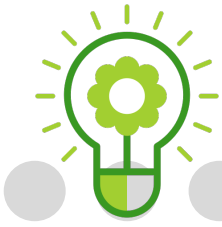
KKU Net Zero Journey:

ก้าวสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน

การศึกษาความเป็นไปได้ของมาตรการระยะสั้น

Feasibility Analysis of Short-Term Plan: Solar Energy Solutions

ผ่านการพัฒนาระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์



จัดทำโดย: นายวัชร พัฒนาวิวัฒนพร ตำแหน่ง วิศวกรชำนาญการ กองอาคารและสถานที่

คณะทำงานขับเคลื่อนมหาวิทยาลัยขอนแก่นสู่องค์กรสุทธิเป็นศูนย์ด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

Committee on a Roadmap to KKU-Zero Carbon Emission Campus

บทสรุปผู้บริหาร

รายงานวิจัยฉบับนี้นำเสนอการวิเคราะห์เชิงบูรณาการของแผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น โดยเชื่อมโยงกรอบยุทธศาสตร์การลดก๊าซเรือนกระจกระยะยาว (พ.ศ. 2583) เข้ากับการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เชิงเทคนิคและการเงินของมาตรการระยะสั้น ซึ่งมุ่งเน้นการพัฒนาระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในฐานะกลไก Quick Win ที่มีศักยภาพสูงสุด

ข้อค้นพบสำคัญ 5 ประการ:

1. มหาวิทยาลัยขอนแก่นปล่อย GHG รวม ~76,000–102,000 tCO2e/ปี โดย 53% มาจากการซื้อไฟฟ้าจากภายนอก (Scope 2) ซึ่งเป็นเป้าหมายหลักที่สามารถลดได้เร็วที่สุด
2. แผนยุทธศาสตร์ฯ 3 ยุทธศาสตร์ 13 แผนงาน มีศักยภาพลด GHG ได้ 54,100 tCO2e/ปี (61%) แต่ยังเหลือ 34,100 tCO2e ที่ต้องการมาตรการเพิ่มเติม
3. ขนาดกำลังการผลิต Solar PV ที่เหมาะสมกับ Load Profile ของ KKU คือ ~50 MWp ซึ่งสามารถทดแทนไฟฟ้าซื้อได้ ~46% และประหยัดค่าไฟ ~220 ล้านบาท/ปี
4. การพัฒนาแบบขั้นบันได (10 -> 50 MWp) ช่วยลดความเสี่ยงทางการเงิน โดยเริ่มจาก Ground-Mounted บนพื้นที่ว่าง (CapEx ต่ำสุด Payback 5-7 ปี)
5. Solar Floating บนบ่อบำบัดน้ำเสียขนาด 10 MWp ซึ่งอยู่ในแผนยุทธศาสตร์ฯ (โครงการ 1.2.2.3) ยืนยันความเป็นไปได้ทั้งด้านเทคนิคและผลประโยชน์ร่วมกับระบบบำบัดน้ำเสีย

รายงานฉบับนี้ตอบโจทย์โครงการ 1.2.2.4 ในแผนยุทธศาสตร์ฯ ที่ระบุให้มีการ "ประเมินศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้าหมุนเวียนภายในมหาวิทยาลัยขอนแก่น" โดยตรง และนำเสนอข้อมูลเชิงปริมาณที่สนับสนุนการตัดสินใจเชิงนโยบายสำหรับผู้บริหารมหาวิทยาลัย

สารบัญ

บทสรุปผู้บริหาร 1
สารบัญ 2
บทที่ 1 บทนำ 6
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของการศึกษา 6
1.1.1 บริบทระดับโลก: วิกฤตสภาพภูมิอากาศและเส้นทางสู่ Net Zero 6
1.1.2 นโยบายและพันธกรณีของประเทศไทย 6
1.1.3 บทบาทของสถาบันอุดมศึกษาในการขับเคลื่อน Net Zero 6
1.1.4 มหาวิทยาลัยขอนแก่นกับความท้าทาย Net Zero 7
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา 8
1.3 ขอบเขตการวิจัย 8
1.4 คำจำกัดความสำคัญ 8
1.4.1 ก๊าซเรือนกระจกและการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ 8
1.4.2 เป้าหมาย Net Zero และ Carbon Neutrality 9
1.4.3 มาตรการ Quick Win ในบริบทองค์กร 9
1.5 ระเบียบวิธีวิจัย 10
1.5.1 แนวทางการวิจัย 10
1.5.2 แหล่งข้อมูล 10
1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 11
บทที่ 2 การทบทวนวรรณกรรมและกรอบแนวคิด 12
2.1 Net Zero ในสถาบันอุดมศึกษา: แนวโน้มและบทเรียนระดับสากล 12
2.1.1 ภาพรวมความมุ่งมั่นระดับโลก 12
2.1.2 ความท้าทายเฉพาะของ HEIs ในฐานะ "เมืองขนาดเล็ก (Small City)" 12
2.1.3 กรณีศึกษามหาวิทยาลัยที่ดำเนินการสำเร็จ 13
2.2 กรอบแนวคิด Campus-As-City กับการจัดการก๊าซเรือนกระจก 13
2.2.1 มหาวิทยาลัยในฐานะระบบเมืองจำลอง 13
2.2.2 Urban Metabolism กับการจัดการทรัพยากรในมหาวิทยาลัย 15
2.2.3 มหาวิทยาลัยในฐานะ "Policy Laboratory" 15
2.3 พลังงานแสงอาทิตย์ในฐานะมาตรการ Quick Win 15
2.3.1 ภาพรวมการพัฒนา Solar PV ในประเทศไทย 15
2.3.2 การประเมินเชิงเทคนิค-เศรษฐศาสตร์สำหรับ Solar PV ในมหาวิทยาลัยไทย 16

2.3.3 แนวคิด Quick Win ในบริบทของการจัดการ GHG องค์กร 16
2.4 กรอบการประเมินความเป็นไปได้สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในสถาบันการศึกษา 18
2.4.1 มิติการประเมินความเป็นไปได้ 18
2.4.2 การวิเคราะห์ทางการเงิน: ตัวชี้วัดหลัก 18
2.4.3 การออกแบบขนาดระบบตาม Load Profile 19
2.5 ช่องว่างในวรรณกรรมและการมีส่วนสนับสนุนของการวิจัยนี้ 19
บทที่ 3 สถานภาพการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของมหาวิทยาลัยขอนแก่น 20
3.1 กรอบการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร 20
3.1.1 มาตรฐานและระเบียบวิธีที่ใช้ 20
3.1.2 ขอบเขตกิจกรรมที่ประเมิน 20
3.2 ข้อมูลการปล่อย GHG ย้อนหลัง พ.ศ. 2557–2566 21
3.2.1 แนวโน้มการปล่อย GHG รวม 21
3.2.2 การวิเคราะห์สัดส่วนและแนวโน้มรายขอบเขต 21
3.3 แบบจำลอง BAU และการคาดการณ์ถึง พ.ศ. 2583 22
3.3.1 แบบจำลองการคาดการณ์พลังงานและ Emission Factor 22
3.3.2 ปัจจัยเร่งที่ทำให้การปล่อย GHG เพิ่มขึ้นเกินกว่า BAU ปกติ 23
3.3.3 สรุปแบบจำลอง BAU ถึง พ.ศ. 2583 23
3.4 การวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ระหว่าง BAU และเป้าหมาย Net Zero 23
3.4.1 ช่องว่างในการลด GHG 23
3.4.2 นัยสำคัญของช่องว่างที่เหลือ 25
3.5 ศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว 25
3.5.1 ลักษณะและขนาดพื้นที่สีเขียวของมหาวิทยาลัยขอนแก่น 25
3.5.2 นัยของศักยภาพ Carbon Sequestration ต่อแผน Net Zero 26
3.6 สรุปสถานภาพ GHG และความพร้อมสู่ Net Zero 27
บทที่ 4 แผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น 28
4.1 วิสัยทัศน์ เป้าหมาย และเส้นทางสู่ Net Zero 28
4.1.1 วิสัยทัศน์ Net Zero ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น 28
4.1.2 เป้าหมาย 4 ระยะ 29
4.2 โครงสร้างยุทธศาสตร์: 3 ยุทธศาสตร์ 8 กลยุทธ์ 13 แผนงาน 29
4.3 ยุทธศาสตร์ที่ 1: การลดการปล่อย GHG — กลยุทธ์และแผนงาน 30
4.3.1 กลยุทธ์ที่ 1.1: พัฒนากระบวนงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม 30
4.3.2 กลยุทธ์ที่ 1.2: ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน 31

4.3.3 กลยุทธ์ที่ 1.3: เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและทรัพยากร 31
4.4 ยุทธศาสตร์ที่ 2: การเพิ่มศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน 33
4.4.1 กลยุทธ์ที่ 2.1: พัฒนาการใช้ประโยชน์ที่ดิน 33
4.4.2 กลยุทธ์ที่ 2.2: การจัดการพื้นที่สีเขียวที่ยั่งยืน 33
4.5 ยุทธศาสตร์ที่ 3: การบริหารจัดการสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน 33
4.6 Roadmap การขับเคลื่อน: ตารางเวลาและลำดับมาตรการ 33
4.7 ตัวชี้วัดความสำเร็จ (Key Performance Indicators) 35
4.8 กลไกการขับเคลื่อนและโครงสร้างการกำกับดูแล 35
4.9 สรุปผลลัพธ์ที่คาดหวังจากแผนยุทธศาสตร์และนัยต่อมาตรการ Solar PV 37
บทที่ 5 การศึกษาเชิงกายภาพและการประเมินศักยภาพพื้นที่ 38
5.1 ลักษณะทางกายภาพและทรัพยากรพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่ 38
5.1.1 ที่ตั้งและสภาพภูมิอากาศ 38
5.1.2 ทรัพยากรพลังงานแสงอาทิตย์ของจังหวัดขอนแก่น 39
5.2 การวิเคราะห์การใช้ประโยชน์ที่ดินและศักยภาพรายพื้นที่ 41
5.3 การวิเคราะห์อาคารและศักยภาพหลังคาสำหรับ Rooftop Solar 43
5.3.1 สภาพทั่วไปของอาคาร 43
5.3.2 ข้อจำกัดเชิงวิศวกรรมสำหรับ Rooftop Solar บนอาคารเก่า 43
5.4 การวิเคราะห์ Load Profile และการคำนวณ Peak Demand 44
5.4.1 ลักษณะ Load Profile ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น 44
5.4.2 การคำนวณ Peak Demand สำหรับการกำหนดขนาดระบบ 45
5.5 การกำหนดขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม (Optimal Sizing) 46
5.6 การจัดสรรกำลังการผลิตตามศักยภาพพื้นที่เชิงกายภาพ 47
5.7 สรุปศักยภาพพื้นที่และนัยต่อการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ 48
บทที่ 6 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้และสถานการณ์การพัฒนา 49
6.1 ฐานอ้างอิง CapEx จากตลาด C&I ประเทศไทย พ.ศ. 2566–2568 49
6.1.1 แนวโน้มราคาและตลาด Solar PV ในประเทศไทย 49
6.2 ตัวอย่างการคำนวณทางการเงิน (Model Calculation) รายรูปแบบ 50
6.3 การวิเคราะห์สถานการณ์กำลังการผลิต 10–50 MWp 51
6.4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนส่วนเพิ่ม (Incremental Analysis) 52
6.5 กรณีศึกษาเปรียบเทียบมหาวิทยาลัยอ้างอิง 53
6.6 รูปแบบการจัดหาเงินทุนที่เหมาะสม 54
6.7 การเชื่อมโยงผลการวิเคราะห์กับแผนยุทธศาสตร์ Net Zero 55

บทที่ 7 บทสรุป ข้อเสนอแนะ และบรรณานุกรม 57
7.1 สรุปสาระสำคัญของรายงาน 57
7.2 ข้อสรุปหลัก 58
7.2.1 มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีเส้นทางที่ชัดเจนและเป็นไปได้สู่ Net Zero 2583 58
7.2.2 Solar PV 30 MWp คือมาตรการ Quick Win ที่มีผลกระทบสูงสุด 58
7.2.3 การพัฒนาแบบขั้นบันได (Phased Development) ลดความเสี่ยงและเพิ่มความยืดหยุ่น 58
7.2.4 บ่อบำบัดน้ำเสียคือพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงและผลประโยชน์ร่วมสูงสุด 58
7.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายสำหรับผู้บริหาร 59
7.4 ข้อจำกัดของการวิจัยและข้อเสนอแนะสำหรับการวิจัยต่อไป 59
7.4.1 ข้อจำกัดของการวิจัยนี้ 60
7.4.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการวิจัยต่อไป 60
7.5 บทสรุปส่งท้าย 60
บรรณานุกรม (References) 62

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของการศึกษา

1.1.1 บริบทระดับโลก: วิกฤตสภาพภูมิอากาศและเส้นทางสู่ Net Zero

รายงานการประเมินครั้งที่ 6 ของคณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Intergovernmental Panel on Climate Change: IPCC AR6) ระบุอย่างชัดเจนว่า อุณหภูมิเฉลี่ยผิวโลกได้เพิ่มสูงขึ้นแล้ว 1.1 องศาเซลเซียสจากระดับก่อนยุคอุตสาหกรรม และหากไม่มีการดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) อย่างเร่งด่วน อุณหภูมิโลกจะสูงขึ้นระหว่าง 2.2–3.5 องศาเซลเซียสภายในปี ค.ศ. 2100 ภายใต้นโยบายปัจจุบัน [1]

รายงาน AR6 Synthesis Report ปี ค.ศ. 2023 ยืนยันว่าการรักษาอุณหภูมิไม่ให้เกิน 1.5 องศาเซลเซียส ซึ่งเป็นเป้าหมายของความตกลงปารีส (Paris Agreement) ยังเป็นไปได้ในเชิงเทคนิค แต่ต้องอาศัยการลดการปล่อย GHG ทั่วโลกลงครึ่งหนึ่งภายในปี ค.ศ. 2030 และบรรลุ Net Zero CO2 ภายในต้นทศวรรษ 2050 [1] การดำเนินการ "เร็วก่อน" (Early action) มีความสำคัญยิ่งกว่าการรอให้ถึงปีเป้าหมาย เนื่องจากการสะสมคาร์บอนสุทธิในบรรยากาศ (Cumulative emissions) เป็นตัวกำหนดระดับอุณหภูมิสูงสุด ไม่ใช่เพียงปีที่บรรลุ Net Zero เท่านั้น [2]

1.1.2 นโยบายและพันธกรณีของประเทศไทย

ประเทศไทยได้แสดงความมุ่งมั่นด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในเวทีระหว่างประเทศอย่างต่อเนื่อง โดยในการประชุม COP26 ปี ค.ศ. 2021 ประเทศไทยได้ประกาศเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero GHGs) ภายในปี ค.ศ. 2065 [3] ต่อมาในเดือนตุลาคม พ.ศ. 2568 คณะรัฐมนตรีได้อนุมัติ NDC ฉบับที่ 3 (NDC 3.0) ซึ่งเร่งเป้าหมาย Net Zero ให้เร็วขึ้น 15 ปี มาเป็น ค.ศ. 2050 พร้อมตั้งเป้าลด GHG ลงร้อยละ 47 จากระดับปี ค.ศ. 2019 ภายในช่วงปี ค.ศ. 2031–2035 [4]

แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2566–2570) ยังได้กำหนดหมุดหมายที่ 10 "ไทยมีเศรษฐกิจหมุนเวียนและสังคมคาร์บอนต่ำ" เป็นหนึ่งในทิศทางการพัฒนาประเทศ ซึ่งกำหนดให้ทุกภาคส่วนมีส่วนร่วมในการลดการปล่อย GHG อย่างเป็นรูปธรรม การวางนโยบายที่มีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติและเหมาะสมกับบริบทของแต่ละองค์กรจึงเป็นประเด็นเชิงยุทธศาสตร์สำคัญ [5]

1.1.3 บทบาทของสถาบันอุดมศึกษาในการขับเคลื่อน Net Zero

สถาบันอุดมศึกษา (Higher Education Institutions: HEIs) มีบทบาทพิเศษในการขับเคลื่อนการเปลี่ยนแปลงเชิงระบบ ทั้งในฐานะผู้ผลิตองค์ความรู้ ผู้ฝึกอบรมผู้นำรุ่นต่อไป และในฐานะองค์กรขนาด

ใหญ่ที่มีผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม นับตั้งแต่ปี ค.ศ. 2020 มหาวิทยาลัยมากกว่า 1,200 แห่งใน 68 ประเทศได้เข้าร่วมการรณรงค์ "Race to Zero" ขององค์การสหประชาชาติ โดยมี 548 แห่งที่ให้คำมั่นว่าจะบรรลุ Net Zero ภายในปี ค.ศ. 2050 [6] งานวิจัยพบว่า HEIs มีลักษณะคล้ายคลึงกับ "เมืองขนาดเล็ก" ที่มีกิจกรรมหลากหลายและใช้พลังงานในระดับสูง ซึ่งทำให้มีทั้งความรับผิดชอบและโอกาสในการลด GHG ในระดับที่มีนัยสำคัญ [7]

การศึกษาของ Mustafa et al. (2022) ซึ่งได้รับการอ้างอิงในงานทบทวนวรรณกรรมของ Frontiers in Sustainable Cities ยืนยันว่า HEIs มีโอกาสในการดำเนินการเป็น "ห้องปฏิบัติการนโยบาย" (Policy Laboratory) สำหรับทดสอบมาตรการลด GHG ที่สามารถขยายผลสู่ระดับเมืองและระดับประเทศได้ต่อไป [7] บทบาทดังกล่าวมีความสอดคล้องกับพันธกิจของมหาวิทยาลัยขอนแก่นที่กำหนดให้เป็น "มหาวิทยาลัยเพื่อสังคม" ที่อุทิศตนเพื่อการพัฒนาอย่างยั่งยืนของภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศไทย

1.1.4 มหาวิทยาลัยขอนแก่นกับความท้าทาย Net Zero

มหาวิทยาลัยขอนแก่น (KKU) เป็นสถาบันอุดมศึกษาแห่งแรกของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ก่อตั้งขึ้นตามพระราชบัญญัติ พ.ศ. 2509 ด้วยวิสัยทัศน์ในการเป็นศูนย์กลางการศึกษาระดับอุดมศึกษาของภูมิภาค มหาวิทยาลัยครอบคลุมพื้นที่กว่า 5,500 ไร่ มีประชากรภายในมากกว่า 45,000 คน ซึ่งรวมถึงนักศึกษา คณาจารย์ บุคลากร และบุคคลภายนอก ทำให้มีลักษณะโครงสร้างคล้ายคลึงกับ "เมืองจำลอง" หรือ Campus-as-City ที่มีระบบสาธารณูปโภครบวงจร [8]

จากการศึกษาและวิเคราะห์คาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร (CFO) ตามมาตรฐาน ISO 14064-1 พบว่ามหาวิทยาลัยขอนแก่นปล่อย GHG รวมประมาณ 76,000 tCO2e ในปีฐาน พ.ศ. 2562 และคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นสู่ระดับ 88,200 tCO2e ในปี พ.ศ. 2583 หากไม่มีการดำเนินมาตรการใด (Business as Usual: BAU) โดยร้อยละ 53 ของการปล่อยทั้งหมดมาจากการใช้ไฟฟ้าซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง [5] สัดส่วนดังกล่าวสะท้อนให้เห็นว่าการลดการพึ่งพาไฟฟ้าจากระบบสายส่งภายนอก (Grid Electricity) คือประเด็นเชิงยุทธศาสตร์ที่มีความสำคัญสูงสุดและมีศักยภาพในการสร้างผลกระทบด้านการลด GHG ได้เร็วที่สุด

มหาวิทยาลัยขอนแก่นได้ดำเนินการเชิงรุกโดยจัดตั้งคณะกรรมการขับเคลื่อนมหาวิทยาลัยขอนแก่นสู่องค์กรศูนย์สุทธิด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Committee on a Roadmap to KKU-Zero Carbon Emission Campus) ตามคำสั่งมหาวิทยาลัย ที่ 7938/2564 และได้จัดทำร่างแผนยุทธศาสตร์การลดการปล่อย GHG เป็นศูนย์สุทธิภายในปี พ.ศ. 2583 ซึ่งประกอบด้วย 3 ยุทธศาสตร์หลัก 8 กลยุทธ์ และ 13 แผนงาน อย่างไรก็ตาม แผนยุทธศาสตร์ดังกล่าวยังต้องการการศึกษาเชิงลึกในส่วนของการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นหนึ่งในโครงการที่ระบุไว้อย่างชัดเจน (โครงการ 1.2.2.4) [5]

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์หลัก 3 ประการ ดังนี้

1. เพื่อสังเคราะห์และวิเคราะห์แผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น โดยเชื่อมโยงกับบริบทของนโยบายระดับชาติและสากล และระบุช่องว่างที่ต้องการมาตรการเสริม
2. เพื่อประเมินศักยภาพเชิงกายภาพและความเป็นไปได้ทางการเงินของการพัฒนาระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ภายในมหาวิทยาลัยขอนแก่น ในฐานะมาตรการ Quick Win ระยะสั้นที่มีผลลัพธ์ด้านการลด GHG สูงสุด
3. เพื่อนำเสนอแนวทางการพัฒนาโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบขั้นบันได (10–50 MWp) พร้อมการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน (IRR) และตัวอย่างการคำนวณที่ใช้เป็นฐานในการตัดสินใจเชิงนโยบายของผู้บริหารมหาวิทยาลัย

1.3 ขอบเขตการวิจัย

การวิจัยนี้มีขอบเขตดังนี้

- ด้านพื้นที่: พื้นที่ภายในวิทยาเขตมหาวิทยาลัยขอนแก่น อำเภอเมือง จังหวัดขอนแก่น พื้นที่ประมาณ 5,500 ไร่
- ด้านเวลา: อ้างอิงข้อมูลปีฐาน พ.ศ. 2562 และข้อมูล CFO ย้อนหลังถึง พ.ศ. 2557 ถึงปัจจุบัน ข้อเสนอมาตรการครอบคลุมระยะสั้น (พ.ศ. 2568–2570) ถึงระยะยาว (พ.ศ. 2583)
- ด้านขอบเขตการปล่อย GHG: ครอบคลุม Scope 1, 2 และ 3 ตามมาตรฐาน ISO 14064-1 และ GHG Protocol Corporate Standard โดยมีการวิเคราะห์เชิงลึกด้านการลดการซื้อไฟฟ้าจาก Grid (Scope 2) เป็นหลัก
- ด้านเทคโนโลยี: เน้นการวิเคราะห์ระบบ Solar Photovoltaic (Solar PV) 3 รูปแบบ ได้แก่ Ground-Mounted Solar Farm, Floating Solar, และ Rooftop+Solar Carport
- ด้านสถิติการใช้พลังงานไฟฟ้า: อ้างอิงข้อมูลฐานการใช้ไฟฟ้าปี พ.ศ. 2565 และใช้ข้อมูลย้อนหลัง 5 ปี เพื่อใช้คาดการณ์แนวโน้มการใช้พลังงานไฟฟ้าครอบคลุมถึงปีเป้าหมาย (พ.ศ. 2583) และใช้ค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ปีเป้าหมายเป็นตัวประเมินขนาดกำลังการผลิต Solar PV ที่เหมาะสม (Optimization)

1.4 คำจำกัดความสำคัญ

1.4.1 ก๊าซเรือนกระจกและการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases: GHGs) หมายถึง ก๊าซที่มีคุณสมบัติในการดูดซับคลื่นรังสีความร้อนในชั้นบรรยากาศ ได้แก่ CO2, CH4, N2O, HFCs, PFCs, SF6 และ NF3 ซึ่งรายงานฉบับนี้ใช้

หน่วยตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO2e) ตาม Global Warming Potential ระยะเวลา 100 ปี (GWP100) ตามมาตรฐาน IPCC AR6 [1]

คาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร (Carbon Footprint for Organization: CFO) หมายถึง ปริมาณการปล่อยและดูดกลับ GHG ที่เกิดจากกิจกรรมต่าง ๆ ขององค์กร วัดในรูปตัน CO2e โดยการประเมินของมหาวิทยาลัยขอนแก่นอ้างอิงมาตรฐาน ISO 14064-1:2018 และ GHG Protocol Corporate Standard ซึ่งครอบคลุม 3 ขอบเขต (Scopes) ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 ขอบเขตการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กรของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

ขอบเขต	***คำอธิบาย***	***กิจกรรมที่นำมาประเมิน (KKU)***
Scope 1 (การปล่อยทางตรง)	การปล่อย GHG โดยตรงจากแหล่งที่มหาวิทยาลัยเป็นเจ้าของหรือควบคุม ตาม GHG Protocol Corporate Standard [5]	การเผาไหม้เชื้อเพลิงในยานพาหนะและเครื่องจักร, การปล่อย CH4 และ N2O จากระบบบำบัดน้ำเสียและการจัดการขยะ, การใช้สารทำความเย็น
Scope 2 (การปล่อยทางอ้อมจากพลังงาน)	การปล่อย GHG ทางอ้อมจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่มหาวิทยาลัยซื้อมาจากภายนอก ตาม ISO 14064-1:2018 [6]	การซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) รวม ~102 GWh/ปี
Scope 3 (การปล่อยทางอ้อมอื่น ๆ)	การปล่อย GHG ทางอ้อมจากกิจกรรมที่เกิดขึ้นนอกขอบเขตองค์กร แต่มีความเชื่อมโยงกับกิจกรรมของมหาวิทยาลัย [6]	การเดินทางของนักศึกษาและบุคลากรด้วยรถส่วนตัวและขนส่งสาธารณะเข้าออกมหาวิทยาลัย

ที่มา: ดัดแปลงจาก ISO 14064-1:2018 [6], GHG Protocol Corporate Standard [5], และคณะกรรมการขับเคลื่อนฯ KKU [5]

1.4.2 เป้าหมาย Net Zero และ Carbon Neutrality

ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) หมายถึง สภาวะที่ปริมาณ GHG ที่ปล่อยออกมาสมดุลกับปริมาณที่ดูดกลับหรือชดเชย ไม่จำเป็นต้องลดการปล่อยให้เป็นศูนย์จริง แต่สามารถใช้คาร์บอนเครดิตชดเชยส่วนที่เหลือได้ ขณะที่การปล่อย GHG สุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ตาม IPCC หมายถึง สภาวะที่มีการลดการปล่อย GHG ลงให้มากที่สุดเท่าที่เป็นไปได้ และส่วนที่เหลือได้รับการชดเชยด้วยการดูดกลับ GHG ผ่านเทคโนโลยีหรือธรรมชาติ [1] รายงานฉบับนี้ใช้คำว่า "สุทธิเป็นศูนย์" (Net Zero) ในความหมายหลัง ซึ่งเน้นการลดการปล่อยจริงเป็นสำคัญ

1.4.3 มาตรการ Quick Win ในบริบทองค์กร

Quick Win ในบริบทของการจัดการ GHG องค์กร หมายถึง มาตรการที่มีลักษณะ 4 ประการ ได้แก่ (1) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ไม่เกิน 10 ปี (2) ต้นทุนการลงทุนเริ่มต้น (CapEx) ที่อยู่ในระดับที่งบประมาณองค์กรรองรับได้ (3) ความซับซ้อนทางเทคนิคและกระบวนการอนุมัติอยู่ในระดับที่บริหารจัดการได้ และ (4) ผลลัพธ์การลด GHG ที่วัดและรายงานได้ตามมาตรฐาน การดำเนินมาตรการ Quick Win ในระยะแรกยังมีประโยชน์ด้านการสร้างแรงผลักดันเชิงสถาบัน (Institutional Momentum) ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญในการดำเนินโครงการระยะยาว

1.5 ระเบียบวิธีวิจัย

1.5.1 แนวทางการวิจัย

การวิจัยนี้ใช้แนวทางการวิจัยแบบผสมผสาน (Mixed-Methods Research) ที่บูรณาการการวิเคราะห์เชิงคุณภาพและเชิงปริมาณ ประกอบด้วย 4 วิธีการหลัก ได้แก่

4. การวิเคราะห์เอกสาร (Document Analysis): ทบทวนและสังเคราะห์ข้อมูลจากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น รายงาน CFO ประจำปี ข้อมูลการใช้ไฟฟ้าจากกองจัดการสาธารณูปโภคฯ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
5. การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ (Carbon Footprint Assessment): อ้างอิงกรอบการประเมินตามมาตรฐาน ISO 14064-1:2018 และ GHG Protocol Corporate Standard โดยใช้ค่า Emission Factor ของระบบไฟฟ้าประเทศไทยจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.)
6. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Feasibility Analysis): ประเมิน CapEx, Payback Period และ IRR โดยอ้างอิงข้อมูลราคาตลาดโครงการ C&I ในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2566–2567 และข้อมูลจากโครงการที่ดำเนินการแล้วในไทยและอาเซียน
7. การทบทวนวรรณกรรมเชิงระบบ (Systematic Literature Review): ทบทวนงานวิจัยที่เกี่ยวกับ Net Zero ใน HEIs กรณีศึกษา Solar PV ในมหาวิทยาลัย และกรอบ Feasibility Assessment สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน

