



ศักยภาพของชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในภาคใต้
**Potential of Oil Palm Biomass Residues for Electricity Generation in
Southern Thailand**

วิชัย สังข์แก้ว
Wichai Sungkaew

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญา
วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล
มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of
Master of Engineering in Mechanical Engineering
Prince of Songkla University**

2558

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชื่อวิทยานิพนธ์ ศักยภาพของชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในภาคใต้
 ผู้เขียน นายวิชัย สังข์แก้ว
 สาขาวิชา วิศวกรรมเครื่องกล

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

คณะกรรมการสอบ

.....

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุธีระ ประเสริฐสรรพ)

(รองศาสตราจารย์ กำพล ประทีปชัยกูร)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุธีระ ประเสริฐสรรพ)

.....

.....กรรมการ

(ดร.นันทพันธ์ นภัทรานันท์)

(ดร.นันทพันธ์ นภัทรานันท์)

.....กรรมการ

(ดร.บุญรอด สัจจกุลนุกิจ)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อนุมัติให้บัณฑิตวิทยาลัย
 เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา ตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
 สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล

.....

(รองศาสตราจารย์ ดร.ธีระพล ศรีชนะ)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

ขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้เป็นผลมาจากการศึกษาวิจัยของนักศึกษาเอง และได้แสดงความขอบคุณบุคคลที่มีส่วนช่วยเหลือแล้ว

ลงชื่อ.....

(รองศาสตราจารย์ ดร.สุธีระ ประเสริฐสรรพ)

ลงชื่อ.....

(นายวิชัย สังข์แก้ว)

นักศึกษา

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ผลงานวิจัยนี้ไม่เคยเป็นส่วนหนึ่งในการอนุมัติปริญญาในระดับใดมาก่อน และ
ไม่ได้ถูกใช้ในการยื่นขออนุมัติปริญญาในขณะนี้

ลงชื่อ.....

(นายวิชัย สัจจ์แก้ว)

นักศึกษา

ชื่อวิทยานิพนธ์	ศักยภาพของชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในภาคใต้
ผู้เขียน	นายวิชัย สังข์แก้ว
สาขาวิชา	วิศวกรรมเครื่องกล
ปีการศึกษา	2557

บทคัดย่อ

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทางภาคใต้นับวันยิ่งเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง ประกอบรัฐบาลมีนโยบายให้ภาคใต้ผลิตไฟฟ้าใช้เอง ด้วยเหตุนี้รัฐบาลจึงมีนโยบายจัดหาพลังงานทดแทน เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการ โดยทางภาคใต้นั้นมีชีวมวลเศษเหลือจากปาล์มเป็นจำนวนมากและยังไม่ได้นำมาใช้ประโยชน์มากนัก งานวิจัยนี้จึงศึกษาการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม ซึ่งเป็นวัสดุเศษเหลือจากโรงงานสกัด (กะลาและทะลายปาล์มเปล่า) และชีวมวลจากสวนปาล์มน้ำมัน (ทางใบปาล์ม) โดยใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์จากการจำลองด้วยกระแสน้ำ ซึ่งได้ออกแบบแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ให้สามารถใช้ได้กับโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มอย่างเดียวและโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม (โรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลจากโรงงานสกัดและชีวมวลจากสวนปาล์ม) เพื่อหาราคารับซื้อเชื้อเพลิง โดยมีกลยุทธ์ของการรับซื้อ และประเมินศักยภาพการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มที่เหมาะสม โดยใช้แผนที่ภูมิศาสตร์การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use) ประยุกต์กับโปรแกรม ArcMap ในการคำนวณพื้นที่ปลูกปาล์มเพื่อแปลงเป็นค่าความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของชีวมวลทางใบปาล์ม

งานวิจัยนี้ได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 2 ส่วน คือ กรณีศึกษาทั่วไปของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม และกรณีศึกษาการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) กรณีศึกษาทั่วไปของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม เพื่อเป็นกลยุทธ์ของการรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม รวมถึงการกำหนดรัศมีและกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม จากผลการศึกษาพบว่าคารับซื้อเชื้อเพลิงขึ้นอยู่กับความชื้นและความหนาแน่นของเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในพื้นที่ และยังมีผลต่อขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมด้วย โดยที่รัศมีที่เหมาะสมนั้นไม่ขึ้นอยู่กับความชื้นของเชื้อเพลิง จากการศึกษาให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม 150-350 ตันต่อตารางกิโลเมตรต่อปี ที่ความชื้น 40-60 % สามารถรับซื้อชีวมวลที่สวนในราคาสูงสุดไม่เกิน 101 - 263 บาทต่อตัน ด้วยผลตอบแทนการลงทุน 15% โรงไฟฟ้าต้องมีแหล่งชีวมวลล้อมรอบด้วยรัศมีที่เหมาะสม 26-35 กิโลเมตร จะได้กำลังการผลิตไฟฟ้า 14-32 เมกะวัตต์ และสามารถตั้งโรงไฟฟ้าโดยแบ่งเป็นจังหวัดชุมพรจำนวน 2 โรง สุราษฎร์ธานี 1 โรง และกระบี่ 2 โรง ซึ่งมีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 112 เมกะวัตต์ มีคารับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มเฉลี่ยที่ 178.98 บาทต่อตัน โดยโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มของจังหวัดกระบี่มีศักยภาพกำลังการผลิต

ไฟฟ้าสูงสุดรวม 48 เมกะวัตต์ และพบว่าราคาซื้อขายซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ผลตอบแทนการลงทุนต่างๆ มีความอ่อนไหวมากเมื่อความชื้นของเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไป แต่เมื่อความหนาแน่นของเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงไปพบว่าไม่ได้ส่งผลกระทบต่อราคาซื้อขายเชื้อเพลิงของทุกๆค่าผลตอบแทนมากนัก (ประมาณ 36.55 บาทต่อตัน)

2) กรณีศึกษาการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล เพื่อประเมินศักยภาพที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมและโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม (ทะเลาะปาล์มเปล่า กะลา และทางไบโพลัม) ซึ่งเลือกพื้นที่ปลูกปาล์มมากที่สุด 3 อันดับของประเทศ คือ จังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพร ตามลำดับ โดยจำลองสถานการณ์โครงการโรงไฟฟ้า 2 กรณี คือ (1)กรณีจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมตามเส้นทางหลวง (นักลงทุนอิสระ) และ(2)กรณีจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม ณ โรงงานสกัด (โรงงานต้องการรายได้เพิ่ม) โดยมีรายละเอียดดังนี้

- กรณีศึกษา 2.1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมเพียงอย่างเดียว จากการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มในพื้นที่จำนวน 16 โรง (3 จังหวัด) พบว่ามีจำนวน 5 โรงที่มีความเหมาะสม โดยมีกำลังการผลิตรวม 111.02 เมกะวัตต์ ที่ราคาซื้อขายชีวมวลทางไบโพลัมเฉลี่ย 178.32 บาทต่อตัน ซึ่งมีรัศมีรอบๆโรงไฟฟ้า 30-35 กิโลเมตร ตำแหน่งของโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัด M12 มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 24.07 เมกะวัตต์

- กรณีศึกษา 2.2 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วมกับวัสดุเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์ม (ทะเลาะปาล์มเปล่าและกะลา) พบว่าแบบจำลองคณิตศาสตร์ให้ค่ารัศมีการซื้อขายชีวมวลทางไบโพลัมเป็นลบหรือเป็นศูนย์นั่นเอง ดังนั้น ไม่ควรใช้ชีวมวลจากสวนปาล์ม หากต้องการผลิตไฟฟ้าควรใช้ชีวมวลเศษเหลือของโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

- กรณีศึกษา 2.3 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วมโดยกำหนดราคาซื้อขายทางไบโพลัมเท่ากับกรณีศึกษา 1 (178.98 บาทต่อตัน) ผลการศึกษาพบว่าจำนวนโรงไฟฟ้า 3 โรง ซึ่งมีศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมได้ถึง 148 เมกะวัตต์ โดยที่โรงงานสกัด M15 มีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดถึง 64 เมกะวัตต์ ซึ่งมีรัศมีครอบคลุมทั้งจังหวัดกระบี่ (จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกมากที่สุดของประเทศ) และผลปาล์มสด (FFB) ที่เข้าโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มนั้น มีผลต่อรัศมีการซื้อขายชีวมวลทางไบโพลัม

Thesis Title	Potential of Oil Palm Biomass Residues for Electricity Generation in Southern Thailand.
Author	Mr.Wichai Sungkaew
Major Program	Mechanical Engineering
Academic Year	2014

Abstract

In response to Thailand's southern region increasing demand of electricity, the Thai Government encourages renewable energy development projects by private sector. Oil palm industry is a predominate potential because of abundant supply of biomass, both at the mill and plantation. This thesis presents an investigation of potential power project sites. The study employed financial mathematical models together with with GIS land use data to identify the site, capacity and maximum affordable purchasing price of palm frond.

The study provide two scenarios.

Scenario 1. Power plant independent from the mills. This scenario was for independent investors who are interested in palm frond only. Simulation were based on the area-based palm frond biomass availability. The power plants are limited to highways having high-voltage transmission lines. The simulations were based on frond biomass availability of 150-350 t/km²/y, moisture content 40-60%, IRR 15%. The study gave 5 potential sites having capacity in the range of 14-32 MW. The total capacity is 112 MW. There are 2, 1 and 2 sites in Chumporn, Surathani and Krabi, respectively. The average maximum affordable fuel price is 178.98 Baht/ton. The fuel procurement area covers 26-35 km radius and the maximum affordable fuel prices are in the range of 101 - 263 Baht/ton and sensitive to moisture content but not the availability density

Scenario 2. The power plans is competitively located at the existing 16 mills in Surathani, Chumporn and Krabi provinces. There are 3 cases namely, 1) power plant based on palm frond only, 2) power plant consumes both mills' residues and palm frond and 3) power plant consumes mills' residues and palm frond at fixed price. It was found that,

2.1 Power plants at the mills and use only palm frond. There are 5 potential sites with total capacity of 111.02 megawatt. The biomass average price was 178.32 Baht/ton. The procurement area cover radius of 30-35 kilometer. Mill designated M12 in Krabi has highest potential of 24.07 megawatt.

2.2 Power plants the mills and consume both residues and palm frond. It was found that procuring cost of palm frond degrades the expected IRR. Therefore, the power plant should not use external source of fuel.

2.3 Power plant consumes mills' residues and palm frond at fixed price. If the external fuel price is set at 178.98 Baht/ton (in order to be competitive to independent investors). The area 3 potential sites with total capacity of 148 megawatt. Palm oil mill designated M15 in Krabi has highest potential of 64 megawatt.

กิตติกรรมประกาศ

ผู้แต่งขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ ดร.สุธีระ ประเสริฐสรรพ และดร.นันทพันธ์ นภทรานันท์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ให้ความรู้ แนวคิด คำแนะนำ ในการทำวิจัย ตลอดจนแก้ไขปัญหาดังกล่าว เพื่อให้งานวิจัยสำเร็จด้วยดี

ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ กำพล ประทีปชัยกุล และดร.บุญรอด สัจจกุล นุกิจ คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษา คำแนะนำ และข้อเสนอแนะของงานวิจัย

ขอขอบพระคุณ อธิบดีกรมพัฒนาที่ดิน และเจ้าหน้าที่ ที่อนุเคราะห์ข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land use) ของกรมพัฒนาที่ดิน

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ศักดิ์ชัย ปรีชาวีรกุล คุณนาคยา จึงเจริญธรรม และคุณอนันต์ คำภีระ รวมถึงสถานวิจัยสารสนเทศภูมิศาสตร์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ศูนย์ภูมิภาคเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ ภาคใต้ ที่อนุเคราะห์ข้อมูลเพื่อ งานวิจัย ตลอดจนเปิดโอกาสให้เข้าร่วมฝึกอบรมโปรแกรมที่เกี่ยวข้องกับระบบภูมิศาสตร์

ขอขอบคุณ ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่อำนวยความสะดวกด้านเครื่องมือ และสถานที่ในการทำวิจัย

ขอขอบคุณ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ที่สนับสนุนงบประมาณในการวิจัย

ขอขอบพระคุณ คุณประนอม ภักดิ์รุจิรัตน์ ที่ช่วยดำเนินงานเอกสารต่างๆ

ขอขอบพระคุณ นายสมทรง สังข์แก้ว (บิดา) นางอารี สังข์แก้ว (มารดา) คุณอาปู้ คุณย่า คุณยาย และคุณแนน ที่ให้การสนับสนุนในทุกๆด้าน ทั้งคำปรึกษา กำลังใจ และกำลังทรัพย์ จนสำเร็จการศึกษา

ขอขอบคุณนักศึกษาบัณฑิตวิศวกรรมเครื่องกลทุกท่าน

วิชัย สังข์แก้ว

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	(10)
รายการตาราง	(12)
รายการภาพประกอบ	(16)
สัญลักษณ์คำย่อและตัวย่อ	(18)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความสำคัญและที่มา	1
1.2 การตรวจเอกสาร	2
1.3 วัตถุประสงค์	24
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	24
1.5 ขอบเขตของงานวิจัย	24
บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	25
2.1 ชีวมวลและการวิเคราะห์ชีวมวล	25
2.2 ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System , GIS)	27
2.3 การลงทุนเชิงเศรษฐศาสตร์	32
2.4 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์	37
บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย	43
3.1 พื้นที่ศึกษา	43
3.2 การคมนาคมขนส่งและสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (115 และ 230 kV)	47
3.3 แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use)	47
3.4 โปรแกรม ArcGIS	48
3.5 ขั้นตอนการวิจัย	49
บทที่ 4 ผลและการอภิปรายผล	60
4.1 บทนำ	60
4.2 ความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ต่างๆ	60
4.3 การศึกษาจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม	62
4.4 ผลกรณีศึกษาการกำหนดราคาการรับซื้อเชื้อเพลิงและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล	69
4.5 ตัวอย่างการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม ณ โรงงานสกัด	90

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 สรุปอภิปรายและข้อเสนอแนะ	95
5.1 สรุปผลกรณีศึกษาโครงการ โรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม (กรณีพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน)	95
5.2 สรุปผลกรณีศึกษาการกำหนดราคารับซื้อและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า ชีวมวลปลาลัมในภาคใต้	96
5.3 ข้อเสนอแนะ	98
บรรณานุกรม	99
ภาคผนวก	103
ภาคผนวก ก ผลการทดสอบคุณสมบัติทางปลาลัม	104
ภาคผนวก ข ผลการพิสูจน์สมการกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ความหนาแน่นเชิงพื้นที่ กับความชื้นของเชื้อเพลิง	110
ภาคผนวก ค ผลการพิสูจน์สมการราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับผลตอบแทน	113
ภาคผนวก ง ผลการจำลองโครงการ โรงไฟฟ้า	115
ภาคผนวก จ โปรแกรมการคำนวณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์	132
ภาคผนวก ฉ ผลงานการประชุมวิชาการ	141
ประวัติผู้เขียน	160

รายการตาราง

ตารางที่	หน้า
ตารางที่ 1.1 พื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันแต่ละภาค (2556)	2
ตารางที่ 1.2 การรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากพลังงานหมุนเวียน (Adder Cost)	8
ตารางที่ 1.3 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคเหนือ	12
ตารางที่ 1.4 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	13
ตารางที่ 1.5 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคกลาง	15
ตารางที่ 1.6 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคใต้	17
ตารางที่ 2.1 ปริมาณชีวมวลปาล์มในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและค่าความร้อน	38
ตารางที่ 3.1 โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน (แบบเปียก)	45
ตารางที่ 3.2 ตัวแปรทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้า	50
ตารางที่ 3.3 รายละเอียดกำลังคนสำหรับโรงไฟฟ้า	51
ตารางที่ 3.4 แหล่งข้อมูล (Digital map) สำหรับการประมวลผลด้วยโปรแกรม ArcMap	52
ตารางที่ 3.5 ตารางสรุปกรณีศึกษาทั้ง 4 สถานการณ์จำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล	59
ตารางที่ 4.1 ตารางปัจจัยค่าพารามิเตอร์ต่างๆของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโอปาล์ม	61
ตารางที่ 4.2 ขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอปาล์มเพียงอย่างเดียว ที่ค่าความชื้นและ ความหนาแน่นของเชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอปาล์มต่างกัน (IRR=15%)	63
ตารางที่ 4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม	68
ตารางที่ 4.4 การเปรียบเทียบตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโอปาล์มของตำแหน่งต่างๆ (IRR=15%)	72
ตารางที่ 4.5 ศักยภาพการนำชีวมวลทางไบโอปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า (IRR=15%)	73
ตารางที่ 4.6 ผลการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโอปาล์ม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม	76
ตารางที่ 4.7 ศักยภาพการนำชีวมวลทางไบโอปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม	79
ตารางที่ 4.8 ผลการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม (IRR=15%, MC=50%)	81
ตารางที่ 4.9 ตารางปัจจัยค่าต่างๆของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม	82

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ตารางที่ 4.10 ผลการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม โดยใช้ชีวมวลร่วม (ทางใบ กะลา และทะลายปาล์มเปล่า) กำหนดราคารับซื้อชีวมวล 178.98±3 Baht/ton (เท่ากับกรณีศึกษาที่ 1 ,IRR=15%)	87
ตารางที่ 4.11 ศักยภาพโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มโดยใช้ชีวมวลร่วม (ทางใบปาล์ม กะลาปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่า) โดยราคารับซื้อ ชีวมวลเฉลี่ย 178.98±3 Baht/ton (กรณีศึกษา 1)	88
ตารางที่ ง.1 ราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มเหมาะสมที่ค่าความชื้นของเชื้อเพลิง กับค่า IRR ต่างๆกัน ($\psi = 200 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	116
ตารางที่ ง.2 ราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มเหมาะสมที่ค่าความหนาแน่นของเชื้อเพลิง กับ IRR ต่างๆกัน ($MC_{\text{wet}} = 50\%$)	116
ตารางที่ ง.3 รายชื่อ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและกำลังการผลิต	117
ตารางที่ ง.4 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P1	118
ตารางที่ ง.5 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P2	118
ตารางที่ ง.6 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P3	118
ตารางที่ ง.7 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P4	118
ตารางที่ ง.8 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P5	118
ตารางที่ ง.9 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P6	119
ตารางที่ ง.10 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P7	119
ตารางที่ ง.11 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P8	119
ตารางที่ ง.12 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P9	119
ตารางที่ ง.13 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P10	119
ตารางที่ ง.14 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P11	119
ตารางที่ ง.15 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P12	120
ตารางที่ ง.16 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P13	120
ตารางที่ ง.17 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P14	120
ตารางที่ ง.18 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P15	120
ตารางที่ ง.19 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P16	120

รายการตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ตารางที่ ง.47 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M12	127
ตารางที่ ง.48 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M13	127
ตารางที่ ง.49 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M14	128
ตารางที่ ง.50 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M15	128
ตารางที่ ง.51 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M16	128
ตารางที่ ง.52 แผนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม (ทะลายเป่า กะลาและทางใบป่าลุ่ม)	130

รายการภาพประกอบ

รูปที่	หน้า
รูปที่ 1.1 กระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มโดยวิธีมาตรฐานแบบเปียก	4
รูปที่ 1.2 ชีวมวลปาล์มน้ำมัน	5
รูปที่ 1.3 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคเหนือ	18
รูปที่ 1.4 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	19
รูปที่ 1.5 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคกลาง	19
รูปที่ 1.6 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคใต้	20
รูปที่ 2.1 ข้อมูลเชิงพื้นที่ประเภท Raster Data	28
รูปที่ 2.2 การวางซ้อนทับข้อมูล	30
รูปที่ 2.3 การสร้าง Buffer ของพื้นที่เป้าหมาย	30
รูปที่ 2.4 ระบบจ่ายครั้งเดียว (Single Payment System)	33
รูปที่ 2.5 ระบบแบบจ่ายอนุกรมและมีค่าเท่ากันตลอด (Uniform Series Payment System)	34
รูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มน้ำมัน	44
รูปที่ 3.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน ทางหลวงหลักและสายส่งแรงสูง	46
รูปที่ 3.3 แผนผังขั้นตอนการวิจัย	49
รูปที่ 3.4 แผนผังการจำลองโครงการโรงไฟฟ้า (กรณีศึกษา 1, 2.1 และ 2.2)	54
รูปที่ 3.5 การวางซ้อนทับข้อมูล	55
รูปที่ 3.6 แผนผังการจำลองการตั้งโรงไฟฟ้า (กรณีศึกษา 2.3)	58
รูปที่ 4.1 แผนผังเหตุผลปัจจัยพารามิเตอร์ต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโอปาล์ม	64
รูปที่ 4.2 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ค่าความชื้นของเชื้อเพลิงกับค่า IRR ต่างๆกัน	65
รูปที่ 4.3 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ความหนาแน่นของเชื้อเพลิงกับ IRR ที่ต่างๆกัน ($MC_{wet}=50\%$)	66
รูปที่ 4.4 การซ้อนทับพื้นที่รับซื้อชีวมวลของโรงไฟฟ้าที่ตั้งตามเส้นทางหลวง	71
รูปที่ 4.5 รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโอปาล์ม	74
รูปที่ 4.6 การซ้อนทับของพื้นที่รับซื้อเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าต่างๆ ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม	77
รูปที่ 4.7 รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม	80
รูปที่ 4.8 แผนผังเหตุผลปัจจัยต่างๆของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม	84

รายการภาพประกอบ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
รูปที่ 4.9 การซ้อนทับของพื้นที่รับซื้อชีวมวลทางไบโพลัมของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม	86
รูปที่ 4.10 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม โดยใช้ชีวมวลร่วม	89
รูปที่ 4.11 แผนจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลร่วมของ บ. ไทยทาโลว์ฯ	90
รูปที่ 4.12 กำลังผลิตไฟฟ้าและรัศมีที่ราคาปรับซื้อกับค่าความหนาแน่นชีวมวลต่างๆกัน (IRR 13%)	91
รูปที่ 4.13 กำลังผลิตไฟฟ้าและรัศมีที่ราคาปรับซื้อกับค่าความหนาแน่นชีวมวลต่างๆกัน (IRR 15%)	92
รูปที่ 4.14 กำลังผลิตไฟฟ้าและรัศมีที่ราคาปรับซื้อกับค่าความหนาแน่นชีวมวลต่างๆกัน (IRR 17%)	92
รูปที่ 4.15 กำลังผลิตและรัศมีที่ราคาปรับซื้อเฉลี่ยเฉลี่ยกับผลตอบแทนต่างๆกัน	93
รูปที่ ง.1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าตามเส้นทางหลวงและรัศมีที่เหมาะสม	121
รูปที่ ง.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและรัศมีที่เหมาะสม	125
รูปที่ ง.3 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและรัศมีรับซื้อ ชีวมวลทางไบโพลัม	129

สัญลักษณ์ค่าย่อและตัวย่อ

A	= Factor fiber in 1 ton FFB (ton fiber/ton FFB)
B	= Factor shell in 1 ton FFB, ton/ ton FFB
C	= Factor EFB in 1 ton FFB (ton EFB/ton FFB)
C_l	= Annual labor cost (Baht yr ⁻¹)
C_{ls}	= Specific wage per capital of labor cost (Baht person ⁻¹ yr ⁻¹)
C_m	= Annual maintenance cost (Baht yr ⁻¹)
C_{ts}	= Annual transportation cost (Baht yr ⁻¹)
$C_{ts,frond}$	= Unit cost of frond transportation (Baht t ⁻¹ km ⁻¹)
C_w	= Annual biomass cost (Baht yr ⁻¹)
$C_{ws,frond}$	= Unit cost of frond (Baht t ⁻¹)
$\left(C_{ws,frond}\right)_o$	= Optimal unit cost of frond (Baht t ⁻¹)
CF	= Annual cash flow (Baht yr ⁻¹)
E	= Electricity output (MW _e)
E_o	= Optimal electricity output (MW _e)
f_e	= Electricity export (% or decimal)
FFB	= Annual FFB in palm oil mill, t y ⁻¹
%H	= Percentage of hydrogen in fuel (% or decimal)
h_{fg}	= Vaporization enthalpy of water at 25 °C (kJ kg ⁻¹)
HHV	= Higher heating value of fuel (kJ kg ⁻¹)
i	= Discount rate (%)
I_s	= Specific investment (Baht kW _e ⁻¹)
I_{total}	= Total Power plant investment (Baht)
IN	= Total income (Baht yr ⁻¹)
IRR	= Internal rate return (% or decimal)
k_m	= Maintenance coefficient (% yr ⁻¹ or decimal)
LHV_{EFB}	= Lower heating value of EFB (MJ kg ⁻¹)

สัญลักษณ์คำย่อและตัวย่อ (ต่อ)

