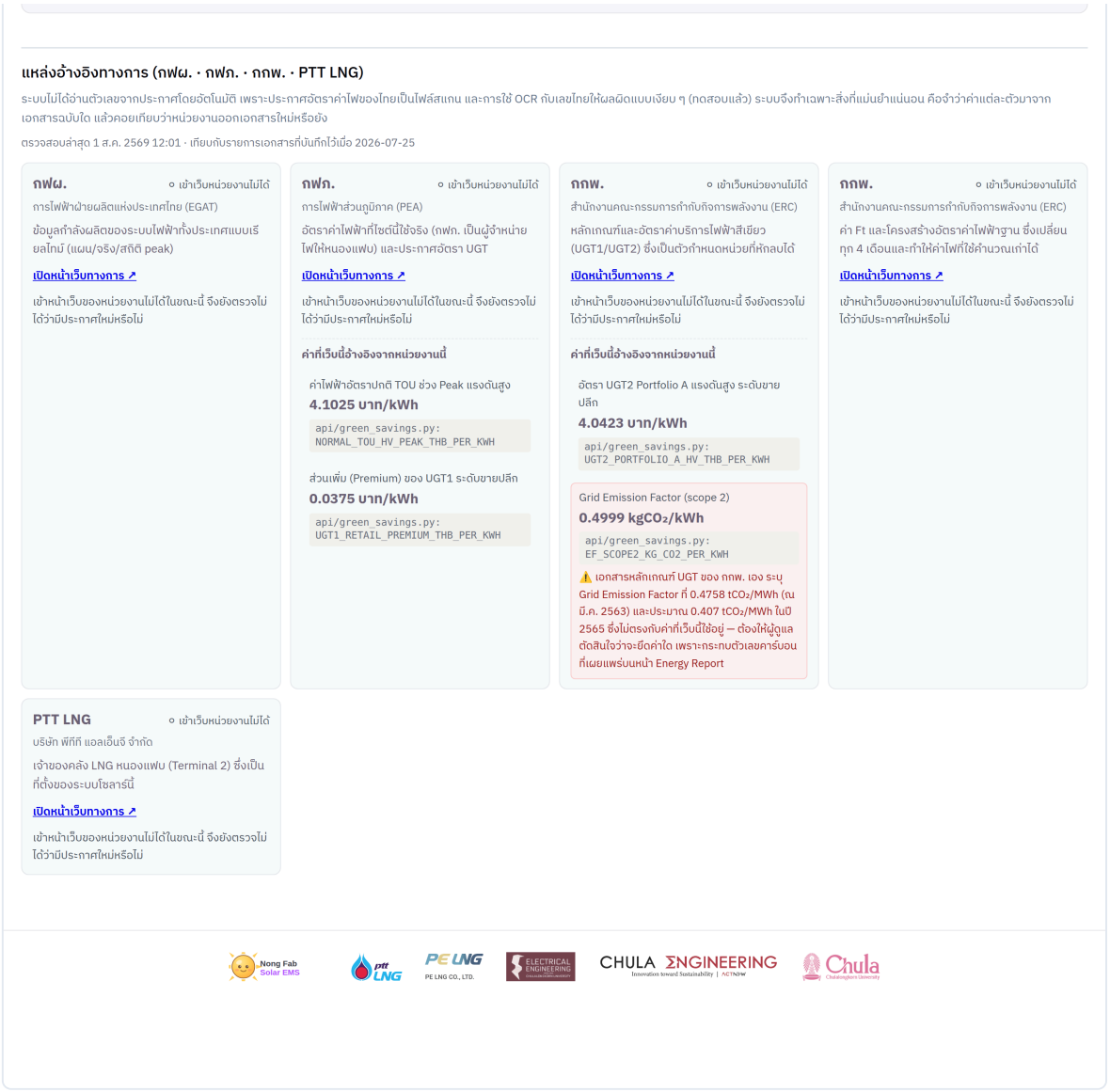
น้ำมัน/ดีเซล (% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ)

0.01

ค่าอ้างอิงจากงานวิจัย/มาตรฐาน ไม่ได้วัดที่ไซต์นี้

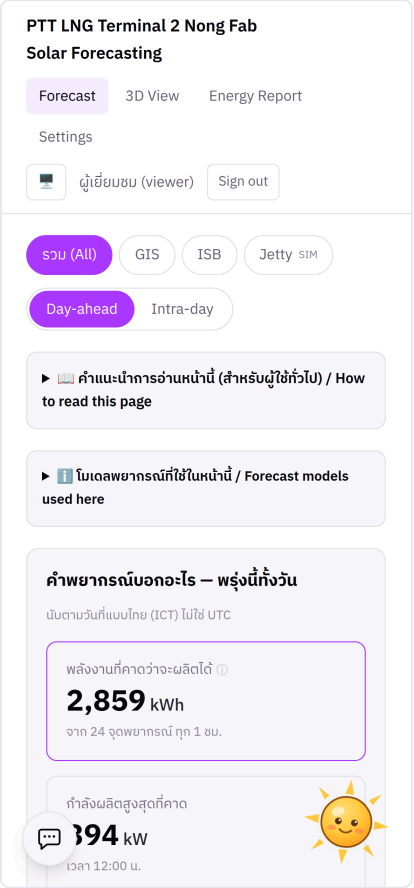
ค่าตั้งต้น 0.01

สนพ. 2566: 9.85 GWh (0.01%) — แทบไม่เดินเครื่องแล้ว แต่คงไว้ในลำดับ merit-order เพราะเป็นโรงพีคที่แพงและสกปรกที่สุด