1.5.2 แหล่งข้อมูล

แหล่งข้อมูลหลักที่ใช้ในการวิจัยนี้ประกอบด้วย

- ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data): รายงาน CFO มหาวิทยาลัยขอนแก่น พ.ศ. 2557–2566, Electrical Profile ข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายอาคาร, ร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU-Zero Carbon Emission Campus ปี พ.ศ. 2565 และข้อมูลการสำรวจพื้นที่เชิงกายภาพจากดาวเทียม Sentinel-2 (พ.ศ. 2562–2566)
- ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data): รายงาน IPCC AR6, NDC 3.0 ของประเทศไทย, ข้อมูลราคาโครงการ Solar PV ในตลาด C&I ไทย, รายงานโครงการ Floating Solar (Sirindhorn Dam, Total Energies ENEOS ขอนแก่น), และงานวิจัยวิชาการที่ผ่านการตรวจสอบโดยผู้เชี่ยวชาญ (Peer-reviewed literature)

1.7 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ผลการวิจัยมีประโยชน์ใน 3 มิติหลัก ได้แก่

- มิติเชิงสถาบัน: เป็นฐานข้อมูลเชิงประจักษ์สำหรับผู้บริหารมหาวิทยาลัยขอนแก่นในการตัดสินใจลงทุนโครงการพลังงานหมุนเวียน และสนับสนุนการจัดทำแผนปฏิบัติการที่มีเป้าหมายวัดผลได้สำหรับการขับเคลื่อน KKU Net Zero Emission 2583
- มิติเชิงวิชาการ: นำเสนอกรอบการวิเคราะห์ (Framework) ที่สามารถประยุกต์ใช้กับสถาบันอุดมศึกษาอื่นในประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่มีบริบทใกล้เคียงกัน
- มิติเชิงนโยบาย: สนับสนุนการขับเคลื่อนนโยบาย NDC 3.0 ของประเทศไทย ที่ต้องการการมีส่วนร่วมจากทุกภาคส่วน รวมถึงสถาบันอุดมศึกษา ในการลด GHG ลงร้อยละ 47 จากระดับปี ค.ศ. 2019 ภายในปี ค.ศ. 2035

บทที่ 2
การทบทวนวรรณกรรมและกรอบแนวคิด

การทบทวนวรรณกรรมในส่วนนี้ครอบคลุม 4 กลุ่มหัวข้อหลักที่เป็นรากฐานทางวิชาการของการวิจัยนี้ ได้แก่ (1) แนวคิดและแนวทางการขับเคลื่อน Net Zero ในสถาบันอุดมศึกษา (2) กรอบแนวคิด Campus-as-City กับการจัดการก๊าซเรือนกระจก (3) พลังงานแสงอาทิตย์ในฐานะมาตรการ Quick Win และ (4) กรอบการประเมินความเป็นไปได้สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในสถาบันการศึกษา

2.1 Net Zero ในสถาบันอุดมศึกษา: แนวโน้มและบทเรียนระดับสากล

2.1.1 ภาพรวมความมุ่งมั่นระดับโลก

การสำรวจสถานะ Net Zero Commitment ของ HEIs ทั่วโลกโดย UNESCO (2024) พบว่ามหาวิทยาลัยมากกว่า 1,200 แห่งใน 68 ประเทศได้เข้าร่วมการรณรงค์ "Race to Zero" ขององค์การสหประชาชาติ โดยส่วนใหญ่ตั้งเป้าหมาย Net Zero ภายในปี ค.ศ. 2050 [9] แนวโน้มดังกล่าวสะท้อนให้เห็นว่า HEIs กำลังเปลี่ยนจากผู้ "สนับสนุนเชิงวิชาการ" (Academic Advocate) ไปสู่ผู้ "ปฏิบัติการจริง" (Operational Actor) ด้านความยั่งยืน

งานทบทวนวรรณกรรมเชิงระบบของ Silva et al. (2023) ซึ่งตีพิมพ์ใน Sustainability (MDPI) ครอบคลุมงานวิจัย 130 ชิ้นที่เกี่ยวกับการลด GHG ใน HEIs พบว่า พลังงานหมุนเวียน (โดยเฉพาะ Solar PV) เป็นมาตรการที่ถูกนำมาประยุกต์ใช้มากที่สุด (ร้อยละ 68 ของงานวิจัยทั้งหมด) รองลงมาคือการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในอาคาร (ร้อยละ 54) และการจัดการขนส่ง (ร้อยละ 31) [2]

งานทบทวนวรรณกรรมของ Barnett-Itzhaki et al. (2025) ใน Frontiers in Sustainable Cities ซึ่งรวบรวมงานวิจัยกว่า 180 ชิ้นจากฐานข้อมูล Web of Science ระบุว่า HEIs มีความก้าวหน้าด้านการลด GHG ผ่านการดำเนินการใน 7 ด้านหลัก ได้แก่ พลังงาน การจัดการน้ำ การจัดการขยะ การรีไซเคิล อาคารเขียว ห้องปฏิบัติการ และภูมิทัศน์ โดยเน้นว่า "สองแนวทางหลักของ HEIs ในการลด GHG ได้แก่ การลดคาร์บอน (Decarbonization) และการกำหนดราคาคาร์บอน (Carbon Pricing) โดยการลดคาร์บอนสอดคล้องกับพันธกิจของมหาวิทยาลัยในการสอน วิจัย และนำโดยการปฏิบัติจริง" [5]

2.1.2 ความท้าทายเฉพาะของ HEIs ในฐานะ "เมืองขนาดเล็ก (Small City)"

งานวิจัยของ Kourgiozou et al. (2021) ใน Renewable and Sustainable Energy Reviews วิเคราะห์เส้นทางสู่ Net Zero ของ HEIs ในสหราชอาณาจักรโดยใช้การทบทวนวรรณกรรมเชิงระบบ และพบว่า HEIs มีความซับซ้อนในการจัดการ GHG คล้ายคลึงกับเมืองขนาดกลาง เนื่องจากมีกิจกรรมที่หลากหลายและต่อเนื่อง 24 ชั่วโมง โดยเฉพาะสถาบันที่มีโรงพยาบาลในสังกัด งานวิจัยนี้เสนอกรอบ

"Scalable Pathways" ที่แบ่งมาตรการเป็น 3 ระดับ ได้แก่ (1) Quick Wins ที่เห็นผลเร็ว (2) Medium-term Retrofits และ (3) Systemic Changes ระยะยาว [23]

ในบริบทของเอเชีย งานวิจัยของ Lin et al. (2024) ใน Sustainability (MDPI) ศึกษา Zhejiang Ocean University ในประเทศจีน โดยใช้ Emission Factor Methodology ตาม IPCC พบว่าการใช้ไฟฟ้าเป็นแหล่ง GHG สูงสุดในทุกมหาวิทยาลัยที่ศึกษา คิดเป็นร้อยละ 60–78 ของการปล่อยทั้งหมด ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลของมหาวิทยาลัยขอนแก่น (ร้อยละ 53) และชี้ว่า "การลงทุนใน Solar PV ให้ผลตอบแทนด้านการลด GHG ต่อหน่วยเงินลงทุนสูงกว่ามาตรการอื่นในระยะสั้น" [24]

2.1.3 กรณีศึกษามหาวิทยาลัยที่ดำเนินการสำเร็จ

สรุปกรณีศึกษาของมหาวิทยาลัยชั้นนำที่ดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียนสำเร็จแล้ว ซึ่งสามารถใช้เป็นเกณฑ์มาตรฐาน (Benchmark) สำหรับมหาวิทยาลัยขอนแก่น

จากตารางที่ 2.1 ข้อค้นพบสำคัญที่เกี่ยวข้องกับมหาวิทยาลัยขอนแก่น ได้แก่ ประการแรก มหาวิทยาลัยมหิดลซึ่งเป็นมหาวิทยาลัยไทยขนาดใหญ่ที่มีโรงพยาบาลในสังกัดเช่นเดียวกัน สามารถพัฒนาระบบ Solar PV ขนาด 15 MWp ได้สำเร็จ และถือเป็น Benchmark ที่ใกล้เคียงกับบริบทของ KKU มากที่สุด [12] ประการที่สอง University of Jordan แสดงให้เห็นว่าการใช้พื้นที่โครงสร้างที่มีอยู่แล้ว (หลังคาอาคาร + ลานจอดรถ) ขนาด 16 MWp สามารถสร้างผลลัพธ์ด้านพลังงานในระดับที่มีนัยสำคัญได้ [11]

2.2 กรอบแนวคิด Campus-As-City กับการจัดการก๊าซเรือนกระจก

2.2.1 มหาวิทยาลัยในฐานะระบบเมืองจำลอง

แนวคิด Campus-as-City หรือ "เมืองมหาวิทยาลัย" เป็นกรอบการวิเคราะห์ที่ได้รับการยอมรับในวรรณกรรมด้านการวางแผนเมืองและการจัดการความยั่งยืน แนวคิดนี้มองว่า มหาวิทยาลัยขนาดใหญ่มีองค์ประกอบที่ครบถ้วนเช่นเดียวกับเมือง ได้แก่ ระบบสาธารณูปโภค โครงสร้างพื้นฐาน เศรษฐกิจภายในสังคม และสิ่งแวดล้อม ทำให้สามารถนำแนวทางการจัดการเมืองมาประยุกต์ใช้ในบริบทของมหาวิทยาลัยได้อย่างมีประสิทธิภาพ [4]

งานวิจัยของ Mohammed et al. (2025) ใน Frontiers in Built Environment ระบุว่า มหาวิทยาลัยที่ทำหน้าที่เป็น "Anchor Institution" ในภูมิภาคมีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนการพัฒนาที่ยั่งยืนของชุมชนโดยรอบ และการดำเนินการด้านความยั่งยืนของมหาวิทยาลัยมีผลกระทบ "Spillover Effect" ต่อนโยบายท้องถิ่นและพฤติกรรมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย [17] ในกรณีของมหาวิทยาลัยขอนแก่น ซึ่งเป็นมหาวิทยาลัยชั้นนำแห่งเดียวของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บทบาทดังกล่าวยิ่งมีความสำคัญมากขึ้น

ตารางที่ 2 กรณีศึกษามหาวิทยาลัยที่ดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียนสำเร็จแล้ว

มหาวิทยาลัย / กรณีศึกษา	ประเทศ	กำลังการผลิต RE ที่ติดตั้ง	ผลลัพธ์ด้าน GHG	แนวทางหลัก	แหล่งอ้างอิง
Cornell University	สหรัฐอเมริกา	100% Renewable Energy Target ปี 2035 ระบบ CHCP + Geothermal	ลดได้ >70% จากปีฐาน 2023	Integrated Energy System Decarbonization	Tian et al., 2022 [10]
University of Jordan	จอร์แดน	Solar PV 16 MWp (Rooftop + Carport 69+24 แห่ง)	ผลิต 25.41 GWh/ปี PR 77.17%	Rooftop + Solar Carport	Al- Najideen & Al- Addous, 2025 [11]
Mahidol University	ไทย	Solar PV 15 MWp + ESS 600 kWh (หลังคา 41 อาคาร + ผิวน้ำ)	ลดค่าไฟ $2.3M USD/ปี ลด CO2 11,000 ตัน/ปี	Hybrid Rooftop + Floating Solar	FusionSolar/Huawei Report, 2023 [12]
Rangsit University	ไทย	Solar PV 2 MWp (หลังคา 9 อาคาร + พื้นที่เปิดโล่ง)	ลด CO2 1,400 ตัน/ปี ครอบคลุม 21% ของพลังงาน	Rooftop + Ground-Mounted	SP Group Report, 2023 [13]
NED University	ปากีสถาน	Solar PV + EV + Tree Plantation	ลด CF 21,500 tCO2e/ปี (Scope 1+2+3)	Multi- strategy Net Zero Pathway	Mustafa et al., 2022 [8]
Thaksin University (Phatthalung)	ไทย	Solar Rooftop 1 MW	ผลิต 1,442 kWh/kWp/ปี PR 0.853 PB 5.8–5.9 ปี	Techno-Economic Analysis	Techno- Economic Study, 2025 [14]

ที่มา: สังเคราะห์จากวรรณกรรม [8, 10, 11, 12, 13, 14]

2.2.2 Urban Metabolism กับการจัดการทรัพยากรในมหาวิทยาลัย

กรอบแนวคิด Urban Metabolism (UM) ซึ่งศึกษาการไหลเวียนของพลังงาน วัสดุ และน้ำในระบบเมือง ถูกนำมาประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์ความยั่งยืนของมหาวิทยาลัยมากขึ้นในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา Galychyn (2022) พัฒนา Multi-criteria Assessment Framework ที่ผสมผสาน Ecological Economics และ Industrial Ecology ผ่าน Network Science เพื่อประเมินประสิทธิภาพ Self-sufficiency และผลกระทบต่อภาคส่วนต่าง ๆ ซึ่งสามารถนำมาประยุกต์กับระบบของมหาวิทยาลัยขอนแก่นได้ [15]

สำหรับมหาวิทยาลัยขอนแก่น ซึ่งมีพื้นที่ 5,500 ไร่ มีประชากรกว่า 45,000 คน และการใช้พลังงานไฟฟ้าสูงถึง 102 GWh/ปี โครงสร้างพลังงานถือเป็น "จุดอ่อนเชิงระบบ" (Systemic Vulnerability) ที่สำคัญที่สุด เนื่องจากพึ่งพาการซื้อไฟฟ้าจากภายนอกเกือบทั้งหมด การพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าภายในวิทยาเขตจึงสอดคล้องกับหลักการ UM ด้านการเพิ่ม Energy Self-sufficiency ซึ่ง Pernice et al. (2024) ระบุว่าเป็น "ตัวชี้วัดสำคัญของการเปลี่ยนผ่านสู่เมืองคาร์บอนต่ำ" [25]

2.2.3 มหาวิทยาลัยในฐานะ "Policy Laboratory"

งานวิจัยของ Frontiers in Sustainable Cities (2025) ชี้ว่า HEIs มีศักยภาพในการเป็น "Policy Laboratory" ที่ทดสอบนวัตกรรมเชิงระบบก่อนขยายผลสู่ระดับเมืองและประเทศ [13] การดำเนินโครงการ Solar PV ขนาดใหญ่ภายในมหาวิทยาลัยขอนแก่นจึงมีนัยสำคัญนอกเหนือจากผลลัพธ์ด้านพลังงาน กล่าวคือ สามารถสร้างองค์ความรู้และแบบอย่างที่เป็นรูปธรรมสำหรับการขยายผลสู่สถาบันอุดมศึกษาอื่น องค์กรภาครัฐ และหน่วยงานท้องถิ่นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

2.3 พลังงานแสงอาทิตย์ในฐานะมาตรการ Quick Win

2.3.1 ภาพรวมการพัฒนา Solar PV ในประเทศไทย

ประเทศไทยมีศักยภาพด้านพลังงานแสงอาทิตย์ในระดับสูง โดย World Bank Global Solar Atlas บันทึกค่าความเข้มแสงอาทิตย์เฉลี่ย (Solar Irradiance) เกินกว่า 4 kWh/m²/วัน ทั่วภาคกลางและที่ราบสูงภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพกำลังผลิต Solar PV รวมกว่า 300 GW โดยใช้พื้นที่เพียงไม่ถึงร้อยละ 2 ของพื้นที่ทั้งประเทศ [26]

ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2024) ได้ยกระดับเป้าหมายกำลังผลิตพลังงานหมุนเวียนเป็นร้อยละ 51 ภายในปี ค.ศ. 2037 และมีการอนุมัติโควตา Community Solar 400 MW ต่อปีตั้งแต่ปี ค.ศ. 2025 ซึ่งเปิดโอกาสให้สถาบันการศึกษาและองค์กรภาครัฐสามารถขายพลังงานส่วนเกินสู่ระบบสายส่งได้ [26] ต้นทุน Levelized Cost of Energy (LCOE) ของ Solar PV ระดับ Utility-Scale ในประเทศไทยลดลงร้อยละ 23 ในปี ค.ศ. 2023 ถูกกว่าถ่านหินร้อยละ 13 [26]

2.3.2 การประเมินเชิงเทคนิค-เศรษฐศาสตร์สำหรับ Solar PV ในมหาวิทยาลัยไทย

การศึกษาของ Saipattalung et al. (2025) ใน International Journal of Electrical Engineering Education ประเมินระบบ Solar Rooftop PV ขนาด 120 kW สำหรับสหกรณ์ออมทรัพย์ครูในภาคเหนือของไทย พบว่าระบบสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 133,793–190,800 kWh/ปี มี Payback Period 4.92–7.64 ปี และมี IRR อยู่ในช่วงร้อยละ 15.35–18.45 [22] ซึ่งสอดคล้องกับการศึกษาของ Tongsopit et al. (2019) ที่พบว่าการลงทุน Solar PV ในประเทศไทย "มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจแม้ไม่มีการชดเชยพลังงานส่วนเกิน โดย IRR อยู่ในช่วงร้อยละ 10–17 สำหรับทุก 4 กลุ่มผู้ใช้" [27]

การศึกษาเชิงพื้นที่และเศรษฐศาสตร์ (Geospatial Assessment) ของ Solar Rooftop PV ทั่วประเทศไทยโดย MDPI Sustainability (2025) พบว่าศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจาก Rooftop Solar ทั่วประเทศอยู่ที่ 50.32 TWh/ปี และในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินระดับประเทศ พบ NPV เฉลี่ย 1,237 ล้านดอลลาร์สหรัฐ IRR ร้อยละ 13.66 BCR 1.75 และ Payback Period ประมาณ 8 ปี [25]

2.3.3 แนวคิด Quick Win ในบริบทของการจัดการ GHG องค์กร

แนวคิด Quick Win สำหรับการจัดการ GHG องค์กรถูกนิยามและประยุกต์ใช้ในวรรณกรรมหลายชิ้น ดังสรุปเป็นเกณฑ์การพิจารณาโครงการที่สอดคล้องกับแนวคิด Quick Win ได้ ดังตารางที่ 3 สรุปเกณฑ์การประเมิน Quick Win ที่สังเคราะห์จากวรรณกรรม และแสดงความสอดคล้องกับการพัฒนา Solar PV ในมหาวิทยาลัยขอนแก่น ซึ่งการพัฒนาโครงการดังกล่าวสามารถตอบสนองต่อเกณฑ์ Quick Win ครบทั้ง 4 ข้อ โดยเฉพาะในรูปแบบ Ground-Mounted Solar บนพื้นที่ว่างที่มี Payback Period 5–7 ปี ซึ่งสั้นกว่าเกณฑ์ที่ยอมรับได้สำหรับองค์กรภาครัฐของไทย (ไม่เกิน 10 ปี)

ตารางที่ 3 เกณฑ์การประเมิน Quick Win สำหรับมาตรการลด GHG ในองค์กร

เกณฑ์ Quick Win	*คำอธิบาย*	*เกณฑ์วัดผล*	*ความสอดคล้องกับ Solar PV ใน KKU*
ระยะเวลาคืนทุนสั้น (Short Payback)	ลงทุนแล้วคืนทุนได้ภายในระยะเวลาที่ยอมรับได้สำหรับองค์กรภาครัฐ	Payback Period ≤ 10 ปี IRR > Cost of Capital (6–8%)	Ground-Mounted: 5–7 ปี Floating: 7–9 ปี Rooftop: 8–12 ปี
ผลกระทบ GHG ที่วัดได้ (Measurable GHG Impact)	สามารถรายงานผลการลด GHG ได้ตามมาตรฐานสากล	ลด GHG ≥ 1,000 tCO2e/ปี วัดได้ตามมาตรฐาน ISO 14064	50 MWp ⟶ ลด ~23,450 tCO2e/ปี ตรวจสอบได้ตาม TGO
ความซับซ้อนทางเทคนิคต่ำ (Low Technical Complexity)	ดำเนินการได้โดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงโครงสร้างพื้นฐานหลัก	Technology Readiness Level ≥ 7 มีผู้รับเหมาในประเทศรองรับ	Solar PV เป็นเทคโนโลยี Mature มีผู้รับเหมาไทยรองรับ
สร้างแรงผลักดัน (Institutional Momentum)	ผลลัพธ์ที่เห็นได้ชัดช่วยสร้างการยอมรับในองค์กรสำหรับมาตรการระยะต่อไป	Media visibility Stakeholder engagement	ลดค่าไฟ 59–220 ล้านบาท/ปี แสดงผลได้ทันทีด้วยมิเตอร์

ที่มา: สังเคราะห์จาก Kourgiozou et al. (2021) [23], Tongsopit et al. (2019) [27], MDPI Sustainability (2025) [25]

2.3.4 Floating Solar Photovoltaics (FPV): เทคโนโลยีและผลกระทบสิ่งแวดล้อม

Floating Solar PV (FPV) หรือ "โซลาร์ลอยน้ำ" เป็นเทคโนโลยีที่เติบโตอย่างรวดเร็ว โดยกำลังการผลิต FPV ทั่วโลกถึง 5.9 GW ในปี ค.ศ. 2022 และมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 22 ต่อปีตั้งแต่ ค.ศ. 2018 [19] ปัจจัยสำคัญที่ผลักดันการขยายตัวคือการประหยัดพื้นที่บนบก การใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่แล้ว และผลประโยชน์ร่วมด้านสิ่งแวดล้อม

การประยุกต์ FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสียโดยเฉพาะนั้น มีรายงานจาก Kelseyville Wastewater Treatment Plant รัฐแคลิฟอร์เนีย สหรัฐอเมริกา ว่าระบบ FPV "ช่วยลดการเจริญเติบโตของสาหร่าย ลดการพังทลายของคันบ่อจากคลื่น ลดการระเหยของน้ำ และผลิตพลังงานสะอาดที่แทบไม่มีต้นทุนปัจจัยการผลิต" โดยระบบที่ติดตั้งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 389,580 kWh ในปีแรก ซึ่งสูงกว่าที่คาดการณ์ไว้จากการจำลองคอมพิวเตอร์ถึงร้อยละ 16 [20]

ตารางที่ 4 เป็นการนำเสนอผลการศึกษาของ Oliveira et al. (2024) ใน Hydrobiologia ซึ่งทบทวนงานวิจัย 24 ชิ้นเกี่ยวกับผลของ FPV ต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำ ระบุว่า "ผลที่รายงานบ่อยที่สุดคือการลดลงของ Chlorophyll-a" [18] ซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญสำหรับการออกแบบ FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสียของมหาวิทยาลัยขอนแก่น เนื่องจากการลดสาหร่ายช่วยเพิ่มประสิทธิภาพระบบบำบัดน้ำเสียและลดต้นทุนการดำเนินงาน อย่างไรก็ตาม งานวิจัยยังแนะนำให้มีการติดตาม Dissolved Oxygen อย่างต่อเนื่องหลังการติดตั้ง FPV เพื่อให้มั่นใจว่าระบบบำบัดทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 4 สรุปผลการวิจัยเกี่ยวกับ FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสียและแหล่งน้ำ

ด้าน	*ผลการวิจัย*	*แหล่งอ้างอิง*
การผลิตพลังงาน	FPV บนผิวน้ำผลิตไฟฟ้าได้สูงกว่าระบบบนบกประมาณ 5–10% เนื่องจากผลระบายความร้อนจากน้ำ (Cooling Effect) ซึ่งช่วยลดอุณหภูมิแผงและเพิ่ม Performance Ratio	Almeida et al., 2022 [15]; Sahu et al., 2016 [16]
การลดการระเหยของน้ำ	การปิดทับผิวน้ำด้วยแผง FPV สามารถลดการระเหยได้ 15,000–25,000 ลบ.ม. ต่อ MWp ที่ติดตั้ง ซึ่งมีประโยชน์อย่างมากในสภาพอากาศร้อนชื้นของภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทย	Texas Water Journal, 2019 [17]
การควบคุมสาหร่าย	งานวิจัยส่วนใหญ่รายงานการลดลงของ Chlorophyll-a ในน้ำบริเวณใต้แผง FPV โดยเฉพาะในน้ำที่มีการเจริญเติบโตของสาหร่ายสูง ซึ่งสอดคล้องกับปัญหาในบ่อบำบัดน้ำเสียแบบบึงธรรมชาติ	Oliveira et al., 2024 [18]; Frontiers Water, 2025 [19]
ผลต่อคุณภาพน้ำ	การลดความเข้มแสงอาทิตย์ในบ่อช่วยสร้างสภาพแวดล้อมที่เอื้อต่อกิจกรรมของจุลินทรีย์ในระบบบำบัด อย่างไรก็ตาม ต้องมีการติดตามระดับ Dissolved Oxygen และ pH อย่างต่อเนื่อง	PowerMag, 2023 [20]; Cornell Pond Study, 2024 [21]
โครงสร้างพื้นฐาน	บ่อบำบัดน้ำเสียที่มีระบบไฟฟ้าอยู่แล้วสำหรับปั๊มน้ำและอุปกรณ์บำบัด ช่วยลดต้นทุนการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของโครงการ FPV อย่างมีนัยสำคัญ	Greenlancer FPV Review, 2026 [22]

ที่มา: สังเคราะห์จากวรรณกรรม [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22]

2.4 กรอบการประเมินความเป็นไปได้สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในสถาบันการศึกษา

2.4.1 มิติการประเมินความเป็นไปได้

การประเมินความเป็นไปได้ (Feasibility Assessment) ของโครงการพลังงานหมุนเวียนในสถาบันการศึกษาครอบคลุม 4 มิติหลักที่มีความสัมพันธ์กัน ตามกรอบที่สังเคราะห์จากวรรณกรรม (ตารางที่ 5)

ตารางที่ 5 กรอบการประเมินความเป็นไปได้ของโครงการ Solar PV ในสถาบันการศึกษา

มิติการประเมิน	*ตัวชี้วัดหลัก*	*แหล่งข้อมูล (กรณี KKU)*	*เกณฑ์ความเป็นไปได้*
เทคนิค	Specific Yield (kWh/kWp/ปี)	Global Solar Atlas	Yield ≥ 1,200 kWh/kWp/ปี
(Technical)	Performance Ratio (PR)	ข้อมูล Electrical Profile KKU	PR ≥ 75%
	Self-Consumption Rate (SCR)	PVsyst Simulation	SCR ≥ 65%
การเงิน	CapEx (บาท/Wp)	ราคาตลาด C&I ไทย 2566–67	IRR > 10%
(Financial)	Payback Period (ปี)	อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย	Payback ≤ 10 ปี
	NPV และ IRR	ต้นทุนเงินกู้ภาครัฐ	NPV > 0
สิ่งแวดล้อม	GHG Reduction (tCO2e/ปี)	CFO KKU	ลด GHG ≥ 500 tCO2e/MWp/
(Environmental)	Land Use Efficiency	ข้อมูลพื้นที่เชิงกายภาพ	ปี
	Co-Benefits		ไม่กระทบ Biodiversity
สังคมและสถาบัน	Stakeholder Acceptance	ข้อบังคับ กฟภ.	มีกรอบกฎหมายรองรับ
(Social/Institutional)	Regulatory Compliance	คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ KKU	มีหน่วยงานรับผิดชอบชัดเจน
	Capacity Building		

ที่มา: สังเคราะห์จาก Tongsopit et al. (2019) [27], MDPI Sustainability (2025) [25], Al-Najideen & Al-Addous (2025) [11]

2.4.2 การวิเคราะห์ทางการเงิน: ตัวชี้วัดหลัก

ในบรรดาตัวชี้วัดทางการเงิน งานวิจัยของ Tongsopit et al. (2019) ซึ่งพัฒนาและประยุกต์ใช้โมเดลการวิเคราะห์ด้วย System Advisor Model (SAM) ของ NREL สำหรับประเทศไทยโดยเฉพาะ ระบุว่า "การพิจารณา NPV, PB และ IRR เป็นกรอบหลักในการออกแบบมาตรการสนับสนุน DPV Self-Consumption ที่เหมาะสม" [27] การวิเคราะห์พบว่าการเลือกขนาดระบบ PV ที่ใหญ่เกินความต้องการโหลด (ซึ่งเกิดพลังงานส่วนเกินที่ไม่ได้รับการชดเชย) จะทำให้ผลตอบแทนทางการเงินลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้น การออกแบบขนาดระบบที่สอดคล้องกับ Load Profile จึงเป็นหัวใจสำคัญของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้

งานวิจัยของ Al-Najideen & Al-Addous (2025) ซึ่งวิเคราะห์ระบบ Solar PV ขนาด 16 MWp ที่ University of Jordan พบว่า "Solar Carport มีประสิทธิภาพการผลิตสูงกว่า Rooftop Solar โดยมี Simple Payback Period เพียง 1.53 ปี" [11] แม้จะมีต้นทุนโครงสร้างสูงกว่า แต่ประโยชน์ใช้สอยคู่ขนาน (ร่มเงาและพลังงาน) ช่วยให้โครงการมีความคุ้มค่าโดยรวมสูง ข้อค้นพบนี้มีนัยสำคัญสำหรับการพัฒนา Solar Carport ในลานจอดรถของมหาวิทยาลัยขอนแก่นในระยะที่ 3

2.4.3 การออกแบบขนาดระบบตาม Load Profile

งานวิจัยที่เกี่ยวกับการออกแบบขนาดระบบ Solar PV ให้สอดคล้องกับ Load Profile มีข้อสรุปที่สอดคล้องกันในหลายงานวิจัยว่า "Self-Consumption Rate (SCR) เป็นตัวชี้วัดสำคัญที่สุดในการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน Solar PV ในบริบทที่ไม่มีนโยบาย Net Metering ที่ชัดเจน" [27] งานวิจัยของ Tongsopit et al. (2019) พบว่าการออกแบบระบบที่มี PV/Load Ratio สูงเกินไปส่งผลเสียต่อผลตอบแทนทางการเงินในกรณีที่ไม่มีการชดเชยพลังงานส่วนเกิน