LHV_{fiber}	= Lower heating value of fiber (MJ kg ⁻¹)
LHV_{frond}	= Lower heating value of frond (MJ kg ⁻¹)
LHV_{shell}	= Lower heating value of shell (MJ kg ⁻¹)
m	= Number of months (months yr ⁻¹)
$MC_{wet, frond}$	= Moisture content of frond (% or decimal)
$MC_{wet, shell}$	= Moisture content of shell (% or decimal)
$MC_{wet, fiber}$	= Moisture content of fiber (% or decimal)
$MC_{wet, EFB}$	= Moisture content of EFB (% or decimal)
n	= Economic life time (yr)
N	= Number of workers (person)
NPV	= Net present value (Baht)
OUT	= Total outgoing finance (Baht yr ⁻¹)
P_{Add}	= Price of adder (Baht kW ⁻¹)
P_{ec}	= Price of electricity capacity, (BahtkW ⁻¹ month ⁻¹)
P_{ee}	= Price of electricity energy (Baht kW ⁻¹)
P_{FS}	= Price of fuel saving (Baht kW ⁻¹)
P_{REP}	= Price of renewable energy promotion, (Baht kW ⁻¹)
Q_B	= Boiler thermal load (MW _{th})
$Q_{B, EFB}$	= EFB thermal load (MW _{th})
$Q_{B, fiber}$	= Fiber thermal load (MW _{th})
$Q_{B, frond}$	= Frond thermal load (MW _{th})
$(Q_B)_o$	= Optimal boiler thermal load (MW _{th})
$Q_{B, shell}$	= Shell thermal load (MW _{th})

สัญลักษณ์คำย่อและตัวย่อ (ต่อ)

R	= Radius of plantation area (km)
$(R)_o$	= Optimal radius of plantation area (km)
t	= Annual power plant operating time (h yr ⁻¹)
VAT	= Vat (1.07) (% or decimal)
η_B	= Boiler efficiency (% or decimal)
η_E	= Overall efficiency (Fully condensing plant) (% or decimal)
ψ	= Annual specific biomass frond availability (t km ⁻² y ⁻¹)

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มา

รายงานสถานการณ์พลังงานของประเทศไทย (พ.ศ. 2557) ระบุว่ามีการใช้พลังงานทั่วประเทศเพิ่มขึ้นตามการเติบโตทางเศรษฐกิจโดยที่น้ำมันเชื้อเพลิงเป็นพลังงานที่ใช้มากที่สุด ร้อยละ 48.2 ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด รองลงมาประกอบด้วย ไฟฟ้า พลังงานหมุนเวียนดั้งเดิม พลังงานหมุนเวียน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน/ลิกไนต์ คิดเป็นร้อยละ 19.0, 10.1, 8.5, 7.3 และ 6.9 ตามลำดับ[1] รัฐบาลไทยมีนโยบายส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนในประเทศมากขึ้น (แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2555-2573, PDP) โดยใช้พลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้าแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี แต่ความต้องการใช้ไฟฟ้ามีความแตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน ดังนั้นประเทศต้องมีการผลิตไฟฟ้าแบบยืดหยุ่นและกระจายศูนย์ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงานจึงส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และขนาดเล็กมาก (VSPP) เพื่อให้ประเทศสามารถพึ่งตนเองด้านพลังงานได้มากขึ้น[2]

เนื่องจากประเทศไทยมีพืชเกษตรกรรมหลายอย่างเช่น ข้าว ยางพารา อ้อย และ ปาล์มน้ำมัน เป็นต้น โดยภาคใต้ปลูกยางพาราและปาล์มน้ำมันเป็นหลัก จึงมีชีวมวลเศษเหลือเป็นจำนวนมาก แต่เนื่องจากขาดข้อมูลแหล่งรวบรวมการซื้อขายชีวมวล จึงทำให้ประเมินปริมาณการใช้จริงยาก อีกทั้งชีวมวลมักอยู่กระจัดกระจายทำให้มีต้นทุนการจัดหาสูง นอกจากนี้ยังมีปัญหาชีวมวลขาดแคลนบางฤดูกาล เพราะชีวมวลและการผลิตของโรงงานขึ้นอยู่กับฤดูกาล

แม้ว่าจะสนับสนุนให้ภาคเอกชนผลิตไฟฟ้ามากขึ้น เช่น ชีวมวลแกลบ (ชีวมวลระยะสั้น) เป็นต้น ทั้งๆ ที่ชีวมวลระยะยาวเช่นปาล์มน้ำมันสามารถให้อุปทานระยะยาวแน่นอนกว่า ขณะนี้มีเพียงข้อมูลชีวมวลในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มเท่านั้น (เพราะทราบกำลังการผลิต) แต่ชีวมวลที่เหลือทิ้งในสวนปาล์มยังไม่ได้ถูกนำมาใช้ประโยชน์เท่าที่ควร ด้วยเทคโนโลยีภาพถ่ายดาวเทียมและ GIS ทำให้ปัจจุบันสามารถประเมินศักยภาพชีวมวลในสวนได้ค่อนข้างแม่นยำพอที่จะใช้ตัดสินใจลงทุนธุรกิจพลังงานหมุนเวียน โครงการวิจัยนี้จึงสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่อิงถึงพื้นที่เพาะปลูก เพื่อกำหนดขนาดพื้นที่และขนาดที่เหมาะสมของโรงไฟฟ้าในจังหวัดที่ปลูกปาล์มน้ำมันมาก รวมถึงการใช้ชีวมวลในโรงงานสกัดมาร่วมในการผลิตไฟฟ้า

1.2 การตรวจเอกสาร

งานวิจัยนี้เกี่ยวข้องกับชีวมวลปาล์มน้ำมันทั้งที่ได้จากสวนและโรงงานสกัดน้ำมัน การสำรวจเอกสารจึงเน้นที่กระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม แหล่งชีวมวลจากสวนปาล์ม ชีวมวลของโรงงานจากกระบวนการสกัดน้ำมัน และการใช้ชีวมวลในโรงงาน

1.2.1 ปาล์มน้ำมัน

ประเทศไทยปลูกปาล์มมากที่สุดเป็นอันดับ 3 ของโลก ถือเป็นพืชเศรษฐกิจที่สำคัญชนิดหนึ่งของประเทศ ปาล์มน้ำมันเป็นพืชชอบอากาศร้อนชื้นบริเวณใกล้เคียงกับเส้นศูนย์สูตรจึงเจริญเติบโตได้ดีในภาคใต้ของประเทศซึ่งปลูกมากที่สุดในจังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพร[3] ตามลำดับ เกษตรกรสามารถเก็บเกี่ยวผลทะลายปาล์มได้ทุก 15 วัน ช่วงเดือนที่ให้ผลผลิตสูงสุดคือเดือนกันยายน-ธันวาคม เป็นที่คาดว่าปริมาณความต้องการน้ำมันปาล์มภายในประเทศเพิ่มมากขึ้นจากโครงการ biodiesel และประกอบกับราคาน้ำมันปาล์มในตลาดโลกมีแนวโน้มสูงขึ้น จึงทำให้ผลตอบแทนการปลูกปาล์มน้ำมันดีกว่าการปลูกพืชชนิดอื่น เช่น ยางพารา และการทำนาข้าว ทำให้พื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมันมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง (ตารางที่ 1.1) กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นทำให้มีวัสดุเศษเหลือจากปาล์มมากขึ้นด้วย

ตารางที่ 1.1 พื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันแต่ละภาค (2556) [4]

ภาค	พื้นที่ปลูก $\times 10^3$ (ไร่)			พื้นที่ให้ผลผลิต $\times 10^3$ (ไร่)			ผลผลิต $\times 10^3$ (ตันทะลายสด)		
	2554	2555	2556	2554	2555	2556	2554	2555	2556
เหนือ	22	44	49	6	8	16	6	9	12
ตะวันออกเฉียงเหนือ	77	100	112	25	35	59	36	59	64
กลาง	385	423	442	299	321	358	889	809	925
ใต้	3,612	3,836	3,898	3,234	3,347	3,480	9,828	10,479	11,808
รวมทั้งประเทศ	4,098	4,405	4,503	3,564	3,713	3,914	10,760	11,357	12,812

1.2.2 กระบวนการสกัดน้ำมันปาล์ม[3]

โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มในประเทศไทยมี 2 ประเภท คือ แบบหีบรวม และแบบมาตรฐาน

1. โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบหีบรวมหรือสกัดแบบแห้ง (ไม่ใช้น้ำ) เป็นโรงงานขนาดเล็กที่มีกำลังผลิตต่ำ โรงงานส่วนใหญ่รับซื้อเฉพาะผลปาล์มร่วง การสกัดน้ำมันจะหีบทั้งส่วนเปลือกและเมล็ดใน ได้ผลผลิตเป็นน้ำมันผสมระหว่างน้ำมันจากเปลือกและน้ำมันจากเมล็ดใน (Mixed Crude Palm Oil) กระบวนการนี้มีข้อเสียคือ ได้น้ำมันผสมที่คุณภาพโดยรวมต่ำ และมีค่ากรดไขมันอิสระสูง (High Free Fatty Acid, FFA) โรงงานสกัดแบบหีบรวมจะมีชีวมวลเหลืออยู่น้อยมากเพราะไม่มีทะเลาะปลา และส่วนหนึ่งกลายเป็นเชื้อเพลิงในการอบแห้งผลปาล์ม

2. โรงงานสกัดแบบมาตรฐาน หรือแบบหีบแยก กระบวนการสกัดจะแยกน้ำมันจากเปลือกและเมล็ดในออกจากกัน ทำให้ผลิตน้ำมันปาล์มดิบออกมาได้ 2 ชนิด คือ 1) น้ำมันจากเปลือกของผลปาล์ม (Crude palm oil, CPO) มีลักษณะสีส้มแดง 2) น้ำมันเมล็ดในปาล์ม มีลักษณะใสถึงสีเหลืองอ่อน ในกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐานนั้นจะมีชีวมวลเศษเหลือได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า กะลา และเส้นใย ที่สามารถนำไปผลิตพลังงานได้ โรงงานสกัดชนิดนี้จะใช้น้ำในกระบวนการจำนวนมาก ทำให้มีน้ำเสีย ซึ่งใช้ผลิตเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพได้ หลายโรงงานจึงผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นรายได้อีกทางหนึ่ง โดยทั่วไปโรงงานสกัดแบบมาตรฐานมีกำลังการผลิตประมาณ 15 ถึง 120 ตันทะลายปาล์มสดต่อชั่วโมง (สายการผลิตมาตรฐานสายละ 15 ตันต่อชั่วโมง)

เนื่องจากชีวมวลเศษเหลือที่มีศักยภาพผลิตพลังงานไฟฟ้าอยู่ใน โรงงานสกัดแบบมาตรฐาน ในที่นี้จะกล่าวถึงวิธีการสกัดแบบมาตรฐานซึ่งมีขั้นตอนและที่มาของชีวมวล (รูปที่ 1.1) ดังนี้

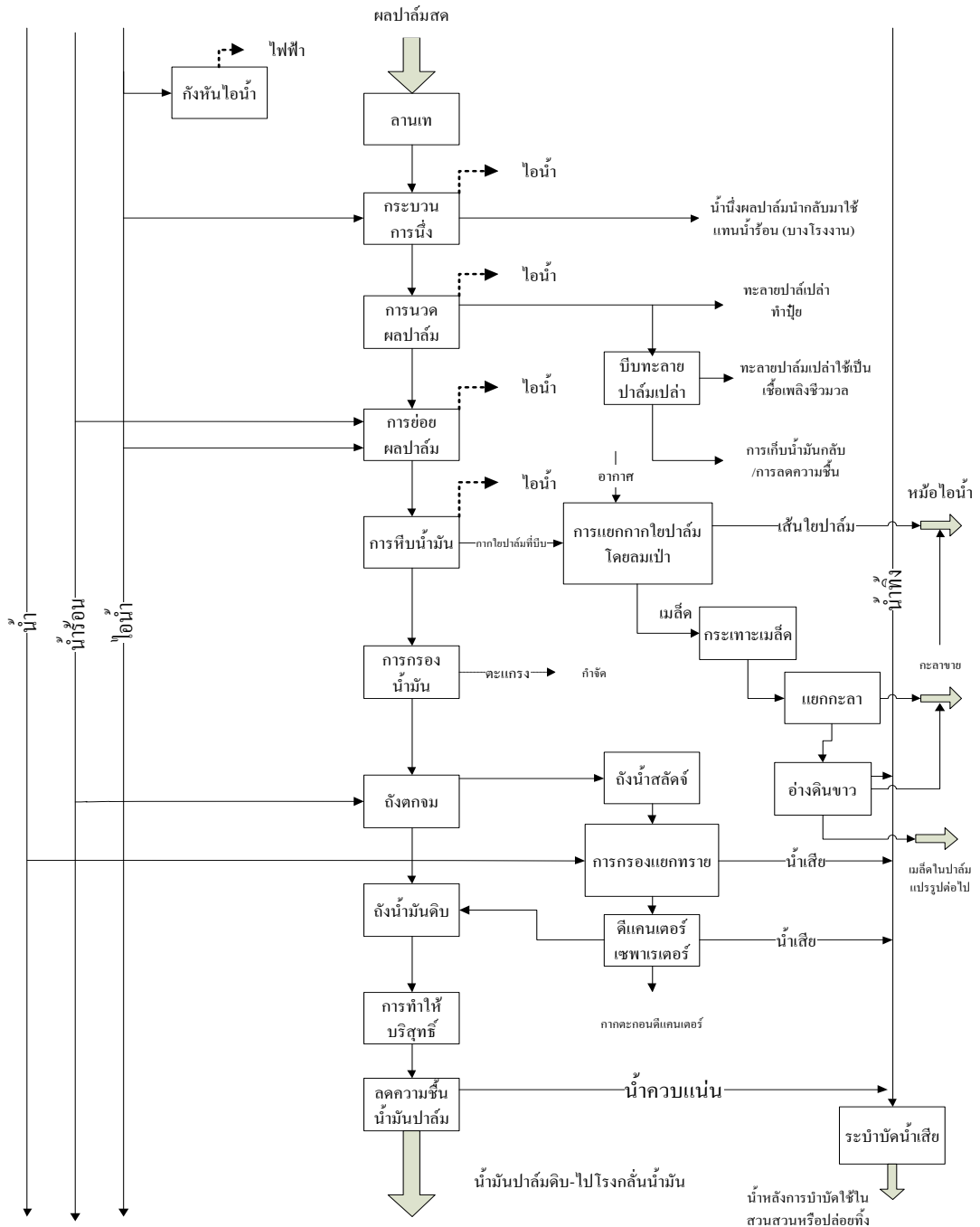
1) เมื่อทะลายปาล์มสดเข้าสู่โรงงานสกัด จะถูกส่งไปยังกระบวนการหนึ่งด้วยไอน้ำที่อุณหภูมิ 120-130 องศาเซลเซียส ความดัน 3.1 บาร์ ใช้เวลาการนิ่งประมาณ 2 ชั่วโมง เพื่อยับยั้งการย่อยสลายน้ำมันเป็นกรดไขมันอิสระ และช่วยให้ผลปาล์มหลุดออกจากทะลายได้ง่าย

2) ทะลายปาล์มสดเข้าสู่เครื่องนวด เพื่อแยกผลปาล์มออกจากทะลาย สำหรับทะลายปาล์มเปล่า จะถูกลำเลียงไปเก็บหรือกองทิ้งไว้

3) ผลปาล์มที่แยกจากทะลายจะถูกลำเลียงเข้าเครื่องย่อย ผลปาล์มจะถูกตีควนกับน้ำร้อน แยกส่วนเปลือกออกจากเมล็ดปาล์ม

4) ผลปาล์มจากเครื่องย่อยถูกส่งเข้าเครื่องหีบน้ำมัน โดยเครื่องหีบแบบเกลียวคู่ได้ของเหลวที่มีน้ำมันปาล์มดิบ น้ำและของแข็งส่วนเส้นใยและเมล็ดจะถูกนำไปแยกออกจากกัน

5) แยกน้ำมันด้วยถังตกตะกอน (setting tank) เพื่อแยกของแข็งแขวนลอย (เช่น ดิน เส้นใยละเอียด) และน้ำออก จากนั้นนำเข้าสู่เครื่องเหวี่ยงแยกเพื่อทำความสะอาดและกำจัดของแข็งที่สะสมอยู่อีกครั้ง น้ำมันที่ได้ส่งเข้าถังเก็บน้ำมันเพื่อส่งขายให้โรงงานถัดไป

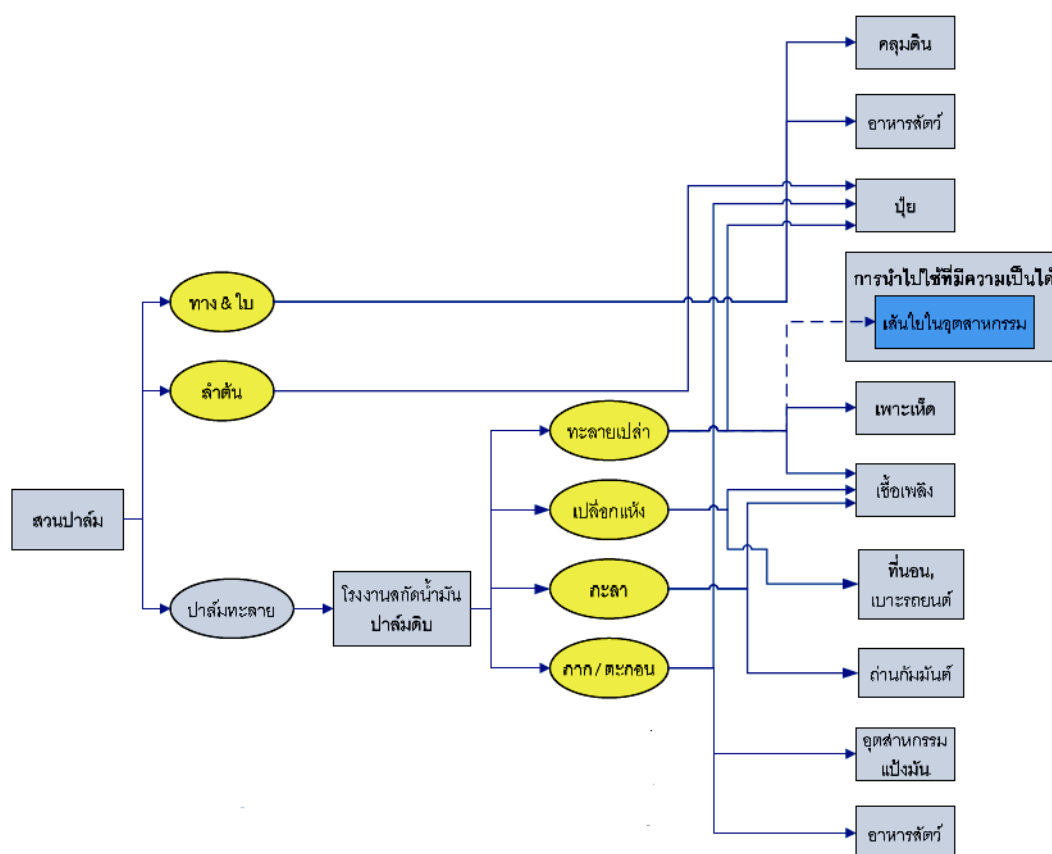


รูปที่ 1.1 กระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มโดยวิธีมาตรฐานแบบเปียก [3]

ของแข็ง (กะลาผสมเส้นใย) ที่ได้จากเครื่องหีบน้ำมัน จะถูกนำไปแยกเส้นใยโดยใช้ไซโคลน เส้นใยที่ได้ในกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มนั้นจะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อไอน้ำของโรงงานเกือบทั้งหมด ส่วนเมล็ดจะถูกนำไปกะเทาะและแยกกะลาออก และเมล็ดคั้นนำไปหีบน้ำมันต่อไป ส่วนกะลาปาล์มรอการจำหน่ายแก่อุตสาหกรรมที่ต้องการเชื้อเพลิงแข็ง เช่น โรงงานปูนซีเมนต์

1.2.3 ชีวมวลปาล์มน้ำมันและการใช้ประโยชน์[5]

ชีวมวลปาล์มน้ำมัน (รูปที่ 1.2) แบ่งออกเป็น 2 แหล่งคือ 1) ชีวมวลจากสวนปาล์ม ได้แก่ ทางใบปาล์ม ลำต้น และ 2) ชีวมวลจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล้า เส้นใย กะลาปาล์ม และกากตะกอนหรือจีน้ำมัน



รูปที่ 1.2 ชีวมวลปาล์มน้ำมัน [5]

1. ชีวมวลจากสวนปาล์ม[6] ได้แก่ ทางใบปาล์มน้ำมัน (oil palm frond) หรือใบและก้านของต้นปาล์มน้ำมัน เกษตรกรจะเก็บเกี่ยวปาล์มน้ำมันทุก 15 – 20 วัน ก่อนเก็บเกี่ยวจะต้องตัดทางใบที่รองรับทะลายปาล์มออกอย่างน้อย 2 ทางใบต่อต้น ในหนึ่งปีเกษตรกรจะเก็บเกี่ยวผลผลิตประมาณ 18 ครั้ง ทางปาล์มน้ำมันมีน้ำหนักเฉลี่ยประมาณ 5 กิโลกรัม คิดเป็นน้ำหนักสดของทางปาล์มน้ำมัน 3,960 กิโลกรัมต่อไร่ต่อปี (ปลูก 22 ต้นต่อไร่) จึงถือว่าเป็นชีวมวลที่มี

ตลอดทั้งปี งานวิจัยนี้ได้ใช้ชีวมวลจากสวนเพียง 1,500 กิโลกรัมต่อไร่ต่อปี (เพื่อให้ชีวมวลบางส่วนสามารถนำมาใช้เป็นปุ๋ยในสวนปาล์ม) ส่วนลำต้นปาล์มได้จากการโค่นต้นทิ้งเมื่อต้นปาล์มมีอายุ 20–25 ปี [5] อาจทำเป็นปุ๋ยในสวนให้ต้นปาล์มที่ปลูกใหม่ หรือนำไปขายโดยทำเป็นชิ้นไม้สับและอบแห้ง

2. ชีวมวลจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน [5] เมื่อทะลายปาล์มสดเข้าสู่โรงงานสกัดจะได้ชีวมวลเศษเหลือและการใช้ประโยชน์ดังนี้ ทะลายปาล์มเปล่าประมาณ 0.20-0.23 ตันทะลายปาล์มเปล่าต่อตันทะลายปาล์มสด ปัจจุบันโรงงานสกัดหลายแห่งได้ติดตั้งเครื่องบด เครื่องฉีก และเครื่องบีบอัดทะลายเปล่า เพื่อเก็บเกี่ยวน้ำมันเพิ่มขึ้นและปรับสภาพให้ทะลายเปล่าเหมาะสมเป็นเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ บางโรงงานขายให้เกษตรกรนำไปเพาะเห็ด กะลาปาล์มเกิดจากการกะเทาะเมล็ดในออกมีประมาณ 0.06-0.08 ตันกะลาปาล์มต่อตันผลปาล์มสด โรงงานส่วนใหญ่ขายกะลาให้โรงงานอื่นๆ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง ส่วนเส้นใยปาล์มที่ได้จากกระบวนการสกัดมีประมาณ 0.13 ตันเส้นใยปาล์มต่อตันผลปาล์มสด โรงงานสกัดส่วนใหญ่จะใช้เส้นใยเกือบทั้งหมดในการผลิตพลังงานสำหรับกระบวนการ (ทั้งความร้อนและไฟฟ้า)

1.2.4 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก [7]

เพื่อเป็นพื้นฐานความเข้าใจสำหรับการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ หัวข้อนี้สรุประเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฉบับ พ.ศ. 2550 (ปรับปรุงใหม่ 2552) ที่ใช้อยู่ขณะทำวิจัยนี้ การขายพลังงานไฟฟ้าในการศึกษาจะเป็นสัญญาประเภท Firm- Renewable Energy จากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) คือ โครงการที่สามารถผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (cogeneration) หรือโครงการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวโดยใช้พลังงานหมุนเวียน (ไม่ใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และนิวเคลียร์ เป็นเชื้อเพลิงหลัก) อย่างเช่น กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร ไม้จากการปลูกป่า ขยะมูลฝอย เป็นเชื้อเพลิงโครงการของผู้ผลิตไฟฟ้าต้องมีกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด 10-90 เมกะวัตต์ (MW) ขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องทำการผลิตไฟฟ้า ตามเงื่อนไขสัญญา ดังนี้

- โรงไฟฟ้าต้องไม่หยุดการผลิตเพื่อตรวจซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาทำการของเดือน มีนาคม เมษายน และพฤษภาคม ยกเว้นมีกรณีจำเป็น สามารถหยุดเพื่อซ่อมได้ในช่วงเวลาความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (peak demand) ไม่เกิน 30 ชั่วโมงของแต่ละเดือน แต่ต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้า

- ในแต่ละปี การหยุดเพื่อตรวจซ่อมบำรุงรักษาโรงไฟฟ้ากรณีมีการซ่อมใหญ่จะต้องหยุดรวมกันไม่เกิน 840 ชั่วโมง (35 วัน) หรือ 1,080 ชั่วโมง (45 วัน)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้กำหนดอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กคู่สัญญา โดยมีระยะเวลาสัญญา 20-25 ปีซึ่งผู้ผลิตไฟฟ้าจะมีรายได้ ดังนี้

1) รายได้จากค่าพลังไฟฟ้า (Electricity Capacity, p_{ec}) กำหนดจากต้นทุนของโรงไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตสามารถยกเลิกได้ในอนาคตหารับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า โดยกำหนดให้อัตรากำลังไฟฟ้าฐาน ($p_{ec,0}$) มีค่าดังนี้

$$p_{ec,0} = 624.34 \text{ บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