รูปที่ 18 หน้าตั้งค่า แสดงค่าที่ปรับได้ทั้ง 92 ค่า แต่ละค่ามีป้าย `origin` กำกับ (ยืนยันแล้ว / as-built / งานวิจัย / ค่าประมาณ) ตามที่อธิบายในหัวข้อ 2.1 ป้ายนี้คือกลไกที่ทำให้ ผู้อ่านแยกออกว่าตัวเลขใดเป็นค่าจริงของไซต์และตัวเลขใดเป็นค่าอ้างอิง

11.6 การใช้งานบนโทรศัพท์



รูปที่ 19 หน้าเดียวกันบนโทรศัพท์ (390×844 px) เลย์เอาต์เรียงเป็นคอลัมน์เดียวและกราฟเลื่อนแนวนอนได้

บทที่ 12

ข้อจำกัด สรุป และงานต่อไป

12.1 ข้อจำกัดที่ต้องระบุ

ข้อจำกัด	ผลกระทบ
ไม่มีมิเตอร์วัดกำลังผลิต	ค่า error ทั้งหมดวัดความคลาดเคลื่อนของพยากรณ์อากาศผ่านแบบจำลองฟิสิกส์ ไม่ใช่เทียบการผลิตจริง
ไม่เคยวัดมุมเอียงและมุมทิศจริง	`assets.yaml` เป็น null ทุกโซน จึงพูดไม่ได้ว่าอาร์เรย์ปัจจุบันเสียพลังงานไปเท่าไร (ดูหัวข้อ 7.1)
CAPEX และ WACC เป็นค่าประมาณ	ระยะคืนทุนน่าจะมองแง่ร้ายเกินจริง เพราะ CAPEX ที่ใช้สูงกว่าราคาตลาด
ข้อมูลเมฆเป็นค่าเดียวทั้งไซต์	ไม่สามารถทำเงาเมฆรายแผงได้อย่างซื่อสัตย์ — จึงไม่ทำ
แบบจำลองเงาพิจารณาแถวติดกันเท่านั้น	ประเมินเงาต่ำเกินจริงเมื่อดวงอาทิตย์ต่ำมาก
ไม่มีข้อมูลสิ่งกีดขวางภายนอก	เงาจากอาคาร/ต้นไม้ไม่ถูกคำนวณ

12.2 หลักการที่ควบคุมงานทั้งหมด

มีกฎเดียวที่ใช้กับทุกส่วนของระบบและของรายงานนี้: **ห้ามแสดงค่าประมาณเป็นค่าที่วัดได้** กลไกที่บังคับใช้กฎนี้คือ

1. ทุกค่าที่ปรับได้มี `origin` กำกับ และแสดงบนหน้าจอ
2. `/provenance` ตามรอยตัวเลขกลับไปยังต้นทางได้
3. รายงานความน่าเชื่อถือด้วย**ขั้นที่อ่อนที่สุด** ไม่ใช่ค่าเฉลี่ย
4. เมื่อไม่มีข้อมูล แสดง “—” ไม่ใช่ 0 เพราะสองอย่างนี้ความหมายต่างกัน
5. **กฎนี้ใช้กับกราฟิกด้วย** — ภาพที่วาดรายละเอียดเกินกว่าข้อมูลรองรับ ก็คือการปั้นข้อมูล เพียงแต่ปั้นด้วยพิกเซล

12.3 งานต่อไปที่ให้ผลมากที่สุด

1. **ติดตั้งมิเตอร์วัดกำลังผลิต** — ปลดล็อกการ verify ที่แท้จริง และเปิดทาง ให้ fit แบบจำลอง PV conversion ด้วยข้อมูลจริง (หัวข้อ 6.1) แทนค่าตั้งต้นเชิงฟิสิกส์
2. **วัดมุมเอียงและมุมทิศจริง** — ใช้เข็มทิศและ inclinometer ก็เพียงพอ ทำให้พูดถึงช่องว่างจากมุมที่ดีที่สุดได้
3. **ขอตัวเลข CAPEX และ WACC จริงของโครงการ** — ทำให้ผลการเงินเป็นของโครงการนี้จริง
4. **บันทึกการล้างแผง** — เปลี่ยนค่า soiling จาก literature เป็นค่าที่วัดได้

12.4 สรุป

งานนี้สร้างระบบที่เชื่อมคณิตศาสตร์สี่สาขาเข้าด้วยกันบนไซต์จริงขนาด 429 kWp: **พีชคณิตเชิงเส้น**สำหรับเรขาคณิตและการถดถอย (บทที่ 3, 6), **เรขาคณิตวิเคราะห์และดาราศาสตร์**สำหรับรังสีและเงา (บทที่ 4, 5), **การหาค่าเหมาะที่สุด**ในสามรูปแบบที่ต่างกัน (บทที่ 7), และ**สถิติกับการเงินเชิงปริมาณ**สำหรับการประเมินและการตัดสินใจ (บทที่ 9, 10)

สิ่งที่แยกงานนี้จาก dashboard พลังงานแสงอาทิตย์ทั่วไปไม่ใช่จำนวนโมเดล แต่คือ**การที่ทุกตัวเลขบอกได้ว่าตัวเองมาจากไหนและเชื่อถือได้แค่ไหน** ซึ่งเป็นคุณสมบัติที่ตรวจสอบได้จากตัวระบบเอง ไม่ใช่คำกล่าวอ้างในเอกสาร