ในบริบทของมหาวิทยาลัยขอนแก่นซึ่งมี Peak Daytime Demand ประมาณ 20–23 MW และ Base Load จากโรงพยาบาลที่ต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง การออกแบบระบบ Solar PV ที่มีกำลังการผลิตสูงสุด (Peak Output) ไม่เกิน Peak Daytime Demand จึงเป็นหลักการออกแบบสำคัญที่จะช่วยให้ SCR อยู่ในระดับสูง (>65%) และลดความเสี่ยงจากพลังงานส่วนเกินที่ไม่สามารถขายออกได้

2.5 ช่องว่างในวรรณกรรมและการมีส่วนสนับสนุนของการวิจัยนี้

จากการทบทวนวรรณกรรมข้างต้น สามารถระบุช่องว่างสำคัญ 3 ประการที่การวิจัยนี้มุ่งเติมเต็ม ดังนี้

- ช่องว่างที่ 1 — การเชื่อมโยงระหว่างแผนยุทธศาสตร์ของมหาวิทยาลัย และการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการวางแผนโครงการ: วรรณกรรมส่วนใหญ่เน้นการศึกษาเฉพาะด้านใดด้านหนึ่ง ไม่ว่าจะเป็นการจัดทำแผนยุทธศาสตร์ Net Zero หรือการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ Solar PV แต่มีน้อยมากที่เชื่อมโยงทั้งสองด้านเข้าด้วยกันในบริบทของมหาวิทยาลัยไทย
- ช่องว่างที่ 2 — ข้อมูลเฉพาะพื้นที่สำหรับมหาวิทยาลัยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ: งานวิจัยที่มีอยู่ส่วนใหญ่อยู่ในบริบทของมหาวิทยาลัยในกรุงเทพฯ หรือต่างประเทศ ซึ่งมีลักษณะภูมิอากาศ ราคาพลังงาน และบริบทสถาบันที่แตกต่างจากมหาวิทยาลัยขนาดใหญ่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- ช่องว่างที่ 3 — การวิเคราะห์ Floating Solar PV (FPV) หรือ "โซลาร์ลอยน้ำ" บนบ่อบำบัดน้ำเสียในเขตร้อน: งานวิจัยด้าน FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสียส่วนใหญ่มาจากประเทศในเขตอบอุ่น ยังขาดข้อมูลเฉพาะสำหรับสภาพแวดล้อมเขตร้อนชื้นที่มีอุณหภูมิสูงและฝนตกชุก ซึ่งส่งผลต่อทั้งประสิทธิภาพการผลิตและผลกระทบต่อระบบบำบัด

บทที่ 3
สถานภาพการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

บทนี้นำเสนอการวิเคราะห์เชิงปริมาณของสถานภาพการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นอย่างครอบคลุม โดยครอบคลุม 5 ส่วนสำคัญ ได้แก่ (1) กระบวนการและมาตรฐานการประเมิน CFO (2) ข้อมูลการปล่อย GHG ย้อนหลัง พ.ศ. 2557–2566 (3) แบบจำลอง BAU และการคาดการณ์ถึง พ.ศ. 2583 (4) การวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ระหว่างเป้าหมาย Net Zero กับแนวโน้ม BAU และ (5) ศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว ข้อมูลเหล่านี้จะเป็นรากฐานสำคัญสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในส่วนต่อไป

3.1 กรอบการประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร

3.1.1 มาตรฐานและระเบียบวิธีที่ใช้

การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์องค์กร (Carbon Footprint for Organization: CFO) ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นดำเนินการตามมาตรฐานสากล 3 ฉบับหลัก ได้แก่ (1) ISO 14064-1:2018 ซึ่งเป็นข้อกำหนดสำหรับการหาปริมาณและรายงาน GHG ในระดับองค์กร [6] (2) GHG Protocol Corporate Standard ซึ่งเป็นกรอบการรายงานที่ยอมรับกันทั่วโลก [28] และ (3) แนวทางการประเมิน CFO ขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.) ซึ่งปรับให้สอดคล้องกับบริบทของประเทศไทย รวมถึงค่า Emission Factor ของระบบไฟฟ้าไทยที่ประกาศโดย EGAT [29]

ปีฐาน (Base Year) ที่ใช้ในการประเมินคือ พ.ศ. 2562 ด้วยเหตุผลสำคัญ 2 ประการ คือ เป็นปีที่มหาวิทยาลัยมีการดำเนินกิจกรรมอย่างปกติก่อนเกิดการแพร่ระบาดของโรค COVID-19 ซึ่งส่งผลให้รูปแบบการใช้พลังงานและการดำเนินกิจกรรมเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญในปี พ.ศ. 2563–2564 [5] และยังสอดคล้องกับแนวทางการกำหนดปีฐานของจังหวัดขอนแก่นในการประเมิน GHG ระดับพื้นที่ด้วย

3.1.2 ขอบเขตกิจกรรมที่ประเมิน

การประเมิน CFO ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นครอบคลุมกิจกรรมใน 3 ขอบเขตตามมาตรฐาน ISO 14064-1 และ GHG Protocol ดังนี้

- Scope 1 (การปล่อยทางตรง): การเผาไหม้เชื้อเพลิงในยานพาหนะและเครื่องจักรขององค์กร การปล่อย CH4 และ N2O จากระบบบำบัดน้ำเสียแบบบึงธรรมชาติ (Stabilization Pond) ซึ่งปล่อย GHG สูงถึง 18,000 tCO2e/ปี การปล่อย GHG จากการจัดการขยะมูลฝอย และการใช้สารทำความเย็นในระบบปรับอากาศ

- Scope 2 (การปล่อยทางอ้อมจากพลังงาน): การซื้อพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (PEA) รวม ~102 GWh/ปี คำนวณด้วยค่า Emission Factor ที่เปลี่ยนแปลงตามแผน PDP ของประเทศ
- Scope 3 (การปล่อยทางอ้อมอื่น ๆ): การเดินทางของนักศึกษาและบุคลากรเข้า-ออกมหาวิทยาลัยโดยยานพาหนะส่วนตัวและขนส่งสาธารณะ ซึ่งปล่อย GHG รวม ~13,100 tCO2e/ปี หรือร้อยละ 15 ของการปล่อยทั้งหมด

3.2 ข้อมูลการปล่อย GHG ย้อนหลัง พ.ศ. 2557–2566

3.2.1 แนวโน้มการปล่อย GHG รวม

จากการรวบรวมข้อมูล CFO ย้อนหลัง พ.ศ. 2557–2561 พบว่ามหาวิทยาลัยขอนแก่นมีการปล่อย GHG รวมเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จาก 39,412 tCO2e ในปี พ.ศ. 2557 เป็น 47,388 tCO2e ในปี พ.ศ. 2561 คิดเป็น Compound Annual Growth Rate (CAGR) ประมาณร้อยละ 4.7 ต่อปี [5] ข้อมูลจากรายงาน CFO ปี พ.ศ. 2566 ชี้ว่าการใช้ไฟฟ้ารวมเพิ่มขึ้นเป็น ~102 GWh/ปี และการปล่อย GHG จากการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ ~53,423 tCO2e/ปี [8]

ตารางที่ 6 ข้อมูลการปล่อย GHG ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น จำแนกตามขอบเขต พ.ศ. 2557–2561

แหล่งการปล่อย GHG	*พ.ศ. 2557 (tCO_2e)*	*พ.ศ. 2558 (tCO_2e)*	*พ.ศ. 2559 (tCO_2e)*	*พ.ศ. 2560 (tCO_2e)*	*พ.ศ. 2561 (tCO_2e)*	*CAGR (%)*
Scope 1: การเผาไหม้เชื้อเพลิง	~9,280	~9,850	~10,100	~10,360	~10,580	~3.3%
Scope 1: ขยะมูลฝอย	~2,100	~2,200	~2,250	~2,310	~2,380	~3.2%
Scope 1: ระบบบำบัดน้ำเสีย	~7,200	~7,500	~7,650	~7,820	~8,000	~2.7%
Scope 2: การซื้อไฟฟ้า	~16,982	~18,420	~19,250	~20,680	~21,488	~6.1%
Scope 3: การเดินทาง	~3,850	~4,010	~4,180	~4,290	~4,940	~6.4%
รวมทั้งหมด	**~39,412**	**~41,980**	**~43,430**	**~45,460**	**~47,388**	**~4.7%**

หมายเหตุ: ตัวเลขบางส่วนเป็นการประมาณจากข้อมูลรายงาน CFO พ.ศ. 2557–2561 | ที่มา: คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ KKU [5] และรายงาน CFO [8]

3.2.2 การวิเคราะห์สัดส่วนและแนวโน้มรายขอบเขต

เมื่อวิเคราะห์สัดส่วนการปล่อย GHG แยกตามขอบเขต พบแนวโน้มสำคัญ 3 ประการ ดังนี้

- Scope 2 ครองสัดส่วนสูงสุดและเพิ่มขึ้นเร็วที่สุด: การซื้อไฟฟ้าจากภายนอกคิดเป็นมากกว่าร้อยละ 50 ของการปล่อยทั้งหมดทุกปี และมี CAGR สูงถึงร้อยละ 6.1 ต่อปี ซึ่งสูงกว่า Scope อื่น ๆ อย่างมีนัยสำคัญ แนวโน้มนี้สอดคล้องกับการขยายตัวของอาคารและการเพิ่มความเข้มข้นของกิจกรรมวิจัยที่ใช้พลังงานสูง

- Scope 1 จากระบบบำบัดน้ำเสียเป็น "แหล่งซ่อนเร้น" ที่สำคัญ: ระบบบำบัดน้ำเสียแบบบึงธรรมชาติ (Stabilization Pond) ปล่อย GHG สูงถึง 18,000 tCO2e/ปี หรือประมาณร้อยละ 20 ของการปล่อยทั้งหมด ซึ่งเป็นผลจากกระบวนการย่อยสลายอินทรีย์แบบไม่ใช้อากาศที่ผลิต CH4 อย่างต่อเนื่อง แหล่งปล่อยนี้สามารถลดลงได้เป็นศูนย์หากเปลี่ยนเป็นระบบ Activated Sludge ที่ใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- Scope 3 จากการเดินทางมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น: CAGR ของ Scope 3 อยู่ที่ร้อยละ 6.4 ต่อปี ซึ่งสะท้อนการเพิ่มขึ้นของจำนวนนักศึกษา บุคลากร และความต้องการในการเดินทางโดยรถยนต์ส่วนตัว (ร้อยละ 76 ของการเดินทางทั้งหมดในปี พ.ศ. 2565)

3.3 แบบจำลอง BAU และการคาดการณ์ถึง พ.ศ. 2583

3.3.1 แบบจำลองการคาดการณ์พลังงานและ Emission Factor

การคาดการณ์การปล่อย GHG ในอนาคตอาศัยสมมติฐานสำคัญ 2 ประการ ได้แก่ (1) แนวโน้มการเพิ่มขึ้นของการใช้ไฟฟ้าตามการขยายตัวของมหาวิทยาลัย และ (2) การเปลี่ยนแปลงของค่า Emission Factor ของระบบไฟฟ้าไทยตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) ที่กำหนดโดย EGAT [29]

แม้ว่าค่า Emission Factor จะมีแนวโน้มลดลงจาก 0.4999 kgCO2e/kWh ในปีฐาน พ.ศ. 2562 เหลือ 0.283 kgCO2e/kWh ในปี พ.ศ. 2583 เนื่องจากการเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้าประเทศ แต่ความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วจะส่งผลให้การปล่อย GHG สุทธิยังคงเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งสอดคล้องกับข้อสรุปของ IEA (2021) ที่ระบุว่า "การลด EF อย่างเดียวไม่เพียงพอ หากไม่มีมาตรการควบคุมการใช้พลังงานอย่างเข้มงวด" [30]

ตารางที่ 7 การเปลี่ยนแปลงค่า Emission Factor และการคาดการณ์ GHG จากการใช้ไฟฟ้า พ.ศ. 2562–2583

ปี พ.ศ.	*Emission Factor ($kgCO_2e/kWh$)*	*การใช้ไฟฟ้าคาดการณ์ (GWh/ปี)*	*GHG จากไฟฟ้า (tCO_2e/ปี)*	*เทียบปีฐาน 2562 (%)*	*หมายเหตุ*
2562 (ปีฐาน)	0.4999	~72.0	~36,000	100%	ปีฐาน BAU
2565	0.3680	~90.0	~33,120	92%	หลัง COVID-19
2566	0.3559	~102.0	~36,300	101%	ข้อมูลล่าสุด CFO
2568	0.3420	~110.0	~37,620	105%	คาดการณ์
2573	0.3200	~130.0	~41,600	116%	Medical Hub เปิด
2578	0.3000	~148.0	~44,400	123%	คาดการณ์
2583	0.2830	~160.0	~45,280	126%	BAU สูงสุดก่อนมาตรการ

ที่มา: ค่า EF จาก EGAT/TGO [29] | การคาดการณ์การใช้ไฟฟ้าจากแบบจำลองของคณะกรรมการขับเคลื่อนฯ KKU [5]

3.3.2 ปัจจัยเร่งที่ทำให้การปล่อย GHG เพิ่มขึ้นเกินกว่า BAU ปกติ

นอกเหนือจากการขยายตัวปกติตาม CAGR ในอดีต มีปัจจัยเร่ง (Accelerating Factors) 3 ประการที่จะผลักดันให้การปล่อย GHG ของมหาวิทยาลัยเพิ่มสูงขึ้นเร็วกว่าที่แบบจำลอง BAU พื้นฐานคาดการณ์ไว้

- ปัจจัยที่ 1 — ศูนย์การแพทย์ชั้นเลิศ (Medical Hub) พ.ศ. 2570: โรงพยาบาลศรีนครินทร์ซึ่งปัจจุบันใช้ไฟฟ้า ~49 GWh/ปี (ร้อยละ 48 ของทั้งมหาวิทยาลัย) มีแผนขยายเป็น Medical Hub ที่รองรับผู้ป่วยเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ คาดว่าจะเพิ่มการใช้ไฟฟ้าอีก 15–25% ซึ่งจะส่งผลให้การปล่อย GHG รวมเพิ่มขึ้น ~8,000–12,000 tCO2e/ปีหลังเปิดดำเนินการ
- ปัจจัยที่ 2 — การขยายพื้นที่ใช้สอยอาคาร: มหาวิทยาลัยมีอาคารรวม 1,409 หลัง พื้นที่ใช้สอยรวม 2,094,443 ตร.ม. ซึ่งมีแผนก่อสร้างอาคารใหม่ในโซน New Academic Zone (NAZ) และโซนที่พัก ส่งผลให้ความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้นต่อเนื่อง
- ปัจจัยที่ 3 — การเพิ่มขึ้นของประชากรและกิจกรรมวิจัย: ประชากรภายในมหาวิทยาลัยที่เพิ่มขึ้นเกิน 45,000 คน รวมถึงการขยายตัวของกิจกรรมวิจัยที่ใช้พลังงานเข้มข้น เช่น ห้องปฏิบัติการ Super Computer และ Clean Room จะเร่งให้การใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเกินกว่าอัตราปกติ

3.3.3 สรุปแบบจำลอง BAU ถึง พ.ศ. 2583

ตารางที่ 8 การคาดการณ์การปล่อย GHG แบบ BAU ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น เปรียบเทียบปีฐาน พ.ศ. 2562 กับ พ.ศ. 2583

แหล่งการปล่อย	*ปี 2562 ปีฐาน (BAU)*	*ปี 2583 คาดการณ์ BAU*	*การเปลี่ยนแปลง (tCO_2e)*	*การเปลี่ยนแปลง (%)*	*แนวโน้ม*
Scope 2: ไฟฟ้า	~36,000	~45,280	~+9,280	~+25.8%	↑ เพิ่มขึ้น
Scope 1: เชื้อเพลิง	~19,584	~19,584	0	0%	⟶ คงที่
Scope 1: ขยะ	~3,000	~3,500	~+500	~+16.7%	↑ เพิ่มเล็กน้อย
Scope 1: น้ำเสีย	~18,000	~18,000	0	0%	⟶ คงที่
Scope 3: การเดินทาง	~13,100	~14,300	~+1,200	~+9.2%	↑ เพิ่มเล็กน้อย
ผลรวม BAU ทั้งหมด	**~76,000**	**~88,200**	**~+12,200**	**~+16.1%**	**↑ เพิ่มขึ้น**

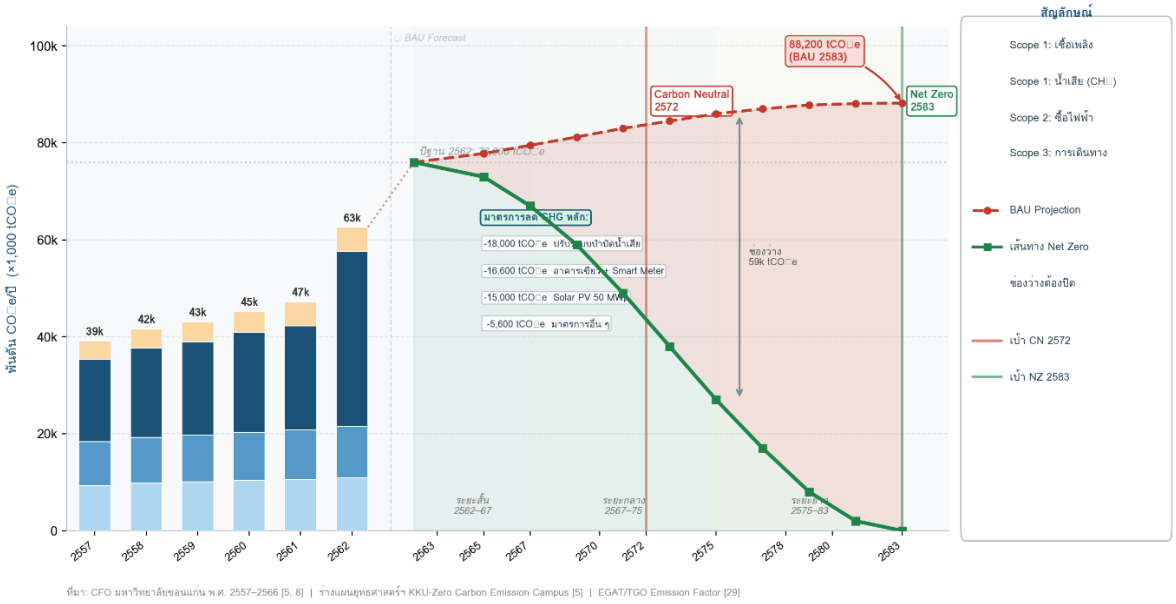
ที่มา: สังเคราะห์จากข้อมูล CFO KKU [5, 8], แบบจำลองคาดการณ์ของคณะกรรมการขับเคลื่อนฯ [5] และข้อมูลการใช้ไฟฟ้ารายปี

3.4 การวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ระหว่าง BAU และเป้าหมาย Net Zero

3.4.1 ช่องว่างในการลด GHG

เป้าหมาย Net Zero ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น กำหนดให้ปริมาณการปล่อย GHG สุทธิเท่ากับศูนย์ภายในปี พ.ศ. 2583 ในขณะที่แบบจำลอง BAU คาดว่าจะปล่อย GHG สูงถึง 88,200 tCO2e/ปี ในปีดังกล่าว ดังนั้นช่องว่างที่ต้องปิดจึงเท่ากับ 88,200 tCO2e/ปี ซึ่งแผนยุทธศาสตร์ฯ ที่มีอยู่สามารถลดได้ 54,100 tCO2e/ปี (ร้อยละ 61.3) ยังเหลือช่องว่าง 34,100 tCO2e/ปี ที่ต้องการมาตรการเพิ่มเติม [5]

เปรียบเทียบสถานการณ์ Business-as-Usual (BAU) กับเส้นทางสู่ Net Zero Emission ครอบคลุมข้อมูลย้อนหลัง พ.ศ. 2557–2562 (Stacked Bar แสดง Scope 1, 2, 3) และการคาดการณ์ถึง พ.ศ. 2583 พร้อมเส้นทาง Net Zero ที่แสดงผลจากมาตรการทั้ง 3 ยุทธศาสตร์ในแผนยุทธศาสตร์ฯ ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 1 แนวโน้มการปล่อย GHG ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น พ.ศ. 2557–2583

ตารางที่ 9 การวิเคราะห์ช่องว่าง (Gap Analysis) ระหว่างเป้าหมาย Net Zero และแผนยุทธศาสตร์ฯ

มาตรการ	*ศักยภาพลด GHG (tCO_2e/ปี)*	*สัดส่วนจาก BAU 2583 (%)*	*สถานะในแผนยุทธศาสตร์ KKU*
ปรับระบบบำบัดน้ำเสีย (Scope 1) *⟶ Activated Sludge + RE Power*	~18,000	~20.4%	แผนงาน 1.1.1 (ระยะสั้น) งบ 40 ล้านบาท
Solar PV ตามแผน: *9.5 MWp (Rooftop EGAT) + 2 MW (Farm) + 15 MW (Floating)*	~10,000	~11.3%	แผนงาน 1.2.2.1–1.2.2.3 (ระยะสั้น-กลาง)
เปลี่ยนยานพาหนะเป็น EV (Scope 1+3)	~1,220	~1.4%	แผนงาน 1.2.3.1–1.2.3.4 (ระยะสั้น-กลาง)
เพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในอาคาร (Green Building + Smart Meter + IoT)	~16,600	~18.8%	แผนงาน 1.3.1–1.3.3 (ระยะกลาง-ยาว)
Smart Boiler (โรงพยาบาล)	~1,500	~1.7%	แผนงาน 1.1.2 (ระยะสั้น)
การจัดการขยะ (Scope 1)	~1,780	~2.0%	แผนงาน 1.1.3 (ระยะกลาง)
รวมที่ประเมินค่าได้	**~54,100**	**~61.3%**	—
ยังต้องการมาตรการเพิ่มเติม (Gap ที่เหลือ = 88,200 - 54,100)	**~34,100**	**~38.7%**	**ต้องการ Solar PV เพิ่มและการกักเก็บคาร์บอน**

*ที่มา: ร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU [5] | *ตัวเลขเป็นการประมาณการจากข้อมูลที่คำนวณได้แล้วในแผนและจากการวิเคราะห์เพิ่มเติม*

3.4.2 นัยสำคัญของช่องว่างที่เหลือ

จากตารางที่ 9 พบว่าช่องว่างที่เหลือ 34,100 tCO2e/ปี ต้องการมาตรการใน 2 แนวทางหลัก ดังนี้

- แนวทางที่ 1 — ขยายกำลังการผลิต Solar PV เพิ่มเติมจากแผน: แผนยุทธศาสตร์ฯ ระบุ Solar PV รวม 26.5 MWp (9.5 + 2 + 15 MW) ซึ่งสามารถลด GHG ได้ ~10,000 tCO2e/ปี แต่เพื่อปิดช่องว่างให้ครบ ต้องการกำลังการผลิตเพิ่มอีกอย่างน้อย 20–30 MWp ซึ่งเป็นที่มาของการวิเคราะห์ศักยภาพ 50 MWp ในบทที่ 5 และ 6 ของรายงานนี้
- แนวทางที่ 2 — เพิ่มการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว: พื้นที่สีเขียวของมหาวิทยาลัย (~5,500 ไร่) มีศักยภาพกักเก็บคาร์บอนได้ ~25,500 tCO2e/ปี ซึ่งครอบคลุมช่องว่างที่เหลือทั้งหมด หากมีการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่สีเขียวอย่างเป็นระบบ อย่างไรก็ตาม การกักเก็บคาร์บอนด้วยธรรมชาติมีความไม่แน่นอนและขึ้นอยู่กับสภาวะภูมิอากาศ จึงควรใช้เป็นมาตรการเสริม ไม่ใช่มาตรการหลัก

สรุปสมการ Gap Analysis ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น:

GHG BAU ปี 2583 = 88,200 tCO_2e/ปี

หัก: มาตรการในแผนยุทธศาสตร์ฯ (ลดได้) = –54,100 tCO_2e/ปี (61.3%)

ช่องว่างที่ต้องปิดเพิ่มเติม = 34,100 tCO_2e/ปี (38.7%)

แนวทางปิดช่องว่าง:

ก) Solar PV เพิ่มเติม 30–50 MWp ⟶ ลดได้ ~15,000–23,000 tCO_2e/ปี

ข) เพิ่ม/ฟื้นฟูพื้นที่สีเขียว ⟶ กักเก็บได้ ~10,000–25,500 tCO_2e/ปี

ค) มาตรการที่ยังประเมินค่าไม่ได้ ⟶ ต้องการการศึกษาเพิ่มเติม

3.5 ศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว

3.5.1 ลักษณะและขนาดพื้นที่สีเขียวของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีพื้นที่สีเขียวรวม 5,500 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 70.12 ของพื้นที่เปิดโล่งทั้งหมด และร้อยละ 62.5 ของพื้นที่วิทยาเขตทั้งหมด [8] พื้นที่ป่าไม้ส่วนใหญ่จัดอยู่ในประเภท Dry Dipterocarp Forest (DDF) หรือที่รู้จักในชื่อ "ป่าเต็งรัง" ซึ่งเป็นระบบนิเวศป่าที่มีการกระจายพันธุ์ตามธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และมีความสามารถในการกักเก็บคาร์บอนในระดับปานกลาง

การสำรวจความหลากหลายทางชีวภาพและประเมินทรัพยากรป่าไม้ภายในมหาวิทยาลัยโดยใช้แปลงสำรวจขนาด 40×40 เมตร พร้อมการวิเคราะห์ด้วยข้อมูลดาวเทียม Sentinel-2 พบว่าพื้นที่ป่าของมหาวิทยาลัยมีค่า NDVI เฉลี่ยอยู่ในระดับสูง สะท้อนสุขภาพและความหนาแน่นของพืชพรรณที่ดี [31]

ตารางที่ 10 พื้นที่สีเขียวของมหาวิทยาลัยขอนแก่นและศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน

ประเภทพื้นที่สีเขียว	*ขนาด (ไร่)*	*สัดส่วน (%)*	*Carbon Sequestration (tCO_2e/ปี)*	*บทบาทด้าน Net Zero*
ป่าธรรมชาติ / สวนป่า (Dry Dipterocarp Forest)	1,200	22%	~8,000	กักเก็บคาร์บอนหลัก + Biodiversity
พื้นที่สนามหญ้าและสวนสาธารณะ	900	16%	~2,500	นันทนาการ + ลด Urban Heat Island
พื้นที่ริมบึง / พื้นที่ชุ่มน้ำ (Wetland)	1,100	20%	~4,500	จัดการน้ำฝน + กักเก็บคาร์บอน
พื้นที่ต้นไม้กระจาย (Along Roads, Campus Greenery)	1,100	20%	~5,000	ร่มเงา + ลด HVAC Load
พื้นที่เกษตรทดลอง / ฟาร์มวิจัย	1,200	22%	~5,500	วิจัย + ศักยภาพ Ground-Mounted Solar
รวม	**5,500**	**100%**	**~25,500**	**ชดเชย GHG ~29% ของ BAU 2583**

ที่มา: ข้อมูลกายภาพจากบทที่ 4 รายงานวิจัย [8] และการประเมิน Carbon Sequestration ตามแนวทาง IPCC Tier 1 [1]

3.5.2 นัยของศักยภาพ Carbon Sequestration ต่อแผน Net Zero

ศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียวรวม ~25,500 tCO2e/ปี มีนัยสำคัญต่อแผน Net Zero ในสองด้าน ดังนี้

- ด้านแรก — ศักยภาพเป็นกันชน (Buffer) สำหรับ Residual Emissions: หากมาตรการลด GHG ด้านเทคนิคและพลังงานสามารถลดการปล่อยลงได้ถึง 64,100 tCO2e/ปี (= 54,100 จากแผนปัจจุบัน + ~10,000 เพิ่มเติมจาก Solar PV) การกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว ~25,500 tCO2e/ปี จะเพียงพอสำหรับชดเชย Residual Emissions ที่เหลือ ~24,100 tCO2e/ปี ทำให้สามารถบรรลุ Net Zero ได้ภายใน พ.ศ. 2583
- ด้านที่สอง — ความเสี่ยงจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ: พื้นที่สีเขียวของมหาวิทยาลัยขอนแก่น โดยเฉพาะป่า Dry Dipterocarp Forest มีความเสี่ยงจากสภาวะแห้งแล้งที่รุนแรงขึ้นในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ อีกทั้งการขยายตัวของอาคารและโครงสร้างพื้นฐานอาจกดดันให้พื้นที่สีเขียวลดลง ดังนั้น Carbon Sequestration จากพื้นที่สีเขียวจึงไม่ควรถูกพิจารณาเป็นมาตรการหลักในการปิดช่องว่าง GHG