อัตรากำลังไฟฟ้าในเดือน t ($p_{ec,t}$) จะเปลี่ยนไปจากอัตรากำลังไฟฟ้าฐานเดิม ($p_{ec,0}$) ตามอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ณ เดือนนั้นๆ (ฐาน 37บาท/เหรียญสหรัฐ) ดังสมการ

$$p_{ec,t} = p_{ec,0} [0.5(FX_t / 37) + 0.50] \quad (1.1)$$

โดยที่ $p_{ec,t}$ = อัตรากำลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราการแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t

2) รายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า (Electricity Energy, p_{ee}) กำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า รวมถึงค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า

$$p_{ee} = 0.88 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

3) รายได้จากการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving, p_{FS}) กำหนดจากการได้ประโยชน์จากการประหยัดเชื้อเพลิง

$$p_{FS} = 0.36 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

*ในงานวิจัยนี้ค่า p_{FS} จะเป็น 0 เพราะไม่ได้ใช้พลังงานปฏิกิริยาในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม

4) รายได้จากการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion, p_{REP}) เป็นการส่งเสริมให้ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน

$$p_{REP} = 0.39 \text{ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

5) รายได้จากส่วนเพิ่มราคาซื้อขาย (Adder) กำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายเป็นไปตามเงื่อนไข (ตารางที่ 1.2)

ตารางที่ 1.2 การรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มจากพลังงานหมุนเวียน (Adder Cost) [2,7]

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ ปัจจุบัน (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ ใหม่ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ	
				สำหรับ 3 จว. ชายแดน ภาคใต้ (บาท/kWh)	ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)
1. ชีวมวล					
- กำลังการผลิตติดตั้ง \leq 1 MW	0.30	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	1.00	1.00	7
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)					
- กำลังการผลิตติดตั้ง \leq 1 MW	0.30	0.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	0.30	1.00	1.00	7
3. ขยะ (ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีวัตถุ)					
- กำลังการผลิตติดตั้ง \leq 1 MW	2.50	2.50	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	2.50	3.50	1.00	1.00	7
4. พลังงานลม					
- กำลังการผลิตติดตั้ง \leq 1 MW	3.50	4.50	1.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	3.50	3.50	1.50	1.50	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก					
- กำลังการผลิตติดตั้ง \leq 1 MW	0.40	0.80	1.00	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.80	1.50	1.00	1.00	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์					
	8.00	8.00	1.50	1.50	10

6) ภาษีมูลค่าเพิ่มราคาดังกล่าวต้องรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม (7%) ซึ่งผู้ซื้อเป็นผู้รับ

ภาระ

1.2.5 ปัญหาการใช้ชีวมวลและอุปสรรคต่อการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล [8]

สาเหตุของการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลและปัญหาการใช้ชีวมวลเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นได้มีผู้รวบรวมไว้ดังนี้

1. ขาดข้อมูลที่ทันสมัยสำหรับการวางแผนบริหารจัดการเชื้อเพลิงชีวมวล และข้อมูลชีวมวลมีการเปลี่ยนแปลงตลอดเวลาเพราะชีวมวลต้องแข่งขันกับการใช้อื่น และยังขึ้นอยู่กับฤดูกาลและสภาพภูมิอากาศ ที่บางปีมีภัยพิบัติทางธรรมชาติจึงส่งผลกระทบต่อผลผลิตทางการเกษตร
2. การทำเกษตรกรรมไม่มีความแน่นอนขึ้นอยู่กับราคาของผลผลิตขณะนั้นทำให้ไม่สามารถยืนยันปริมาณผลผลิตทางการเกษตรที่ได้ในแต่ละปี ส่งผลให้ชีวมวลที่ได้จากการทำเกษตรกรรมไม่สามารถประเมินได้ ว่าเพียงพอหรือไม่กับโรงไฟฟ้า
3. ชีวมวลบางประเภทมีขนาดใหญ่เกินไป อย่างเช่น ไม้ยาง ต้องสับย่อย ก่อนนำเข้าเตาเผา ทำให้มีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้
4. ชีวมวลมีความชื้นสูง ต้องมีกระบวนการลดความชื้นก่อนนำไปเผาไหม้
5. การรวบรวมชีวมวลทำได้ยาก เพราะอยู่กระจัดกระจายและมีน้ำหนักเบาทำให้ค่าขนส่งต่อพลังงานที่ได้มีค่าสูงจนไม่คุ้มทางเศรษฐศาสตร์
6. การควบคุมราคาชีวมวลทำได้ยาก ราคาเริ่มมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆเมื่อมีความต้องการเพิ่มขึ้น
7. ชาวบ้านยังคงยึดติดความเชื่อผิดๆ จากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยไม่เปิดรับข้อมูลใหม่ๆ ว่ามีเทคโนโลยีที่ทันสมัย และขาดแคลนเจ้าหน้าที่หน่วยงานที่มีหน้าที่รับผิดชอบโดยตรงในการลงพื้นที่เพื่อติดตามโครงการและการพัฒนาโรงไฟฟ้าชีวมวล

1.2.6 โรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย

โรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทยส่วนใหญ่ใช้ชีวมวลเหลือจากการเกษตร หรือเศษเหลือจากกระบวนการการผลิตจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร เช่น แกลบ ชานอ้อย ไม้ยางพารา และทะลายปาล์มเพื่อผลิตไฟฟ้า ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าชีวมวลแกลบ ของบริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด [9,10] ตั้งอยู่ ณ จังหวัดพิจิตร ใช้แกลบจากโรงสีข้าว เป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าโดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 22 MW สามารถผลิตเข้าระบบ 20 MW โรงไฟฟ้าเป็นแบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer หรือ SPP) ซึ่งมีสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (ประเภทสัญญาแบบ Firm) เชื่อมระบบขายกระแสไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นระยะเวลา 25 ปี ใช้เงินลงทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท โรงไฟฟ้าแห่งนี้ตั้งอยู่ในจุดยุทธศาสตร์และศูนย์กลางการผลิตข้าวของประเทศ ดังนั้น จึงสามารถจัดหาชีวมวลแกลบได้จากแหล่งโรงสีในระยะใกล้เคียงกับที่ตั้งของโรงไฟฟ้าได้อย่างเพียงพอ โรงไฟฟ้าใช้ชีวมวลแกลบประมาณ 150,000 ตันต่อปี โรงไฟฟ้าชีวมวลนี้ ถือเป็นโรงไฟฟ้าแกลบแห่งแรกในประเทศไทยที่ใช้ระบบการเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension Firing) โดยบดชีวมวลแกลบให้ละเอียดก่อนถูกนำไปเป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้ของหม้อไอน้ำขนาดใหญ่ (Boiler) นอกจากนี้ โรงไฟฟ้ายังมีการติดตั้งอุปกรณ์ดักจับฝุ่นด้วยระบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator หรือ ESP) ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงในการดักจับฝุ่น

2. โรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพารา

- กัลพี ยะลา กรีน จำกัด [11] มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 23 เมกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลจากเศษไม้ยางพาราเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าโดยได้รับเงินสนับสนุนจากกองทุนส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานของโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการนำเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตรมาใช้ให้เกิดประโยชน์ การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเริ่มตั้งแต่มิถุนายน 2546 ใช้ระยะเวลา 3 ปี ก็สามารถเดินเครื่องผลิตและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์ได้ โรงไฟฟ้าใช้เศษไม้ยางพารา ปีไม้ รวมถึงรากไม้ยางประมาณ 700 ตันต่อวัน นอกจากนี้โรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางยะลากรีนยังได้รับการคัดเลือกเข้าสู่กลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือเรียกว่า คาร์บอนเครดิต (Clean Development Mechanism, CDM) และเป็นต้นแบบของการจัดตั้งคณะกรรมการไตรภาคี เพื่อกำกับดูแลผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าไม่ให้ก่อผลกระทบต่อชุมชน

• บริษัท แพลน อีโคเอ็นเนอร์ยี [12,13] เป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลจากไม้ยางพารา โดยมีกำลังการผลิตขนาด 5 MW ตั้งอยู่ที่จังหวัดตรัง โดยประเมินกำลังการผลิตจากระยะขนส่งจาก ไม้ยางพาราในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตร บริษัทใช้รากต้นยางส่วนหนึ่งบดเป็นขี้เลื่อยผลิตเป็นของเล่น แต่ก็ยังมีส่วนที่คินติดอยู่มากพอและบางส่วนไม่สามารถนำมาผลิตเป็นของเล่นได้ จึงนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) ซึ่งหลักการทำงานเป็นระบบปิด ทั้งหมดโดยป้อนรากไม้ยางพาราเข้าไปในเตาเผาที่เป็นปล่องสูงหลายชั้นและเกิดกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งความร้อนในระบบทำให้ความชื้นของรากไม้ยางลดลง 30-40% โดยน้ำหนักการเผาไหม้ครั้งแรกประมาณ 300 องศาเซลเซียส ทำให้รากไม้ยางเป็นถ่านคล้ายกระบวนการเผาถ่าน กระบวนการที่สองอัดก๊าซออกซิเจนเข้าไปให้ถ่านเกิดการเผาไหม้อย่างรวดเร็ว เกิดการแตกตัวของอะตอมของไม้และน้ำจากความชื้น เกิดปฏิกิริยาเป็นก๊าซที่มีองค์ประกอบคาร์บอนมอนอกไซด์ 25% ก๊าซไฮโดรเจน 15% และมีเทน 5% ที่เหลือเป็นไนโตรเจน จากนั้นก๊าซเหล่านี้ผ่านขี้เลื่อยเพื่อกำจัดน้ำมันดินหรือทาร์และฝุ่น ก่อนป้อนเข้าเครื่องยนต์ก๊าซผลิตไฟฟ้า 13 ตัว นอกจากนี้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีความร้อนและไอน้ำ ทางโรงไฟฟ้าวางแผนนำความร้อนไปใช้ในโรงอบไม้ที่เตรียมสำหรับโรงงานผลิตของเล่น ส่วนไอน้ำจะนำไปผลิตความเย็นเพื่อใช้แทนเครื่องปรับอากาศในสำนักงานควบคุมของโรงอบไม้ เมื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้ก็จะส่งเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) การลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้มีต้นทุนประมาณ 500 ล้านบาท

3. โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม กรีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด [14] ตั้งอยู่จังหวัดสุราษฎร์ธานี กำลังการผลิตไฟฟ้า 9.9 เมกะวัตต์ ด้วยเงินลงทุน 900 ล้านบาท โดยแบ่งไปใช้ในโรงงาน 1.1 เมกะวัตต์ ส่วนที่เหลือ 8.8 เมกะวัตต์ ขายให้การไฟฟ้าทำสัญญาขายไฟฟ้าแบบ Firm ระยะเวลา 25 ปี ให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) การผลิตไฟฟ้าใช้ชีวมวลทะลายปาล์มเปล่าเป็นเชื้อเพลิงประมาณ 150,000 ตันต่อปี เริ่มจากนำทะลายปาล์มเปล่าเข้าสู่กระบวนการคัดแยกเศษหิน ดิน ทราช ออก แล้วป้อนเข้าเครื่องสับให้เป็นชิ้นเล็กๆ เพื่อบีบอัดลดความชื้นให้เหมาะกับการใช้เป็นเชื้อเพลิงในหม้อไอน้ำ นอกจากนี้ยังผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพอีก 1.3 เมกะวัตต์

1.2.7 ศักยภาพเชิงพลังงานจากชีวมวลของแข็งแต่ละภาค (2556) [15]

ชีวมวลแข็งที่มีในประเทศไทย เช่น อ้อย ข้าว ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มันสำปะหลัง ยางพารา และปาล์มน้ำมัน โดยแบ่งตามภูมิภาคของพื้นที่ปลูกพืชที่ให้ชีวมวล ดังตารางที่ 1.3 -1.6 ซึ่งมีศักยภาพมากในการนำชีวมวลเหล่านั้นไปใช้ประโยชน์ด้านพลังงานทดแทน จากศักยภาพของชีวมวลแข็งดังกล่าวทำให้มีโรงงานผลิตไฟฟ้าชีวมวลขึ้น เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐ

ตารางที่ 1.3 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคเหนือ (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ,ktoe)

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง	
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ชังข้าวโพด	ลำต้น	เหง้า
เชียงราย	-	-	93.18	470.18	110.17	24.26	8.07	6.27
พะเยา	-	-	34.63	174.75	73.93	16.42	1.19	0.92
ลำปาง	6.51	4.51	20.26	102.23	35.20	7.82	3.22	2.50
ลำพูน	-	-	6.93	34.98	22.94	5.09	0.80	0.62
เชียงใหม่	2.08	1.44	36.27	183.04	39.41	8.75	0.34	0.27
แม่ฮ่องสอน	-	-	5.26	26.55	11.13	2.47	-	-
ตาก	7.31	5.06	11.82	59.65	157.47	34.97	17.62	13.69
กำแพงเพชร	475.54	329.32	120.00	605.54	14.43	3.20	11.44	8.89
สุโขทัย	185.48	128.45	85.86	433.27	16.22	3.60	8.14	6.32
แพร่	1.98	1.37	16.33	82.39	65.61	14.57	2.22	1.73
น่าน	-	-	10.39	52.41	158.28	35.15	0.23	0.18
อุดรดิตถ์	89.94	62.28	51.71	260.92	38.42	8.53	4.08	3.17
พิจนุ โลก	123.18	85.31	129.74	654.70	63.88	14.19	25.94	20.16

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง	
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ชังข้าวโพด	ลำต้น	เหง้า
พิจิตร	50.22	34.78	143.23	722.75	4.09	0.91	3.49	2.71
นครสวรรค์	645.96	447.35	170.81	861.92	67.17	14.92	56.32	43.77
อุทัยธานี	298.72	206.87	43.70	220.50	20.59	4.57	22.85	17.76
เพชรบูรณ์	349.77	242.23	53.42	269.56	238.90	53.05	30.96	24.06
ภาคเหนือ	2,236.69	1,548.97	1,033.54	5,215.34	1,137.84	252.67	196.91	153.02

ตารางที่ 1.4 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ,ktoe)

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง		ยางพารา			
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ชังข้าวโพด	ลำต้น	เหง้า	ถ่านไม้	ไม้พิน	เศษไม้	ขี้เลื่อย
เลย	116.31	80.55	12.48	62.95	170.51	37.87	43.89	34.11	12.28	5.68	1.83	0.53
หนองบัวลำภู	121.10	83.87	25.60	129.19	6.61	1.47	10.11	7.85	2.63	1.22	0.39	0.11
อุดรธานี	402.34	278.63	58.52	295.29	2.24	0.05	37.21	28.92	9.77	4.52	1.46	0.42
หนองคาย	4.49	3.11	19.34	97.57	0.11	0.03	2.65	2.06	4.55	2.10	0.68	0.20
บึงกาฬ	1.46	1.01	12.27	61.94	-	-	2.89	2.25	21.90	10.13	3.27	0.94
สกลนคร	47.81	33.11	59.22	298.85	-	-	17.25	13.41	5.01	2.31	0.75	0.22
นครพนม	4.96	3.43	42.41	214.01	-	-	7.58	5.89	5.20	2.41	0.78	0.22
มุกดาหาร	124.18	85.99	12.85	64.85	-	-	22.57	17.54	4.10	1.89	0.61	0.18
ยโสธร	18.47	12.79	36.58	184.58	-	-	12.25	9.52	2.30	1.06	0.34	0.10
อำนาจเจริญ	14.03	9.72	25.84	130.40	-	-	7.49	5.82	1.36	0.63	0.20	0.06

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง		ยางพารา			
	ยอดและใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น	ยอด ใบ	ซังข้าวโพด	ลำต้น	เหง้า	ถ่านไม้	ไม้ฟืน	เศษไม้
อุบลราชธานี	11.15	7.72	114.86	579.62	1.26	0.28	57.30	44.53	8.16	3.77	1.22	0.35
ศรีสะเกษ	5.39	3.73	81.20	409.72	1.54	0.34	22.29	17.32	7.31	3.38	1.09	0.32
สุรินทร์	173.87	120.41	84.59	426.86	-	-	11.55	8.98	4.45	2.06	0.66	0.19
บุรีรัมย์	181.83	125.92	83.16	419.65	-	-	36.84	28.63	7.58	3.50	1.13	0.33
มหาสารคาม	102.68	71.11	61.26	309.12	-	-	13.78	10.71	0.16	0.07	0.02	0.01
ร้อยเอ็ด	48.95	33.90	87.23	440.19	-	-	5.23	4.06	0.92	0.42	0.14	0.04
กาฬสินธุ์	279.05	193.25	44.62	225.14	-	-	33.59	26.10	5.08	2.35	0.76	0.22
ขอนแก่น	565.24	391.44	63.81	321.97	3.06	0.68	27.89	21.68	1.35	0.62	0.20	0.06
ชัยภูมิ	367.85	254.74	51.13	258.03	29.81	6.62	62.73	48.75	0.97	0.45	0.15	0.04
นครราชสีมา	549.06	380.24	103.07	520.11	199.00	44.19	251.97	195.85	0.87	0.40	0.13	0.04
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	3,140.22	2,174.67	1,080.04	5,450.04	414.14	91.98	687.06	533.98	105.95	48.97	15.81	4.58

ตารางที่ 1.5 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคกลาง (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ,ktoe)

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง		ปาล์มน้ำมัน				ยางพารา			
	ยอด และใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ชัง	ลำต้น	เหง้า	ทางใบ และก้าน	ใบปาล์ม	กะลา	ทะลาย	ถ่านไม้	ไม้ฟืน	เศษไม้	ขี้เลื่อย
สระบุรี	138.97	96.24	34.37	173.45	40.84	40.84	9.07	5.77	4.49	1.59	1.35	1.45	-	-	-	-
ลพบุรี	337.06	233.42	53.30	268.98	48.23	48.23	10.71	31.47	24.46	0.03	0.03	0.03	0.02	0.01	-	-
สิงห์บุรี	15.46	10.71	35.07	176.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ชัยนาท	77.79	53.87	76.84	387.72	-	0.64	9.42	9.42	7.32	-	-	-	-	-	-	-
สุพรรณบุรี	555.66	384.81	127.02	640.96	-	11.48	5.01	5.01	3.89	0.05	0.04	0.05	0.04	0.02	0.01	-
อ่างทอง	14.89	10.31	34.98	176.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
อยุธยา			95.05	479.65	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
นนทบุรี			13.50	68.12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
กรุงเทพฯ	-	-	12.46	62.89	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ปทุมธานี	-	-	41.53	209.55	-	-	-	-	3.33	2.84	3.05	2.68	-	-	-	-
นครนายก	-	-	31.58	159.34	-	-	-	-	0.29	0.24	0.26	0.23	-	-	-	-
ปราจีนบุรี	10.62	7.35	19.58	98.79	2.54	0.56	23.74	18.45	0.53	0.45	0.48	0.42	0.35	0.16	0.05	0.02
ฉะเชิงเทรา	33.99	23.54	64.58	325.87	0.31	0.07	47.32	36.77	2.43	2.07	2.22	1.96	5.97	2.76	0.89	0.26
สระแก้ว	178.92	123.90	18.30	92.32	23.02	5.11	60.83	47.28	3.44	2.93	3.14	2.77	0.93	0.43	0.14	0.04
จันทบุรี	12.61	8.73	0.76	3.83	8.48	1.88	39.78	30.91	4.00	4.30	4.62	4.07	23.79	11.00	3.55	1.03
ตราด	-	-	0.81	4.06	-	-	10.62	8.25	10.26	11.04	11.86	10.44	12.49	5.77	1.86	0.54
ระยอง	6.73	4.66	1.03	5.21	-	-	53.12	41.28	4.74	5.10	5.48	4.82	35.27	16.31	5.27	1.52

จังหวัด	อ้อย		ข้าว		ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์		มันสำปะหลัง		ปาล์มน้ำมัน			ยางพารา				
	ยอด และใบ	กากอ้อย	แกลบ	ฟางข้าว	ลำต้น ยอด ใบ	ซัง	ลำต้น	เหง้า	ทางใบ และก้าน	ใยปาล์ม	กะลา	ทะลาย	ถ่านไม้	ไม้ฟืน	เศษไม้	จี้เลื่อย
ชลบุรี	87.69	60.73	5.74	28.94	0.22	0.05	65.27	50.72	22.79	24.52	26.34	23.20	9.64	4.46	1.44	0.42
สมุทรปราการ	-	-	4.31	21.73	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
สมุทรสาคร	-	-	1.45	7.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
นครปฐม	99.32	68.78	48.17	243.07	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
กาญจนบุรี	633.94	439.02	33.35	168.29	21.71	4.82	10.08	7.83	0.95	1.02	1.1	0.97	4.59	2.12	0.69	0.20
ราชบุรี	174.01	120.50	33.15	167.25	0.66	0.15	0.24	0.18	0.32	0.35	0.37	0.33	0.65	0.30	0.10	0.03
สมุทรสงคราม	-	-	0.44	2.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
เพชรบุรี	22.56	15.62	32.97	166.38	1.17	0.26	0.16	0.13	1.35	1.45	1.56	1.38	0.22	0.10	0.03	0.01
ประจวบคีรีขันธ์	28.67	19.85	3.16	15.95	0.12	0.03	-	-	21.88	23.54	25.29	22.27	5.11	2.36	0.76	0.22
ภาคกลาง	2,428.89	1,682.04	823.50	4,155.38	159.42	35	362.83	281.96	77.98	81.27	87.30	76.89	99.07	45.80	14.79	4.29

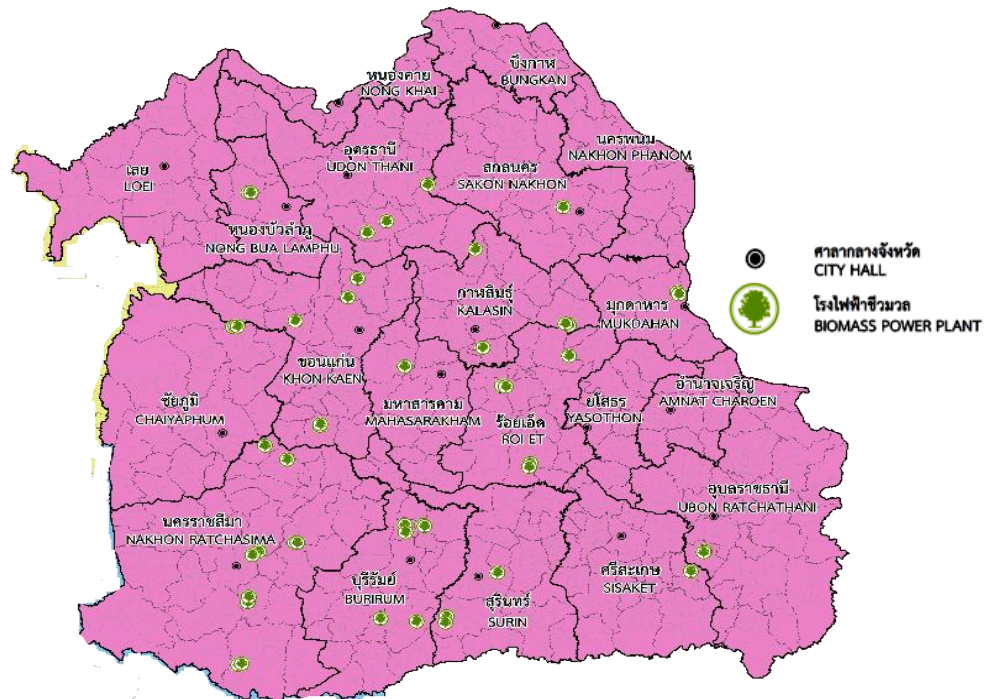
ตารางที่ 1.6 ศักยภาพเชิงพลังงานชีวมวลของภาคใต้ (พินตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ ,ktoe)

จังหวัด	ข้าว		ปาล์มน้ำมัน				ยางพารา			
	แกลบ	ฟางข้าว	ทางใบและก้าน	โยปาล์ม	กะลา	ทะลาย	ถ่านไม้	ไม้พิน	เศษไม้	ชี้เลี้ยง
ชุมพร	0.25	1.25	208.98	224.88	241.57	212.76	23.42	10.83	3.5	1.01
ระนอง	0.02	0.09	17.08	18.38	19.74	17.39	6.52	3.02	0.97	0.28
สุราษฎร์ธานี	0.43	2.17	286.35	308.14	331.01	291.53	92.06	42.56	13.75	3.97
พังงา	0.04	0.21	38.9	41.87	44.97	39.61	33.99	15.71	5.07	1.47
ภูเก็ต	0	0.01	0.27	0.29	0.31	0.27	4.28	1.98	0.64	0.18
กระบี่	0.08	0.41	282.27	303.75	326.29	287.38	28.84	13.33	4.31	1.24
ตรัง	0.39	1.99	36.55	39.33	42.25	37.21	70.62	32.65	10.54	3.05
นครศรีธรรมราช	18.18	91.74	60.27	64.86	69.67	61.37	64.43	29.79	9.62	2.78
พัทลุง	7.79	39.32	3.66	3.94	4.23	3.72	25.91	11.98	3.87	1.12
สงขลา	15.47	78.06	4.02	4.32	4.65	4.09	77.23	35.7	11.53	3.33
สตูล	1.01	5.09	19.08	20.53	22.06	19.43	14.77	6.83	2.21	0.64
ปัตตานี	4.36	21.98	1.52	1.64	1.76	1.55	13.66	6.31	2.04	0.59
ยะลา	0.82	4.15	0.38	0.41	0.44	0.39	53.58	24.77	8	2.31
นราธิวาส	1.98	10	4	4.3	4.62	4.07	53.56	24.76	8	2.31
ภาคใต้	50.82	256.47	963.33	1,036.64	1,113.57	980.77	562.87	260.22	84.05	24.28