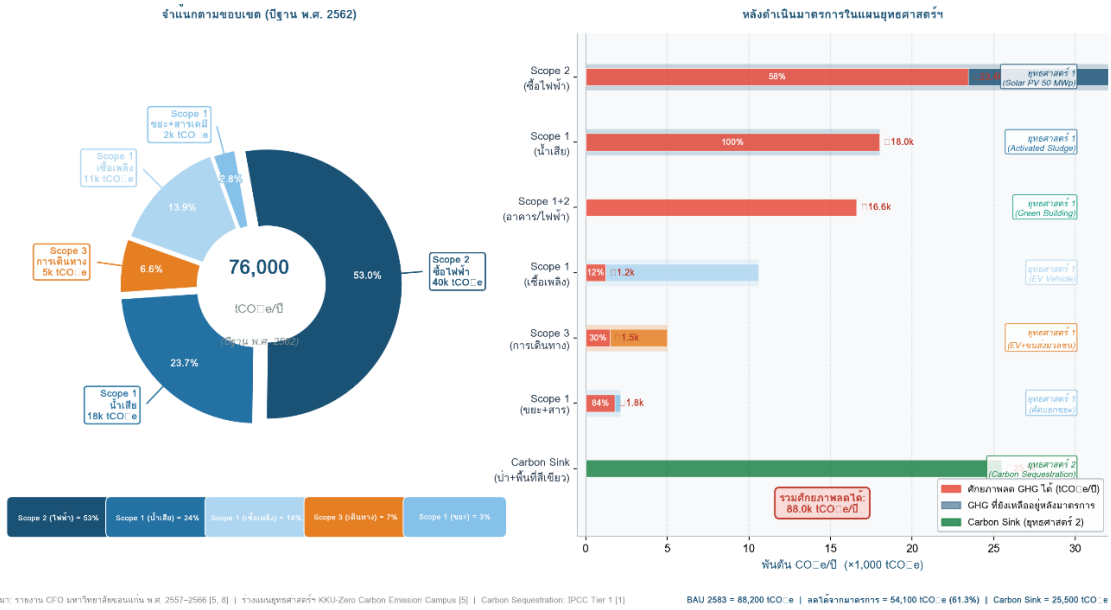
ข้อสรุปสำคัญคือ มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีศักยภาพสมดุล (Potential Balance) ระหว่างการปล่อยและการดูดกลับ GHG หากสามารถดำเนินมาตรการลด GHG ตามแผนยุทธศาสตร์ฯ ได้ครบถ้วน

และพัฒนาระบบ Solar PV เพิ่มเติมตามการวิเคราะห์ในส่วนที่ 5 และ 6 การอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่สีเขียวอย่างต่อเนื่องจะเป็น "ตาข่ายนิรภัย" ที่ช่วยให้มหาวิทยาลัยบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้ในที่สุด

3.6 สรุปสถานภาพ GHG และความพร้อมสู่ Net Zero

จากการวิเคราะห์สถานภาพ GHG อย่างครอบคลุมในบทนี้ สามารถสรุปประเด็นสำคัญ 5 ประการที่เป็นรากฐานสำหรับการวางแผนมาตรการในส่วนต่อไป ดังนี้

1. Scope 2 (ไฟฟ้า) เป็นเป้าหมายลำดับแรก: คิดเป็น ~53% ของการปล่อยทั้งหมด และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเร็วที่สุด การลด Scope 2 ด้วย Solar PV จึงมีประสิทธิภาพสูงสุดต่อหน่วยการลงทุน
2. ระบบบำบัดน้ำเสีย (Scope 1) เป็น Quick Win ที่มีผลสูง: สามารถลด GHG ได้ 18,000 tCO_2e/ปี (20% ของ BAU) ด้วยการเปลี่ยนระบบ และเป็นโอกาสที่เชื่อมโยงกับ Floating Solar บนบ่อบำบัดน้ำเสียด้วย
3. ช่องว่าง 34,100 tCO_2e/ปี ต้องการ Solar PV เพิ่มจากแผน: แผนปัจจุบันมี Solar 26.5 MWp การเพิ่มเป็น 50 MWp จะลดช่องว่างได้อีก ~13,000–15,000 tCO_2e/ปี
4. EF ไฟฟ้าไทยลดลงช่วย แต่ไม่เพียงพอ: แม้ EF จะลดจาก 0.50 เหลือ 0.28 ในปี 2583 แต่ความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นสุทธิยังทำให้การปล่อย GHG เพิ่มสูงถึง 88,200 tCO_2e/ปี
5. พื้นที่สีเขียว 5,500 ไร่ กักเก็บ ~25,500 tCO_2e/ปี: เป็น "ตาข่ายนิรภัย" ที่สำคัญ แต่ต้องอนุรักษ์และฟื้นฟูอย่างเคร่งครัด ไม่ใช่ใช้เป็นข้ออ้างเพื่อชะลอมาตรการลด GHG เชิงเทคนิค



รูปที่ 2 การวิเคราะห์สัดส่วนการปล่อยและศักยภาพการลด GHG

(ซ้าย) สัดส่วนการปล่อย GHG จำแนกตาม Scope 1–3 ปีฐาน พ.ศ. 2562

(ขวา) ศักยภาพการลด GHG รายแหล่งหลังดำเนินมาตรการในแผนยุทธศาสตร์ฯ

บทที่ 4
แผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

บทนี้นำเสนอแผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นอย่างครบถ้วน ครอบคลุม 6 หัวข้อหลัก ได้แก่ วิสัยทัศน์และเป้าหมาย Roadmap 4 ระยะ โครงสร้างยุทธศาสตร์ทั้ง 3 ยุทธศาสตร์ รายละเอียดแผนงานและโครงการใน ยุทธศาสตร์ที่ 1 ตัวชี้วัด KPI และกลไกการขับเคลื่อนเชิงสถาบัน ทั้งนี้ข้อมูลในส่วนนี้สังเคราะห์จากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ ปี พ.ศ. 2565 [5] และการประกาศเจตนารมณ์ล่าสุดของมหาวิทยาลัย ณ เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2569 [32]

4.1 วิสัยทัศน์ เป้าหมาย และเส้นทางสู่ Net Zero

4.1.1 วิสัยทัศน์ Net Zero ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

มหาวิทยาลัยขอนแก่นได้แสดงเจตนารมณ์ในการขับเคลื่อนสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนและสุทธิเป็นศูนย์อย่างเป็นทางการและต่อเนื่อง โดยล่าสุดในวันที่ 12 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2569 อธิการบดีมหาวิทยาลัยขอนแก่น (รองศาสตราจารย์ นพ.ชาญชัย พานทองวิริยะกุล) ได้ประกาศ "คำประกาศเจตนารมณ์ Carbon Neutral University" อย่างเป็นทางการ โดยกำหนดเป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี พ.ศ. 2572 และ Net Zero Emission ภายในปี พ.ศ. 2583 ซึ่งเร็วกว่าเป้าหมายระดับประเทศ [32]

คำประกาศดังกล่าวระบุชัดเจนว่า "การติดตั้งระบบ Solar Farm ขนาด 30 MWp และ Floating Solar ถือเป็นโครงการนำร่องที่สำคัญที่สุดในประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งช่วยเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ" [32] ข้อมูลนี้สอดคล้องกับ

การวิเคราะห์ในรายงานนี้ซึ่งระบุว่าการพัฒนา Solar PV ขนาด 50 MWp เป็นมาตรการ Quick Win ที่สำคัญที่สุดในการปิดช่องว่าง GHG ของมหาวิทยาลัย

วิสัยทัศน์ Net Zero มหาวิทยาลัยขอนแก่น (ประกาศ กุมภาพันธ์ 2569):

"มหาวิทยาลัยขอนแก่นพร้อมแล้วที่จะประกาศความมุ่งมั่น เราจะเป็นมหาวิทยาลัยที่บรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutral University) ภายในปี 2572 เราจะสร้างมรดกแห่งความยั่งยืนนี้ไว้ให้กับลูกหลานและประชาชนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และจะเป็นต้นแบบแห่งมหาวิทยาลัยที่มีความรับผิดชอบต่อโลก พิสูจน์ให้ประชาคมโลกเห็นว่า นวัตกรรมและการอุทิศตนเพื่อสังคมสามารถเดินหน้าไปพร้อมกันได้อย่างมั่นคงและยั่งยืน"

— อธิการบดี มหาวิทยาลัยขอนแก่น, 12 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2569 [32]

4.1.2 เป้าหมาย 4 ระยะ

แผนยุทธศาสตร์ฯ กำหนดเป้าหมายเป็น 4 ระยะ เพื่อให้มีความยืดหยุ่นในการดำเนินการและสามารถปรับแผนตามบริบทที่เปลี่ยนแปลงได้ โดยเป้าหมายแต่ละระยะมีความเข้มข้นเพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ เพื่อสร้างการรับรู้และเตรียมความพร้อมของประชาคมมหาวิทยาลัยในทุกระดับ [5]

- ระยะเร่งด่วน (พ.ศ. 2566–2567): จัดตั้งกลไกสถาบัน จัดทำเป้าหมายและตัวชี้วัดที่วัดผลได้ เริ่ม Pilot Projects ที่มีผลสัมฤทธิ์เร็วสุด ได้แก่ การปรับระบบบำบัดน้ำเสีย และพัฒนาระบบการใช้ประโยชน์จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ การบริหารจัดการขยะและของเสียภายในมหาวิทยาลัย
- ระยะสั้น (พ.ศ. 2567–2570): ลดการปล่อย GHG ลงร้อยละ 20–30 จาก BAU ปีฐาน เพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 ลดอัตราการใช้ไฟฟ้าลงไม่น้อยกว่าร้อยละ 5 และบรรลุ Carbon Neutrality ภายในปี พ.ศ. 2572
- ระยะกลาง (พ.ศ. 2570–2575): ลดการใช้พลังงานลงไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 เมื่อเทียบกับ BAU ปีฐาน เพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 60 ลดการใช้ยานพาหนะส่วนตัวไม่น้อยกว่าร้อยละ 70 ภายในปี พ.ศ. 2583
- ระยะยาว (พ.ศ. 2575–2583): บรรลุ Net Zero Emission ภายในปี พ.ศ. 2583 โดยการผสมผสานระหว่างการลดการปล่อย GHG การเพิ่มการกักเก็บคาร์บอนจากพื้นที่สีเขียว และการใช้กลไกคาร์บอนเครดิตที่ได้รับการรับรองจาก อบก.

4.2 โครงสร้างยุทธศาสตร์: 3 ยุทธศาสตร์ 8 กลยุทธ์ 13 แผนงาน

แผนยุทธศาสตร์ฯ ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นประกอบด้วย 3 ยุทธศาสตร์หลักที่ออกแบบให้ครอบคลุมทุกมิติของการลด GHG และการบริหารจัดการสิ่งแวดล้อมขององค์กร ตารางที่ 11 สรุป

ภาพรวมของยุทธศาสตร์ทั้งสาม ที่แสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่าง 3 ยุทธศาสตร์หลัก ที่มีลักษณะเป็น "สามเสาหลัก" ที่มหาวิทยาลัยได้วางเป็นกรอบแนวทางในการดำเนินการ โดยการวางยุทธศาสตร์ให้มีความเกื้อหนุนกัน กล่าวคือ ยุทธศาสตร์ที่ 1 มุ่งลดการปล่อย GHG จากแหล่งกำเนิดโดยตรง และยุทธศาสตร์ที่ 2 เพิ่มการดูดกลับ GHG ที่ยังปล่อยอยู่ผ่านระบบนิเวศสีเขียว จะถูกประสานเชื่อมโยงด้วยยุทธศาสตร์ที่ 3 การสร้างกลไกของสถาบันที่เป็นระบบ ที่ช่วยส่งเสริมและทำให้ทั้งสองยุทธศาสตร์แรกสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่องและมีประสิทธิภาพในระยะยาว [5] ตามกรอบแนวคิด Scalable Pathways ที่ Kourgiozou et al. (2021) เสนอสำหรับ HEIs [23]

ตารางที่ 11 โครงสร้างแผนยุทธศาสตร์สุทธิเป็นศูนย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

ยุทธศาสตร์	*ชื่อยุทธศาสตร์*	*หลักการสำคัญ*	*จำนวนกลยุทธ์ / แผนงาน*	*เป้าหมาย GHG (tCO_2e/ปี)*
ยุทธศาสตร์ที่ 1	การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG Mitigation)	ปรับปรุงกระบวนการและโครงสร้างพื้นฐานเพื่อลดการปล่อย GHG จากแหล่งกำเนิดหลัก ทั้ง Scope 1 และ Scope 2	3 กลยุทธ์ 13 แผนงาน 25+ โครงการ	ลดได้ ~45,900 tCO_2e (~52% ของ BAU 2583)
ยุทธศาสตร์ที่ 2	การเพิ่มศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Sink Enhancement)	อนุรักษ์และเพิ่มพื้นที่สีเขียวเพื่อเพิ่มการดูดกลับ CO_2 และลด Urban Heat Island Effect	2 กลยุทธ์ 2 แผนงาน	กักเก็บ/ชดเชย ~25,500 tCO_2e/ปี
ยุทธศาสตร์ที่ 3	การบริหารจัดการสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน (Sustainable Environmental Management)	สร้างโครงสร้างสถาบัน กลไกติดตาม และความร่วมมือเพื่อขับเคลื่อนแผนยุทธศาสตร์ระยะยาว	3 กลยุทธ์ 3 แผนงาน	สนับสนุนการบรรลุ Net Zero ทั้งระบบ

4.3 ยุทธศาสตร์ที่ 1: การลดการปล่อย GHG — กลยุทธ์และแผนงาน

4.3.1 กลยุทธ์ที่ 1.1: พัฒนากระบวนงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

กลยุทธ์ที่ 1.1 มุ่งเน้นการปรับปรุงกระบวนการและระบบโครงสร้างพื้นฐานที่เป็นแหล่งปล่อย GHG ทางตรง (Scope 1) โดยมีแผนงานหลักที่สำคัญที่สุดคือการปรับระบบบำบัดน้ำเสีย ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 20 ของการปล่อย GHG ทั้งหมด

แผนงาน 1.1.1: การปรับระบบบำบัดน้ำเสียจาก Stabilization Pond เป็น Activated Sludge System ซึ่งจะช่วยลดการปล่อย CH4 และ N2O ลงได้ 18,000 tCO2e/ปี หรือร้อยละ 100 ของการปล่อยจากระบบบำบัดน้ำเสียเดิม [5] โดยระบบใหม่จะใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในการเดินระบบ ซึ่งหมายความว่าโครงการนี้ต้องดำเนินการควบคู่กับการพัฒนา Solar PV ภายในมหาวิทยาลัย นอกจากนี้บ่อบำบัดเดิมที่ถูกปรับปรุงแล้วยังสามารถใช้เป็นพื้นที่ผิวน้ำสำหรับติดตั้ง Floating Solar ได้อีกด้วย ซึ่งถือเป็นการสร้าง "ผลประโยชน์ร่วม" (Co-benefit) ที่สอดคล้องกับงานวิจัยของ Greenlancer (2026) [22]

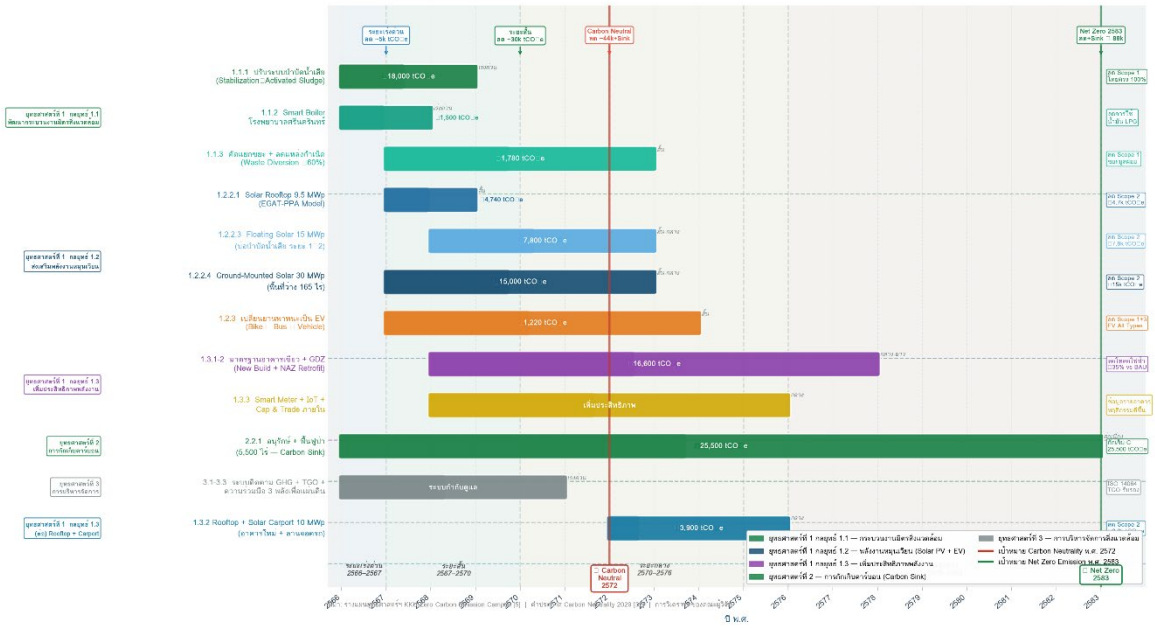
4.3.2 กลยุทธ์ที่ 1.2: ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน

กลยุทธ์ที่ 1.2 ประกอบด้วย 5 แผนงานหลักที่ครอบคลุมตั้งแต่การผลิตพลังงานหมุนเวียนจากหลายรูปแบบ ไปจนถึงการเปลี่ยนผ่านยานพาหนะเป็น EV และการสร้างเสถียรภาพระบบพลังงาน แผนงาน 1.2.2.1–1.2.2.4 เกี่ยวข้องโดยตรงกับการพัฒนา Solar PV ซึ่งเป็นหัวใจของกลยุทธ์นี้

ข้อมูลล่าสุด ณ เดือนตุลาคม พ.ศ. 2568 ระบุว่ามหาวิทยาลัยขอนแก่นมีแผนพัฒนา Solar Farm ขนาด 30 MWp บนพื้นที่ว่าง 2,000 ไร่ [33] ซึ่งสอดคล้องกับการวิเคราะห์ในรายงานนี้ที่แนะนำให้พัฒนา Ground-Mounted Solar เป็นลำดับแรกจำนวน 30 MWp เนื่องจากมี CapEx ต่ำสุดและ Payback สั้นสุด

4.3.3 กลยุทธ์ที่ 1.3: เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและทรัพยากร

กลยุทธ์ที่ 1.3 มุ่งลดความต้องการพลังงานจากต้นทาง (Demand-Side Management) ควบคู่ไปกับการพัฒนาพลังงานสะอาดฝั่งอุปทาน โดยแผนงานที่มีศักยภาพลด GHG สูงสุดในกลุ่มนี้คือการพัฒนามาตรฐานอาคารเขียวและพื้นที่สาธิต Net-Zero Energy Building (GDZ) ในโซน New Academic Zone (NAZ) ซึ่งคาดว่าจะลดการใช้ไฟฟ้าจาก ~167 GWh/ปี เหลือ ~109 GWh/ปี ในปี พ.ศ. 2583 คิดเป็นการลด GHG ได้ ~16,600 tCO2e/ปี



รูปที่ 3 Roadmap การขับเคลื่อนแผนยุทธศาสตร์ Net Zero มหาวิทยาลัยขอนแก่น พ.ศ. 2566–2583

ตารางที่ 12 แผนงานและโครงการในยุทธศาสตร์ที่ 1: การลดการปล่อย GHG

รหัส	แผนงาน	โครงการ/กิจกรรมหลัก	ผลลัพธ์ที่คาดหวัง	ระยะ	ลด GHG (tCO_2e)	งบประมาณ (เบื้องต้น)
1.1.1	ลดการปล่อย GHG จากระบบบำบัดน้ำเสีย	ปรับระบบบำบัดน้ำเสียจาก Stabilization Pond เป็น Activated Sludge และเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียน	ลด CH4 + N2O สุทธิ เป็นศูนย์จากระบบบำบัด พร้อม Floating Solar บนบ่อเติม	สั้น	~18,000	40 ล้านบาท
1.1.2	เพิ่มประสิทธิภาพหม้อไอน้ำโรงพยาบาล	โครงการปรับปรุง Smart Boiler โรงพยาบาลศรีนครินทร์	ลดการใช้น้ำมันเตา และ LPG ในระบบทำความร้อน/ฆ่าเชื้อ	สั้น	~1,500	ประเมินเพิ่มเติม
1.1.3	จัดการขยะมูลฝอยลดแหล่งกำเนิด	คัดแยกขยะ Recyclable และ Organic Waste ลดการฝังกลบ	เพิ่มสัดส่วน Diversion จากฝังกลบ ≥60% ในปีเป้าหมาย	กลาง	~1,780	ประเมินเพิ่มเติม
1.2.2.1	Solar Rooftop 9.5 MWp (EGAT)	ติดตั้งระบบ Solar PV บนหลังคาอาคาร 9.5 MWp โดย EGAT (PPA Model)	ผลิต ~13.3 GWh/ปี ลด GHG ~4,740 tCO_2e/ปี	สั้น	~4,740	PPA (ไม่ใช้ CapEx)
1.2.2.2	Solar Farm 2 MW (เดิม)	โครงการ Solar Farm 2 MW ที่มีอยู่แล้ว	ผลิต ~2.8 GWh/ปี ลด GHG ~1,000 tCO_2e/ปี	เสร็จแล้ว	~1,000	ดำเนินการแล้ว
1.2.2.3	Floating Solar 15 MWp (บ่อบำบัดน้ำเสีย)	ติดตั้ง FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสียที่ปรับปรุงใหม่ ขนาด 15 MWp	ผลิต ~22 GWh/ปี ลด GHG ~7,800 tCO_2e/ปี ผลประโยชน์ร่วมระบบบำบัด	สั้น-กลาง	~7,800	350–450 ล้านบาท
1.2.2.4	ประเมินศักยภาพ RE เพิ่มเติม (30+ MWp)	ประเมินความเป็นไปได้ Solar Farm บนพื้นที่ว่าง 30 MWp (2,000 ไร่)	กำลังการผลิตรวม >50 MWp ลด GHG ~23,000+ tCO_2e/ปี	สั้น-กลาง	~14,000+	600–800 ล้านบาท
1.2.3.1–3	เปลี่ยนยานพาหนะเป็น EV	EV Bike + EV Shuttle Bus + EV Vehicle ปฏิบัติงาน	ลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในการเดินทาง	สั้น-กลาง	~1,220	ตามแผนจัดซื้อ
1.3.1–2	มาตรฐานอาคารเขียว และ GDZ Pilot	New Building Design Guideline + Retrofit Guide + Net-Zero Zone (NAZ)	ลดการใช้ไฟฟ้าจาก 167 GWh เหลือ ~109 GWh ภายใน 2583	กลาง-ยาว	~16,600	ตามแผนก่อสร้าง
1.3.3.1–5	Smart Meter + IoT + Cap & Trade	Smart Meter ทุกอาคาร ระบบ IoT ลด HVAC กลไก Cap & Trade ภายใน	ปรับพฤติกรรมการใช้พลังงานในอาคารอย่างมีระบบ	กลาง	รวมใน ~16,600	ประเมินเพิ่มเติม
1.3.4.1–4	Green Mobility และ Car-Free Zone	EV Shuttle Bus ปรับปรุง Car-Free Zone จอดรถ+มาตรการควบคุม	ลดการใช้ยานพาหนะส่วนบุคคลใน KKU ≥70%	กลาง-ยาว	รวมใน Scope 3	ประเมินเพิ่มเติม

ที่มา: ดัดแปลงจากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU [5] | สีฟ้า = กลยุทธ์ 1.1 | สีเขียวอ่อน = กลยุทธ์ 1.2 | สีเหลือง = กลยุทธ์ 1.3

4.4 ยุทธศาสตร์ที่ 2: การเพิ่มศักยภาพการกักเก็บคาร์บอน

ยุทธศาสตร์ที่ 2 ตระหนักว่าการลดการปล่อย GHG จากแหล่งกำเนิดเพียงอย่างเดียวไม่สามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้ภายในระยะเวลาที่กำหนด จึงจำเป็นต้องเสริมด้วยการเพิ่มขีดความสามารถในการดูดกลับ GHG ผ่านการใช้ประโยชน์จากระบบนิเวศสีเขียวที่มหาวิทยาลัยมีอยู่ [5]

4.4.1 กลยุทธ์ที่ 2.1: พัฒนาการใช้ประโยชน์ที่ดิน

แผนงาน 2.1.1 เน้นการกำหนดแผนแม่บทด้านพื้นที่สีเขียวและพื้นที่อนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติภายในวิทยาเขต โดยกำหนดเกณฑ์การใช้ประโยชน์พื้นที่ที่ชัดเจน เพื่อป้องกันการรุกล้ำพื้นที่สีเขียวจากการพัฒนาอาคารและโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของการสูญเสียศักยภาพ Carbon Sequestration

สิ่งสำคัญที่ต้องระมัดระวังคือการดุลยภาพระหว่างการพัฒนา Solar Farm บนพื้นที่ว่าง กับการอนุรักษ์พื้นที่สีเขียว รายงานนี้เสนอว่า Solar Farm ขนาด 30 MWp ใช้พื้นที่เพียง ~165 ไร่ จากพื้นที่ว่างรวม ~1,760 ไร่ หรือร้อยละ 9.4 เท่านั้น ดังนั้นจึงไม่กระทบต่อพื้นที่สีเขียวหลักอย่างมีนัยสำคัญ

4.4.2 กลยุทธ์ที่ 2.2: การจัดการพื้นที่สีเขียวที่ยั่งยืน

แผนงาน 2.2.1 มุ่งฟื้นฟูและเพิ่มพื้นที่ป่า โดยเฉพาะป่า Dry Dipterocarp Forest ที่เป็นระบบนิเวศเด่นของวิทยาเขต มหาวิทยาลัยได้ประกาศแผนปลูกต้นไม้และฟื้นฟูป่าในแผนยุทธศาสตร์ปี พ.ศ. 2568–2571 [32] และในคำประกาศ Carbon Neutrality 2029 ระบุชัดเจนว่า "การใช้พื้นที่สีเขียว 1,500 ไร่เป็น Carbon Sink หลัก" เสริมควบคู่กับโครงการ Solar PV [32]

4.5 ยุทธศาสตร์ที่ 3: การบริหารจัดการสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน

ยุทธศาสตร์ที่ 3 สร้างโครงสร้างพื้นฐานทางสถาบัน (Institutional Infrastructure) ที่จำเป็นสำหรับการขับเคลื่อนยุทธศาสตร์ที่ 1 และ 2 ให้ประสบความสำเร็จในระยะยาว ประกอบด้วย 3 กลยุทธ์ย่อยที่ครอบคลุมการปรับตัวต่อสภาพภูมิอากาศ การพัฒนาบุคลากร และการสร้างเครือข่ายความร่วมมือ

ความร่วมมือในระดับภูมิภาคที่สำคัญคือ MOU ระหว่างมหาวิทยาลัยขอนแก่น มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ในการประกาศเจตนารมณ์ร่วมกันสู่ Net Zero 2583 ภายใต้กิจกรรม "3 พลังเพื่อแผ่นดิน" ครั้งที่ 8 [5] ซึ่งเป็นตัวอย่างที่ดีของการสร้างเครือข่าย HEIs ระดับภูมิภาคในการขับเคลื่อนเป้าหมาย Net Zero ร่วมกัน

4.6 Roadmap การขับเคลื่อน: ตารางเวลาและลำดับมาตรการ

ตารางที่ 13 แสดง Roadmap การขับเคลื่อนมาตรการสำคัญในแผนยุทธศาสตร์ฯ แบ่งตาม 4 ระยะตามลำดับความสำคัญและความพร้อมในการดำเนินการ โดยสัญลักษณ์ ◉ หมายถึง กิจกรรมหลักในระยะนั้น และ ◎ หมายถึง กิจกรรมสนับสนุนหรือต่อเนื่อง

ตารางที่ 13 Roadmap การขับเคลื่อนแผนยุทธศาสตร์ Net Zero มหาวิทยาลัยขอนแก่น พ.ศ. 2566–2583

มาตรการ / ยุทธศาสตร์	*ระยะเร่งด่วน (2566–2567)*	*ระยะสั้น (2567–2570)*	*ระยะกลาง (2570–2575)*	*ระยะยาว (2575–2583)*
[1.1.1] ปรับระบบบำบัดน้ำเสีย → Activated Sludge	◉ ออกแบบจัดงบ	◉ ก่อสร้างเปิดใช้	◎ ติดตาม ประเมิน	—
[1.2.2.1] Solar Rooftop 9.5 MWp (EGAT-PPA)	◉ MOU/สัญญา PPA	◉ ติดตั้งแล้วเสร็จ	◎ ประเมิน ขยายผล	—
[1.2.2.3] Floating Solar 15 MWp (บ่อบำบัด)	◎ Feasibility Study	◉ ติดตั้งระยะที่ 1	◉ ขยายครบ 15 MWp	—
[1.2.2.4] Solar Farm 30 MWp (พื้นที่ว่าง)	◎ พัฒนาโครงการ	◉ เฟส 1 - 10 MWp	◉ เฟส 2–3 ครบ 30 MWp	◎ ประเมินขยายผล
[1.2.3] เปลี่ยนยานพาหนะเป็น EV	◉ EV Bike & EV Shuttle	◉ EV Shuttle&EV Vehicle	◉ ขยาย EV ทั้งระบบ	—
[1.1.2] Smart Boiler โรงพยาบาล	◉ จัดซื้อติดตั้ง	◎ ประเมินผล	—	—
[1.3.1-2] มาตรฐานอาคารเขียว + GDZ Pilot	◎ จัดทำ Guideline	◉ Pilot Zone NAZ	◉ ขยายผลทั้งมหาวิทยาลัย	◎ บังคับใช้เต็มรูปแบบ
[1.3.3] Smart Meter + IoT + Cap & Trade	◎ ออกแบบระบบ	◉ ติดตั้งอาคารนำร่อง	◉ ครอบคลุมทุกอาคาร	◎ เต็มระบบ
[2.1-2.2] อนุรักษ์ + ฟื้นฟูพื้นที่ป่า	◉ สำรวจวางแผน	◉ เริ่มปลูกฟื้นฟู	◉ ต่อเนื่องทุกปี	◉ เพิ่ม Carbon Sink
[3.1-3.3] ระบบติดตาม GHG + บุคลากร + MOU	◉ จัดตั้งหน่วยงาน	◉ พัฒนาบุคลากร	◉ รายงานสาธารณะ	◎ TGO รับรอง
เป้าหมายสะสม (tCO_2e ลดลง)	**~5,000**	**~30,000**	**~54,100**	**Net Zero หรือ Carbon Neutral**