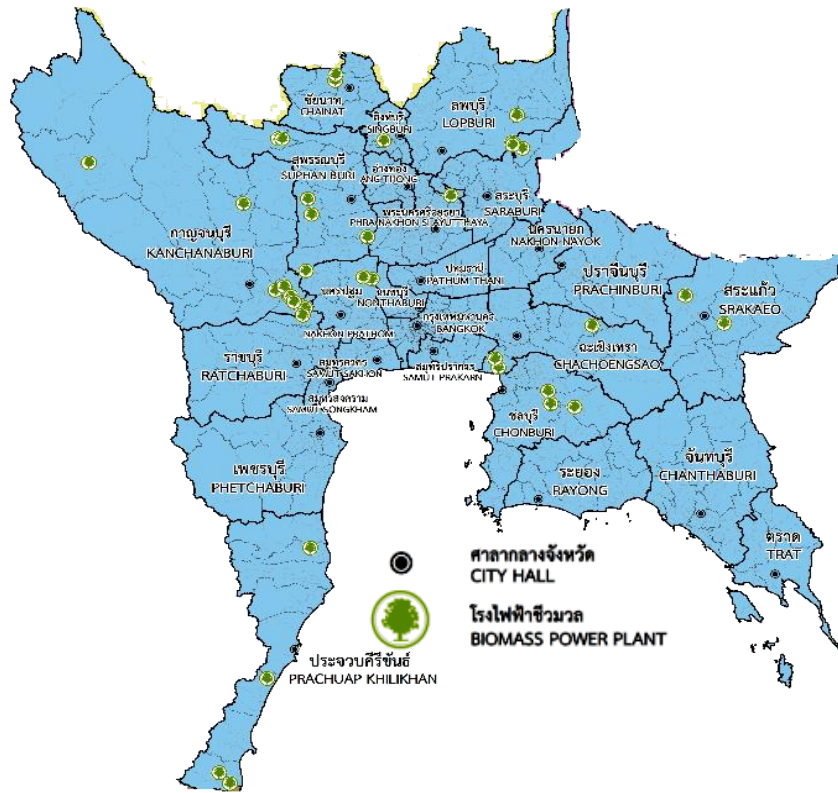
จากตารางศักยภาพของชีวมวลในประเทศไทย (ตารางที่ 1.3-1.6) ทำให้เกิดโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขึ้น ซึ่งมีกำลังการผลิตทั่วประเทศรวม 994 เมกะวัตต์ (ธันวาคม 2556) โดยมีตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าตามภูมิภาค (รูปที่ 1.3-1.6) พบว่าโรงไฟฟ้าส่วนใหญ่อยู่ในภาคเหนือ ตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง ใช้ชีวมวลที่ได้จาก อ้อย ข้าว มันสำปะหลัง และข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า แต่ทางภาคใต้ใช้ชีวมวลจากปาล์มน้ำมันและยางพารา โดยพบว่าโรงไฟฟ้าทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีกำลังการผลิตรวมมากที่สุดถึง 447 เมกะวัตต์ รองลงมาคือ ภาคกลาง ภาคเหนือ และภาคใต้ ซึ่งมีกำลังการผลิต 281, 200 และ 66 เมกะวัตต์ ตามลำดับ [16]



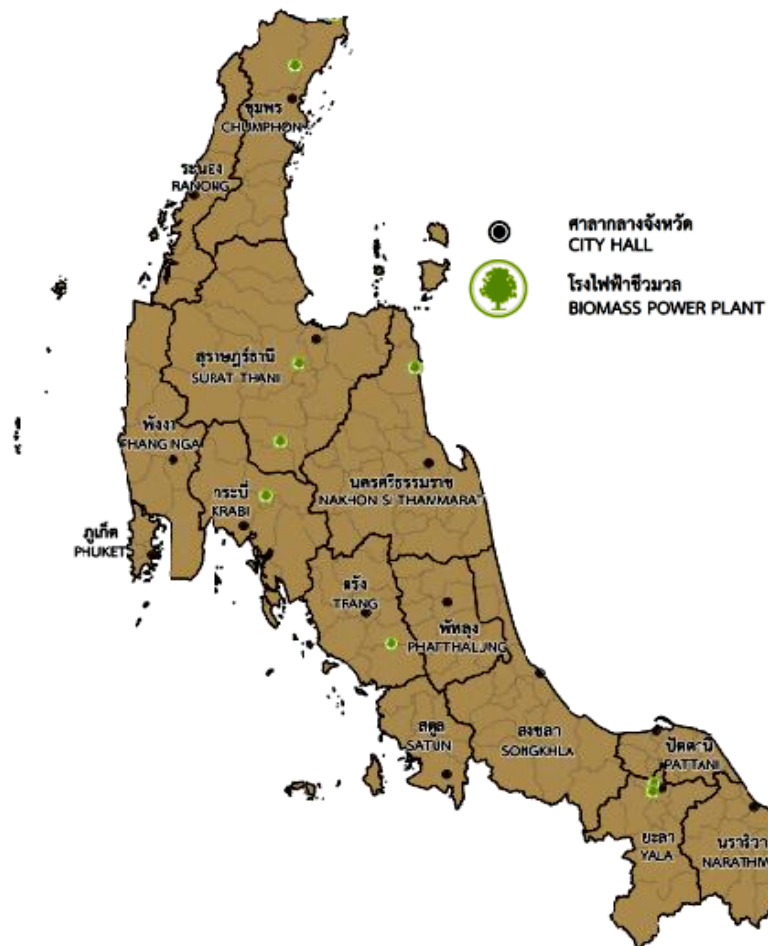
รูปที่ 1.3 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคเหนือ



รูปที่ 1.4 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 1.5 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคกลาง



รูปที่ 1.6 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคใต้

จากข้อมูลดังกล่าว พบว่าภาคใต้มีกำลังการผลิตไฟฟ้าน้อยสุดของประเทศ แต่จากข้อมูล (ตารางที่ 1.5) ยังมีชีวมวลป่าล้มอีกมาก ที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนั้นวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จึงเป็นแนวทางในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางภาคใต้ เพื่อส่งเสริมให้มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น

1.2.8 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Krukanont and Prasertsan (2003) [17] ได้สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อกำหนดตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าจากไม้ยางพาราในภาคใต้ของประเทศไทย โดยใช้ภาพถ่ายดาวเทียมและประเมิน biomass availability ซึ่งต่อมา Viana. *et., al.*, (2010) [18] ได้ใช้หาตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลจากป่าในประเทศโปรตุเกส ซึ่งพบว่าควรผลิตพลังงานแบบไฟฟ้ารวมความร้อน เพราะจะทำให้มีปริมาณเชื้อเพลิงเพียงพอและดีกว่าการผลิตเพียงไฟฟ้าอย่างเดียว และเป็นประเทศเมืองหนาว ที่ต้องการความร้อนเพื่อทำความอบอุ่นในครัวเรือน จากการจำลองตั้งโรงไฟฟ้าด้วยสมการและระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ทั้งหมด 13 โรง มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 86.4 MW ความต้องการดังกล่าวต่างกับภาคใต้ที่ไม่ต้องการความร้อนเพื่อใช้ในครัวเรือน จากการศึกษาในรายละเอียดยังพบอีกว่าการศึกษาไม่ได้คำนึงถึงการแย่งเชื้อเพลิงระหว่างโรงงาน รวมทั้งไม่ได้ศึกษาขนาดรัศมีของการจัดหาเชื้อเพลิงที่เหมาะสม เนื่องจากมีการกำหนดให้รัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงเท่ากันทุกโรงงาน ซึ่งงานวิจัยของ Rodriguez . *et., al.*, (2009) [19] ก็ได้ประเมินศักยภาพเชิงพื้นที่ของชีวมวลจากป่าในเมือง Caceres ประเทศสเปนที่ใช้รัศมีในการประเมินทับซ้อนเช่นกัน แต่อย่างไรก็ตามได้มีการศึกษาการใช้วัสดุเศษเหลือทางเกษตรเพื่อผลิตพลังงาน ซึ่งพบมากในประเทศเกษตรกรรม เช่น อินเดีย ได้มีการศึกษาวัสดุเศษเหลือระดับหมู่บ้านในแคว้นฮัสสัม (Hiloidhari and Baruah, 2011) [20] พบว่ามีเชื้อเพลิงเป็นวัสดุเศษเหลือทางเกษตรจำนวน 16 ชนิด (ส่วนใหญ่ได้จากการทำนา) และสามารถตั้งโรงไฟฟ้าแบบกระจายศูนย์ได้รวม 17 MW โดยความต้องการไฟฟ้าระดับหมู่บ้านอยู่ที่ 72 kW รวมถึงงานวิจัยของ Singh. *et., al.*, (2011) [21] ศึกษาการกระจายตัวทางภูมิศาสตร์ของวัสดุเศษเหลือจากการเกษตรในเมือง Bathinda ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หาแหล่งที่ตั้งศูนย์เก็บรวบรวมชีวมวล และค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม และที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม พบว่ามีโรงไฟฟ้าเหมาะสมจำนวน 2 โรง และที่ตั้งของศูนย์รวบรวมชีวมวล จำนวน 2 โรง อย่างไรก็ตามไม่พบว่าการศึกษาคำนึงถึงปริมาณชีวมวลที่ขึ้นกับฤดูกาล ในประเทศไทยก็พบว่ามีการศึกษาวัสดุเศษเหลือทางการเกษตรของ ชรรค์ชัย และวันวิสาข์ (2553) [22] ที่ประเมินศักยภาพชีวมวลจากนาข้าวในพื้นที่จังหวัดปทุมธานีสำหรับผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในการวิเคราะห์ รวมถึงศึกษาความเป็นไปได้ของผลตอบแทน ราคาต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้า และรวมถึงการศึกษาความอ่อนไหวของต้นทุนโครงการ พบว่าราคาเชื้อเพลิงมีค่าความอ่อนไหวมากที่สุดเช่นเดียวกับงานวิจัยของ เกศมณี และอนุชา (2555) [23] ประเมินศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลและต้นทุนด้านพลังงานในการนำชีวมวลมาใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับขยะชุมชนเพื่อผลิตไฟฟ้า โดยใช้หลักการทางโลจิสติกส์ในการประเมินกับแผนที่ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์และระยะทางจาก Google Earth ซึ่งกำหนดรัศมีไม่เกิน

30 กิโลเมตรรอบๆ โรงแยกขยะ จากงานวิจัยดังกล่าวต้องคำนึงถึงราคาซื้อขายเป็นหลัก เพราะหากมีความต้องการชีวมวลมากขึ้นจะส่งผลให้ราคาเพิ่มขึ้น ดังนั้น ควรมีการทำสัญญาซื้อขายชีวมวลระยะยาว พุฒิชชาติ และคณะ (2557) [24] ได้ศึกษาศักยภาพเชิงพื้นที่ของชีวมวลสำหรับผลิตไฟฟ้าของปี พ.ศ. 2557 และเปรียบเทียบกับกำลังผลิตไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2573 (แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573, PDP) โดยศึกษาชีวมวลที่ได้จากพืชเศรษฐกิจ 5 ชนิดคือข้าว อ้อย ข้าวโพด มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ซึ่งเป็นชีวมวลที่อยู่รวมเป็นกลุ่ม (กระจุก) และกระจาย ปัจจัยที่วิเคราะห์ คือ พื้นที่ปลูก ระยะห่างของสายส่งไฟฟ้า และโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยใช้โปรแกรมสารสนเทศภูมิศาสตร์แผนที่ การศึกษาพบว่าชีวมวลประเภทกระจุกเพียงอย่างเดียวไม่สามารถตอบสนองนโยบายตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าได้ ดังนั้น ต้องใช้ชีวมวลร่วมกันทั้งสองประเภทผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สอดคล้องตามแผนนโยบาย

สำหรับการศึกษาชีวมวลจากอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน Shuit. *et., al.*, (2009) [25] ศึกษาชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานที่ยั่งยืน กรณีศึกษาประเทศมาเลเซีย โดยวางแผนการใช้ชีวมวลเป็นแหล่งพลังงาน พบว่าสามารถใช้ชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานได้และ เป็นแบบอย่างให้แก่ประเทศอื่นๆ ที่มีชีวมวลที่ได้จากปาล์ม ซึ่งสนับสนุนงานวิจัยของ Mekhilef *et., al.*, (2011) [26] ที่แนะนำให้รัฐบาลมีการส่งเสริมการผลิตพลังงานด้วยชีวมวลปาล์ม แต่ในประเทศไทยได้ส่งเสริมชีวมวลระยะสั้นเป็นส่วนใหญ่ ต่อมาในงานวิจัยของ Er. *et., al.*, (2011) [27] ศึกษาจัดการวัสดุเศษเหลือในโรงสกัดน้ำมันปาล์ม โดยการสำรวจภาคสนามจากข้อมูลโรงงานช่วง ปี ค.ศ. 2003-2010 การศึกษาพบว่าไม่มีวัสดุเศษเหลือที่เป็นของแข็ง (ใช้ผลิตพลังงานและขาย) ส่วนน้ำเสียที่บำบัดแล้วใช้รดดินปาล์มในสวนและปล่อยลงแหล่งน้ำสาธารณะ อย่างไรก็ตาม มีข้อสรุปว่าการผลิตไฟฟ้าขณะนั้นเป็นระบบ feed-in tariff ได้ผลตอบแทนที่ไม่เหมาะสมสำหรับการลงทุน ซึ่งสอดคล้องกับการศึกษาของ Umar. *et., al.*, (2014) [28] ที่ศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลปาล์ม พบว่ามีช่องว่างของระบบ feed-in tariff ในเรื่องการอุปทานเชื้อเพลิงนั้นไม่สม่ำเสมอ การคาดการณ์ราคาเชื้อเพลิงเป็นไปได้ยาก ในปีเดียวกันนั้นได้มีงานวิจัยในมาเลเซียที่พิจารณาการเชื่อมโยงอุปทาน (supply) จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มเป็นเครือข่ายเพื่อผลิตไฟฟ้า โดย (Chiew. *et., al.*, 2011) [29] ศึกษาความเหมาะสม (optimization) ของความหนาแน่น (availability) ค่าขนส่ง ขนาด และตำแหน่งของโรงไฟฟ้าในพื้นที่ โดยพิจารณาพร้อมกับปัจจัยการประหยัดต้นทุน (cost saving) ก๊าซเรือนกระจก ซึ่งจำลองสถานการณ์ (scenario) ต่างๆ 5 กรณี ปัจจัยที่ใช้ในการพิจารณาประกอบด้วย ต้นทุน การหลีกเลี่ยงการปล่อย CO₂ สุทธิ (net avoided CO₂ emission) และการประหยัดพลังงานสุทธิ (net energy saving) โดยมีเป้าหมาย (objective function) เพื่อต้องการกำไรสูงสุด พบว่าการผลิตพลังงานความร้อนร่วมไฟฟ้า (CHP) เหมาะสมที่สุด จากนั้นได้มี

กรณีศึกษาศักยภาพจากชีวมวลปาล์มเป็นเชื้อเพลิงกับโรงไฟฟ้าของประเทศที่ปลูกปาล์มมากที่สุด (Bazmi *et al.*, 2011) [30] พบว่าประเทศมาเลเซีย อินโดนีเซีย ไทย และไนจีเรีย มีศักยภาพชีวมวลเพียงพอเพื่อผลิตพลังงาน ในปีถัดมา Guangul *et al.*, (2012) [31] วิจัยชีวมวลเศษเหลือทิ้งจากสวน (ทางใบปาล์ม) ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งไม่ได้ถูกนำมาใช้ประโยชน์มากนัก โดยศึกษาคุณสมบัติทางกายภาพและทางเคมีของทางใบปาล์ม พบว่ามีศักยภาพผลิตพลังงานทางเลือกได้ โดยใช้วิธีแก๊สซิฟิเคชัน Hosseini and Wahid (2013) [32] ได้สำรวจวัสดุเศษเหลือของแข็งในโรงสกัดน้ำมันปาล์ม เมื่อวิเคราะห์การเผาไหม้ส่วนผสมต่างๆ พบว่าเชื้อเพลิงมีความชื้นมาก ดังนั้น การขนส่งเพื่อผลิตไฟฟ้า ณ แหล่งอื่นไม่เหมาะสม จึงแนะนำให้ใช้ผลิตพลังงานในโรงสกัดเท่านั้น แต่หากลดขนาดลงจะส่งผลให้ความชื้นลดลงได้ ซึ่งงานวิจัยของ Aziz *et al.*, (2011) [33] ศึกษาขนาดที่เหมาะสมของชีวมวลปาล์มในการผลิตพลังงาน พบว่าเมื่อลดขนาดของทะลายปาล์มเปล่าลงโดยการสับ-ย่อย แล้วอัด ส่งผลให้ความชื้นจากเดิม 52 เหลือ 40% ทำให้ค่าความร้อนเพิ่มขึ้น 34% ดังนั้น การขนย้ายชีวมวลควรลดความชื้นก่อน

จากงานวิจัยดังกล่าวพบว่าการประเมินศักยภาพชีวมวลจากหลายๆ แหล่ง เช่น ข้อมูลสำรวจจากโรงงาน ป่าไม้ และพื้นที่ปลูก ซึ่งไม่ได้คำนึงถึงฤดูกาล เนื่องจากชีวมวลบางประเภทที่เป็นชีวมวลระยะสั้น และแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ไม่ได้ศึกษาและคำนึงถึงราคาเชื้อเพลิงชีวมวลของการรับซื้อโดยตรง รวมถึงการตั้งโรงไฟฟ้าและรัศมีที่เหมาะสมต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้ชีวมวลที่มีความหนาแน่นเพียงพอต่อความต้องการของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม และการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้าต้องไม่มีรัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทับซ้อนกันเกิดขึ้น เพราะจะทำให้เกิดการแย่งชิงชีวมวลขึ้น และส่งผลต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า รวมถึงการศึกษาศักยภาพชีวมวลปาล์มในต่างประเทศและในประเทศ พบว่ายังไม่ได้นำชีวมวลเศษเหลือจากสวนปาล์มมาใช้ให้เกิดประโยชน์เท่าที่ควร มีเพียงแต่ชีวมวลปาล์มจากกระบวนการผลิตเท่านั้น ซึ่งเป็นชีวมวลที่อยู่รวมกันเป็นกลุ่ม (กระจุก) จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่าชีวมวลจากอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์มเหล่านั้นมีความชื้นสูงไม่เหมาะสมที่จะขนย้ายไปผลิตไฟฟ้านอกโรงงาน และหากต้องการตอบสนองนโยบายการพัฒนาพลังงานไฟฟ้า (PDP พ.ศ.2553-2573) ควรใช้ชีวมวลที่อยู่กระจุกกับชีวมวลกระจายเป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงได้สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ รวมถึงการศึกษาชีวมวลทางใบปาล์มเชิงพื้นที่ร่วมกับระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ในการประเมินชีวมวลจากสวนปาล์ม และที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เพื่อศึกษาราคารับซื้อ ศักยภาพของชีวมวลปาล์มทั้งในสวนและโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เพื่อผลิตพลังงาน และที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม

1.3 วัตถุประสงค์

ศึกษาแนวทางการใช้ชีวมวลของโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและชีวมวลจากสวนปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในภาคใต้

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้แนวทางการใช้ชีวมวลจากสวนปาล์มและโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเพิ่มมูลค่ามากที่สุด
2. อาจจะไปสู่คำตอบเชิงนโยบายในการใช้ประโยชน์จากชีวมวลในสวนปาล์มและโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

1.5 ขอบเขตของงานวิจัย

1. ใช้ชีวมวลกะลาปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่าจากโรงงานสกัดและชีวมวลทางใบปาล์มจากสวนปาล์มในการจำลองโครงการผลิตไฟฟ้าประเภทผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
2. ใช้ข้อมูลพื้นที่เพาะปลูกปาล์มและโรงงานสกัดของจังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพรที่มีการคมนาคมสะดวก และอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง ในการศึกษาจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม
3. การศึกษาจำลองโรงไฟฟ้าเป็นแบบระบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Fully Condensing)

บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

บทนี้กล่าวถึงรายละเอียดของทฤษฎีและหลักการที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยในการศึกษาศักยภาพของชีวมวลปาล์มเพื่อผลิตพลังงานในภาคใต้ดังต่อไปนี้

2.1 ชีวมวลและการวิเคราะห์ชีวมวล [22]

ชีวมวล คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติ เกิดจากเศษเหลือทางการเกษตร หรือวัสดุเศษเหลือจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการเกษตร เช่น แกลบจากโรงงานสีข้าวเปลือก ชานอ้อยจากโรงงานผลิตน้ำตาลทราย เศษไม้จากการแปรรูปไม้ยางพารา กากปาล์มจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบออกจากผลปาล์มสด ชังข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำเมล็ดออก เป็นต้น ชีวมวลเหล่านี้สามารถเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานได้ ซึ่งการวิเคราะห์คุณสมบัติของชีวมวลมี 2 ลักษณะ ดังนี้

2.1.1 การวิเคราะห์ชีวมวลทางกายภาพ

ชีวมวลส่วนใหญ่มีลักษณะเป็นของแข็ง มีน้ำหนักเบา ดังนั้นควรอยู่ใกล้กับแหล่งผลิตพลังงานเพื่อลดค่าใช้จ่ายในการขนส่ง การวิเคราะห์ทางกายภาพเพื่อประเมินศักยภาพของชีวมวล ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. แหล่งผลิต ชีวมวลแบ่งตามแหล่งผลิตเป็น 2 ลักษณะ คือ (1) ชีวมวลที่อยู่รวมกันเป็นกลุ่ม คือ วัสดุเศษเหลือที่เกิดจากกระบวนการผลิตหรือแปรรูปจากโรงงาน เช่น โรงสีข้าว โรงงานผลิตน้ำตาลทราย โรงงานแปรรูปไม้ยางพาราหรือโรงเลื่อย โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เป็นต้น และ (2) ชีวมวลที่อยู่กระจัดกระจาย ตามแหล่งพื้นที่เพาะปลูก เช่น ฟางข้าว ใบอ้อย เศษไม้ยางพาราในสวน ทางใบปาล์มน้ำมัน เป็นต้น ข้อเสียมีค่าใช้จ่ายในการเก็บรวบรวมชีวมวล
2. ขนาด ชีวมวลบางประเภทมีขนาดใหญ่เกินไป เช่น ปีกไม้ยางพารา รากไม้ยางพารา ควรสับย่อยให้มีขนาดเป็นชิ้นเล็กๆ เพื่อให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น
3. ความชื้น ชีวมวลมีความชื้นสูงก่อนเข้าห้องเผาไหม้ต้องลดความชื้นด้วยกระบวนการสับย่อย เช่น ชีวมวลทางใบปาล์ม หรือบีบอัด เช่น ทะลายปาล์มเปล่า
4. สิ่งเจือปน ในชีวมวล เช่น รากไม้ยางพารา ซึ่งมี เศษดิน หิน กรวด ทราย เจือปนอยู่ รวมถึงสิ่งเจือปนอย่างอื่นที่อยู่ในทะลายปาล์ม คือสารอัลคาไลน์ เมื่อเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงกว่า 800 องศาเซลเซียส สารอัลคาไลน์จะกลายเป็นยางเหนียวเกาะติดท่อน้ำในห้องเผาไหม้ ทำให้ประสิทธิภาพหม้อไอน้ำลดลง ดังนั้น การออกแบบห้องเผาไหม้ควรคำนึงเป็นพิเศษ
5. ปริมาณขี้เถ้า ต้องมีการกำจัดเถ้าออกจากห้องเผาไหม้

2.1.2 การวิเคราะห์ชีวมวลทางเคมี เพื่อศึกษาคุณสมบัติของชีวมวล แบ่งได้ 2 วิธี
ดังนี้

1. การวิเคราะห์องค์ประกอบของเชื้อเพลิง (Proximate Analysis) ได้แก่
 - ความชื้น (Moisture) คือ ปริมาณน้ำที่อยู่ในชีวมวล
 - สารระเหย (Volatile matter) คือ สารประกอบที่ช่วยให้เผาไหม้ได้ง่าย หากชีวมวลมีสารระเหยสูงแสดงว่าติดไฟได้ง่าย
 - คาร์บอนคงที่ (Fixed Carbon) คือ สารประกอบที่ให้ความร้อน ยิ่งมีมากจะทำให้ค่าความร้อนสูง
 - จีเถ้า (Ash) คือ ส่วนที่เผาไหม้ไม่ได้ สามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อได้ ในงานคอนกรีตได้หากมีออกไซด์ของซิลิกา หรือซิลิกาและอลูมินาออกไซด์สูงๆ โดยเฉพาะถ้าจากการเผาแกลบ ได้จากการเผาากปาล์ม เป็นต้น (ชัย จาตุรพิทักษ์กุล, 2012 [34])
2. การวิเคราะห์หาสัดส่วนของธาตุ (Ultimate Analysis) คือ การวิเคราะห์ธาตุคาร์บอน (C) ไฮโดรเจน (H) ไนโตรเจน (N) และออกซิเจน (O) รวมถึงธาตุอื่นๆ ที่มีสัดส่วนน้อย เช่น กำมะถัน (S) ดังแสดงในภาคผนวก ก.

2.2 ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System , GIS) [35]

ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ คือ ระบบที่ออกแบบขึ้นมาเพื่อใช้รวบรวมจัดเก็บ วิเคราะห์ข้อมูลรวมทั้งการสืบค้นข้อมูลและการแสดงผลเชิงพื้นที่ซึ่งอ้างอิงกับพิกัดของโลก เพื่อใช้ ประโยชน์ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ด้านต่างๆ และนำไปใช้ประโยชน์ในการตัดสินใจบริหาร จัดการทรัพยากรและสิ่งแวดล้อมได้อย่างมีประสิทธิภาพ

2.2.1 องค์ประกอบของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

องค์ประกอบที่มีความสำคัญในการทำงานให้มีความชัดเจน ถูกต้อง และเป็น ประโยชน์ ประกอบไปด้วย 5 องค์ประกอบ ดังนี้

1. Hardware จัดเป็นองค์ประกอบที่สำคัญในการทำงานของระบบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องและรองรับ GIS เช่น คอมพิวเตอร์ เพื่อใช้ในการนำเข้าข้อมูล ประมวลผล และแสดงผล
2. Software โปรแกรมหรือชุดคำสั่งการประมวลผลให้คอมพิวเตอร์ ทำงานทางด้าน GIS เช่น ArcGIS , MapWindow ,QGIS เป็นต้น
3. Methods คือ ขั้นตอนการทำงานเพื่อให้ข้อมูลสอดคล้องกับการ ประยุกต์ใช้งาน หรือครอบคลุมถึงวัตถุประสงค์ที่ต้องการ เช่น เพื่อการวางแผน และการตัดสินใจ
4. Data เป็นข้อมูลเชิงพื้นที่ คือ ตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ และข้อมูล เชิงบรรยายประกอบเข้าด้วยกัน โดยอ้างอิงพิกัดบนผิวโลกในลักษณะจุด (Point) เส้น (Line) และ รูปหลายเหลี่ยม (Polygon) เพื่อประเมินข้อมูลเชิงพื้นที่ที่อ้างอิง
5. People เป็นองค์ประกอบที่สำคัญให้การดำเนินงานสำเร็จ ดังนั้น บุคลากรต้องมีความเข้าใจในระบบและชนิดของข้อมูล เพื่อให้ได้วัตถุประสงค์ตามต้องการ

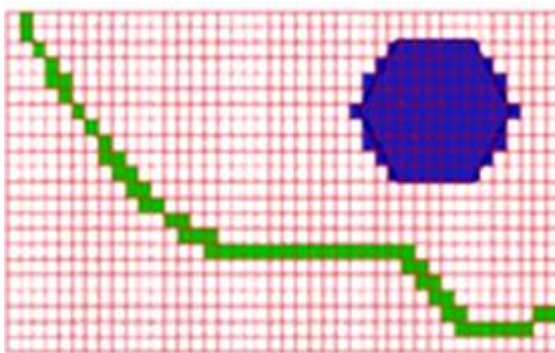
2.2.2 ลักษณะข้อมูลในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ข้อมูลของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ประกอบด้วยข้อมูล 2 รูปแบบ คือ

1. ข้อมูลเชิงพื้นที่ คือข้อมูลที่แบ่งบอกถึงตำแหน่งที่ตั้งอ้างอิงกับตำแหน่ง ทางภูมิศาสตร์บนผิวโลกได้ โดยแสดงสัญลักษณ์ได้ 3 รูปแบบคือจุด (Point) เส้น (Line) และพื้นที่ (Area or Polygon) ซึ่งลักษณะของข้อมูลเชิงพื้นที่แบ่งได้เป็น 2 ประเภทคือ

- Vector Data คือ ข้อมูลที่แสดง จุด เส้น และรูปหลายเหลี่ยม หรือพื้นที่ ประกอบด้วยพิกัดแนวราบ (X และ Y) และอาจมีแนวตั้ง (Z) หรือเรียกว่าระบบ Cartesian Coordinate System เช่น จุดบ่งบอกพิกัดตำแหน่งของสถานที่ เส้น หมายถึงระยะทางระหว่าง จุดเริ่มต้นและจุดสิ้นสุด และรูปหลายเหลี่ยมหรือพื้นที่บ่งบอกถึงขอบเขต เป็นต้น

- Raster Data คือ ข้อมูลที่มีลักษณะตารางสี่เหลี่ยมจัตุรัสเรียกว่า Grid cell หรือ Pixel เรียงต่อเนื่องกันในแนวราบและแนวดิ่ง ในแต่ละเซลล์สามารถเก็บค่าได้ 1 ค่า ซึ่งรายละเอียดของข้อมูลขึ้นอยู่กับขนาดของเซลล์ เช่น จุดแทนบ้านหนึ่งหลังด้วยเซลล์ 1 เซลล์ เส้นแนวนอนแทนด้วยเซลล์หลายเซลล์ที่มีค่าเหมือนกันเกิดเป็นกลุ่มเรียงต่อกัน รูปหลายเหลี่ยมหรือพื้นที่ที่แทนขอบเขตการปกครองด้วยกลุ่มเซลล์ที่มีค่าเหมือนกัน เป็นต้น ดังรูปที่ 2.1



รูปที่ 2.1 ข้อมูลเชิงพื้นที่ประเภท Raster Data

ข้อมูลเชิงพื้นที่ประเภท Vector Data สามารถแปลงเป็น Raster Data หรือ Raster Data สามารถแปลงเป็น Vector Data ได้แต่จะมีความคลาดเคลื่อนเกิดขึ้นระหว่างการแปลง

2. ข้อมูลเชิงคุณลักษณะ คือ ข้อมูลเชิงบรรยายอธิบายถึงคุณลักษณะต่างๆ ในพื้นที่ ณ ช่วงเวลาใดเวลาหนึ่งหรือหลายๆ ช่วงเวลา เช่น ข้อมูลจำนวนประชากรในจังหวัดต่างๆ จำแนกได้ดังนี้

- Nominal Level คือ ข้อมูลที่ได้จากการวัดอย่างหายาๆ โดยกำหนดตัวเลขหรือสัญลักษณ์เพื่อจำแนกลักษณะสิ่งต่างๆ เช่น การใช้ประโยชน์ที่ดินในพื้นที่หนึ่งจำแนกเป็นพื้นที่ป่า พื้นที่เกษตรกรรม พื้นที่รกร้าง ฯลฯ เป็นต้น ซึ่งแทนค่าด้วยตัวเลข เช่น 1 = พื้นที่ป่า 2 = พื้นที่เกษตรกรรม และ 3 = พื้นที่รกร้าง เป็นต้น ซึ่งค่าตัวเลขไม่สามารถเปรียบเทียบกันได้

- Ordinal Level หรือ Ranking Level คือ การให้ความสำคัญของข้อมูล หรือการเปรียบเทียบข้อมูลว่ามีขนาดเล็กกว่า เท่ากับ หรือใหญ่กว่า เช่น พื้นที่ป่ามีขนาดใหญ่กว่าพื้นที่เกษตรกรรม หรือเขียนแทนด้วยสัญลักษณ์หรือตัวเลข 1>2 เป็นต้น

- Interval-Ratio Level คือ การพิจารณาถึงความสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลของ Ordinal Level ว่ามีความแตกต่างกันเพียงใด เช่น พื้นที่ป่ามีขนาดใหญ่กว่าพื้นที่รกร้างถึง 5 เท่า เป็นต้น

2.2.3 ระบบการทำงานของระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

ระบบการทำงานและการจัดการข้อมูลภูมิศาสตร์มี 4 กระบวนการดังนี้

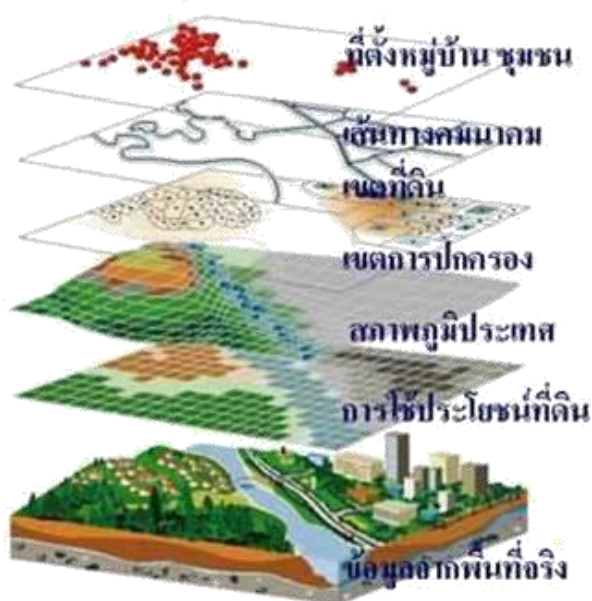
1. การนำเข้าข้อมูล (Data Input) คือ การนำข้อมูลต่างๆ เข้าสู่เครื่องคอมพิวเตอร์ซึ่งอยู่ในรูปข้อมูลแผนที่ ข้อมูลจากภาคสนาม หรือการสำรวจ และข้อมูลจากเครื่องบันทึกภาพ ซึ่งจะจัดเก็บไว้ใน 2 รูปแบบ คือ ข้อมูลเชิงพื้นที่หรือข้อมูลคุณลักษณะ เช่น ข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน ข้อมูลประชากร เป็นต้น ก่อนที่ข้อมูลภูมิศาสตร์จะถูกนำมาใช้งานในระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ได้นั้น ข้อมูลเหล่านั้นต้องได้รับการแปลงให้อยู่ในรูปของข้อมูลเชิงตัวเลข ซึ่งวิธีการนำเข้าข้อมูลมีดังนี้

- การนำเข้าข้อมูลด้วย Keyboard
- การนำเข้าข้อมูลด้วยการ Digitizing คือการแปลงข้อมูลแผนที่เป็นข้อมูลเชิงเลขซึ่งรายละเอียดบนแผนที่จะถูกบันทึกเป็นจุดหรือพิกัด x และ y
- การนำเข้าข้อมูลด้วยเครื่อง Scanning ผลที่ได้จะเป็น ภาพเชิงเลข (Digital Image) ซึ่งเป็นข้อมูลเชิงพื้นที่ประเภท Raster Data หากต้องการข้อมูลประเภท Vector Data ต้องผ่านกระบวนการแปลงข้อมูล
- การนำเข้าข้อมูลที่มีอยู่ปัจจุบันจากข้อมูลของหน่วยงานของทางราชการหลายหน่วยงานที่ได้สร้างแผนที่เชิงเลข (Digital Map) เพื่อใช้งานตามวัตถุประสงค์ของหน่วยงานนั้นๆ เช่นกรมแผนที่ทหาร กรมพัฒนาที่ดิน กรมทางหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิต เป็นต้น

2. การจัดการข้อมูล (Data Management) มีความจำเป็นและสำคัญเป็นอย่างยิ่งที่ต้องจัดเก็บข้อมูลเชิงพื้นที่และเชิงลักษณะ การจัดเก็บต้องเป็นระบบและมีการเชื่อมโยงกัน ซึ่งอยู่ในรูปแบบดิจิทัล สามารถนำมาวิเคราะห์ประมวลผลได้ และสะดวกในการใช้ข้อมูล

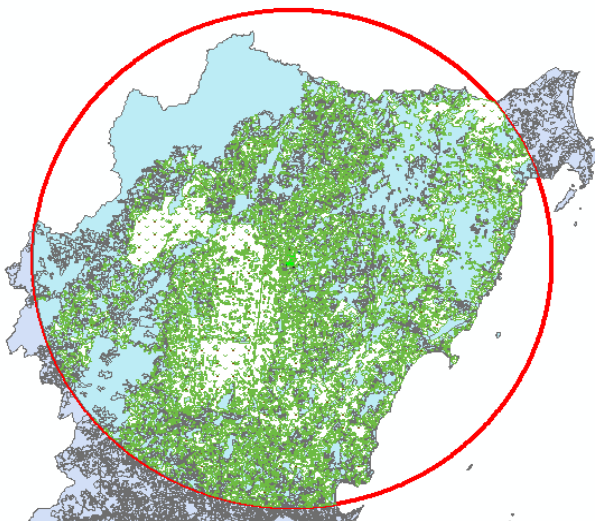
3. การวิเคราะห์ข้อมูล (Data Analysis) เป็นการนำข้อมูลเชิงพื้นที่กับข้อมูลเชิงคุณลักษณะมาวิเคราะห์เพื่อให้ได้คำตอบที่ผู้ใช้ต้องการ ซึ่งสามารถวิเคราะห์ได้หลายรูปแบบ เช่น

- การซ้อนทับข้อมูล (Overlay) โดยการนำข้อมูลเชิงพื้นที่และข้อมูลเชิงคุณลักษณะมาวางซ้อนกัน เช่น ข้อมูลจากพื้นที่จริง ข้อมูลเส้นทางคมนาคม ข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดินข้อมูลขอบเขตการปกครอง เป็นต้น ดังรูปที่ 2.2



รูปที่ 2.2 การวางซ้อนทับข้อมูล

- การสร้าง Buffer เพื่อล้อมรอบพื้นที่ที่เป็นเป้าหมาย (ดังรูปที่ 2.3) เช่น การคำนวณจำนวนนักเรียนในรัศมีรอบๆ โรงเรียน เป็นต้น



รูปที่ 2.3 การสร้าง Buffer ของพื้นที่เป้าหมาย

4. การแสดงผล (Data Display) คือ การแสดงข้อมูลหรือผลลัพธ์ที่ได้จากการวิเคราะห์ซึ่งอาจจะอยู่ในรูปของตัวเลขหรือข้อมูลภาพ (Graphic) เพื่อนำผลการศึกษาไปประกอบการตัดสินใจหรือการวางแผนต่อไป

2.2.4 การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์

การประยุกต์ใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ เพื่อใช้ในการตัดสินใจวางแผนหรือแก้ปัญหาในด้านต่างๆ มีดังนี้

- ด้านทรัพยากรและการเกษตร เป็นการประยุกต์เพื่อจัดการน้ำชลประทาน ในฤดูแล้ง
- ด้านการสาธารณสุข เป็นการประยุกต์ใช้ GIS ในการบริหารจัดการภาครัฐกับงานทางด้านสาธารณสุข ซึ่งใช้กันอย่างแพร่หลายในต่างประเทศ เช่น การระบุตำแหน่งของผู้ป่วยโรคต่างๆ การวิเคราะห์การแพร่ของโรคระบาด หรือแนวโน้มการระบาดของโรค ซึ่งการประยุกต์ใช้ GIS จะช่วยให้สามารถวางแผนการป้องกันและแก้ไขปัญหาได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- ด้านผังเมือง ที่ดินและภาษีที่ดิน การประยุกต์ใช้ GIS เพื่อช่วยวางแผนการใช้ประโยชน์ที่ดินเป็นการประยุกต์ใช้ GIS เป็นที่แพร่หลายที่สุด เพราะความสามารถในการวิเคราะห์ประเมินผล และนำเสนอข้อมูลต่างๆ ในเชิงพื้นที่ ที่จำเป็นต่อการวางผังเมืองและการจัดการเมือง
- ด้านสาธารณูปโภค การจัดหาสาธารณูปโภคพื้นฐานไปยังพื้นที่ต่างๆ ตามความต้องการของประชาชนการใช้ GIS ในการวางแผนการสร้างถนน สายไฟฟ้า ท่อประปา รวมถึงการวางแผนในการบำรุงรักษา
- ด้านการคมนาคม สามารถใช้เพิ่มประสิทธิภาพทางการคมนาคมขนส่ง เช่น การวางแผนเส้นทางการเดินรถประจำทาง การวางแผนสร้างเส้นทางขนส่งทางรถไฟ ทางด่วน ทางเดินเรือ และเส้นทางการบิน ฯลฯ
- ด้านการจัดการในภาวะฉุกเฉินหรือภัยพิบัติ GIS เป็นสิ่งที่จำเป็นมากที่สุดในการจัดการในสภาวะฉุกเฉินที่ช่วยให้รับรู้ข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องได้มากที่สุด เพื่อตัดสินใจให้เร็วที่สุด ผิดพลาดน้อยที่สุด และมีประสิทธิผลมากที่สุด

2.3 การลงทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ [36]

งานด้านวิศวกรรมคงหลีกเลี่ยงไม่ได้กับการพิจารณาด้านการเงินและด้านการลงทุน ดังนั้น หลักเศรษฐศาสตร์จึงถูกนำมาประยุกต์เพื่อใช้เป็นเครื่องมือในการตัดสินใจโครงการหรือผลตอบแทนด้านการเงิน รวมถึงการนำทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดมาใช้ให้เกิดประโยชน์และมีประสิทธิภาพสูงสุด เรียกว่าเศรษฐศาสตร์วิศวกรรม (Engineering Economics) ในการวิเคราะห์ด้านการเงิน ตัวแปรที่สำคัญต่อค่าของเงิน คือ เวลา (Time) และอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทน (Interest rate or Rate of return) ดังนั้น มูลค่าเงินที่เปลี่ยนตามเวลา (Time value of money) ซึ่งหมายถึงมูลค่าของเงินที่เปลี่ยนแปลงไปตามช่วงเวลาที่กำหนด ในช่วงเวลาที่ต่างกัน ค่าเงินเดียวกันจะมีมูลค่าต่างกัน ทั้งนี้มูลค่าเงิน ณ เวลานั้นๆ จะมีมูลค่าต่างจากค่าเดิมเท่าใดนั้น จะขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทน โดยการวิเคราะห์มูลค่าของเงินที่แปรผันไปตามช่วงเวลาและอัตราดอกเบี้ยมักอยู่ในรูปของกระแสเงิน (Cash flow)

2.3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราดอกเบี้ยหรือผลตอบแทน เวลา และค่าของเงิน ก่อนที่จะกล่าวถึงการคำนวณมูลค่าของเงินตามเวลา หรือการแปลงค่าเงินตามช่วงเวลา จำเป็นต้องทราบหลักการของแผนภูมิกระแสเงินหมุนเวียน เพื่อเป็นพื้นฐานสำหรับการวิเคราะห์มูลค่าของเงินต่อไป ตัวแปรสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์มูลค่าของเงินและแผนภูมิกระแสเงินหมุนเวียนได้แก่

P = จำนวนเงินเริ่มต้น หรือผลรวมของเงินในช่วงเวลาที่กำหนดให้เป็นปัจจุบัน (เวลา $t = 0$) อาจใช้แทนค่าของ Present worth (PW) Present value (PV) Net present value (NPV) Discounted cash flow (DCF) และ Capital cost (CC) ในที่นี้ใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ หรือ Net present value

F = จำนวนเงินรวม หรือผลรวมของเงินในอนาคต เงินรวมนี้จะได้รับเมื่อครบกำหนดระยะเวลา (n) อาจใช้แทนค่าของ Future worth (FW) และ Future value (FV)

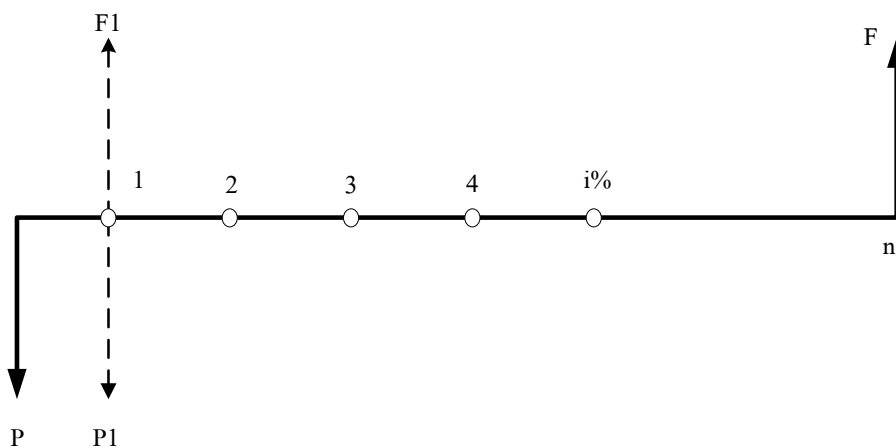
A = จำนวนเงินหรือมูลค่าของเงินเป็นรายเดือน หรือรายปี ที่มีค่าสม่ำเสมอเท่ากัน อาจใช้แทนค่าของ Annual worth (AW) และ Equivalent uniform annual worth (EUAW) หน่วยบาทต่อปี หรือบาทต่อเดือน

n = จำนวนระยะเวลาสำหรับการวิเคราะห์ (ปี เดือน หรือวัน)

i = อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราผลตอบแทนต่อช่วงเวลา (%ต่อปี, %ต่อเดือน หรือ %ต่อวัน)

การคิดดอกเบี้ยในปัจจุบันโดยทั่วไปจะคิดแบบเชิงซ้อนหรือแบบทบต้น ซึ่งแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือ (1) ระบบแบบจ่ายครั้งเดียว (Single Payment System) และ (2) ระบบอนุกรมและมีค่าเท่ากันตลอด (Uniform Series Payment System) ดังนี้

(1) ระบบจ่ายครั้งเดียว (Single Payment System) (รูปที่ 2.4) ค่าของเงินในอนาคตจากเงินจำนวนเดียวกันที่มีอยู่ในปัจจุบันสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้



รูปที่ 2.4 ระบบจ่ายครั้งเดียว (Single Payment System)

เงินรวมปลายปีที่ 1 หรือเงินต้นปีที่ 2 = $P + Pi = P(1+i)$

เงินรวมปลายปีที่ 2 หรือเงินต้นปีที่ 3 = $P + Pi = P(1+i) + P(1+i)i = P(1+i)^2$

.....