ที่มา: สังเคราะห์จากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU [5] และคำประกาศเจตนารมณ์ [32, 33] | ◉ = กิจกรรมหลัก | ◎ = กิจกรรมสนับสนุน/ต่อเนื่อง

ลักษณะสำคัญของ Roadmap นี้คือการดำเนินการ "ขนาน" (Parallel Tracks) ในหลายมาตรการพร้อมกัน ไม่ใช่การรอให้มาตรการหนึ่งเสร็จก่อนแล้วจึงเริ่มอีกมาตรการหนึ่ง ซึ่งสอดคล้องกับหลักการ Phased Implementation ที่แนะนำในวรรณกรรมด้านการจัดการ Net Zero ใน HEIs [23] โดยในระยะสั้น (2567–2570) ซึ่งเป็นช่วงสำคัญในการสร้างผลลัพธ์ที่เห็นได้ชัด มีมาตรการ Quick Win หลายรายการที่ดำเนินการพร้อมกัน ได้แก่ Solar Rooftop (EGAT-PPA) Floating Solar บนบ่อบำบัดน้ำเสีย เริ่มโครงการ Solar Farm ระยะแรก และการเปลี่ยน EV Shuttle Bus

4.7 ตัวชี้วัดความสำเร็จ (Key Performance Indicators)

การติดตามความก้าวหน้าของแผนยุทธศาสตร์ฯ ต้องอาศัยตัวชี้วัดที่ชัดเจน วัดผลได้ และอ้างอิงได้ตามมาตรฐานสากล ตารางที่ 14 นำเสนอ KPI หลัก 7 ตัวสำหรับการติดตามผลการดำเนินงานในแต่ละระยะ

ตารางที่ 14 ตัวชี้วัดความสำเร็จ (KPIs) ของแผนยุทธศาสตร์ Net Zero มหาวิทยาลัยขอนแก่น

ตัวชี้วัด (KPI)	***คำอธิบาย***	***ค่าเป้าหมาย ปี 2570***	***ค่าเป้าหมาย ปี 2575***	***ค่าเป้าหมาย ปี 2583***	***หน่วยงานรับผิดชอบ***
GHG Intensity (tCO_2e/คน/ปี)	การปล่อย GHG ต่อประชากร 1 คนในมหาวิทยาลัย	≤1.2 ต่อคน	≤0.8 ต่อคน	⟶ 0	กองสาธารณูปโภคฯ
สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน (%)	% พลังงานหมุนเวียนต่อการใช้ไฟฟ้าทั้งหมด	≥20%	≥40%	≥60%	กองจัดการสาธารณูปโภคฯ
กำลังผลิต Solar PV สะสม (MWp)	กำลังการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV รวม	≥26.5 MWp	≥35 MWp	≥50 MWp	คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ
การปล่อย GHG จากไฟฟ้า (tCO_2e/ปี)	Scope 2 emissions จากการซื้อไฟฟ้า	≤45,000	≤35,000	≤15,000	กองสาธารณูปโภคฯ
สัดส่วนยานพาหนะ EV ในมหาวิทยาลัย (%)	% ยานพาหนะ EV ต่อยานพาหนะทั้งหมด	≥30%	≥60%	≥90%	กองกลาง
Carbon Sequestration (tCO_2e/ปี)	ปริมาณคาร์บอนที่กักเก็บจากพื้นที่สีเขียวต่อปี	≥22,000	≥24,000	≥25,500	กองอาคารและสถานที่
UI Green Metric Rank (ระดับโลก)	ลำดับในการจัดอันดับ UI Green Metric World	Top 200	Top 150	Top 100 หรือดีกว่า	คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ

ที่มา: สังเคราะห์จากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU [5] และกรอบ GHG Protocol [28]

KPI ที่สำคัญที่สุดคือ "สัดส่วนพลังงานหมุนเวียน" และ "กำลังผลิต Solar PV สะสม" เนื่องจากทั้งสองตัวชี้วัดนี้เชื่อมโยงโดยตรงกับการลด Scope 2 ซึ่งเป็นแหล่ง GHG สูงสุด และสามารถดำเนินการได้ในระยะสั้น นอกจากนี้ การจัดอันดับ UI Green Metric ยังเป็นตัวชี้วัดภาพลักษณ์ที่สำคัญ โดยมหาวิทยาลัยขอนแก่นมีแนวโน้มการพัฒนาที่ดีขึ้นต่อเนื่องตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564–2567 [8]

4.8 กลไกการขับเคลื่อนและโครงสร้างการกำกับดูแล

ความสำเร็จของแผนยุทธศาสตร์ Net Zero ไม่ได้ขึ้นอยู่กับเพียงมาตรการเทคนิคและการลงทุน แต่ยังต้องการโครงสร้างการกำกับดูแล (Governance Structure) ที่แข็งแกร่งและมีการบูรณาการในทุกระดับขององค์กร [5] ตารางที่ 15 แสดงโครงสร้างการกำกับดูแลที่คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ ได้วางไว้

ตารางที่ 15 โครงสร้างการกำกับดูแลและกลไกขับเคลื่อนแผนยุทธศาสตร์ Net Zero KKU

ระดับ / หน่วยงาน	***บทบาทและความรับผิดชอบ***	***กลไกการดำเนินงาน***
ระดับนโยบาย *สภามหาวิทยาลัยและ* *อธิการบดี*	กำหนดวิสัยทัศน์และเป้าหมาย Net Zero อนุมัติงบประมาณและแผนลงทุน รับทราบรายงานความก้าวหน้าทุก 6 เดือน	ประชุมสภามหาวิทยาลัยรับรองแผน ประกาศเจตนารมณ์ Carbon Neutrality 2029 และ Net Zero 2040
ระดับอำนวยการ *คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ* *(คำสั่ง 7938/2564)*	กำหนดแผนแม่บทและตัวชี้วัด KPI ติดตามประเมินผลการดำเนินงาน เสนอแนะมาตรการแก้ไขและปรับปรุง	ประชุมทุก 3 เดือน รายงานต่ออธิการบดีและสภาทุก 6 เดือน เชื่อมต่อกับ ABeam Consulting (ที่ปรึกษา)
ระดับปฏิบัติ *กองจัดการสาธารณูปโภค* *พลังงานและสิ่งแวดล้อม*	บริหารจัดการระบบพลังงานและสาธารณูปโภค จัดเก็บข้อมูล CFO ประจำปี ดูแลโครงการ Solar PV และระบบบำบัดน้ำเสีย	ติดตาม Smart Meter รายเดือน จัดทำรายงาน CFO ประจำปีตาม ISO 14064 ประสานงานโครงการ RE กับคณะ/หน่วยงาน
ระดับคณะ/หน่วยงาน *Green Champions ประจำคณะ*	ขับเคลื่อนมาตรการลด GHG ในระดับคณะ รณรงค์และเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม รายงานผลตามตัวชี้วัดของคณะ	ตั้ง Green Officer ประจำทุกคณะ จัดทำ Carbon Budget ระดับคณะ เข้าร่วม Cap & Trade กลไกภายใน
ระดับนักศึกษาและชุมชน *Green Campus Network*	เป็นพลังขับเคลื่อนจากระดับล่าง สร้างวัฒนธรรมองค์กรสีเขียว เชื่อมโยงกับชุมชนโดยรอบ KKU	โครงการนักศึกษาสีเขียว กิจกรรม Low Carbon Event MOU กับ มช. และ ม.อ. (3 พลังเพื่อแผ่นดิน)

ที่มา: ดัดแปลงจากร่างแผนยุทธศาสตร์ฯ KKU [5] และคำประกาศ Carbon Neutrality 2029 [32]

จุดแข็งสำคัญของโครงสร้างนี้คือการที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีที่ปรึกษาจากภายนอกที่มีความเชี่ยวชาญด้าน ESG Strategy ในระดับนานาชาติ ได้แก่ ABeam Consulting ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาในเครือ METI ญี่ปุ่น [5] เป็นความร่วมมือระหว่างประเทศที่มหาวิทยาลัยได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาลญี่ปุ่น ช่วยทำให้แผนการดำเนินการด้านการจัดการก๊าซเรือนกระจกของมหาวิทยาลัยมีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น และความร่วมมือกับภาคเอกชนในรูปแบบ PPA หรือ Power Purchase Agreement เป็นข้อตกลงระยะยาวระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า (ผู้พัฒนาโครงการ) และผู้ซื้อ (ธุรกิจหรือองค์กร) เพื่อซื้อพลังงานสะอาดในราคาคงที่ โดยที่ผู้ซื้อไม่ต้องลงทุนค่าติดตั้งเอง ทำให้ช่วยลดค่าไฟฟ้าและสร้างภาพลักษณ์ความยั่งยืนจากการใช้พลังงานสะอาด ในกรณีของมหาวิทยาลัยขอนแก่นนั้นได้เลือกแนวทางการดำเนินโครงการแบบ On-site PPA คือการให้คู่ความร่วมมือที่เป็นเอกชนเข้ามาติดตั้งในเขตพื้นที่มหาวิทยาลัยและรับซื้อไฟฟ้าโดยตรงผ่านระบบจำหน่ายภายในมหาวิทยาลัย การมีส่วนร่วมจากภาคเอกชนในกลไกการขับเคลื่อนนี้สะท้อนทิศทางที่ถูกต้อง เนื่องจากงานวิจัยของ OECD (2017) ระบุว่า "การสร้างความเป็นหุ้นส่วนสาธารณะ-เอกชน (PPP) เป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้โครงการ RE ในสถาบันภาครัฐประสบความสำเร็จ" [34]

4.9 สรุปผลลัพธ์ที่คาดหวังจากแผนยุทธศาสตร์และนัยต่อมาตรการ Solar PV

จากการวิเคราะห์ครอบคลุมในบทนี้ สามารถสรุปผลลัพธ์ที่คาดหวังจากแผนยุทธศาสตร์ฯ และนัยต่อการพัฒนาโครงการ Solar PV ได้ดังนี้

สรุปผลลัพธ์ที่คาดหวังจากแผนยุทธศาสตร์ Net Zero ทั้งระบบ:

GHG BAU ปี 2583 (ไม่มีมาตรการ): 88,200 tCO_2e/ปี

ลดได้จากมาตรการในแผนที่ประเมินแล้ว: −54,100 tCO_2e/ปี (61.3%)

คงเหลือก่อน Carbon Sink: 34,100 tCO_2e/ปี

Carbon Sequestration จากพื้นที่สีเขียว: −25,500 tCO_2e/ปี

ยอดสุทธิ (Net) หากดำเนินการครบทุกมาตรการ: ~+8,600 tCO_2e/ปี (ช่องว่างที่เหลือ)

⟶ ต้องการ Solar PV เพิ่มจากแผน (26.5 MWp ⟶ 50 MWp) เพื่อลดอีก ~13,000 tCO_2e/ปี

⟶ บวกกับมาตรการที่ยังประเมินไม่ได้ (Biogas, ขนส่ง, ขยะ) ซึ่งคาดว่าลดได้อีก ~5,000 tCO_2e/ปี

⟶ รวมกันทำให้มีศักยภาพบรรลุ Net Zero ได้ภายในปี พ.ศ. 2583

บทที่ 5
การศึกษาเชิงกายภาพและการประเมินศักยภาพพื้นที่

บทนี้นำเสนอการศึกษาเชิงกายภาพของมหาวิทยาลัยขอนแก่นในฐานะพื้นที่สำหรับการพัฒนาระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ครอบคลุม 7 หัวข้อหลัก ได้แก่ (1) ลักษณะทางกายภาพและทรัพยากรแสงอาทิตย์ (2) การวิเคราะห์การใช้ประโยชน์ที่ดิน (3) การวิเคราะห์อาคารและศักยภาพหลังคา (4) Load Profile และการคำนวณ Peak Demand (5) การกำหนดขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม (Optimal Sizing) (6) การจัดสรรกำลังการผลิตตามโซนกายภาพ และ (7) การเปรียบเทียบศักยภาพรายพื้นที่ การวิเคราะห์เหล่านี้สร้างฐานข้อมูลเชิงปริมาณที่จำเป็นสำหรับการประเมินความเป็นไปได้ทางการเงินต่อไป

5.1 ลักษณะทางกายภาพและทรัพยากรพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่

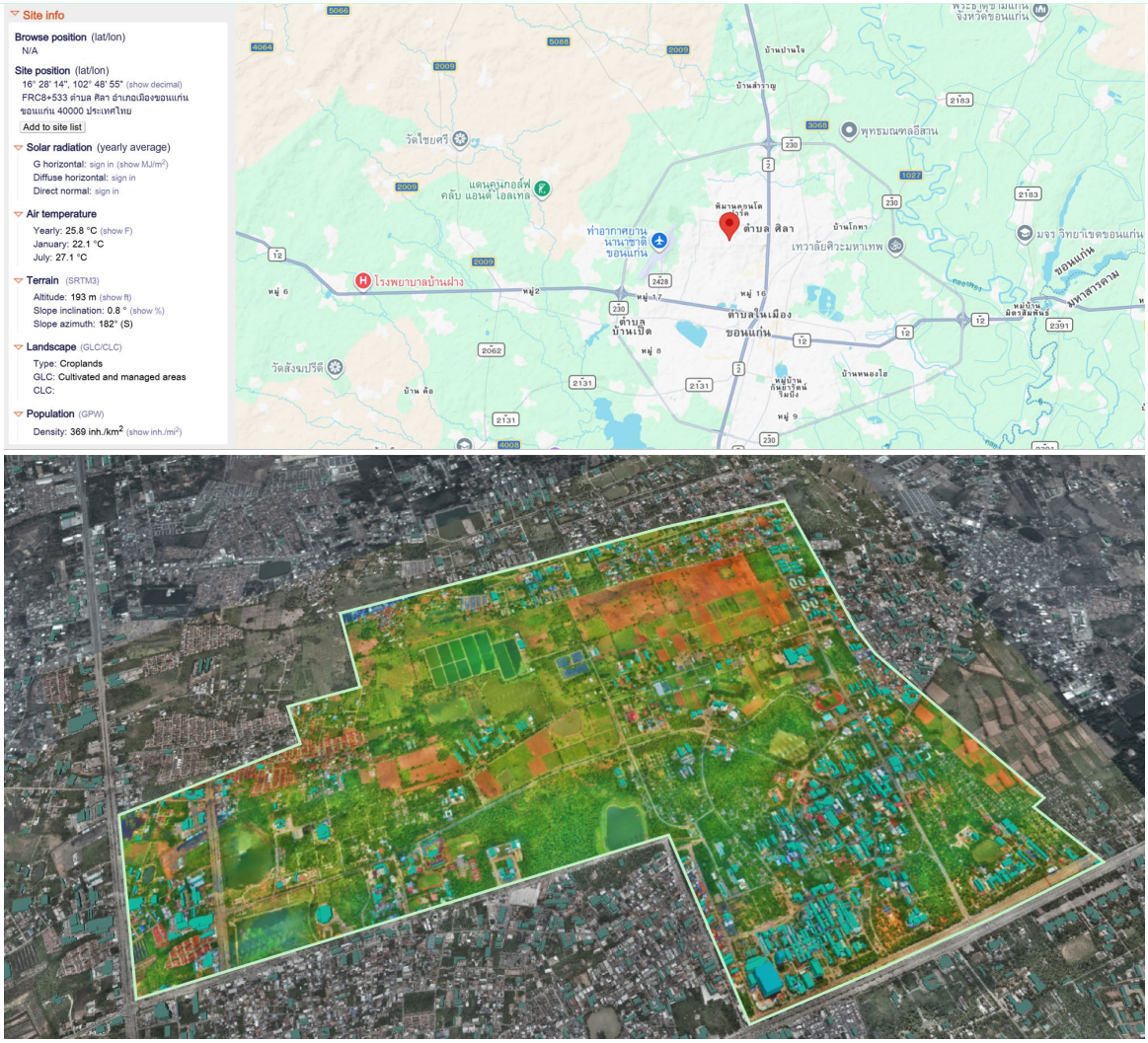
5.1.1 ที่ตั้งและสภาพภูมิอากาศ

มหาวิทยาลัยขอนแก่นตั้งอยู่ที่พิกัด 16°26′N 102°49′E บนที่ราบสูงโคราช (Korat Plateau) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของที่ราบสูงอินโดจีน ระดับความสูงประมาณ 150–180 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง [8] ลักษณะภูมิประเทศที่ราบเรียบสลับเนินดินเล็กน้อยเอื้อต่อการรับแสงอาทิตย์ได้อย่างสม่ำเสมอตลอดทั้งวัน และไม่มีสิ่งกีดขวางทางธรรมชาติที่จะลดทอนศักยภาพการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ในวิทยาเขต

ตารางที่ 16 ลักษณะทางกายภาพและทรัพยากรแสงอาทิตย์ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

พารามิเตอร์	***ข้อมูลเชิงกายภาพ***	***ข้อมูลเชิงปริมาณ***	***นัยต่อการพัฒนา Solar PV***
ที่ตั้งและพิกัด	อ.เมือง จ.ขอนแก่น บนที่ราบสูงโคราช	16°26′N, 102°49′E ระดับความสูง ~150–180 เมตร	ตำแหน่งที่ตั้งอยู่ในเขต ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดของประเทศ
ขนาดพื้นที่	วิทยาเขตหลัก ขอนแก่น	5,500 ไร่ (~8.8 km² หรือ 880 เฮกตาร์)	พื้นที่ขนาดใหญ่เพียงพอสำหรับ Solar Farm ขนาด 30 MWp (ต้องการเพียง 165 ไร่ = 3%)
ภูมิอากาศ	มรสุมเขตร้อน (Tropical Monsoon)	อุณหภูมิเฉลี่ย 26–28°C ฝนเฉลี่ย ~1,200 มม./ปี	อากาศร้อนทำให้ความต้องการ ไฟฟ้าช่วงกลางวัน (HVAC) ตรงกับช่วงผลิตสูงสุดของ Solar
ทรัพยากรแสงอาทิตย์ *(Solar Resource)*	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีศักยภาพสูง	GHI: ~1,600–1,875 kWh/m²/ปี ค่าเฉลี่ยรายวัน: ~5.06 kWh/m² SPVOUT: ~1,350–1,500 kWh/kWp	Specific Yield สูงกว่าค่าเฉลี่ย ยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ทำให้ CapEx ต่อหน่วยพลังงานต่ำ
ช่วงเวลาพีค Solar	แดดจัดที่สุดในช่วง มี.ค.–พ.ค.	ชั่วโมงแสงอาทิตย์: ~5.5–6.7 kWh/m²/วัน ในเดือนเม.ย.	ตรงกับ Peak Demand ไฟฟ้า (ฤดูร้อน มี.ค.–ส.ค.) ทำให้ Self-Consumption Rate สูง

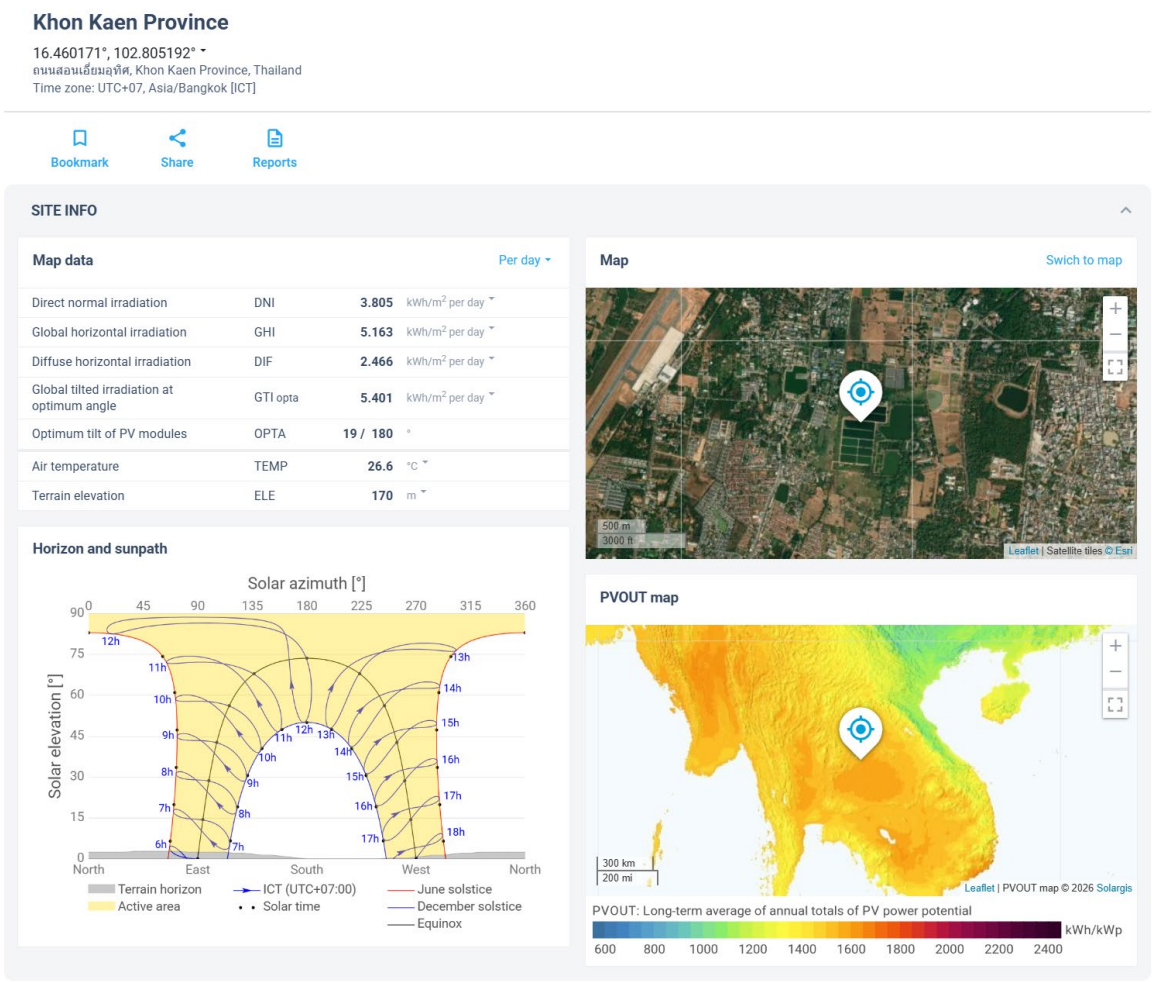
ที่มา: ข้อมูลกายภาพจากบทที่ 4 รายงานวิจัย [8] | ข้อมูล Solar Resource จาก Global Solar Atlas 2.0, World Bank/SolarGIS [35] และ DEDE [36]



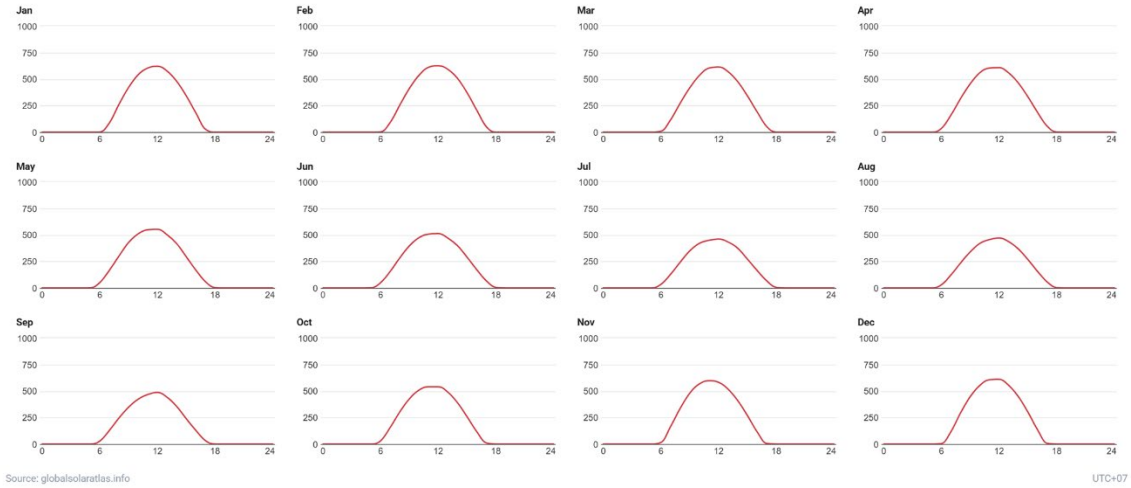
สภาพภูมิอากาศแบบมรสุมเขตร้อน (Tropical Monsoon Climate) มีลักษณะเด่นสำคัญ 2 ประการที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนา Solar PV ได้แก่ ประการแรก ฤดูร้อน (มีนาคม–พฤษภาคม) ซึ่งมีแสงแดดจัดและอุณหภูมิสูงสุดเกิน 40°C ในบางเดือน ช่วงนี้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อปรับอากาศอยู่ในระดับสูงสุดพร้อมกับที่ Solar PV ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ซึ่งถือเป็น "ความบังเอิญที่ดี" (Fortunate Coincidence) ด้านพลังงาน [2] ประการที่สอง ฤดูฝน (พฤษภาคม–ตุลาคม) มีเมฆมาก แต่ยังคงมีชั่วโมงแสงอาทิตย์เพียงพอสำหรับการผลิตไฟฟ้า โดยค่า Capacity Factor รายปียังคงอยู่ในระดับ 14–18%

5.1.2 ทรัพยากรพลังงานแสงอาทิตย์ของจังหวัดขอนแก่น

จากข้อมูล Global Solar Atlas 2.0 ของ World Bank/SolarGIS พบว่าภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย รวมถึงจังหวัดขอนแก่น มีค่า Global Horizontal Irradiance (GHI) เฉลี่ยต่อปีระหว่าง 1,600–1,875 kWh/m² [35] ซึ่งเป็นหนึ่งในบริเวณที่มีศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์สูงสุดของประเทศ โดยจุดพีคในเดือนเมษายนมีค่า Daily Irradiance สูงถึง 5.6–6.7 kWh/m²/วัน



ค่า Photovoltaic Power Output (PVOUT) หรือ Specific Yield สำหรับระบบ Solar PV แบบ Fixed-tilt ที่ตำแหน่งขอนแก่นอยู่ที่ประมาณ 1,350–1,500 kWh/kWp/ปี [35] ซึ่งสูงกว่าค่าเฉลี่ยของยุโรปอย่างมีนัยสำคัญ (800–1,200 kWh/kWp/ปี) และสูงกว่าญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ที่ประมาณ 1,000–1,200 kWh/kWp/ปี นอกจากนี้ EGAT ได้ดำเนินโครงการ Floating Solar บนเขื่อนอุบลรัตน์ในจังหวัดขอนแก่นขนาด 24 MW ซึ่งถือเป็นหลักฐานเชิงประจักษ์ของศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในจังหวัดขอนแก่น [2]

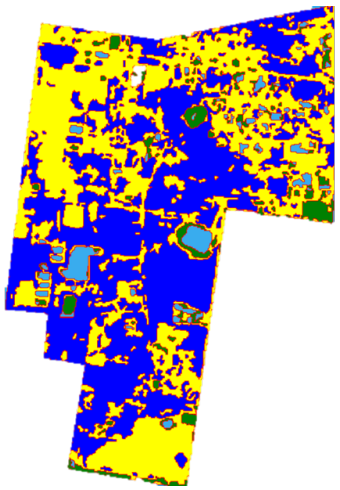


	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
0 - 1												
1 - 2												
2 - 3												
3 - 4												
4 - 5												
5 - 6					0.752	1.151						
6 - 7	1.137	2.320	8.834	34.941	50.670	49.385	34.165	29.341	28.541	31.035	15.867	4.247
7 - 8	88.281	91.647	116.364	161.529	167.055	155.924	129.307	123.140	129.682	157.431	166.140	118.269
8 - 9	263.602	255.981	274.202	317.358	301.841	283.737	242.991	235.531	247.000	304.182	337.156	295.004
9 - 10	422.335	413.493	418.827	456.345	428.813	397.410	350.307	339.644	348.081	426.854	480.729	447.528
10 - 11	541.872	536.462	534.922	560.037	510.406	474.204	420.550	419.525	424.072	509.081	567.473	553.042
11 - 12	604.573	611.888	604.011	604.023	547.958	506.980	448.859	455.582	467.270	540.137	597.083	606.286
12 - 13	620.767	625.699	614.071	608.157	552.733	511.847	460.277	470.452	486.528	540.243	581.783	610.420
13 - 14	575.931	591.859	568.465	558.208	500.949	469.149	431.499	435.589	441.572	489.208	515.823	553.818
14 - 15	478.732	506.443	474.035	463.653	417.099	397.925	372.143	367.640	354.290	389.864	408.098	448.375
15 - 16	341.244	370.605	340.345	333.008	292.452	288.933	270.062	267.072	238.208	257.187	267.785	301.892
16 - 17	179.955	207.577	191.619	186.698	166.830	171.957	164.555	156.163	128.169	117.617	115.518	135.648
17 - 18	26.742	51.156	52.568	56.656	57.432	66.664	66.658	56.608	31.713	10.700	5.459	7.182
18 - 19				1.270	2.763	4.812	5.141	3.048				
19 - 20												
20 - 21												
21 - 22												
22 - 23												
23 - 24												
Sum	4,145	4,265	4,198	4,342	3,998	3,780	3,397	3,359	3,325	3,774	4,059	4,082