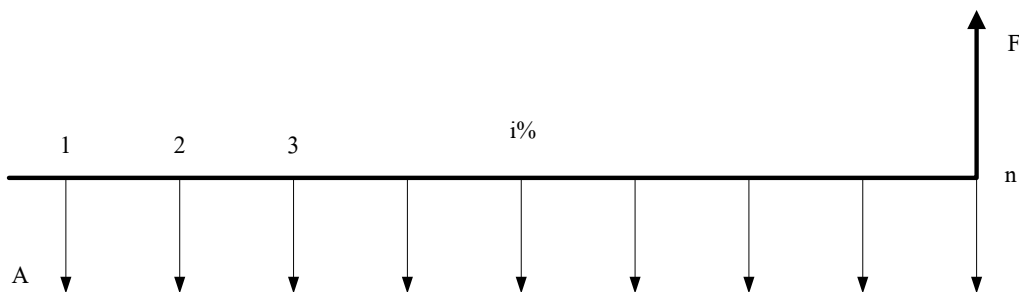
เงินรวม (F) ปลายปีที่ n = $P(1+i)^n$ (2.1)

หรือ $P = F \left[\frac{1}{(1+i)^n} \right]$ (2.2)

เมื่อ P= จำนวนเงินเริ่มต้น, i = อัตราดอกเบี้ย และ n = ระยะเวลา สามารถคำนวณหาค่าของเงินรวม (F) หรือ เงินเริ่มต้น (P)

ค่า $(1+i)^n$ เรียกว่า Single payment compound amount factor (CAF) และ $\frac{1}{(1+i)^n}$ เรียกว่า Single payment present worth factor (PWF)

(2) ระบบแบบจ่ายอนุกรมและมีค่าเท่ากันตลอด (Uniform Series Payment System) การคำนวณจำนวนเงินด้วยระบบนี้พิจารณามูลค่าเงินตามระยะเวลาเป็นรายเดือนหรือรายปีและอัตราดอกเบี้ยที่กำหนด โดยกำหนดจำนวนเงินเท่ากันสม่ำเสมอตามช่วงเวลาและคำนวณเงินในปัจจุบัน หรือกำหนดเงินในปัจจุบันแล้วคำนวณหาเงินตามช่วงเวลาที่ต้องการ (รูปที่ 2.5) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการต่อไปนี้



รูปที่ 2.5 ระบบแบบจ่ายอนุกรมและมีค่าเท่ากันตลอด (Uniform Series Payment System)

ค่าจำนวนเงินรวม (F) ที่ได้จากเงินสะสมเป็นรายเดือนหรือรายปี (A) ซึ่งจ่ายทุกๆ ช่วงระยะเวลาที่ 1 ถึง n อาจพิจารณาเป็นเงินที่ได้จากผลรวมของเงินต้น (A) คิดอัตราดอกเบี้ย (i) ณ ช่วงเวลาการสะสมช่วงที่ 1 เป็นเวลา (n-1) ช่วงที่ 2 เป็น (n-2) และลดลงตามลำดับ จนถึงช่วงสุดท้าย (n-n)

$$F = A(1+i)^{n-1} + A(1+i)^{n-2} + \dots + A(1+i) + A$$

$$F = A \left[1 + (1+i) + (1+i)^2 + \dots + (1+i)^{n-2} + (1+i)^{n-1} \right] \quad (2.3)$$

สมการ (2.3) x (1+i) ได้

$$F(1+i) = A \left[(1+i) + (1+i)^2 + (1+i)^{n-1} + (1+i)^n \right] \quad (2.4)$$

สมการ (2.4)-(2.3) ได้

$$Fi = A \left[(1+i)^n - 1 \right]$$

$$F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right] \quad (2.5)$$

หรือ

$$A = F \left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2.6)$$

โดยที่ ค่า $\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$ เรียกว่า Uniform Series compound amount factor (SCAF)

และค่า $\left[\frac{i}{(1+i)^n - 1} \right]$ เรียกว่า Sinking fund factor (SFF)

จากสมการ (2.5) $F = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i} \right]$ แทนค่า $F = P(1+i)^n$ จะได้ว่า

$$P = A \left[\frac{(1+i)^n - 1}{i (1+i)^n} \right] \quad (2.7)$$

หรือ $A = P \left[\frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right] \quad (2.8)$

ค่า $\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i (1+i)^n} \right]$ เรียกว่า Uniform Series present worth factor (SPWF) และค่า $\left[\frac{i (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right]$

เรียกว่า capital recovery factor (CRF)

2.3.2 การวิเคราะห์และประเมินโครงการ

การวิเคราะห์ตัดสินใจลงทุนโครงการใดโครงการหนึ่งในทางเศรษฐศาสตร์นั้น มีอยู่หลายวิธี ในที่นี้กล่าวถึงวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV) การพิจารณา NPV คือการพิจารณาผลต่างระหว่างผลประโยชน์ที่ได้รับและมูลค่าของค่าใช้จ่ายตลอดโครงการ ณ เวลาเดียวกันคือ ณ เวลาปัจจุบัน โดยการคำนวณ NPV ดังเงื่อนไขต่อไปนี้

เมื่อ NPV มีค่าเป็นบวกบ่งบอกถึงโครงการนั้นน่าสนใจลงทุน

NPV มีค่าเป็นลบแสดงว่าโครงการไม่น่าสนใจลงทุน

NPV เป็น 0 แสดงว่า การลงทุนโครงการนั้นสามารถจ่ายผลตอบแทนให้กับผู้ลงทุนได้เท่ากับ ความคาดหวัง และสามารถชำระเงินลงทุนให้ผู้ลงทุนได้ เมื่อ NPV=0 ทำให้อัตราดอกเบี้ย (i) เป็น อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

2.3.3 ขั้นตอนของการวิเคราะห์โครงการ (NPV=0)

(1) กำหนดให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ ซึ่งทำให้อัตราดอกเบี้ยกลายเป็นอัตราผลตอบแทน โดยการวิเคราะห์โครงการมักเรียกว่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ดึงดูดใจ (Minimum Attractive Rate of Return หรือ MARR) โดยทั่วไปกำหนด (IRR=15%) หรืออัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required Rate of Return)

(2) กำหนดระยะเวลาดำเนินโครงการหรืออายุของโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์

(3) หาค่ากระแสเงินรวมโดยที่กระแสเงิน (CF) = รายรับ- รายจ่าย

(4) หามูลค่าเงินในปัจจุบัน (f_a) ของกระแสเงินรวมที่เกิดขึ้นในแต่ละช่วงเวลาตามอัตราผลตอบแทนข้อ (1)

(5) นำค่ากระแสเงินไหลเข้าออกคูณกับมูลค่าเงินปัจจุบันในข้อ (4) แล้วลบด้วยเงินลงทุนในครั้งแรก (I) ดังสมการ

$$NPV = f_a CF - I \quad (2.9)$$

$$\text{เมื่อ } f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

2.4 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

2.4.1 ขนาดโรงไฟฟ้า

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าแบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Fully Condensing, η_E) [37] คือ โรงไฟฟ้าที่ไม่ใช้ไอน้ำความดันสูงไปในกระบวนการทางความร้อนต่างๆ ของโรงงาน ซึ่งเกี่ยวข้องกับค่าพลังงานความร้อนที่ได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Boiler thermal load) และค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า (Electrical output) ดังสมการ (2.10)

$$\eta_E = \frac{E}{Q_B} \quad (2.10)$$

สมมติให้โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ปลูกปาล์มล้อมรอบด้วยรัศมี R (km) และมีชีวมวลปาล์มจากกระบวนการสกัดน้ำมันปาล์มในโรงงานสกัดทำให้ได้ชีวมวล (ตารางที่ 2.1) และสวนปาล์มน้ำมันรอบข้าง ซึ่งบริเวณรัศมี R (km) นี้มีปริมาณชีวมวลปีละ ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$) เรียกว่า area-based availability density

การผลิตกระแสไฟฟ้าจะใช้ กะลา ทะลายปาล์มเปล่า และทางใบปาล์มในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีช่วงการผลิต t (h yr^{-1}) ในการคำนวณจะไม่นำเส้นใยมาคิดเนื่องจากพบว่าเป็นใยถูกใช้หมดในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม แต่ในสมการจะแสดงปัจจัยของเส้นใยไว้เพื่อเป็นแนวทางในการนำไปศึกษาต่อไป ดังนั้น กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (สมการ 2.11) ขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อนที่ได้ (สมการ 2.12-2.15) โดยมีค่าความร้อนค่าของทางใบปาล์ม (สมการ 2.16) และค่าความร้อนค่าของชีวมวลปาล์มจากโรงงานสกัด (ตารางที่ 2.1)

$$Q_B = Q_{B, frond} + (Q_{B, shell} + Q_{B, fiber} + Q_{B, EFB}) \quad (2.11)$$

เมื่อ

$$Q_{B, shell} = \frac{A(\text{FFB})(\text{LHV}_{shell})\eta_B}{t} \quad (2.12)$$

$$Q_{B, fiber} = \frac{B(\text{FFB})(\text{LHV}_{fiber})\eta_B}{t} \quad (2.13)$$

$$Q_{B, EFB} = \frac{C(\text{FFB})(\text{LHV}_{EFB})\eta_B}{t} \quad (2.14)$$

$$Q_{B, frond} = \frac{\psi \pi R^2 (\text{LHV}_{frond})\eta_B}{t} \quad (2.15)$$

โดยที่

$$\text{LHV}_{frond} = (1 - \text{MC}_{wet})[\text{HHV} - 9h_{fg}(\%H)] - h_{fg}\text{MC}_{wet} \quad (2.16)$$

ตารางที่ 2.1 ปริมาณชีวมวลปาล์มในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและค่าความร้อน [3]

ชนิดชีวมวลปาล์ม	ปริมาณชีวมวลจำเพาะ (ton/ ton FFB)	ค่าความร้อนต่อชีวมวลปาล์ม LHV (MJ/kg)
การผลิตเส้นใยปาล์ม (Fiber)	0.13	18.631 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.2113
การผลิตกะลาปาล์ม (Shell)	0.08	19.385 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.2189
การผลิตทะลายเปล่า (EFB)	0.23	16.957 MJ/kg – MC _{wet} (%) × 0.1946

เมื่อ MC_{wet} คือ ความชื้นมีหน่วยเป็น % ของฐานเปียก

2.4.2 แบบจำลองราคารับซื้อชีวมวล

การวิเคราะห์ราคาของเชื้อเพลิงนั้นจะใช้วิธีการจำลองอัตราการไหลเข้า-ออกของเงิน (Cash flow) ในธุรกิจโรงไฟฟ้าโดยคิดจากรายได้ลบด้วยรายจ่าย ซึ่งกำหนดให้ IN คือ รายรับทั้งหมด (ระบียบการซื้อขายไฟฟ้าแบบ SPP กรณีสัญญาประเภท Firm, 2552) และ OUT คือรายจ่ายทั้งหมดซึ่งแสดงได้ดังสมการ 2.17

$$CF = IN - OUT \quad (2.17)$$

รายได้ประกอบไปด้วย

P_{ee} รายได้จากการขายพลังงานไฟฟ้า (Bath kWh⁻¹)

P_{Add} รายได้จากสนับสนุนของรัฐบาล (Bath kWh⁻¹) *ในงานวิจัยนี้จะให้มี

Adder สนับสนุนตลอดอายุของโครงการ

P_{REP} รายได้จากส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Bath kWh⁻¹)

P_{ec} รายได้จากการขายพลังไฟฟ้า (Bath kW⁻¹month⁻¹)

$p_{ec} = 624.34(0.5(FX/37)+0.5)$ โดย FX อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ (ในงานวิจัยนี้คิดที่ 32 บาท)

VAT ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% (1+0.07=1.07)

แทนค่ารายรับทั้งหมด IN จะได้

$$IN = (VAT) \left[tf_e E(p_{ee} + P_{Add} + P_{REP}) + m(f_e E p_{ec}) \right] \quad (2.18)$$

แทนค่า E จาก (2.10) ลง (2.19) จะได้

$$IN = (VAT) \left\{ tf_e (p_{ee} + P_{Add} + P_{REP}) (\eta_E Q_B) + m f_e p_{ec} (\eta_E Q_B) \right\} \quad (2.19)$$

แทนค่า Q_B (2.11) ลง (2.19) จะได้

$$IN = t\eta_E (VAT)f_e \left\{ p_{ee} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{mp_{ec}}{t} \right\} \times \left\{ Q_{B, frond} + \left(Q_{B, shell} + Q_{B, fiber} + Q_{B, EFB} \right) \right\} \quad (2.20)$$

แทนค่า (2.12-2.15) ลง (2.20) ได้

$$IN = t\eta_E (VAT)f_e \left\{ p_{ee} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{mp_{ec}}{t} \right\} \times \left[\frac{\psi\pi R^2 (LHV_{frond})\eta_B}{t} + \left(\frac{A(FFB)(LHV_{shell})\eta_B}{t} + \frac{B(FFB)(LHV_{fiber})\eta_B}{t} + \frac{C(FFB)(LHV_{EFB})\eta_B}{t} \right) \right] \quad (2.21)$$

กำหนดให้ OUT คือการจ่ายเงินประกอบด้วย 4 ส่วนคือ C_w ค่าเชื้อเพลิง C_{ts} คือ ค่าขนส่งเชื้อเพลิง C_l คือ ค่าจ้างบุคลากร ที่ทำหน้าที่ต่าง ๆ กันภายในโรงไฟฟ้า C_m คือ ค่าบำรุงรักษา (สมการ 2.22-2.26)

$$OUT = C_w + C_t + C_l + C_m \quad (2.22)$$

$$C_w = \int_0^R C_{ws} \psi(2\pi R) dR = C_{ws} \int_{frond} \psi\pi R^2 \quad (2.23)$$

$$C_t = \int_0^R C_{ts} \psi(2\pi R) R dR = \frac{2}{3} C_{ts} \int_{frond} \psi\pi R^3 \quad (2.24)$$

$$C_l = \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) \quad (2.25)$$

$$C_m = k_m I_{total} \quad (2.26)$$

เนื่องจากการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าของแต่ละแห่งมีเงื่อนไขแตกต่างกัน ในการจำลองสมการ 2.22 จึงละเว้นเงินกู้ โดยคิดว่าการลงทุนในที่นี้คือ การลงทุนหุ้นส่วน โดยหุ้นส่วนทั้งหลายนั้นพอใจกับผลตอบแทนที่คาดหวัง

แทน IN และ OUT ลงใน (2.17) จะได้

$$CF = \eta_E \eta_B \psi \pi R^2 (VAT) f_e P(LHV_{frond}) + \eta_E \eta_B (VAT) f_e P(FFB) \left(A(LHV_{shell}) + B(LHV_{fiber}) + C(LHV_{EFB}) \right) - C_{ws}{}_{frond} \psi \pi R^2 - \frac{2}{3} C_{ts}{}_{frond} \psi \pi R^3 - \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - k_m I_{total} \quad (2.27)$$

$$\text{กำหนดให้ } P = \left\{ p_{ee} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{mp_{ec}}{t} \right\}$$

เมื่อ

$$NPV = f_a CF - I_{total} \quad (2.28)$$

$$\text{โดยที่ } f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

ค่าการลงทุนทั้งหมดของระบบไฟฟ้า (Fully condensing)

$$I_{total} = I_s E \quad (2.29)$$

ซึ่งเขียนใหม่ดังสมการ 2.30 โดยแทนค่า E (สมการ 2.10) และ Q_B (สมการ 2.11)

$$I_{total} = \frac{I_s \psi \pi R^2 \eta_B \eta_E (LHV_{frond})}{t} + \left(\frac{I_s \eta_B \eta_E A(FFB)(LHV_{shell})}{t} + \frac{I_s \eta_B \eta_E B(FFB)(LHV_{fiber})}{t} + \frac{I_s \eta_B \eta_E C(FFB)(LHV_{EFB})}{t} \right) \quad (2.30)$$

เมื่อกำหนดให้ $NPV=0$ ใน (2.28) ค่า i ก็จะเป็น IRR แทนสมการ 2.27 และ 2.30 ทำให้สามารถคำนวณราคาซื้อเพลิงได้ (2.31)

$$C_{ws}{}_{frond} = \frac{\eta_E \eta_B (VAT) f_e P}{\psi \pi R^2} \left(FFB \left(A(LHV_{shell}) + B(LHV_{fiber}) + C(LHV_{EFB}) \right) + \eta_E \eta_B (VAT) f_e P(LHV_{frond}) \right) - \frac{2}{3} C_{ts}{}_{frond} R - \frac{1}{\psi \pi R^2} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E (FFB) \left(A(LHV_{shell}) + B(LHV_{fiber}) + C(LHV_{EFB}) \right) (k_m f_a + 1)}{\psi \pi R^2 f_a} - \frac{I_s \eta_B \eta_E (LHV_{frond}) (k_m f_a + 1)}{f_a} \quad (2.31)$$

เมื่อกำหนดค่า α (อัลฟา) β (เบต้า) และ γ (แกมมา) ได้ดังแสดงในสมการ (2.32-2.34) ดังนั้น สมการราคาเชื้อเพลิงจะอยู่ในรูปอย่างง่าย (2.35)

$$\alpha = \frac{\eta_E \eta_B (VAT) f_e^P (FFB) D}{\psi \pi} - \frac{1}{\psi \pi} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E (FFB) D (k_m f_a + 1)}{\psi \pi f_a} \quad (2.32)$$

$$\beta = -\frac{2}{3} C_{ts} frond \quad (2.33)$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e^P - \frac{I_s}{f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad (2.34)$$

เมื่อ $D = A(LHV_{shell}) + B(LHV_{fiber}) + C(LHV_{EFB})$

แบบจำลองราคาเชื้อเพลิงอยู่ในรูปฟังก์ชันอย่างง่าย (2.35)

$$C_{ws} frond = \alpha R^{-2} + \beta R + \gamma \quad (2.35)$$

2.4.3 แบบจำลองการรับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มสูงสุด

รัศมีที่เหมาะสมของพื้นที่ R_o ที่ให้ราคาเชื้อเพลิงสูงสุดสามารถหาได้จาก $dC_{ws, Frond} / dR = 0$ ในสมการที่ 2.35 โดยแสดงผลในสมการ 2.36

$$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta} \right)^{1/3} \quad (2.36)$$

แทนค่ารัศมีที่เหมาะสม R_o ลงใน (2.11) จะได้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำลังไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังสมการ 2.37 และ 2.38 ตามลำดับ

$$\left(Q_B \right)_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} + \left(\frac{A(FFB)(LHV_{shell}) \eta_B}{t} + \frac{B(FFB)(LHV_{fiber}) \eta_B}{t} + \frac{C(FFB)(LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \right) \quad (2.37)$$

$$E_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t} + \eta_E \left(\frac{A(FFB)(LHV_{shell}) \eta_B}{t} + \frac{B(FFB)(LHV_{fiber}) \eta_B}{t} + \frac{C(FFB)(LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \right) \quad (2.38)$$

ดังนั้น ราคาเชื้อเพลิงสูงสุดในการทำข้อตกลงการรับซื้อเชื้อเพลิงต้องไม่เกิน (สมการ 2.39)

$$\left(C_{ws} frond \right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma \quad (2.39)$$

2.4.4 สรุปแบบจำลองราคารับซื้อชีวมวล

สมการข้างต้นยังสามารถใช้ได้กับโรงไฟฟ้าที่ใช้ชีวมวลชนิดเดียว เช่น โรงไฟฟ้าชีวมวลจากทางใบปาล์ม โดยกำหนดให้ $Q_{B,shell}$, $Q_{B,fiber}$ และ $Q_{B,EFB}$ เป็น 0 นั่นเอง สมการออกแบบไว้เพื่อเป็นสมการทั่วไป แต่ในกรณีศึกษานี้จะให้ $Q_{B,fiber} = 0$ เนื่องจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มจะใช้ชีวมวลเส้นใยในการผลิตพลังงานทั้งหมด

สมการ (2.35) และ (2.39) ซึ่งมีความแตกต่างกันดังนี้ สมการ (2.35) สามารถกำหนดราคารับซื้อ ที่ขึ้นอยู่กับรัศมีการรับซื้อชีวมวล และความต้องการผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR) สมการนี้สามารถใช้ได้กับโรงไฟฟ้าทุกขนาด แต่ราคารับซื้อชีวมวลในสมการ (2.39) เป็นราคาที่กำหนดขนาดของโรงไฟฟ้าคงที่ ราคารับซื้อชีวมวลสูงสุด $(C_{wsfrond})_0$ คือ ค่าสูงสุดของราคารับซื้อชีวมวลในระยะ (R_0) ที่เหมาะสม ดังนั้น เพื่อให้ได้ผลตอบแทนเป็นไปตามเงื่อนไข จึงเป็นค่าสูงสุดในการต่อรองทำข้อตกลงซื้อชีวมวลในสวนปาล์ม

บทที่ 3

วิธีดำเนินการวิจัย

บทนี้กล่าวถึงขั้นตอนของการทำงานวิจัย โดยเริ่มศึกษาข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิของพื้นที่ที่ศึกษา รวมถึงใช้โปรแกรมที่พัฒนาขึ้นมาในการประเมินศักยภาพชีวมวลเชิงพื้นที่ ดังต่อไป

3.1 พื้นที่ศึกษา

พื้นที่ศึกษาของงานวิจัยนี้ คือ จังหวัดที่มีการปลูกปาล์มมากที่สุด 3 อันดับของภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพรตามลำดับ รวมถึงโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่อยู่ในจังหวัดดังกล่าว ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

3.1.1 ที่ตั้งจังหวัด (รูปที่ 3.1)

- จังหวัดชุมพร [38] ตั้งอยู่ทางตอนบนสุดของภาคใต้ของชายฝั่งทะเลตะวันออก (อ่าวไทย) มีเนื้อที่ประมาณ 6,010 ตารางกิโลเมตร ลักษณะพื้นที่ราบเรียวยาวตามแนวเหนือ-ใต้ ความยาวประมาณ 222 กิโลเมตร โดยมีอาณาเขตติดกับจังหวัดใกล้เคียง ดังนี้

ทิศเหนือ ติดต่อกับจังหวัดประจวบคีรีขันธ์

ทิศใต้ ติดต่อกับจังหวัดสุราษฎร์ธานี

ทิศตะวันออก ติดต่อกับอ่าวไทย

ทิศตะวันตก ติดต่อกับจังหวัดระนอง และสาธารณรัฐแห่งสหภาพ

เมียนมาร์

- จังหวัดสุราษฎร์ธานี [39] ตั้งอยู่ริมฝั่งตะวันออกของภาคใต้ มีเนื้อที่โดยประมาณ 12,891 ตารางกิโลเมตร โดยมีสภาพภูมิประเทศเป็นที่ราบสูง ภูเขา รวมทั้งที่ราบชายฝั่ง มีพื้นที่ครอบคลุมถึงในบริเวณอ่าวไทย โดยมีอาณาเขตติดกับจังหวัดใกล้เคียง ดังนี้

ทิศเหนือ ติดต่อกับจังหวัดชุมพร

ทิศใต้ ติดต่อกับจังหวัดกระบี่และนครศรีธรรมราช

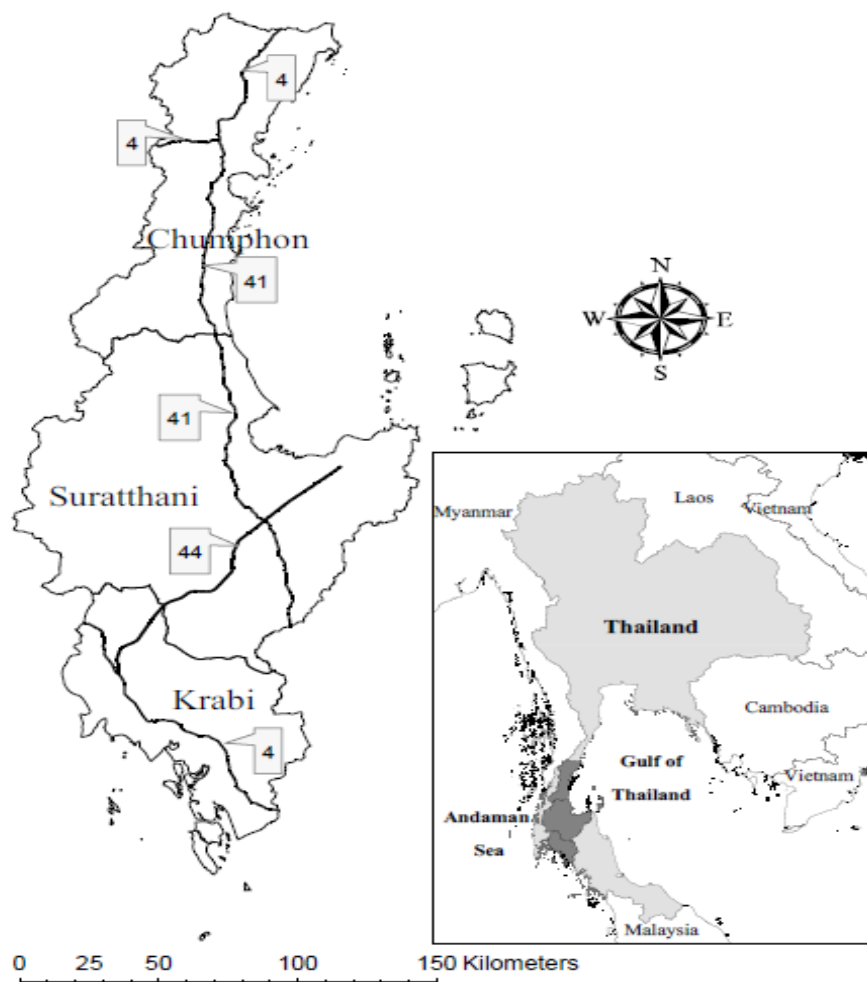
ทิศตะวันออก ติดต่อกับอ่าวไทย

ทิศตะวันตก ติดต่อกับจังหวัดพังงา

- จังหวัดกระบี่ [40] ตั้งอยู่ริมฝั่งทะเลอันดามัน มีเนื้อที่ประมาณ 4,708 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วยภูเขา ที่ราบ หมู่เกาะน้อยใหญ่กว่า 154 เกาะ อุดมไปด้วยป่าชายเลน โดยมีอาณาเขตติดกับจังหวัดใกล้เคียง ดังนี้

ทิศเหนือ	ติดต่อกับจังหวัดพังงาและสุราษฎร์ธานี
ทิศใต้	ติดต่อกับจังหวัดตรัง
ทิศตะวันออก	ติดต่อกับจังหวัดนครศรีธรรมราช
ทิศตะวันตก	ติดต่อกับทะเลอันดามัน

ลักษณะภูมิอากาศของทั้ง 3 จังหวัด ซึ่งเป็นเขตที่ได้รับอิทธิพลจากลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ มีฤดูกาลเพียง 2 ฤดู คือ ฤดูฝน 8 เดือน และฤดูร้อน 4 เดือน



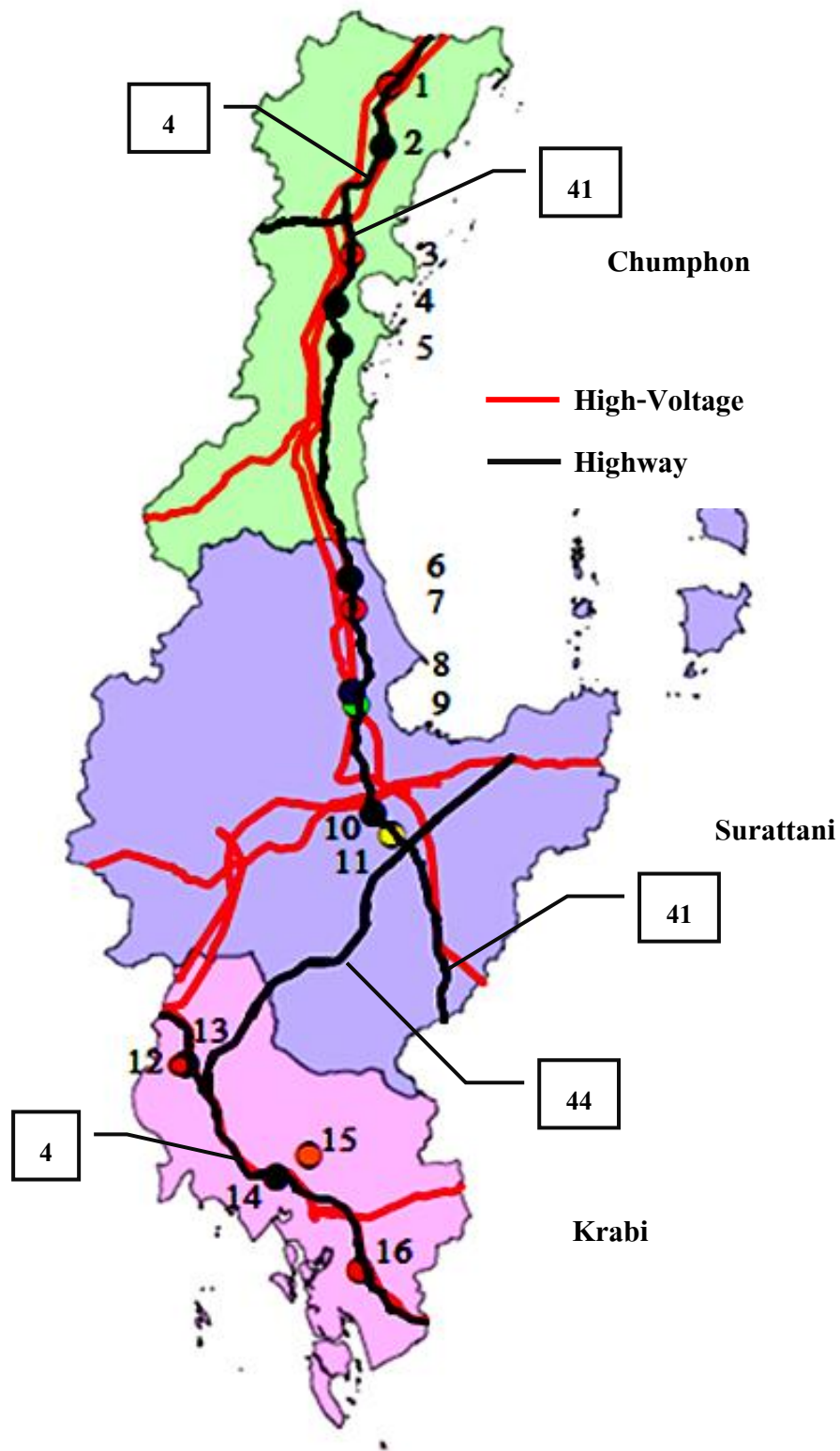
รูปที่ 3.1 พื้นที่ศึกษาการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มน้ำมัน

3.1.2 โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่ศึกษา [41,42]

กรณีศึกษาจะใช้ข้อมูล โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐานซึ่งมีกำลังการผลิต 45 ตันต่อชั่วโมงขึ้นไป ซึ่งโรงงานดังกล่าวต้องมีการคมนาคมสะดวก (ใกล้เส้นทางหลวง 4 และ 41) ภายในเขตจังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่ โดยมีข้อมูลตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ ดังตารางที่ 3.1 และ รูปที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน (แบบแยก)

Mills	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	Hourly capacity (t h ⁻¹)	Annual raw material input (t y ⁻¹)
M1	Chumphon	10° 50' 27.913" N/99° 13' 19.056" E	60	190,000
M2	Chumphon	10° 41' 44.732" N/99° 12' 14.796" E	120	380,000
M3	Chumphon	10° 25' 31.8900" N/99° 7' 55.851" E	60	190,000
M4	Chumphon	10° 17' 37.492" N/99° 5' 22.671" E	60	190,000
M5	Chumphon	10° 11' 28.730" N/99° 6' 1.854" E	45	142,500
M6	Surattani	9° 36' 19.425" N/99° 7' 24.704" E	45	142,500
M7	Surattani	9° 30' 33.328" N/99° 7' 55.545" E	60	190,000
M8	Surattani	9° 19' 9.462" N/99° 7' 46.930" E	60	190,000
M9	Surattani	9° 16' 54.285" N/99° 8' 23.586" E	45	142,500
M10	Surattani	9° 1' 24.628" N/99° 10' 35.446" E	45	142,500
M11	Surattani	8° 57' 42.854" N/99° 13' 29.182" E	60	190,000
M12	Krabi	8° 22' 57.126" N/98° 42' 58.388" E	45	142,500
M13	Krabi	8° 23' 6.716" N/98° 43' 45.624" E	45	142,500
M14	Krabi	8° 6' 11.203" N/98° 56' 48.879" E	45	142,500
M15	Krabi	8° 9' 9.583" N/99° 1' 23.898" E	60	190,000
M16	Krabi	7° 51' 49.752" N/99° 8' 49.750" E	45	142,500



รูปที่ 3.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน ทางหลวงหลักและสายส่งแรงสูง

3.2 การคมนาคมขนส่งและสายส่งไฟฟ้าแรงสูง (115 และ 230 kV) [43]

เนื่องจากทั้ง 3 จังหวัดมีเส้นทางคมนาคมทางบกเป็นหลัก โดยเส้นทางทางบกขนส่งทางบกสายหลักที่สามารถเชื่อมต่อกันทั้ง 3 จังหวัด คือ ทางหลวงหมายเลข 4 (ชุมพรและกระบี่) ทางหลวงหมายเลข 41 (ชุมพร-สุราษฎร์ธานี) และทางหลวงหมายเลข 44 (สุราษฎร์ธานี-กระบี่) ดังรูปที่ 3.2 รวมถึงระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง คือ ระบบที่มีแรงดันไฟฟ้าสูง (115 และ 230 kV) สามารถส่งกระแสไฟฟ้าได้ระยะทางที่ไกล ดังนั้นการส่งกระแสไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ จึงต้องใช้ระบบไฟฟ้าแรงสูงแทบทั้งสิ้น ตามข้อกำหนดการรับซื้อ โรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 10 เมกะวัตต์ ขึ้นไป สามารถที่ทำสัญญาขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยต้องเชื่อมต่อเข้าระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูงเท่านั้น

3.3 แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use) [44]

แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินที่จัดทำโดย กรมพัฒนาที่ดินซึ่งสร้างจากภาพถ่ายออร์โธรีโธกราฟิก โดยการบินที่ภาพจากดาวเทียม THEOS ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ถือได้ว่าเป็นเครื่องมือที่สำคัญในการวางแผนและพัฒนาประสิทธิภาพการบริหารจัดการการใช้ทรัพยากรธรรมชาติ ซึ่งข้อมูลชี้ให้เห็นถึงข้อเท็จจริง สามารถนำมาวิเคราะห์และติดตามการเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดิน เพื่อวางแผนระบบการบริหารจัดการการใช้ทรัพยากรธรรมชาติได้อย่างยั่งยืนและสอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน โดยข้อมูลอยู่ในรูปของ Shape File ที่มีระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์แบบ WGS 1984 Zone 47N และ 48N (เฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้บางส่วน) ทั้งนี้กรมวิชาการเกษตรร่วมกรมพัฒนาที่ดินศึกษาและวิจัยทำแผนที่แสดงพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับป่าลุ่มน้ำมัน [45] ดังนั้นแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินจากภาพถ่ายดาวเทียมจึงเป็นข้อมูลที่เชื่อถือได้ ในการวิเคราะห์ศักยภาพชีวมวลทางไบโพลัม

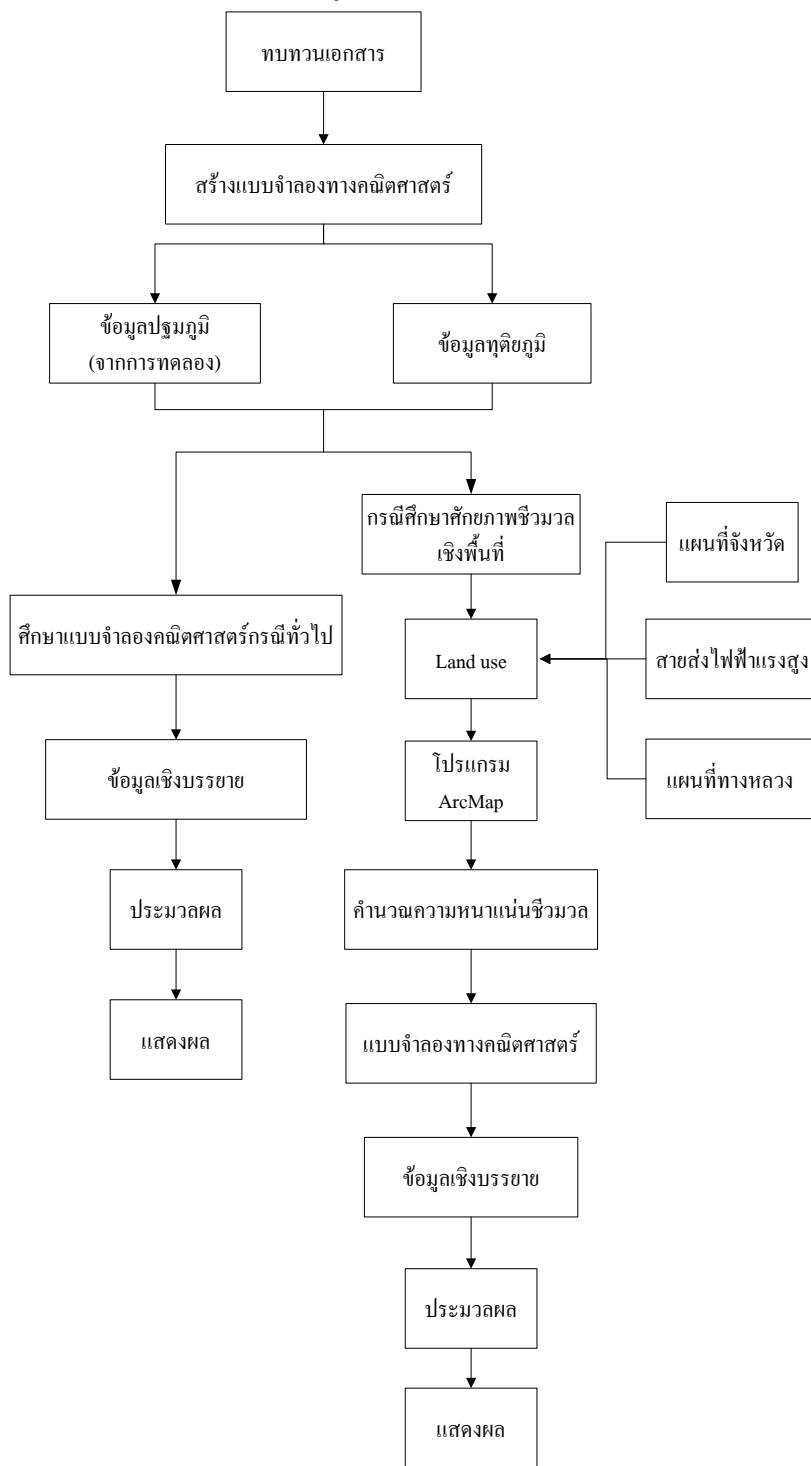
3.4 โปรแกรม ArcGIS [35]

ArcGIS คือ ชุดโปรแกรมประยุกต์ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์เพื่อใช้จัดการข้อมูลภูมิสารสนเทศให้ตอบสนองต่อความต้องการของการประยุกต์ใช้สำหรับการวิจัยนี้ ArcGIS ประกอบด้วยโปรแกรมประยุกต์ 3 โปรแกรมด้วยกัน คือ ArcMap ArcCatalog และ ArcToolbox ซึ่งโปรแกรมประยุกต์ทั้งสามสามารถเชื่อมโยงกันทั้ง ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ArcMap คือ โปรแกรมสำหรับแสดงภาพ แก้ไขข้อมูลเชิงพื้นที่ สืบค้นข้อมูลสร้างแผนที่ และรายงานฐานข้อมูล GIS โดยแสดงผลบนชั้นข้อมูล (Layer) ในแต่ละชั้น
- ArcCatalog คือ โปรแกรมสร้างฐานข้อมูล และปรับแก้ไขรายละเอียดต่างๆ รวมถึงที่มาของข้อมูล (metadata)
- ArcToolbox คือ โปรแกรมสำหรับวิเคราะห์ทางภูมิศาสตร์ โดยมีเครื่องมือสำหรับช่วยในการวิเคราะห์และแปลงข้อมูล

3.5 ขั้นตอนการวิจัย

งานวิจัยใช้ทบทวนเอกสาร สร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ โดยใช้ข้อมูลปฐมภูมิและข้อมูลทุติยภูมิร่วมกับข้อมูลระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในการวิเคราะห์ศักยภาพชีวมวลเพื่อผลิตพลังงาน ดังแผนผังงานวิจัย (รูปที่ 3.3)



รูปที่ 3.3 แผนผังขั้นตอนการวิจัย

3.5.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล เพื่อจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล (ตารางที่ 3.2 และ 3.3 และ 3.4)

- ข้อมูลปฐมภูมิ เป็นข้อมูลที่ได้จากการทดลองวิเคราะห์ธาตุ ความชื้น และค่าความร้อนของชีวมวลทางใบปาล์ม เพื่อใช้ในการคำนวณ
- ข้อมูลทุติยภูมิ ได้รวบรวมข้อมูลจากการตรวจสอบเอกสารข้อมูลจาก โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มไทยทาโลว์แอนด์ออยล์ (บางสวรรค์) จังหวัดสุราษฎร์ธานี ซึ่งมีกำลังการผลิต 60 ตันต่อชั่วโมง โดยมีผลผลิตปาล์มสด (FFB) เข้าสู่โรงงานประมาณ 190,000 ตันต่อปี กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานและข้อมูล (Digital map) จากหน่วยงานต่างๆ ซึ่งอยู่ในรูปของ shapefile เป็นข้อมูลที่ใช้ร่วมกับโปรแกรม ArcMap เพื่อศึกษาข้อมูลเชิงพื้นที่ สำหรับข้อมูลเพื่อการจำลองทางเศรษฐศาสตร์ ได้ใช้ข้อมูลทางเทคนิคและรายละเอียดกำลังคนของโรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพารา จังหวัดยะลา เป็นต้นแบบ ดังแสดงในตารางที่ 3.2 และ 3.3 ตารางที่ 3.2 ตัวแปรทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้า

parameter	symbol	value	unit
Fully Condensing Plant			
Running time	t	8,000	h yr ⁻¹
Overall efficiency	η_E	20	%
Boiler efficiency	η_B	75	%
Electrical export factor	f_e	90	%
Number of months	m	12	month yr ⁻¹
Biomass			
Moisture of oil palm frond	$MC_{wet, frond}$	50	%
HHV of oil palm frond	HHV	17,033	kJ kg ⁻¹
%H	$\%H$	0.0575	%
Unit of transportation cost of chipped Oil palm frond	$C_{ts, frond}$	2.44	Baht t ⁻¹ km ⁻¹ [46]
Shell generation	A	0.08	t-shell/t-FFB
Moisture of oil palm shell	MC_{shell}	15	%
Fiber generation	B	0.13	t-fiber t-FFB ⁻¹
Moisture of oil palm Fiber	MC_{Fiber}	30	%
EFB generation	C	0.23	t-EFB t-FFB ⁻¹
Moisture of oil palm EFB	MC_{EFB}	40	%

parameter	symbol	value	unit
Economic			
Specific investment	I_S	60,000	Baht kW ⁻¹ [47]
Internal rate of return	IRR	15	%
Maintenance coefficient	k_m	3	%
Economic life time	n	20	yr
Price of electricity capacity	P_{ec}	582.15	Baht kWh ⁻¹ month ⁻¹
Price of electricity energy	P_{ee}	0.88	Baht kWh ⁻¹
Price of renewable energy promotion	P_{REP}	0.39	Baht kWh ⁻¹
Price of adder support by government	P_{Add}	0.3	Baht kWh ⁻¹
Vat	VAT	7	%

* Specific investment กำหนดให้ค่าราคาลงทุนก่อสร้างเท่ากันทั้งของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่และขนาดเล็ก โดยใช้ค่าต่ำสุดจากเอกสารอ้างอิง เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีกำลังการผลิตค่อนข้างสูง

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดกำลังคนสำหรับโรงไฟฟ้า

	จำนวนบุคลากร N (person)	ค่าจ้างบุคลากร, C_{ls} (Bath person ⁻¹ yr ⁻¹)
Plant manager	1	1,000,000
Shift leader	5	650,000
O&M personnel	12	450,000
Operator	12	400,000
Secretary	5	200,000
Fuel handing	6	250,000
Total	41	

ตารางที่ 3.4 แหล่งข้อมูล (Digital map) สำหรับการประมวลผลด้วยโปรแกรม ArcMap [43]

ที่	ข้อมูล	แหล่งที่มา
1	แผนที่ทางหลวง	ศูนย์ภูมิภาคเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ (ภาคใต้) และกรมทางหลวง
2	แผนที่สายส่งไฟฟ้าแรงสูง	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3	แผนที่ขอบเขตการปกครอง	ศูนย์ภูมิภาคเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ (ภาคใต้)
4	แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน	กรมพัฒนาที่ดิน

3.5.2 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงและการประเมินศักยภาพชีวมวลทางใบปาล์มกรณีศึกษาทั่วไป

จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในบทที่ 2 จะเห็นว่ามีพารามิเตอร์มากมายที่เกี่ยวข้องกับราคารับซื้อ ซึ่งราคารับซื้อนั้นเป็นปัจจัยหลักในการเจรจาทำสัญญาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวล ดังนั้นเพื่อให้เห็นถึงความเกี่ยวข้องของพารามิเตอร์ต่างๆ ได้ชัดเจนขึ้น การวิเคราะห์ราคารับซื้อเชื้อเพลิงจึงสมมติให้มีโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มโดยใช้ข้อมูลทางเทคนิคและกำลังคนปรากฏในตารางที่ 3.2 และ 3.3 ตามลำดับ และแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (สมการ 2.39) โดยให้ค่าความชื้นของชีวมวล (%MC_{wet,frond}) ความหนาแน่นการใช้ประโยชน์ได้ของเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม (biomass availability density) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR=15%) เป็นตัวแปรอิสระ เพื่อจำลองราคารับซื้อเชื้อเพลิงของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มกรณีศึกษาทั่วไป รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (analysis sensitivity) ของราคารับซื้อเชื้อเพลิงหากตัวแปรต่างๆ เปลี่ยนไป $\pm 5\%$ ดังนั้นหัวข้อนี้จะวิเคราะห์ราคารับซื้อเชื้อเพลิงว่าขึ้นอยู่กับปัจจัยใดบ้าง

3.5.3 กรณีศึกษาศักยภาพโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลัม เพื่อผลิตพลังงานในภาคใต้

การประเมินราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวล ศักยภาพชีวมวลเชิงพื้นที่ กำลังผลิต และตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม เพื่อผลิตพลังงานในภาคใต้แบ่งเป็น 2 กรณี ดังต่อไปนี้

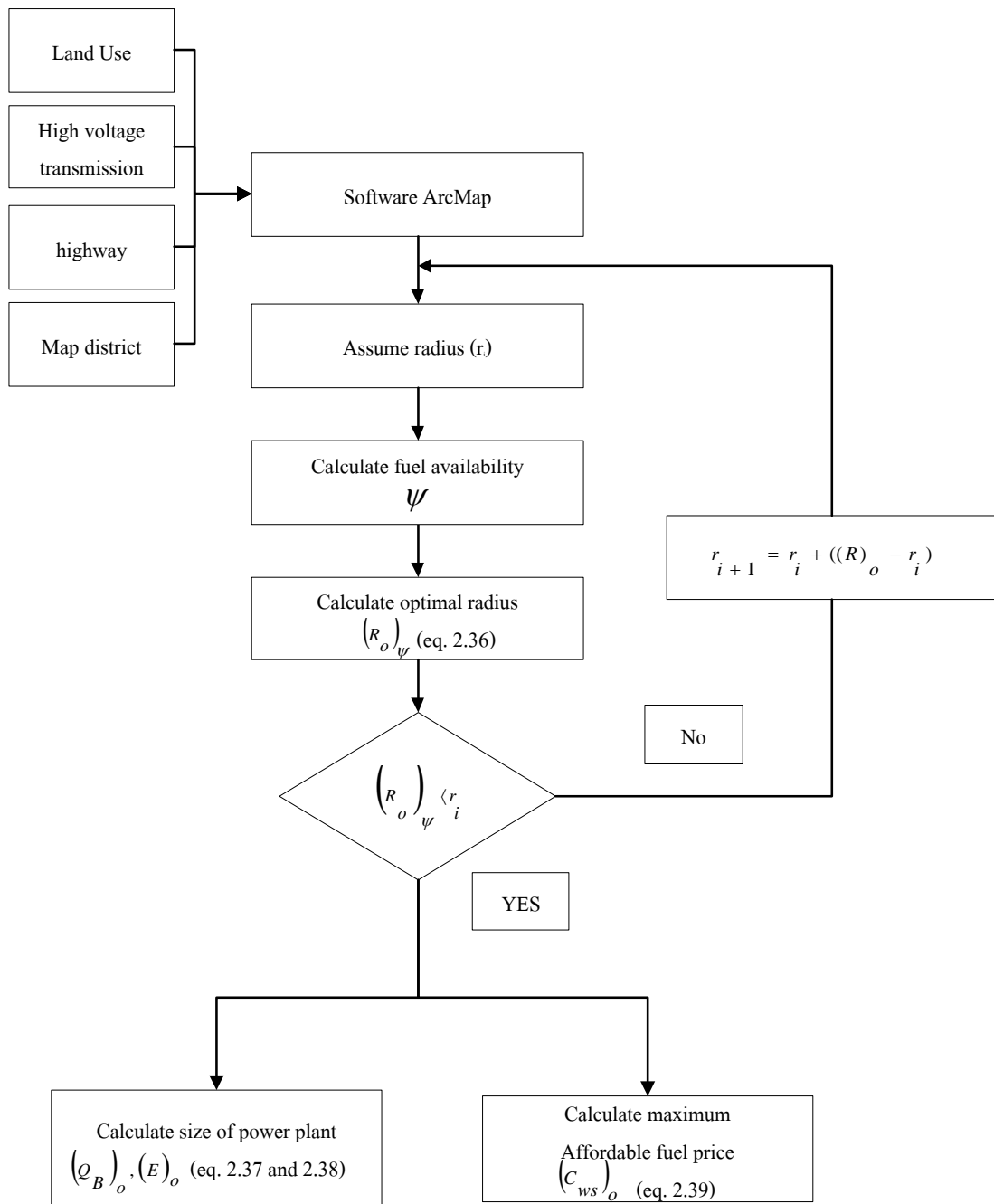
กรณีศึกษาที่ 1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบป่าลัมบริเวณใกล้กับเส้นทางหลวงสายหลักหมายเลข 4 และ 41 บริเวณจังหวัดกระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพร (ในกรณีที่มีนักลงทุนอิสระ)

กรณีศึกษาที่ 2 การตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงสกัดน้ำมันป่าลัม

- กรณีศึกษาที่ 2.1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ในเขตพื้นที่จังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่ (โรงสกัดน้ำมันป่าลัมต้องการรายได้เพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าขาย)

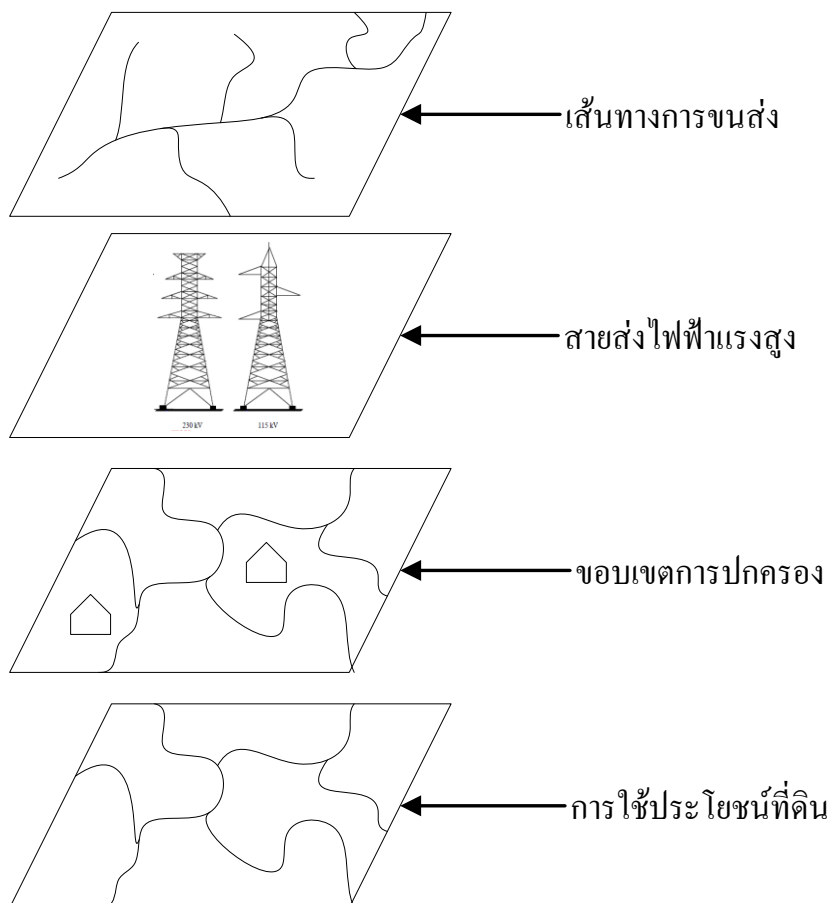
- กรณีศึกษาที่ 2.2 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลัมร่วม ในเขตจังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่ ตามเส้นทางหลวงหมายเลข 4 และ 41 โดยการจำลองโครงการจะใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเศษเหลือจากกระบวนการสกัดน้ำมันป่าลัม (กะลาและทลายเปล่า) ร่วมกับชีวมวลจากสวนคือทางใบป่าลัม เป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตกระแสไฟฟ้า (โรงงานสกัดต้องการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้า)