Source: globalsolaratlas.info

5.2 การวิเคราะห์การใช้ประโยชน์ที่ดินและศักยภาพรายพื้นที่

จากการสำรวจและจัดทำแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินภายในวิทยาเขต อ้างอิงข้อมูลการตรวจวัดด้วยดาวเทียม Sentinel-2 ปี พ.ศ. 2562–2566 [31] และข้อมูลกายภาพอาคาร พบว่าพื้นที่ 5,500 ไร่ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นสามารถจำแนกตามศักยภาพการพัฒนา Solar PV ได้เป็น 5 ประเภทหลัก ดังแสดงในตารางที่ 17



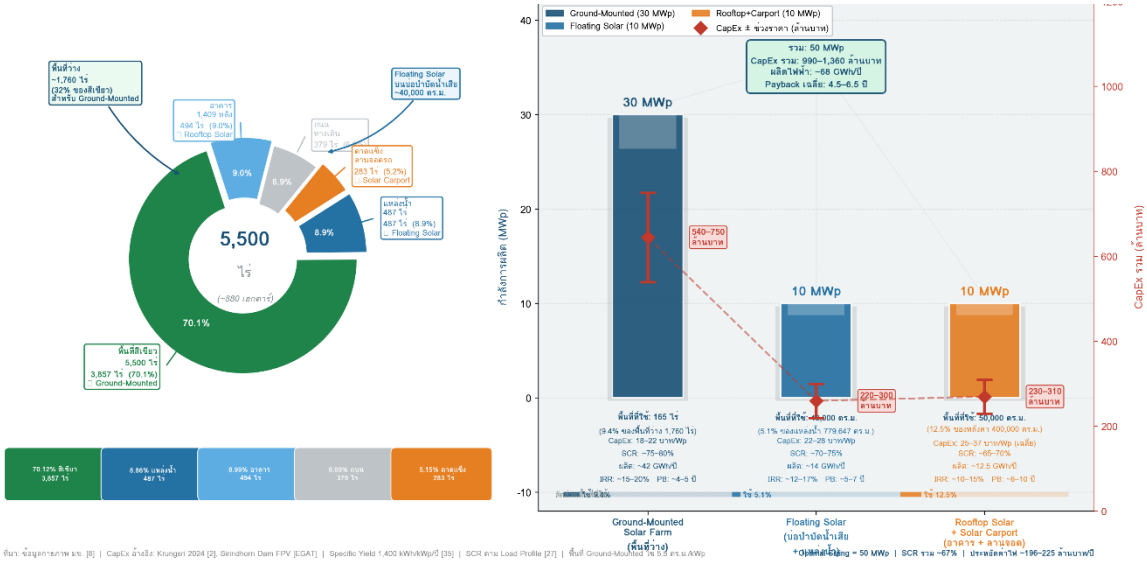
		2023						
Change Area (Hectare)		Waterbody	Build-Up Land	Forrest Land	Bare Land	Agriculture	Class Total	Percent
2018	No Change	24.53	82.83	140.91	290.76	281.10	820.13	93.08%
	Waterbody	5.80	-	-	-	-	5.80	0.66%
	Build-Up Land	-	30.60	-	-	-	30.60	3.47%
	Forrest Land	-	-	6.66	-	-	6.66	0.76%
	Bare Land	-	-	-	16.72	-	16.72	1.90%
	Agriculture	-	-	-	-	1.15	1.15	0.13%
	Class Total	30.33	113.43	147.57	307.48	282.26	881.08	
	Percent	3.44%	12.87%	16.75%	34.90%	32.04%	0.12%	
	Increasing Rate	19.14%	26.98%	4.51%	5.44%	0.41%		

ประเด็นสำคัญที่สังเกตได้จากตารางที่ 5.2 คือ พื้นที่สีเขียวร้อยละ 70.12 ของวิทยาเขตนั้น ไม่ได้เหมาะสมทั้งหมดสำหรับการพัฒนา Solar Farm เนื่องจากส่วนใหญ่เป็นป่าธรรมชาติ สนามหญ้า และพื้นที่ชุ่มน้ำ อย่างไรก็ตาม ในจำนวนนี้ประมาณร้อยละ 32 ของพื้นที่ทั้งหมด (หรือประมาณ 1,760 ไร่) ถือเป็น "พื้นที่ว่างที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์อย่างเต็มศักยภาพ" ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในโซนฟาร์มวิจัยและเกษตรกรรม โดยเฉพาะบริเวณชายขอบที่ไม่ได้ใช้เพาะปลูกอย่างสม่ำเสมอ [31] พื้นที่เหล่านี้มีลักษณะภูมิประเทศราบและมี Solar Access ที่ดี ทำให้เหมาะสมอย่างยิ่งสำหรับ Ground-Mounted Solar Farm ในฐานะลำดับความสำคัญแรก

ตารางที่ 17 การวิเคราะห์การใช้ประโยชน์ที่ดินและศักยภาพการพัฒนา Solar PV

ประเภทพื้นที่	*พื้นที่ (ตร.ม.)*	*พื้นที่ (ไร่)*	*สัดส่วน (%)*	*ศักยภาพ Solar PV*	*รูปแบบที่เหมาะสม*
อาคารและสิ่งก่อสร้าง (1,409 หลัง)	790,889	494	8.99%	ปานกลาง (ประเมินรายอาคาร)	Rooftop Solar (เฉพาะอาคารใหม่/ปรับปรุง)
พื้นที่ถนนและทางเดิน	606,087	379	6.89%	ต่ำ (จราจร/ทัศนียภาพ)	—
พื้นที่ลาดแข็ง (ลานจอดรถ/ลานกิจกรรม)	452,999	283	5.15%	ปานกลาง-สูง (Solar Carport)	Solar Carport (หลังคาคลุมที่จอดรถ)
แหล่งน้ำ (บึงสีฐาน + บ่อบำบัดน้ำเสีย + อื่น ๆ)	779,647	487	8.86%	สูง (FPV ไม่ใช้พื้นที่บก)	Floating Solar (เน้นบ่อบำบัดน้ำเสีย)
พื้นที่สีเขียว (ป่า/สนาม/เกษตร/ริมบึง)	6,170,422	3,857	70.12%	สูงสุด (บางส่วน) (เฉพาะที่ว่าง ~32%)	Ground- Mounted Solar Farm (พื้นที่ว่างขอบฟาร์มวิจัย)
รวมทั้งหมด	**8,800,000**	**5,500**	**100%**	**กำลังผลิตรวม ~50 MWp**	**3 รูปแบบผสมผสาน**

ที่มา: ข้อมูลพื้นที่จากบทที่ 4 รายงานวิจัย [8] | การประเมินศักยภาพ Solar PV เป็นการวิเคราะห์ของคณะผู้วิจัย



รูปที่ 4 การศึกษาเชิงกายภาพ: การใช้ที่ดินและการจัดสรรกำลังผลิต Solar PV
(ซ้าย) สัดส่วนการใช้ประโยชน์ที่ดิน 5,500 ไร่ ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น
(ขวา) การจัดสรรกำลังผลิต ใน 3 โซนกายภาพ พร้อม CapEx ±ช่วงราคา

5.3 การวิเคราะห์อาคารและศักยภาพหลังคาสำหรับ Rooftop Solar

5.3.1 สภาพทั่วไปของอาคาร

มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีอาคารและสิ่งก่อสร้างรวม 1,409 หลัง พื้นที่ใช้สอยรวมมากกว่า 2,094,443 ตารางเมตร [8] การกระจายตัวของอาคารตามประเภทการใช้งานมีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการประเมินศักยภาพหลังคา เนื่องจากอาคารแต่ละประเภทมีลักษณะโครงสร้าง รูปทรงหลังคา และอายุที่แตกต่างกัน ซึ่งส่งผลต่อความเหมาะสมและต้นทุนในการติดตั้ง Solar PV

ตารางที่ 18 การวิเคราะห์อาคารของมหาวิทยาลัยขอนแก่น จำแนกตามประเภทการใช้งานและศักยภาพ Rooftop Solar

ประเภทอาคาร	*จำนวนหลัง*	*พื้นที่ใช้สอย (ตร.ม.)*	*สัดส่วน (%)*	*การใช้ไฟฟ้า (GWh/ปี)*	*ศักยภาพ Rooftop Solar*
การศึกษา (อาคารเรียน/คณะ)	139	775,442	37.0%	~24.5	สูง — อาคารใหม่ NAZ เหมาะสำหรับนำร่อง
การอยู่อาศัย (หอพัก/บ้านพัก)	507	596,831	28.5%	~10.2	ปานกลาง — หลังคาหอพักใหม่มีศักยภาพ
การบริการสุขภาพ (โรงพยาบาลศรีนครินทร์)	20	253,896	12.1%	~49.0	ต่ำ — โครงสร้างพิเศษ ต้องประเมินเฉพาะ
การศึกษา (สนับสนุน+บริการ)	63	146,893	7.0%	~5.8	ปานกลาง
การบริหาร/บริการกลาง	31	116,013	5.5%	~5.4	ปานกลาง
กีฬาและนันทนาการ	13	47,739	2.3%	~2.1	ต่ำ — โครงหลังคาพิเศษ
พาณิชยกรรม	38	80,487	3.8%	~4.5	สูง — อาคารเตี้ย หลังคาแบน
รวม/เฉลี่ย	**887***	**2,094,444**	**100%**	**~102 GWh**	**พื้นที่หลังคารวม ~400,000 ตร.ม.**

*ที่มา: ข้อมูลอาคารจากบทที่ 4 รายงานวิจัย [8] | *จำนวนหลังที่สำรวจครบ 887 หลังจาก 1,409 หลังทั้งหมด*

5.3.2 ข้อจำกัดเชิงวิศวกรรมสำหรับ Rooftop Solar บนอาคารเก่า

แม้ว่ามหาวิทยาลัยขอนแก่นจะมีพื้นที่หลังคารวมกว่า 400,000 ตารางเมตร ซึ่งในทางทฤษฎีมีศักยภาพรองรับ Solar PV ขนาด 10–15 MWp หากใช้ร้อยละ 50 ของพื้นที่ แต่ในทางปฏิบัติมีข้อจำกัดเชิงวิศวกรรม 3 ประการสำคัญที่ต้องพิจารณา ดังนี้

- ข้อจำกัดที่ 1 — น้ำหนักบรรทุก (Structural Load): อาคารส่วนใหญ่ที่สร้างก่อน พ.ศ. 2550 ไม่ได้รับการออกแบบให้รองรับน้ำหนักเพิ่มเติมจากแผง Solar PV และโครงยึดตรึง ซึ่งโดยทั่วไปมีน้ำหนักรวม 15–25 กิโลกรัมต่อตารางเมตร กระบวนการก่อนติดตั้งต้องผ่านการประเมินทางวิศวกรรมโครงสร้าง (Structural Engineering Assessment) ซึ่งเพิ่มต้นทุนและระยะเวลาก่อนการดำเนินโครงการ

- ข้อจำกัดที่ 2 — รูปทรงและทิศทางหลังคา (Roof Geometry): อาคารเรียนและอาคารบริการจำนวนมากมีหลังคาลาดหรือหลังคาทรงจั่ว ซึ่งต้องการโครงยึดพิเศษเพื่อปรับมุมแผงให้เหมาะสม เพิ่มต้นทุนติดตั้งและลดความสม่ำเสมอของระบบ
- ข้อจำกัดที่ 3 — อายุและสภาพหลังคา (Roof Condition): หลังคาอาคารเก่าอาจต้องซ่อมแซมหรือเปลี่ยนใหม่ก่อนติดตั้ง Solar PV เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการรั่วซึมและความล้มเหลวของโครงสร้างในระหว่างอายุการใช้งานของแผง (25 ปี)

ด้วยข้อจำกัดดังกล่าว รายงานนี้จึงแนะนำให้เลือกอาคารเป้าหมายสำหรับ Rooftop Solar เป็น "อาคารใหม่หรืออาคารที่เพิ่งปรับปรุงล่าสุด" เป็นลำดับแรก ซึ่งได้แก่ อาคารในโซน New Academic Zone (NAZ) อาคารหอพักที่สร้างใหม่ และอาคารพาณิชยกรรมที่มีโครงสร้างหลังคาแบน สิ่งเหล่านี้สอดคล้องกับแนวทางปฏิบัติของ University of Jordan ซึ่งเลือก 69 อาคารจากทั้งหมดเป็นเป้าหมายติดตั้งตามเกณฑ์ความพร้อมโครงสร้าง [11]

5.4 การวิเคราะห์ Load Profile และการคำนวณ Peak Demand

5.4.1 ลักษณะ Load Profile ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

การวิเคราะห์ Load Profile หรือรูปแบบการใช้ไฟฟ้าตลอดวันและตลอดปีถือเป็นขั้นตอนสำคัญที่สุดในการออกแบบขนาดระบบ Solar PV ที่เหมาะสม เนื่องจากขนาดระบบที่ดีที่สุดไม่ใช่ระบบที่ใหญ่ที่สุด แต่คือระบบที่มี Self-Consumption Rate (SCR) สูงสุด ซึ่งหมายความว่าพลังงานที่ผลิตได้ถูกใช้ภายในมหาวิทยาลัยเองให้มากที่สุด โดยไม่มีการส่งออกพลังงานส่วนเกินออกสู่ระบบสายส่งภายนอกซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีนโยบาย Net Metering ที่ชัดเจนสำหรับระบบขนาดใหญ่ในประเทศไทย [27]

ตารางที่ 19 การวิเคราะห์ Load Profile ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น จำแนกตามกลุ่มอาคาร

กลุ่มอาคาร/กิจกรรม	***การใช้ไฟฟ้า (GWh/ปี)***	***สัดส่วน (%)***	***ลักษณะโหลด (Load Type)***	***ช่วงเวลาพีค***	***ความเหมาะสมกับ Solar PV***
โรงพยาบาลศรีนครินทร์	~49.0	48%	Base Load (24 ชม. ต่อเนื่อง)	ตลอดวัน (ไม่มีพีคชัดเจน)	ดี — Solar ช่วยลดค่าไฟช่วงกลางวัน
อาคารเรียนและวิชาการ	~24.5	24%	Daytime Peak (08:00–17:00)	09:00–15:00 (HVAC+แสง)	ดีมาก — ตรงกับเวลาผลิต Solar
หอพักนักศึกษา	~10.2	10%	Evening Peak (17:00–23:00)	18:00–22:00	ปานกลาง — Solar ไม่ตรงช่วงพีค
อาคารธุรการและบริการ	~8.2	8%	Daytime Peak	08:00–16:00	ดีมาก
ศูนย์วิจัยและเกษตร	~6.1	6%	Daytime Peak	09:00–17:00	ดีมาก
สาธารณูปโภค (ปั๊มน้ำ ไฟถนน)	~4.1	4%	Mixed Load (กระจายตลอดวัน)	—	ปานกลาง
รวม / ค่าเฉลี่ย	**~102 GWh**	**100%**	**Composite (ครอบคลุมทั้งวัน)**	**09:00–15:00 (พีครวม)**	**SCR สูง ~65–70% ที่ขนาด ~50 MWp**

ที่มา: ข้อมูล Electrical Profile KKU พ.ศ. 2557–2566 [8] และรายงาน CFO ปี 2566

จุดเด่นของ Load Profile ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นที่เอื้อต่อการพัฒนา Solar PV มี 2 ประการสำคัญ ประการแรก โรงพยาบาลศรีนครินทร์ซึ่งใช้ไฟฟ้าร้อยละ 48 ของมหาวิทยาลัยมีลักษณะ Base Load ที่สม่ำเสมอตลอด 24 ชั่วโมง ทำให้การผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ช่วงกลางวันสามารถถูกดูดซับเข้าสู่ระบบโรงพยาบาลได้โดยตรงโดยไม่มีพลังงานส่วนเกิน ประการที่สอง อาคารเรียน อาคารวิชาการ และอาคารธุรการ รวมกันคิดเป็นร้อยละ 37 ของการใช้ไฟฟ้า ซึ่งทั้งหมดมีรูปแบบ Daytime Peak ในช่วง 08:00–17:00 น. ตรงกับช่วงเวลาที่ Solar PV ผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด ลักษณะ Load Profile นี้ทำให้ SCR ของระบบ Solar PV ในมหาวิทยาลัยขอนแก่นสูงกว่าอาคารที่พักอาศัยทั่วไปอย่างมีนัยสำคัญ

5.4.2 การคำนวณ Peak Demand สำหรับการกำหนดขนาดระบบ

การคำนวณ Peak Demand มีความจำเป็นเพื่อกำหนดขนาดสูงสุด (Ceiling) ของระบบ Solar PV ที่ไม่ก่อให้เกิด Reverse Power Flow ซึ่งอาจทำให้เกิดปัญหาความเสถียรของระบบไฟฟ้าและอาจถูกปฏิเสธจาก PEA ตารางที่ 20 แสดงขั้นตอนการคำนวณอย่างละเอียด

ตารางที่ 20 การคำนวณ Peak Demand ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นสำหรับการกำหนดขนาดระบบ Solar PV

พารามิเตอร์	***สูตรคำนวณ***	***ผลลัพธ์***	***หมายเหตุ/แหล่งอ้างอิง***
การใช้ไฟฟ้ารวม (Annual Consumption)	ข้อมูล CFO 2566	102,000 MWh/ปี	ข้อมูลจาก PEA [8]
ค่าเฉลี่ยกำลังไฟฟ้า (Average Power)	102,000 MWh ÷ 8,760 ชม.	= 11.64 MW	คำนวณพื้นฐาน
Load Factor (ปัจจัยโหลด)	อ้างอิงงานวิจัย Tongsopit et al. (2019) สำหรับสถาบันขนาดใหญ่	~0.60–0.70 (ใช้ 0.65)	[27]
Peak Demand รวม (Total Peak Demand)	11.64 MW ÷ 0.65	= ~17.9 MW ⟶ ประมาณ 17–20 MW	ค่าสูงสุดตลอดทั้งวัน
โหลดกลางวัน (Daytime Load, 52%)	102,000 × 52%	= 53,040 MWh/ปี	Academic + Hospital + Admin (กลางวัน)
ชั่วโมงกลางวัน (08:00–17:00 น.)	9 ชม. × 365 วัน	= 3,285 ชม./ปี = 37.5% ของเวลาทั้งปี	ช่วงที่ Solar ผลิตได้
Average Daytime Power	53,040 MWh ÷ 3,285 ชม.	= ~16.1 MW	ค่าเฉลี่ยช่วงกลางวัน
Peak Daytime Demand (Load Factor กลางวัน 0.70)	16.1 MW ÷ 0.70	= ~23 MW	ค่าสูงสุดช่วงกลางวัน
****Solar PV Ceiling (ไม่ให้เกิน Reverse Power)***	**Peak Daytime Demand × System Efficiency 0.85**	**= ~23 × 0.85 = ~19.5 MW Net**	**ขนาด Solar ≤ ~50 MWp ที่ PR 75–80% ≈ 19–20 MW Net**

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้า CFO 2566 [8] | Load Factor อ้างอิง Tongsopit et al. (2019) [27]

ผลการคำนวณในตารางที่ 20 สรุปได้ว่า Peak Demand กลางวันของมหาวิทยาลัยขอนแก่นอยู่ที่ประมาณ 20–23 MW ซึ่งหมายความว่าหากติดตั้งระบบ Solar PV ที่มีกำลังผลิตสูงสุดไม่เกิน 50 MWp (ซึ่งเมื่อคูณด้วย Performance Ratio ~0.78 และ Inverter Efficiency แล้วจะให้กำลังงานจริงสูงสุดประมาณ 37–39 MW ในช่วงพีคของ Solar) ก็ยังอยู่ในระดับที่ระบบไฟฟ้าของมหาวิทยาลัยสามารถ

รองรับได้โดยไม่เกิด Reverse Power Flow ที่มีนัยสำคัญ ซึ่งยืนยันว่า 50 MWp คือขนาดเหมาะสมสูงสุดสำหรับการลงทุนโดยไม่ต้องพึ่งพา BESS หรือ Net Metering

5.5 การกำหนดขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสม (Optimal Sizing)

จากการวิเคราะห์ Load Profile และ Peak Demand ในหัวข้อที่ผ่านมา สามารถกำหนด Sizing Scenarios 4 ระดับได้ดังแสดงในตารางที่ 21 เพื่อเปรียบเทียบความเหมาะสมของแต่ละขนาดจากมิติด้านพลังงาน การเงิน และความเสี่ยง

ตารางที่ 21 สถานการณ์การกำหนดขนาดกำลังการผลิต Solar PV ที่เหมาะสมสำหรับมหาวิทยาลัยขอนแก่น

สถานการณ์ (Scenario)	*กำลังผลิต (MWp)*	*ผลิตไฟฟ้า (GWh/ปี)*	*Self-Consumption Rate (SCR)*	*Payback เฉลี่ย (ปี)*	*ข้อพิจารณาหลัก*
Conservative (~20% ของโหลด)	~20 MWp	~27–30 GWh	~85–90%	5–7	ความเสี่ยงต่ำ ไม่มีส่วนเกิน แต่ยังห่างจากเป้า Net Zero
Moderate (~35% ของโหลด)	~35 MWp	~47–53 GWh	~75–80%	6–8	สมดุล ความต้องการกับงบประมาณ
**Optimal (~50% ของโหลด)*	~50 MWp	~67–75 GWh	~65–70%	4–6	จุดสมดุลที่ดีที่สุด SCR สูง IRR ดีสุด ตรงกับแผนยุทธศาสตร์
Aggressive (~70% ของโหลด)	**~70 MWp**	**~94–105 GWh**	**~50–60%**	**7–10**	**ต้องการ BESS หรือ Net Metering เสี่ยง Grid Export**

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลการใช้ไฟฟ้า KKU | Specific Yield 1,400 kWh/kWp/ปี | SCR อ้างอิง Tongsopit et al. (2019) [27]

จากตารางที่ 21 สถานการณ์ Optimal (~50 MWp) ได้รับการเลือกเป็น "ขนาดเป้าหมาย" สำหรับรายงานนี้ ด้วยเหตุผล 3 ประการ ได้แก่ ประการแรก SCR ยังคงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ (65–70%) หมายความว่าพลังงานส่วนใหญ่ที่ผลิตได้ถูกใช้ภายในมหาวิทยาลัย ประการที่สอง IRR เฉลี่ยอยู่ในระดับที่ดึงดูดนักลงทุน (10–14%) ประการที่สาม กำลังการผลิตสูงสุดของระบบใกล้เคียง Peak Daytime Demand (~23 MW) ทำให้ไม่เกิดปัญหา Grid Stability โดยไม่ต้องลงทุนใน BESS เพิ่มเติม

ข้อสรุป: ขนาด ~50 MWp คือ Sweet Spot ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

- ผลิตพลังงาน: ~67,500–75,000 MWh/ปี
- Self-Consumption: ~65–70% (ใช้เองภายใน KKU)
- ทดแทนไฟฟ้าซื้อ: ~46–49% ของ 102 GWh/ปี
- ลด CO_2e: ~23,450 tCO_2e/ปี (~43.9% ของ GHG จากไฟฟ้า)
- ไม่เกิด Reverse Power Flow ที่มีนัยสำคัญ

- ไม่ต้องการ Battery Storage เพิ่มเติมในระยะแรก

5.6 การจัดสรรกำลังการผลิตตามศักยภาพพื้นที่เชิงกายภาพ

เมื่อกำหนดขนาดกำลังการผลิตเป้าหมายที่ 50 MWp แล้ว ขั้นตอนต่อมาคือการจัดสรรกำลังการผลิตดังกล่าวให้กับ 3 รูปแบบการพัฒนา โดยใช้เกณฑ์ 3 ประการ ได้แก่ (1) สัดส่วนพื้นที่ที่มีอยู่จริงและความพร้อมด้านกายภาพ (2) ลำดับความสำคัญตาม Quick Win (ต้นทุนต่ำ ความเสี่ยงต่ำ ติดตั้งเร็ว) และ (3) ความสอดคล้องกับโซนการใช้ที่ดินในแต่ละพื้นที่

ตารางที่ 22 การจัดสรรกำลังการผลิต 50 MWp ตามศักยภาพพื้นที่เชิงกายภาพของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

โซนกายภาพ	*รูปแบบ Solar*	*กำลังผลิต (MWp)*	*สัดส่วน (%)*	*พื้นที่ที่ใช้*	*CapEx (ล้านบาท)*	*ระยะดำเนินการ*
Research & Agricultural Zone (เกษตร/ฟาร์มวิจัย)	Ground-Mounted Solar Farm	30 MWp	60%	~165 ไร่ (9.4% ของ 1,760 ไร่)	540–750	ระยะสั้น (ลำดับที่ 1)
พื้นที่แหล่งน้ำ (บ่อบำบัดน้ำเสีย + แหล่งน้ำอื่น ๆ)	Floating Solar (FPV)	10 MWp	20%	~40,000 ตร.ม. (5.1% ของ 779,647 ตร.ม.)	220–300	ระยะสั้น-กลาง (ลำดับที่ 2)
Academic + Residential Zone (หลังคา + ที่จอดรถ)	Rooftop Solar + Solar Carport	10 MWp	20%	~50,000 ตร.ม. (12.5% ของ 400,000 ตร.ม.)	230–310	ระยะกลาง (ลำดับที่ 3)
รวมทั้งหมด	**3 รูปแบบผสมผสาน**	**50 MWp**	**100%**	**กระจายหลายโซน**	**990–1,360 ล้านบาท**	**ระยะสั้น–กลาง (2567–2575)**

หมายเหตุ: พื้นที่ Ground-Mounted 5.5 ตร.ม./kWp | Floating 4 ตร.ม./kWp | Rooftop 5 ตร.ม./kWp

หลักการจัดสรรที่สำคัญคือการเริ่มต้นด้วย Ground-Mounted Solar 30 MWp ที่ต้องการพื้นที่เพียง 165 ไร่ จากพื้นที่ว่างรวม ~1,760 ไร่ หรือเพียงร้อยละ 9.4 เท่านั้น ซึ่งหมายความว่ายังเหลือพื้นที่ว่างอีกมากกว่าร้อยละ 90 สำหรับกิจกรรมวิจัย เกษตรทดลอง และสำหรับการขยายโครงการในอนาคต การจัดสรรนี้ยังสะท้อนหลักการ "Minimal Land Impact" ซึ่ง Barnett-Itzhaki et al. (2025) ระบุว่าเป็นปัจจัยสำคัญในการได้รับการยอมรับจากประชาคมมหาวิทยาลัย [5]

สำหรับ Floating Solar 10 MWp บนบ่อบำบัดน้ำเสีย ซึ่งต้องการพื้นที่ผิวน้ำ ~40,000 ตารางเมตร หรือเพียงร้อยละ 5.1 ของพื้นที่แหล่งน้ำทั้งหมด 779,647 ตารางเมตร ก็มีความสอดคล้องกับโครงการ 1.2.2.3 ในแผนยุทธศาสตร์ฯ ที่กำหนดขนาด 15 MWp [5] โดยขนาด 10 MWp ที่เสนอในรายงานนี้คือขนาดที่ผ่านการวิเคราะห์ความเหมาะสมเชิงวิศวกรรมของพื้นที่บ่อบำบัดน้ำเสีย (ซึ่งมีข้อจำกัดด้านแรงลมและคลื่นน้อยกว่า) และสอดคล้องกับ SCR ที่ต้องการ

5.7 สรุปศักยภาพพื้นที่และนัยต่อการวิเคราะห์ความเป็นไปได้

การวิเคราะห์เชิงกายภาพในบทนี้แสดงให้เห็นว่ามหาวิทยาลัยขอนแก่นมีองค์ประกอบเชิงกายภาพที่เอื้อต่อการพัฒนา Solar PV ขนาดใหญ่อย่างน้อย 3 ด้าน ดังนี้

- ด้านที่ 1 — ทรัพยากรแสงอาทิตย์ระดับสูง: GHI 1,600–1,875 kWh/m²/ปี ทำให้ Specific Yield อยู่ที่ 1,350–1,500 kWh/kWp/ปี ซึ่งสูงกว่าค่าเฉลี่ยของกรณีศึกษามหาวิทยาลัยหลายแห่งในยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ
- ด้านที่ 2 — Load Profile ที่เข้ากันได้ดีกับ Solar PV: ร้อยละ 52 ของโหลดอยู่ในช่วงกลางวันและโรงพยาบาลที่มี Base Load สม่ำเสมอรับประกัน SCR สูงถึง 65–70% ซึ่งทำให้มั่นใจได้ว่าพลังงานที่ผลิตจะถูกใช้ภายในมหาวิทยาลัย ไม่เปลืองส่วนเกิน
- ด้านที่ 3 — พื้นที่ว่างเพียงพอสำหรับ 3 รูปแบบ: พื้นที่ว่าง 1,760 ไร่ สำหรับ Ground-Mounted (การศึกษานี้เน้นพื้นที่ที่มีการหมุนเวียนต่ำ เพื่อมิให้กระทบต่อภาพรวมการใช้พื้นที่เพื่อการเกษตร) พื้นที่ผิวน้ำ 487 ไร่ สำหรับ Floating (ในการศึกษานี้เลือกใช้ประมาณ 25 ไร่ หรือเประมาณ 5.1%) และหลังคา 400,000 ตร.ม. สำหรับ Rooftop สามารถรองรับ 50 MWp ได้อย่างสบาย โดยใช้เพียงส่วนน้อยของพื้นที่ที่มีอยู่

บทที่ 6
การวิเคราะห์ความเป็นไปได้และสถานการณ์การพัฒนา

บทนี้นำเสนอการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Feasibility Analysis) ของการพัฒนาระบบ Solar PV สำหรับมหาวิทยาลัยขอนแก่น ครอบคลุม 7 หัวข้อหลัก ได้แก่ (1) ฐานอ้างอิง CapEx จากแหล่งข้อมูลปัจจุบัน (2) ตัวอย่างการคำนวณทางการเงินรายรูปแบบ (Model Calculation) (3) การวิเคราะห์สถานการณ์ 9 ระดับ 10–50 MWp (4) การวิเคราะห์ผลตอบแทนส่วนเพิ่ม (Incremental Analysis) (5) กรณีศึกษามหาวิทยาลัยอ้างอิง (6) รูปแบบการจัดหาเงินทุน และ (7) การเชื่อมโยงผลการวิเคราะห์กับแผนยุทธศาสตร์ฯ

6.1 ฐานอ้างอิง CapEx จากตลาด C&I ประเทศไทย พ.ศ. 2566–2568

6.1.1 แนวโน้มราคาและตลาด Solar PV ในประเทศไทย

ตลาด Solar PV ในประเทศไทยมีพัฒนาการที่รวดเร็วในช่วงปี พ.ศ. 2563–2568 โดยราคาระบบ C&I ลดลงจาก 27.5 บาทต่อ Wp ในปี พ.ศ. 2563 เหลือประมาณ 18–25 บาทต่อ Wp ในปี พ.ศ. 2566–2567 [2] และมีแนวโน้มลดลงต่อไปอีก เนื่องจากราคาโมดูล PV ในตลาดโลกลดลงสู่ระดับ $0.10–0.12 ต่อ Wp ในปี พ.ศ. 2567 [9] ส่งผลให้ Payback Period ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยระบบ C&I ทั่วไปในประเทศไทย ณ ปัจจุบัน มี Payback Period อยู่ในช่วง 5–7 ปี และ IRR อยู่ที่ร้อยละ 15 สำหรับระบบที่อยู่ในเขต FiT [4]

นโยบายสนับสนุนที่สำคัญ ได้แก่ การอนุมัติโควตา Community Solar 400 MW ต่อปีตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 Direct PPA Pilot 2,000 MW ที่เปิดให้ภาคการศึกษาและสถาบันขนาดใหญ่ใช้ประโยชน์ได้ [5] และสิทธิประโยชน์ BOI Tax Incentive สำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียน ปัจจัยเหล่านี้ทำให้มหาวิทยาลัยขอนแก่นสามารถเลือกรูปแบบการลงทุนที่หลากหลายได้ ตั้งแต่การลงทุนเองจนถึงการทำ PPA กับเอกชน

ข้อมูลในตารางที่ 6.1 สะท้อนให้เห็นความแตกต่างชัดเจนระหว่าง CapEx ของแต่ละรูปแบบ โดย Ground-Mounted มี CapEx ต่ำสุดและไม่มีต้นทุนแฝงจากโครงสร้าง Floating Solar มี CapEx สูงกว่า 18–25% จากระบบทุ่นลอยน้ำ [18] แต่มีผลประโยชน์ร่วมที่คุ้มค่า ขณะที่ Rooftop และ Carport มีต้นทุนแฝงสูงกว่าซึ่งต้องพิจารณาในการประเมินความเป็นไปได้อย่างรอบคอบ สำหรับ Floating Solar บนบ่อบำบัดน้ำเสียซึ่งมีขนาดเล็กกว่าเขื่อนมาก งานวิจัยระบุว่าระบบยึดเหนี่ยวออกแบบได้ง่ายกว่าและมีต้นทุนต่ำกว่าโครงการ FPV บนเขื่อน [22] ทำให้ CapEx ที่แท้จริงอาจอยู่ในระดับต่ำกว่าที่อ้างอิงจากโครงการ Sirindhorn

ตารางที่ 23 ฐานอ้างอิง CapEx สำหรับ Solar PV 3 รูปแบบในประเทศไทย พ.ศ. 2566–2568

รูปแบบการพัฒนา	*CapEx อ้างอิง (บาท/Wp)*	*แหล่งอ้างอิงหลัก*	*แนวโน้มปี 2025–2027*	*ต้นทุนแฝงสำคัญ*	*หมายเหตุ*
Ground-Mounted Solar (C&I, ขนาด 5–30 MWp)	18–25	Krungsri Research 2024–2025 [2]	ลดลงต่อเนื่อง จาก 27.5 บาท/Wp (ปี 2563)	โครงสร้างยึดตรึง สายไฟและระบบเชื่อมต่อกริด	ราคาโมดูล PV ลดลงเหลือ $0.10–0.12/Wp
Floating Solar (FPV) (บนผิวน้ำ ≤ 10 MWp)	22–30	Sirindhorn Dam 842M/45MW [13] Ubol Ratana Dam 24MW ขอนแก่น [14]	สูงกว่า Ground ~18–25% เนื่องจาก Float System [18]	ทุ่นลอยน้ำ HDPE ระบบยึดเหนี่ยว Hydrodynamic Study	โครงการ Ubol Ratana ในขอนแก่นเป็น Benchmark โดยตรง
Rooftop Solar (อาคารเก่า + ประเมินโครงสร้างก่อน)	23–31	IJEEE 2025 [3] ScienceDirect 2022 [8]	คงที่ – ต้นทุนโครงสร้างไม่ได้ลดตามโมดูล	ประเมินโครงสร้าง (Structural Assessment) + เสริมหลังคา 10–25%	Thammasat Univ.Dorm IRR 15.35–18.45% [3]
Solar Carport (ลานจอดรถ โครงเหล็กใหม่)	**28–45**	**ScienceDirect Rayong Thailand 2022 [8]**	**สูงกว่า Rooftop ~40–80% เพราะโครงเหล็ก +ฐานราก**	**โครงเหล็กใหม่ ฐานราก งานก่อสร้างใต้ดิน**	**Rayong PB 6. 83 ปี IRR 17.85% BCR 1.77 [8]**

ที่มา: สังเคราะห์จาก Krungsri Research 2024–2025 [2], IJEEE 2025 [3], Bangkok Post/EGAT [13, 14], ScienceDirect [8]

6.2 ตัวอย่างการคำนวณทางการเงิน (Model Calculation) รายรูปแบบ

ตารางที่ 24 นำเสนอตัวอย่างการคำนวณ (Model Calculation) โดยใช้ขนาดตัวอย่างที่กำหนดไว้ตามการจัดสรรในส่วนที่ 5 ได้แก่ Ground-Mounted 30 MWp, Floating Solar 10 MWp และ Rooftop+Carport 10 MWp สมมติฐานหลักที่ใช้ในการคำนวณ ได้แก่ อัตราค่าไฟฟ้า 4.18 บาทต่อ kWh (ราคาปี พ.ศ. 2567 [2]) Specific Yield ตามลักษณะรูปแบบ ค่า Emission Factor 0.3559 $kgCO_2e/kWh$ (ปี พ.ศ. 2566 [29]) และอายุโครงการ 25 ปีสำหรับการคำนวณ IRR

ผลการคำนวณในตารางที่ 24 ชี้ให้เห็นว่า Ground-Mounted Solar 30 MWp มีความน่าลงทุนสูงที่สุด โดย IRR ประมาณร้อยละ 15–20 และ Payback Period 4–5.4 ปี ซึ่งสูงกว่า Cost of Capital ทั่วไปของสถาบันการศึกษาภาครัฐ (ประมาณร้อยละ 6–8) อย่างมีนัยสำคัญ Floating Solar มี IRR ที่ยังน่าสนใจ (12–17%) โดยมีผลประโยชน์ร่วมด้านระบบบำบัดน้ำเสียที่ไม่ได้รวมอยู่ในการคำนวณทางการเงิน หากนำมารวมจะช่วยเพิ่ม IRR ได้อีก สำหรับ Rooftop+Carport นั้น IRR ที่ 10–15% ยังถือว่าเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า โดยเฉพาะเมื่อพิจารณาประโยชน์ด้านอื่น เช่น การสร้างโครงสร้างพื้นฐานสำหรับ EV Charging ในอนาคต

ตารางที่ 24 ตัวอย่างการคำนวณทางการเงิน (Model Calculation) เปรียบเทียบ 3 รูปแบบ

รายการคำนวณ	*ลำดับที่ 1 Ground-Mounted (30 MWp)*	*ลำดับที่ 2 Floating Solar (10 MWp)*	*ลำดับที่ 3 Rooftop+Carport (7+3 MWp = 10 MWp)*	*หมายเหตุ/ แหล่งอ้างอิง*
CapEx อ้างอิง (บาท/Wp)	18–22	22–28	Roof: 23–31 Carport: 28–45 รวมเฉลี่ย: 25–37	[2, 3, 8, 13]
งบลงทุนรวม (ล้านบาท)	540–660	220–280	250–370 (Roof 161–217 +Carport 84–135)	CapEx × กำลังผลิต Wp
Specific Yield (kWh/kWp/ปี)	1,350–1,500	1,400–1,560 (+5–10% จากน้ำ)	1,200–1,400 (บางส่วนมีร่มเงา)	[35], [17] EGAT FPV
พลังงานผลิตได้ (GWh/ปี)	~40.5–45.0	~14.0–15.6	~12.0–14.0	GWh = MWp × SY/1000
Self- Consumption Rate (SCR)	~75–80% (โหลดกลางวันสูง)	~70–75% (ผลิตกลางวัน)	~65–70% (ตาม Load Profile)	[27] Tongsopit 2019
พลังงานที่บริโภคเอง (GWh/ปี)	~30.4–36.0	~9.8–11.7	~7.8–9.8	SCR × ผลิตได้
ค่าไฟที่ประหยัด (ล้านบาท/ปี)	~127–151	~41–49	~33–41	ที่ 4.18 บาท/kWh [2]
ระยะเวลาคืนทุนเบื้องต้น (ปี)	~4.0–5.4	~5.0–7.1	~6.5–10.5	CapEx ÷ ค่าไฟประหยัด
IRR โดยประมาณ (25 ปี)	~15–20%	~12–17%	~10–15%	อ้างอิง [3, 4, 8]
CO_2e ที่ลดได้ (tCO_2e/ปี)	~15,170–18,000	~4,900–5,850	~3,900–4,900	EF 0.3559 kgCO_2e/kWh
CO_2e ลดต่อเงินลงทุน (tCO_2e/ล้านบาท)	**~24–31**	**~19–25**	**~12–17**	**ประสิทธิผลทางการเงิน**

สมมติฐาน: ค่าไฟ 4.18 บาท/kWh [2] | EF 0.3559 kgCO_2e/kWh [29] | SCR ตาม Load Profile [27] | อายุโครงการ 25 ปี | O&M ~0.5% CapEx/ปี

ตัวชี้วัดสำคัญที่น่าสังเกตคือ "CO_2e ที่ลดได้ต่อเงินลงทุน" ซึ่ง Ground-Mounted ให้ผลดีที่สุดที่ 24–31 tCO_2e ต่อล้านบาท เปรียบเทียบกับ Floating Solar ที่ 19–25 tCO_2e และ Rooftop+Carport ที่ 12–17 tCO_2e ต่อล้านบาท ตัวเลขนี้สนับสนุนการจัดลำดับความสำคัญของการพัฒนาตามที่เสนอในบทที่ 5

6.3 การวิเคราะห์สถานการณ์กำลังการผลิต 10–50 MWp

เพื่อให้ผู้บริหารและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถพิจารณาการตัดสินใจลงทุนได้อย่างยืดหยุ่น ตารางที่ 25 นำเสนอการวิเคราะห์สถานการณ์กำลังการผลิตแบบขั้นบันได ตั้งแต่ 10 MWp จนถึง 50 MWp โดยเพิ่มขึ้นทีละ 5 MWp รวม 9 สถานการณ์ ตัวเลขในตารางอ้างอิงจาก Specific Yield 1,400 kWh/kWp/ปี ค่าไฟ 4.18 บาทต่อ kWh และ EF 0.3559 kgCO_2e/kWh โดย Self-Consumption Rate ลดหลั่นตามการเพิ่มขึ้นของขนาดระบบ

ตารางที่ 25 การวิเคราะห์สถานการณ์กำลังการผลิต 10–50 MWp (ผลลัพธ์สะสม)

MWp	*CapEx (ล้านบาท)*	*ผลิต (GWh/ปี)*	*SCR (%)*	*บริโภคเอง (GWh)*	*ลดซื้อไฟ (%)*	*ประหยัด (ล้านบาท/ปี)*	*ลด CO_2e (ตัน/ปี)*	*ลด GHG ไฟฟ้า (%)*
10 MWp	90	14.0	90%	12.6	12.4%	59.0	6,300	11.8%
15 MWp	135	21.0	87%	18.3	17.9%	76.0	9,148	17.1%
20 MWp	180	28.0	84%	23.5	23.1%	98.0	11,750	22.0%
25 MWp	225	35.0	81%	28.3	27.8%	118.0	14,150	26.5%
30 MWp	270	42.0	79%	33.2	32.5%	139.0	16,600	31.1%
35 MWp	332	49.0	76%	37.2	36.5%	156.0	18,600	34.8%
40 MWp	380	56.0	73%	40.9	40.1%	171.0	20,450	38.3%
45 MWp	450	63.0	70%	44.1	43.2%	184.0	22,050	41.3%
50 MWp	**500**	**70.0**	**67%**	**46.9**	**46.0%**	**196.0**	**23,450**	**43.9%**

สีฟ้า = ระยะเริ่มต้น (10–20 MWp) | สีเขียวอ่อน = ระยะขยายผล (25–35 MWp) | สีเหลือง = ระยะเต็มศักยภาพ (40–50 MWp) | แถวสุดท้าย (50 MWp) = Optimal Scenario

จากตารางที่ 25 มีข้อสังเกตสำคัญ 3 ประการ ดังนี้

ประการแรก SCR ลดลงจากร้อยละ 90 ที่ 10 MWp เหลือร้อยละ 67 ที่ 50 MWp ซึ่งยังคงอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ (>65%) ตลอดช่วง

ประการที่สอง การลดลงของ "ค่าไฟที่ประหยัดได้ต่อ MWp" เป็นสัญญาณว่า Marginal Return ลดลงเมื่อระบบใหญ่ขึ้น ซึ่งเป็นเหตุผลที่หากพัฒนาไปถึงขนาดกำลังการผลิต 50 MWp ก็ยังถือว่าเป็นจุดสมดุลที่เหมาะสม

ประการที่สาม ทุกสถานการณ์สามารถลด GHG ได้ในระดับที่มีนัยสำคัญ โดย 10 MWp แรกสามารถลด GHG ได้ถึงร้อยละ 11.8 ของการปล่อยจากไฟฟ้าทั้งหมด แม้เพียงขั้นแรกก็ยังมีผลกระทบสูง (High Impact)

6.4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนส่วนเพิ่ม (Incremental Analysis)

ตารางที่ 26 แสดงการวิเคราะห์ผลตอบแทนส่วนเพิ่ม (Incremental Return) ของการลงทุนเพิ่มขึ้นทีละ 5 MWp ซึ่งเป็นข้อมูลสำคัญสำหรับผู้บริหารในการตัดสินใจว่าควร "หยุด" หรือ "ขยาย" การลงทุนที่ขนาดใด ตัวชี้วัดหลักคือ IRR ส่วนเพิ่มที่ยังต้องสูงกว่า Cost of Capital (ร้อยละ 6–8 สำหรับสถาบันภาครัฐ) เพื่อให้การลงทุนในแต่ละขั้นยังมีความคุ้มค่า

ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า IRR ส่วนเพิ่มลดลงเรื่อย ๆ จากร้อยละ 17–20 ในขั้นแรก (0⟶10 MWp) เหลือร้อยละ 8–11 ในขั้นสุดท้าย (45⟶50 MWp) แต่ยังคงสูงกว่า Cost of Capital ตลอดทุกขั้น ดังนั้นการลงทุนทุกขั้นจึงยังมีความคุ้มค่าทางการเงิน อย่างไรก็ตาม จุดที่ IRR ส่วนเพิ่มเริ่มลดลงอย่างเห็นได้ชัดคือขั้น 30⟶35 MWp ซึ่งเป็นจุดที่เปลี่ยนจาก Ground-Mounted ไปสู่ Floating Solar ซึ่งมี CapEx สูงกว่า ข้อมูลนี้สนับสนุนการดำเนินโครงการ Ground-Mounted 30 MWp ให้ครบก่อน แล้วจึงขยายสู่ Floating Solar และ Rooftop+Carport

ตารางที่ 26 การวิเคราะห์ผลตอบแทนส่วนเพิ่ม (Incremental Analysis) ทีละ 5 MWp

ขั้นที่ (MWp)	*CapEx ส่วนเพิ่ม (ล้านบาท)*	*GWh เพิ่ม/ปี*	*ค่าไฟ ประหยัดเพิ่ม (ล้านบาท)*	*CO_2e ลดเพิ่ม (ตัน/ปี)*	*IRR ส่วนเพิ่ม*	*ระยะ ดำเนินการ*	*หมายเหตุ*
0⟶10	90	14.0	+59	+6,300	~17–20%	สั้น	Ground เท่านั้น Quick Win สูงสุด
10⟶15	45	7.0	+17	+2,848	~16–19%	สั้น	ขยาย Ground
15⟶20	45	7.0	+22	+2,602	~15–18%	สั้น	ขยาย Ground
20⟶25	45	7.0	+20	+2,400	~14–17%	สั้น	ครบ Ground 25 MWp
25⟶30	45	7.0	+21	+2,450	~13–16%	สั้น	ครบ Ground 30 MWp
30⟶35	62	7.0	+17	+2,000	~11–14%	สั้น-กลาง	เพิ่ม FPV 5 MWp
35⟶40	48	7.0	+15	+1,850	~10–13%	กลาง	ครบ FPV 10 MWp
40⟶45	70	7.0	+13	+1,600	~9–12%	กลาง	เพิ่ม Rooftop+Carport
45⟶50	**50**	**7.0**	**+12**	**+1,400**	**~8–11%**	**กลาง**	**ครบ 50 MWp Optimal**

IRR ส่วนเพิ่มคำนวณจากอายุโครงการ 25 ปี | สีฟ้า = ระยะ Ground-Mounted | สีเขียว = ระยะ FPV | สีเหลือง = ระยะ Rooftop+Carport

ข้อสังเกตสำคัญอีกประการคือ แต่ละขั้น 5 MWp ใช้ CapEx ส่วนเพิ่มเพียง 45–70 ล้านบาท ซึ่งถือว่าเหมาะสมกับงบประมาณที่ KKU สามารถจัดสรรได้ในแต่ละปีจากเงินที่ประหยัดจากค่าไฟฟ้า โดยหาก KKU เริ่มต้นที่ 10 MWp จะประหยัดค่าไฟได้ 59 ล้านบาทต่อปี ซึ่งสามารถนำมาลงทุนขั้นต่อไปได้โดยไม่ต้องพึ่งพาแหล่งทุนภายนอก

6.5 กรณีศึกษาเปรียบเทียบมหาวิทยาลัยอ้างอิง

เพื่อเสริมความน่าเชื่อถือของการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในรายงานนี้ ตารางที่ 27 นำเสนอกรณีศึกษาของมหาวิทยาลัยที่ดำเนินโครงการลักษณะเดียวกันสำเร็จแล้ว โดยเลือกกรณีศึกษาที่มีความใกล้เคียงกับบริบทของมหาวิทยาลัยขอนแก่นมากที่สุด ได้แก่ ขนาดสถาบัน ประเภทกิจกรรม ลักษณะพฤติกรรมการใช้พลังงานไฟฟ้า และสภาพภูมิอากาศ

กรณีศึกษาที่มีนัยสำคัญที่สุดสำหรับมหาวิทยาลัยขอนแก่น คือ มหาวิทยาลัยมหิดล ซึ่งเป็นมหาวิทยาลัยไทยที่มีโรงพยาบาลขนาดใหญ่ในสังกัดเช่นเดียวกันกับมหาวิทยาลัยขอนแก่น และดำเนินโครงการ Solar PV ขนาด 15 MWp ผสม Rooftop กับ Floating Solar ได้สำเร็จ [12] โดยประหยัดค่าไฟได้ราว 86 ล้านบาทต่อปี ซึ่งเป็น Benchmark ที่ KKU สามารถใช้ยืนยันความเป็นไปได้ของโครงการในขนาดที่ใหญ่กว่า (>30 MWp) ได้อย่างมีน้ำหนัก นอกจากนี้ โครงการ EGAT Ubol Ratana Floating Solar ขนาดกำลังการผลิต 24 MWp ในจังหวัดขอนแก่น [19] ซึ่งเริ่มดำเนินการในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2567 เป็นเครื่องยืนยันได้เป็นอย่างดีว่าสภาพภูมิอากาศของจังหวัดขอนแก่นเอื้อต่อการผลิตไฟฟ้าจาก Solar PV ในระดับที่สำคัญ

ตารางที่ 27 กรณีศึกษามหาวิทยาลัยที่ดำเนินโครงการ Solar PV สำเร็จแล้ว

มหาวิทยาลัย	*ประเทศ*	*กำลังผลิต (MWp)*	*IRR / Payback*	*ลด GHG (tCO_2e/ปี)*	*บทเรียนสำหรับ KKU*
Rangsit University + SP Group (ร่วมกับ FPV)	ไทย	~2 MWp (Rooftop+ Ground)	— PB ประมาณ 5–7 ปี	~1,400	บริบทมหาวิทยาลัยไทย ใกล้เคียง KKU มากที่สุด โมเดล SP Group PPA
Mahidol University + FusionSolar (Huawei)	ไทย	~15 MWp (Rooftop+ Floating ESS)	ลดค่าไฟ $2.3M/ปี (~86 ล้าน)	~11,000	ใหญ่ที่สุดใน SEA บริบทใกล้เคียง KKU (มีโรงพยาบาลใหญ่)
Thaksin University (Phatthalung)	ไทย	~1 MWp (Rooftop)	IRR ~15% PB 5.8–5.9 ปี	—	ข้อมูลทางวิชาการ ชัดเจนที่สุดสำหรับ มหาวิทยาลัยไทย
University of Jordan	จอร์แดน	~16 MWp (Rooftop 69 อาคาร + 24 Carport)	PB 1.53 ปี (Carport) PR 77.17%	—	กรณีศึกษา Rooftop+ Carport ที่ดีที่สุด ระดับนานาชาติ
EGAT Ubol Ratana Floating Solar	**ไทย (ขอนแก่น)**	**~24 MWp (FPV บนเขื่อน)**	**ต้นทุน ~842M (45MW at Sirindhorn)**	**~47,000 (Sirindhorn 45MW)**	**FPV ในขอนแก่น โดยตรง ยืนยัน ศักยภาพ Solar ในพื้นที่เดียวกัน**

ที่มา: FusionSolar/Huawei [12], SP Group [13 indirect], Saipattalung et al. 2025 [3], Al-Najideen & Al-Addous 2025 [11], EGAT [14, 17]

6.6 รูปแบบการจัดหาเงินทุนที่เหมาะสม

การพิจารณารูปแบบการจัดหาเงินทุนมีความสำคัญเท่าเทียมกับการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิค เนื่องจาก KKU ในฐานะสถาบันอุดมศึกษาภาครัฐมีข้อจำกัดด้านงบประมาณและกระบวนการอนุมัติที่แตกต่างจากภาคเอกชน ตารางที่ 28 เสนอรูปแบบการจัดหาเงินทุน 4 รูปแบบที่เหมาะสมกับบริบทของ KKU

การผสมผสานรูปแบบการเงินในแต่ละระยะถือเป็นแนวทางที่เหมาะสมที่สุด กล่าวคือ ระยะแรก (Ground-Mounted 30 MWp) ควรใช้ Own Investment หรือ PPA กับ EGAT หรือ PEA หรือ เอกชน ซึ่งมีประสบการณ์และความเชี่ยวชาญ ระยะที่สอง (Floating Solar 10 MWp) เหมาะกับ ESCO Model หรือ PPA เพราะต้องการความเชี่ยวชาญพิเศษในการบริหารระบบ FPV บนบ่อบำบัดน้ำเสีย และระยะที่สาม (Rooftop+Carport 10 MWp) เหมาะกับ PPP Model โดยเฉพาะเมื่อบูรณาการกับแผนก่อสร้างอาคารใหม่หรือปรับปรุงลานจอดรถที่มีอยู่แล้ว ที่ต้องอาศัยทั้งระยะเวลาในการดำเนินการและค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าทั้งสองแบบก่อนหน้านี้

ตารางที่ 28 รูปแบบการจัดหาเงินทุนที่เหมาะสมสำหรับโครงการ Solar PV ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น

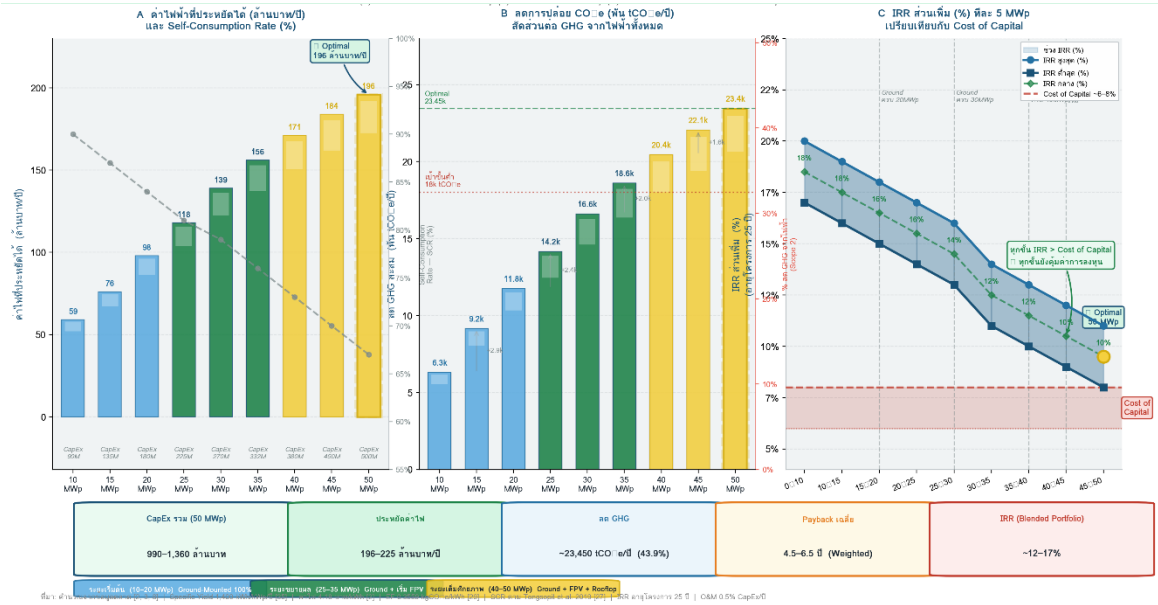
รูปแบบการเงิน	***ลักษณะสำคัญ***	***ข้อได้เปรียบสำหรับ KKU***	***ความเหมาะสมกับแต่ละรูปแบบ Solar***
Own Investment (ลงทุนเอง)	KKU ออก CapEx เองทั้งหมด ได้รับค่าไฟฟ้าที่ประหยัด เป็นรายได้ขององค์กร	ผลตอบแทนสูงสุด ควบคุมโครงการได้ สินทรัพย์เป็นของ KKU	Ground-Mounted 30 MWp: เหมาะมาก (IRR ~15–20% PB 4–5 ปี)
Power Purchase Agreement (PPA)	เอกชนลงทุนและติดตั้ง KKU ซื้อไฟฟ้าในราคาต่ำกว่า อัตราค่าไฟปกติ	ไม่ต้องใช้ CapEx ความเสี่ยงต่ำ เริ่มได้เร็ว	Solar Rooftop EGAT 9.5 MWp อยู่ในแผน (โครงการ 1.2.2.1) แบบ PPA อยู่แล้ว [5]
Energy Service Company (ESCO)	บริษัท ESCO ลงทุนและ บริหารระบบพลังงาน KKU แบ่งผลประหยัดให้		
ลด CapEx และความเสี่ยงด้านการดำเนินการ Getรับประกันผลประหยัด	Floating Solar 10 MWp: เหมาะมาก เพราะต้องการ ความเชี่ยวชาญพิเศษ		
Public-Private Partnership (PPP)	**ร่วมลงทุนระหว่างรัฐ-เอกชน บริหารความเสี่ยงร่วมกัน ใช้ประโยชน์ BOI Tax Incentive**	**ลด CapEx 30–50% ใช้ความเชี่ยวชาญเอกชน ได้ BOI Tax Exempt**	**Rooftop+Carport 10 MWp: เหมาะมาก โดยเฉพาะ อาคารใหม่ที่ออกแบบพร้อมกัน**

ที่มา: สังเคราะห์จาก OECD (2017) [34], Krungsri Research 2025 [2], IEA-PVPS Thailand [9], Direct PPA Policy [5]

6.7 การเชื่อมโยงผลการวิเคราะห์กับแผนยุทธศาสตร์ Net Zero

ผลการวิเคราะห์ในบทที่ 6 ยืนยันและเสริมความแข็งแกร่งให้กับแผนยุทธศาสตร์ Net Zero ของมหาวิทยาลัยขอนแก่น (บทที่ 4) ในหลายด้าน ดังนี้

- ยืนยันความเป็นไปได้ของโครงการ 1.2.2.3 (Floating Solar 15 MWp): การวิเคราะห์ชี้ว่า FPV ขนาด 10 MWp บนบ่อบำบัดน้ำเสีย (ซึ่งปรับปรุงหลังจากโครงการ 1.1.1) มี IRR ที่ 12–17% และ Payback 5–7 ปี ซึ่งถือว่าคุ้มค่าเมื่อนำผลประโยชน์ร่วมมารวมด้วย
- เพิ่มความชัดเจนให้โครงการ 1.2.2.4 (ประเมินศักยภาพ RE): รายงานนี้นำเสนอการวิเคราะห์เชิงปริมาณที่ตอบคำถาม "ขนาดใดเหมาะสมที่สุด" โดยชี้ว่า 50 MWp เป็นขนาดเป้าหมายที่มีฐานรากทางวิชาการและการเงินรองรับ
- เสนอเส้นทางการขยายผลที่ชัดเจน: การวิเคราะห์ Incremental Analysis ให้แผนที่ทางการเงินที่ ผู้บริหารสามารถใช้ตัดสินใจว่าจะ "ลงทุนขั้นแรกก่อน แล้วค่อยขยาย" ได้อย่างเป็นระบบ โดยใช้เงินออมจากค่าไฟขั้นแรกมาลงทุนขั้นต่อไป



รูปที่ 5 การวิเคราะห์สถานการณ์กำลังการผลิต Solar PV มหาวิทยาลัยขอนแก่น: 3 มิติการลงทุน

(A) ค่าไฟที่ประหยัดได้และ SCR

(B) การลด CO_2e สะสม

(C) IRR ส่วนเพิ่มเปรียบเทียบกับ Cost of Capital

บทที่ 7
บทสรุป ข้อเสนอแนะ และบรรณานุกรม

7.1 สรุปสาระสำคัญของรายงาน

รายงานวิจัยฉบับนี้ได้ดำเนินการวิเคราะห์เชิงบูรณาการ 6 ด้านหลัก ตั้งแต่การทบทวนวรรณกรรมระดับสากล การวิเคราะห์สถานภาพ GHG การสังเคราะห์แผนยุทธศาสตร์ Net Zero การประเมินศักยภาพพื้นที่เชิงกายภาพ จนถึงการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินอย่างละเอียด ตารางที่ 29 สรุปข้อค้นพบสำคัญและนัยเชิงนโยบายของแต่ละประเด็น

ตารางที่ 29 สรุปข้อค้นพบสำคัญและนัยเชิงนโยบายจากการศึกษา

ประเด็นวิจัย	***ข้อค้นพบสำคัญ***	***นัยเชิงนโยบาย***
สถานภาพ GHG ของ KKU	• GHG รวม ~76,000 tCO_2e/ปี (ปีฐาน 2562) • BAU 2583: ~88,200 tCO_2e/ปี • Scope 2 (ไฟฟ้า) = 53% ของการปล่อยทั้งหมด • ระบบบำบัดน้ำเสีย = 18,000 tCO_2e/ปี (20%)	มาตรการลด Scope 2 มีประสิทธิภาพสูงสุดและเห็นผลเร็วที่สุด การปรับระบบบำบัดน้ำเสียควรดำเนินการควบคู่กับการพัฒนา Solar PV
แผนยุทธศาสตร์ Net Zero	• 3 ยุทธศาสตร์ 8 กลยุทธ์ 13 แผนงาน • ลด GHG ได้ 54,100 tCO_2e (61.3%) • เหลือช่องว่าง 34,100 tCO_2e • Carbon Neutrality 2572 + Net Zero 2583	ต้องการ Solar PV เพิ่มเติมจากแผนปัจจุบัน (26.5 MWp ⟶ 50 MWp) เพื่อปิดช่องว่างอีก ~13,000 tCO_2e/ปี
ศักยภาพพื้นที่เชิงกายภาพ	• GHI 1,600–1,875 kWh/m²/ปี (สูง) • พื้นที่ว่าง 1,760 ไร่ (Ground-Mounted) • แหล่งน้ำ 487 ไร่ (Floating Solar) • หลังคา ~400,000 ตร.ม. (Rooftop) • Peak Daytime Demand ~23 MW	KKU มีศักยภาพเชิงพื้นที่เพียงพอสำหรับการติดตั้ง Solar PV ขนาด 50 MWp โดยใช้เพียงส่วนน้อยของพื้นที่ทั้งหมด ไม่กระทบการใช้ประโยชน์หลัก
ขนาดที่เหมาะสม (Optimal Sizing)	• Optimal = ~50 MWp (SCR 65–70%) • ไม่เกิด Reverse Power Flow • ไม่ต้องการ BESS ในระยะแรก • จัดสรร: Ground 30 + FPV 10 + Roof 10	50 MWp คือจุดสมดุลระหว่าง Maximum Self-Consumption กับ Maximum GHG Reduction
ความเป็นไปได้ทางการเงิน	• IRR รวม: ~12–17% (Blended) • Payback เฉลี่ย: 4.5–6.5 ปี • ประหยัดค่าไฟ: ~196–225 ล้านบาท/ปี • CapEx รวม: ~1,010–1,310 ล้านบาท	การลงทุนมีความคุ้มค่าสูงกว่า Cost of Capital อย่างมีนัยสำคัญ สามารถใช้รายได้ขั้นแรกขยายผลขั้นถัดไปได้โดยไม่ต้องพึ่งแหล่งทุนภายนอก

ที่มา: สังเคราะห์จากผลการวิจัยในบทที่ 2–6 ของรายงานนี้

7.2 ข้อสรุปหลัก

7.2.1 มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีเส้นทางที่ชัดเจนและเป็นไปได้สู่ Net Zero 2583

การวิจัยยืนยันว่าเป้าหมาย Net Zero Emission ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นภายในปี พ.ศ. 2583 มีความเป็นไปได้ทั้งในทางเทคนิคและทางการเงิน หากดำเนินการตามแผนยุทธศาสตร์ฯ อย่างครบถ้วน และขยายกำลังการผลิต Solar PV จาก 26.5 MWp ที่กำหนดไว้ในแผนปัจจุบัน ให้สูงเพิ่มขึ้นได้จนถึง 50 MWp ตามที่วิเคราะห์ไว้ในรายงานนี้ (ทั้งนี้จากบทวิเคราะห์ของรายงานฉบับนี้ ได้ตั้งสมมุติฐานว่ามหาวิทยาลัยได้มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่องตามแนวโน้มที่คาดการณ์ไว้ และมาตรฐานด้านการลดการใช้พลังงานสามารถดำเนินการได้อย่างมีข้อจำกัด) แนวทาง "สามเสาหลัก" ที่ประกอบด้วย ยุทธศาสตร์ที่ 1 (ลดการปล่อย) ยุทธศาสตร์ที่ 2 (เพิ่มการกักเก็บ) และยุทธศาสตร์ที่ 3 (บริหารจัดการ) ที่คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ วางไว้นั้น ถือเป็นกรอบที่ถูกต้องและสอดคล้องกับแนวปฏิบัติที่ดีที่สุดในระดับสากล [23]

7.2.2 Solar PV 30 MWp คือมาตรการ Quick Win ที่มีผลกระทบสูงสุด

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบมาตรการทั้งหมดในแผนยุทธศาสตร์ฯ และแนวทางในการดำเนินการจริงของมหาวิทยาลัยที่มีการพัฒนาระบบ Solar PV ในระยะที่ 1 ขนาด 30 MWp โดยแบ่งเป็น Ground-Mounted 18 MWp บนพื้นที่ว่าง Floating Solar 22 MWp บนบ่อบำบัดน้ำเสีย ถือเป็นมาตรการที่ให้อัตราส่วนผลลัพธ์ต่อต้นทุนสูงที่สุดในบรรดามาตรการทั้งหมด ทั้งในด้านการลด GHG (~16,000–18,000 tCO_2e/ปี) การประหยัดค่าใช้จ่าย (~118–139 ล้านบาท/ปี) และผลตอบแทนทางการเงิน (IRR ~13–16%) และการเลือกใช้แนวทางของ PPA, ESCO

ลักษณะ Load Profile ของมหาวิทยาลัยขอนแก่นซึ่งมีโรงพยาบาลที่ใช้ไฟฟ้า Base Load สม่ำเสมอตลอด 24 ชั่วโมงเป็นสัดส่วนสูงถึงร้อยละ 48 ถือเป็นข้อได้เปรียบที่ทำให้ Self-Consumption Rate ของระบบ Solar PV อยู่ในระดับสูง (79–80% ที่ขนาด 30 MWp) ซึ่งมีส่วนสำคัญในการทำให้ผลตอบแทนทางการเงินสูงกว่าโรงงานอุตสาหกรรมหรืออาคารพาณิชย์ทั่วไปที่มี Load Factor ต่ำกว่า

7.2.3 การพัฒนาแบบขั้นบันได (Phased Development) ลดความเสี่ยงและเพิ่มความยืดหยุ่น

การวิเคราะห์ Incremental Analysis ยืนยันว่าการพัฒนาระบบ Solar PV แบบขั้นบันได 10 ⟶ 15 ⟶ 20 ⟶ ... ⟶ 50 MWp นั้นให้ความยืดหยุ่นในการบริหารเงินทุนและความเสี่ยงได้ดีกว่าการลงทุนครั้งเดียวทั้งหมด โดยทุกขั้นของการเพิ่ม 5 MWp ยังคงมี IRR ส่วนเพิ่มสูงกว่า Cost of Capital ตลอดจนถึงขนาด 50 MWp และรายได้จากการประหยัดค่าไฟฟ้าในขั้นแรก (59 ล้านบาท/ปี จาก 10 MWp) สามารถนำมาลงทุนขั้นถัดไปได้ภายใน 2–3 ปี ทำให้โครงการสามารถ Self-Finance ได้โดยไม่ต้องพึ่งพาแหล่งทุนภายนอกอย่างเต็มที่ [27]

7.2.4 บ่อบำบัดน้ำเสียคือพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงและผลประโยชน์ร่วมสูงสุด

การวิเคราะห์ชี้ว่าบ่อบำบัดน้ำเสียของมหาวิทยาลัยขอนแก่นมีลักษณะพิเศษที่ทำให้เหมาะสมอย่างยิ่งสำหรับ Floating Solar เนื่องจากมีโครงสร้างพื้นฐานไฟฟ้าที่มีอยู่แล้ว มีขนาดแอ่งน้ำที่เหมาะสม (แรงลม/คลื่นน้อย) และสร้างผลประโยชน์ร่วมในการควบคุมสาหร่ายและลดการระเหยน้ำ [18] การดำเนินโครงการปรับระบบบำบัดน้ำเสียเป็น Activated Sludge ก่อนจะสร้างพื้นที่ผิวน้ำที่เหมาะสมสำหรับ FPV มากยิ่งขึ้น ซึ่งถือเป็นการบูรณาการสองโครงการที่สร้าง Synergy สูงสุด

7.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายสำหรับผู้บริหาร

จากผลการวิจัย คณะผู้วิจัยขอนำเสนอข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 7 ประการเรียงตามลำดับความสำคัญและความเร่งด่วน ดังแสดงในตารางที่ 30

ตารางที่ 30 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 7 ประการสำหรับผู้บริหารมหาวิทยาลัยขอนแก่น

ลำดับ	*ข้อเสนอแนะ*	*เหตุผลและฐานหลักฐาน*	*หน่วยงานที่ควรดำเนินการ*
1	เร่งดำเนินโครงการ Ground-Mounted Solar 30 MWp ในระยะแรก (พ.ศ. 2567–2570)	• IRR สูงสุด ~15–20%, Payback 4–5 ปี • ใช้พื้นที่เพียง 9.4% ของพื้นที่ว่าง • ยืนยันโดยคำประกาศ Carbon Neutrality 2029 [32]	คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ กองจัดการสาธารณูปโภคฯ หน่วยงานจัดหาเงินทุน
2	ดำเนินการปรับระบบบำบัดน้ำเสียเป็น Activated Sludge (โครงการ 1.1.1) ควบคู่กับ Floating Solar บนบ่อเดิม	• ลด GHG ได้ 18,000 tCO_2e/ปี (20% ของทั้งหมด) • บ่อเดิมใช้เป็น FPV Site ได้ทันทีหลังปรับปรุง • สร้าง Co-benefit ด้านน้ำและพลังงาน [5, 22]	กองสาธารณูปโภคฯ คณะวิศวกรรมศาสตร์ บริษัทที่ปรึกษา ESCO
3	จัดทำ Structural Assessment ครอบคลุมอาคารทั้งหมดเพื่อคัดกรองเป้าหมาย Rooftop Solar	• หลีกเลี่ยงความเสี่ยงด้านโครงสร้าง • ลดเวลาอนุมัติโครงการ • เริ่มจากอาคาร NAZ และหอพักใหม่ก่อน [11]	กองอาคารและสถานที่ คณะวิศวกรรมศาสตร์ กองสาธารณูปโภคฯ
4	พัฒนา Carbon Budget ระดับคณะ และ Cap & Trade กลไกภายใน KKU	• สร้าง Incentive ให้คณะลด GHG • เพิ่มประสิทธิภาพการจัดสรรทรัพยากร • ใช้ประโยชน์ Smart Meter ที่ติดตั้งแล้ว [5]	คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ กองการเงิน ทุกคณะ/หน่วยงาน
5	จัดตั้งหน่วยงานด้าน Carbon Management ที่ได้รับการรับรองจาก TGO อย่างเป็นทางการ	• เพิ่มความน่าเชื่อถือในการรายงาน GHG • รองรับการขาย Carbon Credit • สอดคล้องกับกลยุทธ์ 3.1.1 [5]	สำนักงานอธิการบดี คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ
6	ขยายความร่วมมือ "3 พลังเพื่อแผ่นดิน" สู่การแลกเปลี่ยนข้อมูล Best Practice ด้าน Solar PV และ Net Zero	• สร้าง Knowledge Network ใน HEIs ภูมิภาค • ลดต้นทุนการเรียนรู้และความผิดพลาด • สนับสนุน NDC 3.0 ระดับภูมิภาค [4, 32]	อธิการบดีและผู้บริหารระดับสูง คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ
7	ศึกษาความเป็นไปได้ของ Direct PPA 2,000 MW ของรัฐบาลและโอกาส BOI Tax Incentive สำหรับโครงการ RE ของ KKU	• ลด CapEx สุทธิได้ 20–30% • ลด Payback Period ลงอีก 1–2 ปี • เปิดโอกาสรูปแบบ PPP กับภาคเอกชน [2, 5]	กองแผนงาน ฝ่ายกฎหมาย คณะกรรมการขับเคลื่อนฯ

ที่มา: สังเคราะห์จากผลการวิจัยและวรรณกรรม ตามหมายเลขอ้างอิงในวงเล็บ

7.4 ข้อจำกัดของการวิจัยและข้อเสนอแนะสำหรับการวิจัยต่อไป

7.4.1 ข้อจำกัดของการวิจัยนี้

การวิจัยนี้มีข้อจำกัดสำคัญ 4 ประการที่ผู้อ่านควรรับทราบเพื่อการตีความผลที่ถูกต้อง ประการแรก ตัวเลขทางการเงินทั้งหมดในรายงานนี้เป็น "การประมาณเบื้องต้น" (Preliminary Estimate) ที่อ้างอิงจากข้อมูลตลาดทั่วไป ยังไม่ได้ผ่านการสำรวจพื้นที่จริงและการออกแบบวิศวกรรมโดยละเอียด (Detailed Engineering Design) ซึ่งอาจทำให้ตัวเลขจริงแตกต่างจากที่คำนวณไว้ได้

ประการที่สอง การวิเคราะห์ Floating Solar บนบ่อบำบัดน้ำเสียยังไม่ได้รวมการศึกษา Hydrodynamic Survey และการประเมินผลกระทบต่อระบบบำบัดน้ำเสียในเชิงปฏิบัติ ซึ่งเป็นขั้นตอนที่จำเป็นก่อนการตัดสินใจลงทุนจริง ประการที่สาม ราคาพลังงานและ Emission Factor ที่ใช้ในการคำนวณอาจเปลี่ยนแปลงในอนาคต ซึ่งจะส่งผลต่อ IRR และ Payback Period ที่คำนวณไว้ และประการที่สี่ การวิเคราะห์ไม่ได้ครอบคลุมผลกระทบด้านความหลากหลายทางชีวภาพของ Ground-Mounted Solar บนพื้นที่เกษตรและฟาร์มทดลอง ซึ่งอาจเป็นประเด็นที่ต้องพิจารณาในการออกแบบพื้นที่จริง

7.4.2 ข้อเสนอแนะสำหรับการวิจัยต่อไป

- การศึกษา Detailed Feasibility Study (DFS) สำหรับ Ground-Mounted Solar 30 MWp บนพื้นที่จริง โดยรวมการสำรวจพื้นที่ด้านธรณีวิทยา การออกแบบระบบไฟฟ้า และการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA)
- การจำลองพลังงาน (Energy Simulation) ด้วยโปรแกรม PVsyst หรือ SAM สำหรับสภาพภูมิอากาศจริงของขอนแก่น เพื่อให้ได้ Specific Yield และ Performance Ratio ที่แม่นยำยิ่งขึ้น
- การศึกษา Hydrodynamic Assessment และ Environmental Impact Assessment ของ Floating Solar บนบ่อบำบัดน้ำเสียของ KKU โดยเฉพาะ รวมถึงผลกระทบต่อ Dissolved Oxygen และประสิทธิภาพระบบบำบัด
- การวิจัยเชิงสังคมศาสตร์เกี่ยวกับการยอมรับของประชาคมมหาวิทยาลัย (Stakeholder Acceptance Study) ต่อโครงการ Solar PV แต่ละรูปแบบ เพื่อลดความเสี่ยงด้านการต่อต้านจากผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย
- การพัฒนา Dynamic Financial Model ที่รองรับความไม่แน่นอนของราคาพลังงาน ราคาคาร์บอนเครดิต และนโยบายสนับสนุนในอนาคต เพื่อใช้ในการบริหารความเสี่ยงโครงการในระยะยาว

7.5 บทสรุปส่งท้าย

มหาวิทยาลัยขอนแก่นมีองค์ประกอบครบถ้วนสำหรับการเป็น "ต้นแบบมหาวิทยาลัย Net Zero" ของภาคตะวันออกเฉียงเหนือและของประเทศไทย ทั้งในด้านขนาดและความหลากหลายของพื้นที่ซึ่งเอื้อต่อการพัฒนาระบบพลังงานหมุนเวียนในหลายรูปแบบ ทรัพยากรแสงอาทิตย์ระดับสูงที่เอื้อต่อการผลิตพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ Load Profile ที่ตรงกับรูปแบบการผลิตของ Solar PV ทำให้ Self-Consumption Rate สูง กรอบนโยบายและโครงสร้างสถาบันที่แข็งแกร่ง รวมถึงการประกาศเจตนารมณ์สาธารณะที่ชัดเจน

ที่สำคัญ การดำเนินโครงการ Solar PV มิใช่เพียง "โครงการพลังงาน" แต่คือ "การลงทุนเชิงยุทธศาสตร์" ที่ให้ผลตอบแทนในสามมิติพร้อมกัน ได้แก่ ผลตอบแทนทางการเงิน (IRR 12–17%) ผลตอบแทนด้านสิ่งแวดล้อม (ลด CO_2e ~23,000–24,000 ตัน/ปี) และผลตอบแทนด้านองค์กร (สร้างแรงผลักดัน เพิ่มอันดับ UI Green Metric และสร้างองค์ความรู้สำหรับขยายผล) ดังที่งานวิจัยของ Kourgiozou et al. (2021) ระบุว่า "Quick Win ที่มีผลกระทบสูงในระยะสั้นเป็นกุญแจสำคัญที่เปิดประตูสู่การเปลี่ยนแปลงเชิงระบบในระยะยาว" [23]

ด้วยทรัพยากร ศักยภาพ และเจตนารมณ์ที่มีอยู่ มหาวิทยาลัยขอนแก่นไม่เพียงแต่สามารถบรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้ภายในปี พ.ศ. 2583 แต่ยังสามารถเป็นแหล่งเรียนรู้ที่มีชีวิต (Living Laboratory) ที่สร้างองค์ความรู้และแบบอย่างเชิงปฏิบัติสำหรับสถาบันอุดมศึกษา องค์กรภาครัฐ และชุมชนท้องถิ่นในการเปลี่ยนผ่านสู่สังคมคาร์บอนต่ำของประเทศไทยในอนาคต

บรรณานุกรม (References)

[1] IPCC. (2023). Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland. https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647

[2] Krungsri Research. (2024). Rooftop solar: Suitable business and investment models for Thailand. Krungsri Bank Research Center. https://www.krungsri.com/en/research/research-intelligence/solar-rooftop-2-2025

[3] Saipattalung, N., Chuangchote, S., & Kittikun, A. H. (2025). Techno-economic assessment of a 1 MW solar PV rooftop system at a Thai cooperative building. International Journal of Electrical Engineering Education. Academia.edu.

[4] Almutairi, K., & Mohammed, H. (2024). Towards zero-carbon, resilient, and community-integrated smart schools and campuses: A review. Smart Energy, 15, 100715. https://doi.org/10.1016/j.segy.2024.100715

[5] คณะกรรมการขับเคลื่อนมหาวิทยาลัยขอนแก่นสู่องค์กรศูนย์สุทธิด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก. (2565). ร่างแผนยุทธศาสตร์ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์สุทธิ ปี พ.ศ. 2583 มหาวิทยาลัยขอนแก่น. มหาวิทยาลัยขอนแก่น.

[6] ISO. (2018). ISO 14064-1:2018 — Greenhouse gases — Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. International Organization for Standardization.

[7] Frontiers in Sustainable Cities. (2025). Strategies and challenges for green campuses. Frontiers in Sustainable Cities, 7, 1469274. https://doi.org/10.3389/frsc.2025.1469274

[8] Pattanawiwattanaporn, W., & Thongkumsamut, C. (2025). Carbon balance attribution and storage in Khon Kaen University, Thailand. Faculty of Architecture, Khon Kaen University. (Received: 31 Jan. 2024; Revised: 18 Aug. 2025; Accepted: 26 Aug. 2025)

[9] UNESCO. (2024). Carbon neutral university campuses: An imperative for accelerating climate action. UNESCO. https://www.unesco.org/en/articles/carbon-neutral-university-campuses-imperative-accelerating-climate-action

[10] Tian, X., Zhou, Y., Morris, B., & You, F. (2022). Sustainable design of Cornell University campus energy systems toward climate neutrality and 100% renewables. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 161, 112383. https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112383

[11] Al-Najideen, M. I., & Al-Addous, M. (2025). Transition towards a sustainable campus: Design, implementation, and performance of a 16 MWp solar photovoltaic system. Case Studies in Thermal Engineering, 67, 105750. https://doi.org/10.1016/j.csite.2025.105750

[12] FusionSolar/Huawei Digital Power. (2023). Mahidol University: Largest C&I solar+storage project in Southeast Asia [Case Study Report]. Huawei Digital Power.

[13] SP Group. (2023). Rangsit University solar PV project [Case Study Report]. SP Group Thailand.

[14] Techno-Economic Study. (2025). Techno-economic assessment of a 1 MW solar PV rooftop system at Thaksin University (Phatthalung Campus), Thailand. Academia.edu.

[15] Almeida, R. M., Schmitt, R., Grodsky, S. M., Flecker, A. S., Gomes, C. P., Zhao, L., ... & McIntyre, P. B. (2022). Floating solar power could help fight climate change — let's get it right. Nature, 606, 246–249. https://doi.org/10.1038/s41586-022-04525-1

[16] Sahu, A., Yadav, N., & Sudhakar, K. (2016). Floating photovoltaic power plant: A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 66, 815– 824. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.051

[17] Exley, G., Page, T., Thackeray, S. J., Folkard, A. M., Couture, R. M., Hernandez, R. R., ... & Jones, I. D. (2022). Floating solar panels on reservoirs impact phytoplankton populations: A modelling experiment. Journal of Environmental Management, 315, 115257. https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.115257

[18] Oliveira, P. M. B., Almeida, R. M., & Cardoso, S. J. (2024). Effects of floating photovoltaics on aquatic organisms: A review. Hydrobiologia, 851, 3287– 3308. https://doi.org/10.1007/s10750-024-05686-0

[19] Frontiers in Water. (2025). Site-specific relationships between algal biomass and floating photovoltaic solar energy in human-made bodies of water. Frontiers in Water, 7, 1614008. https://doi.org/10.3389/frwa.2025.1614008

[20] PowerMag. (2023). Floating PV system provides smart energy and savings for wastewater plant. POWER Magazine. https://www.powermag.com/floating-pv-system-provides-smart-energy-and-savings-for-wastewater-plant/

[21] Exley, G., Hernandez, R. R., Page, T., Slee, B., Renewables, D., Morrison, J., ... & Jones, I. D. (2024). Immediate effect of floating solar energy deployment on greenhouse gas dynamics in ponds. Environmental Science & Technology, 58(50), 22351–22361. https://doi.org/10.1021/acs.est.4c06528

[22] Greenlancer. (2026). Floatovoltaics: The rise of floating solar farms. Greenlancer. https://www.greenlancer.com/post/floatovoltaics

[23] Kourgiozou, V., Commin, A., Dowson, M., Rovas, D., & Mumovic, D. (2021). Scalable pathways to net zero carbon in the UK higher education sector: A systematic review of smart energy systems in university campuses. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 147, 111234. https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111234

[24] Lin, X., Cai, H., & Zhao, S. (2024). An empirical analysis of carbon emissions in higher education institutions: A case study of Zhejiang Ocean University using emission factor methodology. Sustainability, 16(21), 9432. https://doi.org/10.3390/su16219432

[25] Rattanachot, W., et al. (2025). Geospatial assessment and economic analysis of rooftop solar photovoltaic potential in Thailand. Sustainability, 17(15), 7052. https://doi.org/10.3390/su17157052

[26] Energy Tracker Asia. (2025). Solar energy in Thailand: Policy aspiration to economic engine. Energy Tracker Asia. https://energytracker.asia/solar-energy-thailand/

[27] Tongsopit, S., Moungchareon, S., Aksornkij, A., & Potisat, T. (2019). The economics of solar PV self-consumption in Thailand. Renewable Energy, 130, 768–777. https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.088

[28] World Resources Institute & World Business Council for Sustainable Development. (2004). The greenhouse gas protocol: A corporate accounting and reporting standard (Revised ed.). WRI/WBCSD. https://ghgprotocol.org/corporate-standard

[29] Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). (2022). Thailand power development plan 2022–2037 (PDP2022). EGAT. https://www.egat.co.th/en/information/pdp

[30] International Energy Agency (IEA). (2021). Net zero by 2050: A roadmap for the global energy sector. IEA Publications. https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050

[31] Pattanawiwattanaporn, W., & Thongkumsamut, C. (2025). Carbon balance attribution and storage in Khon Kaen University, Thailand. Program in Integrated Research for Design, Faculty of Architecture, Khon Kaen University. Received: 31 Jan. 2024.

[32] Khon Kaen University. (2026, February 13). KKU advances green university strategy, declaring commitment to carbon neutrality by 2029. KKU News. https://www.kku.ac.th/en/272674/

[33] Khon Kaen University. (2025, October 28). KKU leads the charge: Integrating government, private sector, and academics to drive Isaan towards net zero. KKU News. https://www.kku.ac.th/en/252327/

[34] OECD. (2017). Financing climate futures: Rethinking infrastructure. OECD Publishing. https://doi.org/10.1787/9789264308114-en

[35] World Bank Group/ SolarGIS. (2020). Global Solar Atlas 2.0 [Data set]. World Bank. https://globalsolaratlas.info/ (Solar resource data © 2020 Solargis)

[36] Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE). (2022). Areas with solar power potential in Thailand. Ministry of Energy, Thailand. http://weben.dede.go.th/webmax/content/areas-solar-power-potential

[37] Silva, L. A., Dutra, A. R. A., & Guerra, J. B. S. O. A. (2023). Decarbonization in higher education institutions as a way to achieve a green campus: A literature review. Sustainability, 15(5), 3948. https://doi.org/10.3390/su15053948

[38] Mustafa, A., Kazmi, M., Khan, H. R., Qazi, S. A., & Lodi, S. H. (2022). Towards a carbon neutral and sustainable campus: Case study of NED University of Engineering and Technology. Sustainability, 14(2), 794. https://doi.org/10.3390/su14020794

[39] Climate Action Tracker. (2022). Thailand net zero targets. Climate Action Tracker. https://climateactiontracker.org/countries/thailand/net-zero-targets/

[40] UNDP Climate Promise. (2025). Thailand NDC 3.0: Accelerating net zero to 2050. UNDP. https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/thailand

[41] IEA PVPS. (2025). Thailand national survey report of PV power applications 2024. International Energy Agency PVPS. https://iea-pvps.org/

[42] Mordor Intelligence. (2026, January). Thailand solar energy market report 2031. Mordor Intelligence. https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/thailand-solar-energy-market

[43] Bangkok Post. (2024). EGAT keen to expedite 15 solar farm projects. Bangkok Post. https://www.bangkokpost.com/business/general/2901218/egat-keen-to-expedite-15-solar-farm-projects

[44] EGAT. (2021). World's largest Hydro-Floating Solar Hybrid at Sirindhorn Dam begins commercial operation. EGAT News. https://www.egat.co.th/home/en/20211103-pre/