สมมติฐานการคำนวณ [17] (กรณีศึกษา 1, 2.1 และ 2.2) สำหรับกรณีศึกษาของโครงการนี้ จะพิจารณาถึงศักยภาพผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวทางภาคใต้ในรูปของผู้ผลิตไฟฟ้าย่อย (SPP) รวมถึงราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ (IRR=15%) ณ ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม โดยตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่มีศักยภาพจะนิยามให้เป็นที่ที่มีสวนป่าลัมน้ำมัน (มีปริมาณเชื้อเพลิงที่เพียงพอ) สำหรับวิธีการคำนวณใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ควบคู่กับโปรแกรมการคำนวณเชิงพื้นที่ใช้ร่วมกับแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use) ของกรมพัฒนาที่ดิน (Department of Land Development) และโปรแกรม ArcMap เพื่อคำนวณรัศมีที่เหมาะสม ขนาดโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม และราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสม (สมการ 2.36-2.39) ซึ่งมีขั้นตอนและแผนผังการคำนวณ (รูปที่ 3.4) ดังนี้



รูปที่ 3.4 แผนผังการจำลองโครงการโรงไฟฟ้า (กรณีศึกษา 1, 2.1 และ 2.2)

- นำข้อมูล (Digital map) เข้าสู่โปรแกรม ArcMap โดยวางข้อมูลทับซ้อนกัน ดังรูปที่ 3.5 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวถูกอ้างอิงกับพิกัดตำแหน่งทางภูมิศาสตร์สร้างพื้นที่วงกลมรัศมี r ด้วยโปรแกรม เลือกพื้นที่ปลุกป่าล้ม เพื่อคำนวณความหนาแน่นต่อไป



รูปที่ 3.5 การวางซ้อนทับข้อมูล

- วิธีการคำนวณและการจำลองโครงการโรงไฟฟ้ากรณี 1, 2.1 และ 2.2 มีขั้นตอนการคำนวณดังรูปที่ 3.5

- 1) กำหนดรัศมี (r) เริ่มต้นที่ 20 กิโลเมตร
- 2) คำนวณความหนาแน่นชีวมวลทางไบโพลัม (ρ) ซึ่งได้จากพื้นที่ปลูกป่าล้มของแผนที่ใช้ประโยชน์ที่ดิน
- 3) คำนวณหารัศมี (R_0) $_{\rho}$ ด้วยความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของชีวมวลทางไบโพลัม(จากข้อ 2) ดังสมการ 2.36
- 4) เปรียบเทียบค่ารัศมีของโรงไฟฟ้า (R_0) $_{\rho}$ หากพบว่าค่า (R_0) $_{\rho} > r$ (=20 กิโลเมตร) แสดงว่าไม่สามารถก่อสร้างโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลตามที่ออกแบบได้ เนื่องจากบริเวณรอบๆ โรงไฟฟ้าที่รัศมี 20 กิโลเมตร มีชีวมวลทางไบโพลัมไม่เพียงพอสำหรับโรงไฟฟ้า ดังนั้นต้องกำหนดค่าขนาดรัศมีโรงไฟฟ้าใหม่ (r) โดยเพิ่มจากเดิม 10 กิโลเมตร จนกระทั่งการคำนวณ R_0 ให้ตรงตามเงื่อนไขน้อยกว่า r การคำนวณจะวนซ้ำ (iteration) จนกระทั่ง (R_0) $_{\rho} \leq r$ (รัศมี r ที่กำหนดในการคำนวณครั้งหลังสุด) แสดงว่าตำแหน่งนั้นสามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ (รัศมีเหมาะสม) เนื่องจากเป็นที่แน่ใจว่าจะมีแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลที่มั่นคงเพียงพอตลอดอายุโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ตามได้กำหนดเกณฑ์การตรวจสอบไว้ว่าจะยอมรับผลเมื่อ r มากกว่า R_0 ไม่เกิน 5 กิโลเมตร ซึ่งจะเป็นผลบวกต่อการออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล

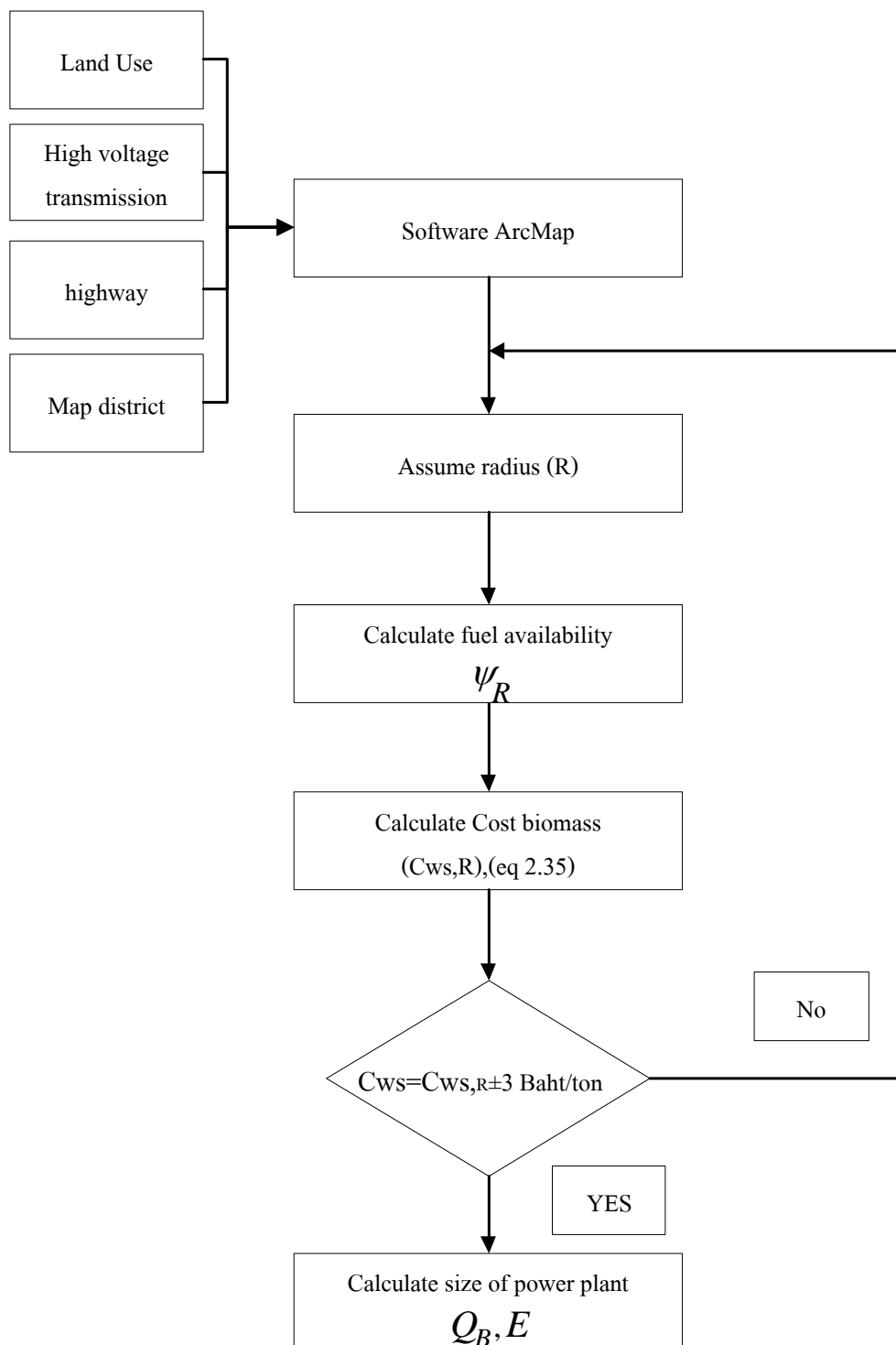
สำหรับกรณีที่ 1 จะจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าถัดไปตามถนนทุกระยะ 10 กิโลเมตร จากจุดแรก จนกระทั่งขอบเขตการจัดหาทางไบโพลัมไม่ซ้อนทับกับโรงไฟฟ้าก่อนหน้านี้ แต่กรณีที่ 2.1 ซึ่งได้กำหนดที่ตั้ง ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม การประเมินความเป็นไปได้จะพิจารณาจากพื้นที่จัดหาชีวมวลทางไบโพลัมที่ไม่ทับซ้อนกัน หากมีการซ้อนทับกัน (เพราะโรงงานสกัดอยู่ใกล้กัน) จะตัดสินใจตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดที่ยอมรับซื้อ ($C_{ws,o}$) มากกว่า สำหรับกรณีที่ 2.2 เนื่องจาก R_0 ไม่ได้เป็นฟังก์ชันของผลตอบแทน (IRR) ดังนั้น จึงสามารถใช้การคำนวณ R_0 เช่นเดิมได้ และคาดว่าโรงไฟฟ้าได้ประโยชน์จากชีวมวลภายในโรงงานสกัดที่มีอยู่ จะทำให้สามารถแข่งขันรับซื้อทางปาล์มได้ในราคาที่สูงขึ้น

- 5) นำค่ารัศมีที่เหมาะสม (R_0) $_{\rho}$ คำนวณกำลังผลิตของโรงไฟฟ้า และราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโพลัมที่เหมาะสม ตามลำดับต่อไป

- กรณีศึกษาที่ 2.3 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม (กะลาป่าลุ่ม ทะลายป่าลุ่มเปล่า และทางใบป่าลุ่ม) ด้วยราคารับซื้อชีวมวลเท่ากับราคารับซื้อชีวมวลทางใบป่าลุ่มเฉลี่ยของกรณีศึกษา 1 และกำหนดให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR=15%) (แนวคิดของการจำลองนี้คือ เนื่องจากกรณีศึกษา 2.3 คาดว่ามีค่ารับซื้อ ($C_{ws,o}$) สูงมาก เพราะมี biomass เป็นของโรงงานเอง) ดังนั้นจึงสามารถขยายกำลังการผลิตโดยลดราคารับซื้อลงมาเท่ากับกรณีที่ 1

สำหรับวิธีการคำนวณและการจำลองการตั้งโรงไฟฟ้าแบบกำหนดราคารับซื้อดังแผนการคำนวณ (รูปที่ 3.6) ซึ่งมีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

- 1) นำข้อมูล (Digital map) เข้าสู่โปรแกรม ArcMap และกำหนดราคารับซื้อชีวมวล (C_{ws}) เท่ากับราคาของกรณีศึกษาที่ 1
- 2) กำหนดขนาดรัศมีรอบๆ โรงไฟฟ้า (R) เริ่มต้นจาก 50 กิโลเมตร
- 3) คำนวณความหนาแน่นชีวมวล (ψ_R) ในระยะรัศมี 50 กิโลเมตร จากแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน ด้วยโปรแกรม ArcMap
- 4) นำค่าความหนาแน่นชีวมวลทางใบป่าลุ่ม (ψ_R) คำนวณราคารับซื้อชีวมวล ($C_{ws,R}$) ด้วยสมการ สมการ 2.35
- 5) เปรียบเทียบราคารับซื้อชีวมวลที่กำหนด (C_{ws}) กับ ราคารับซื้อจากรัศมี ($C_{ws,R}$) ซึ่งต้องมีค่าใกล้เคียงกับราคารับซื้อที่กำหนด (± 3 Baht/ton) หากพบว่าราคารับซื้อ ($C_{ws,R}$) ไม่ตรงกับเงื่อนไขดังกล่าว ให้สมมติค่ารัศมี (R) ใหม่อีกครั้ง จนกว่าจะพบว่ารัศมี (R) มีค่าความหนาแน่นเท่ากับราคารับซื้อที่กำหนด
- 6) นำค่ารัศมี (R) ตามเงื่อนไข คำนวณหาค่ากำลังการผลิตไฟฟ้า (E) ต่อไป



รูปที่ 3.6 แผนผังการจำลองการตั้งโรงไฟฟ้า (กรณีศึกษา 2.3)

จากการกรณีจำลองโครงการโรงไฟฟ้าด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ทั้ง 2 กรณี (4 สถานการณ์) สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3.5 เพื่อเปรียบเทียบให้เห็นถึงความแตกต่างของแต่ละกรณีศึกษาดังนี้

ตารางที่ 3.5 ตารางสรุปกรณีศึกษาทั้ง 2 กรณี จำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล

กรณี	แหล่งเชื้อเพลิง	ข้อกำหนดการจำลอง	เป้าหมาย	สมมติฐาน
1	-ทางใบจากสวนปาล์ม	กำหนดที่ตั้งไม่แน่นอน (แต่อยู่ใกล้ทางหลวงที่มีสายส่งไฟฟ้าแรงสูง)	-รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลที่เหมาะสม -ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม -ศักยภาพและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมตามทางหลวง -เพื่อเป็นฐานข้อมูลราคารับซื้อเฉลี่ย	-กำหนดผลตอบแทน (IRR=15%) -สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (115 และ 230 kV)
2.1	-ทางใบจากสวนปาล์ม	ตั้ง ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม	-รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลที่เหมาะสม -ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม -ศักยภาพและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม ณ โรงสกัด	- (ทางหลวงหมายเลข 4 และ 41) -ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง
2.2	-ทางใบจากสวนปาล์ม -Biomass โรงงานสกัด	โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม (กะลา ทะลายปาล์มเปล่า และ เส้นใย)	-รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มที่เหมาะสม -ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมตามแบบจำลอง -ศักยภาพและที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มที่โรงสกัด	-ตั้งอยู่ ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม ซึ่งมีคมนากรมสะดวก (ทางหลวง 4 และ 41) -ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง
2.3	-ทางใบจากสวนปาล์ม -Biomass โรงงานสกัด	โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม (กะลา ทะลายปาล์มเปล่า และ เส้นใย)	-รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม โดยกำหนดราคาทางใบเอง -ศักยภาพและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า	-ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง -กำหนดราคารับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มเท่ากับราคารับซื้อเฉลี่ยของกรณีที่ 1

บทที่ 4

ผลและการอภิปรายผล

4.1 บทนำ

จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลในบทที่ 2 จะเห็นว่ามีพารามิเตอร์จำนวนมากที่เกี่ยวข้องกับราคารับซื้อ ซึ่งเป็นปัจจัยหลักของการทำสัญญาซื้อขาย ดังนั้น สมการ 2.35 และ 2.39 จึงเป็นสมการที่สำคัญของการศึกษา เพราะแสดงความเกี่ยวข้องของพารามิเตอร์ต่างๆ รวมถึงการวิเคราะห์ราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งเป็นผลการวิจัยในบทนี้ จะใช้ข้อมูลพื้นฐานของโรงไฟฟ้าชีวมวลไม่แยงพาราของจังหวัดยะลา ซึ่งขณะนี้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าขายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เป็นแนวทางในการออกแบบและวางแผนการใช้พลังงานจากชีวมวลจากอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันของการศึกษานี้

4.2 ความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ต่างๆ

เพื่อให้เข้าใจในการวิเคราะห์ผลการจำลองของประเด็นต่างๆ ตารางที่ 4.1 ได้แสดงความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ต่างๆ ไว้ ดังนี้

ความสำคัญของตารางที่ 4.1 ทำให้เข้าใจว่าผลที่กำลังพิจารณานั้นขึ้นอยู่กับปัจจัย หรือสาเหตุใดบ้าง ตัวอย่าง เช่น ราคารับซื้อชีวมวลทางใบปาล์ม เป็นผลมาจาก 3 ตัวแปร ได้แก่ ความหนาแน่นเชิงพื้นที่ (R_0) และค่าความร้อนเชื้อเพลิง แต่ขณะเดียวกัน R_0 ก็เป็นค่าที่ขึ้นอยู่กับความหนาแน่นเชิงพื้นที่ด้วยเช่นกัน ดังนั้น เราจึงสรุปได้ว่าราคารับซื้อทางปาล์มขึ้นกับค่าความหนาแน่น และค่าความร้อน

ตารางที่ 4.1 ตารางปัจจัยค่าพารามิเตอร์ต่างๆของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม

ตัวแปรตาม (ผล)	ตัวแปรต้นจาก การศึกษา(เหตุ)	ตัวแปรต้นจากการคำนวณ (เหตุ)		สมการที่ใช้อธิบาย	Eq.
(LHV_{frond})	$\%MC_{wet}$			$LHV_{frond} = (1 - MC_{wet})[HHV - 9h_{fg}(\%H)] - h_{fg}MC_{wet}$	(2.16)
R_o	ψ			$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta}\right)^{1/3} = \left(\frac{3}{\psi\pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\}\right)^{1/3}$	(2.36)
$Q_{B,o}$	ψ	R_o	(LHV_{frond})	$Q_{B,o} = \frac{\psi\pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t}$	(2.37)
E_o		Q_B		$E_o = (Q_B)_o \eta_E = \frac{\psi\pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t}$	(2.38)
$\left(C_{ws, frond}\right)_o$	IRR	ψ	R_o	$\left(C_{ws, frond}\right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma$	(2.39)

เมื่อ

$$\alpha = -\frac{1}{\psi\pi} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) \quad (2.32)$$

$$\beta = -\frac{2}{3} C_{ts, frond} \quad (2.33)$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e P - \frac{I_s}{t f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad (2.34)$$

4.3 การศึกษาจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม

การศึกษาจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม โดยจำลองหาราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลในราคาสูงสุดที่ยอมรับได้นี้ จะใช้ค่าความชื้น ความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของชีวมวล (area-base availability density) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR) เป็นตัวแปรอิสระ โดยมีผลการศึกษาดังต่อไปนี้

4.3.1 ขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม (optimal size of power plant)

ขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมในของกรณีศึกษานี้ หมายถึง กำลังผลิตของโรงไฟฟ้าที่รับซื้อเชื้อเพลิงในราคาสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งจะคำนวณได้รัศมีที่เหมาะสม การจำลองนี้ใช้สมการที่ 2.39 ได้ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์ดังตารางที่ 4.2 โดยกำหนดผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ คือ IRR=15% ความชื้นเชื้อเพลิงตั้งแต่ 40%-60% และความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของชีวมวล 150-350 t/km²/y

เมื่อชีวมวลมีค่าความหนาแน่นเชิงพื้นที่ (ψ) ค่าหนึ่ง รัศมีที่เหมาะสม (R_0) ไม่ขึ้นกับความชื้นของเชื้อเพลิง (ไม่มีเทอมความชื้นในสมการ R_0) แต่จะส่งผลต่อขนาดโรงไฟฟ้าเนื่องจากความหนาแน่นพลังงาน (energy density) ของชีวมวลแปรผกผันกับความชื้น ดังนั้นเชื้อเพลิงที่แห้งและพื้นที่ที่มีความหนาแน่นสูงจะมีขนาดโรงไฟฟ้าที่ใหญ่ขึ้น

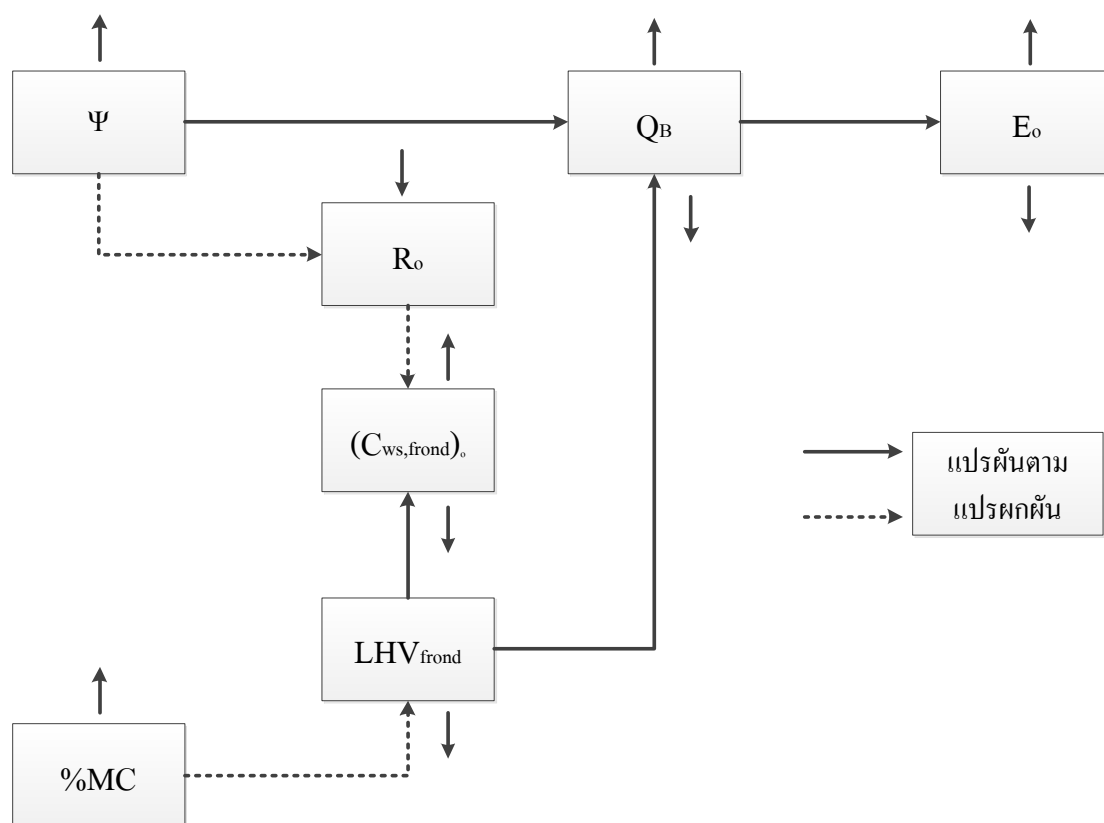
เมื่อพิจารณาจากตารางที่ 4.2 พบว่าเมื่อลดความชื้นลง 20% (จาก 60% เป็น 40%) กำลังการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 75.2% ในทุกกรณีของความหนาแน่นเชื้อเพลิง และที่ความหนาแน่นเชื้อเพลิงมากที่สุด (350 t/km²/y) ซึ่งมีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 32.6% ของกรณีที่ความหนาแน่นต่ำสุด (150 t/km²/y) โดยไม่ขึ้นกับความชื้นแต่อย่างใด การที่ความชื้นเชื้อเพลิงไม่มีบทบาทต่อพื้นที่อุปทานเชื้อเพลิงนี้สามารถเข้าใจได้จากการวิเคราะห์สมการที่เกี่ยวข้องในตารางที่ 4.1 และพิสูจน์โดยสมการ 2.16, 2.36-2.39

ในมุมมองของราคารับซื้อ ซึ่งแสดงถึงความสามารถในการแข่งขันที่รับประกันราคาเชื้อเพลิง หากความชื้นลดลงหรือความหนาแน่นเชิงพื้นที่เพิ่มขึ้น โรงไฟฟ้านั้นจะได้เปรียบเพราะสามารถรับซื้อชีวมวลได้ในราคาที่สูงขึ้น ราคาสูงสุดคือ 263.58 บาทต่อตัน สูงเป็น 2.6 เท่าของราคาต่ำสุด (101.27 บาทต่อตัน) ซึ่งควรเป็นค่าที่โรงงานต้องพิจารณาในการทำสัญญาซื้อขายตามความชื้น หรือตามฤดูกาล (เช่น ฤดูฝนอาจต้องลดราคารับซื้อลง เป็นต้น)

ตารางที่ 4.2 ขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโกล๊มป์เพียงอย่างเดียว ที่ค่าความชื้นและความหนาแน่นของเชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโกล๊มป์ต่างๆกัน (IRR=15%)

MC_{wet} (%)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R_0 (km)	$(Cws_{frond})_0$ (Baht t ⁻¹)	$(Q_B)_0$ (MW _{th})	E_0 (MW _e)
60%	150	35.36	101.27	74.31	14.86
	200	32.13	109.16	81.79	16.36
	250	29.83	114.78	88.11	17.62
	300	28.07	119.07	93.63	18.73
	350	26.66	122.50	98.57	19.71
50%	150	35.36	171.81	102.26	20.45
	200	32.13	179.70	112.55	22.51
	250	29.83	185.32	121.24	24.25
	300	28.07	189.61	128.84	25.77
	350	26.66	193.04	135.64	27.13
40%	150	35.36	242.35	130.21	26.04
	200	32.13	250.24	143.32	28.66
	250	29.83	255.86	154.38	30.88
	300	28.07	260.15	164.05	32.81
	350	26.66	263.58	172.70	34.54

ผลในตารางที่ 4.2 พบว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นตามค่าความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงไม่ขึ้นกับค่าความชื้น กล่าวคือ เมื่อเปรียบเทียบความชื้น 40 และ 60% ที่ค่าความหนาแน่นเชื้อเพลิง 150 และ 350 t/km²/y ต่างก็มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นเท่ากัน (72.5%) โดยการพิสูจน์ให้เห็นว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าที่ความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงต่างๆ กัน นั้น ไม่ได้ขึ้นกับความชื้นเชื้อเพลิง ดังแสดงในภาคผนวก ข. ดังนั้น เฉพาะค่าความหนาแน่นของเชื้อเพลิงเท่านั้น ที่มีบทบาทต่อการเพิ่มขึ้นของกำลังการผลิตไฟฟ้า เพื่อความเข้าใจประเด็นนี้ รูปที่ 4.1 แสดงผังเหตุและผลให้เข้าใจความสัมพันธ์ดังกล่าว

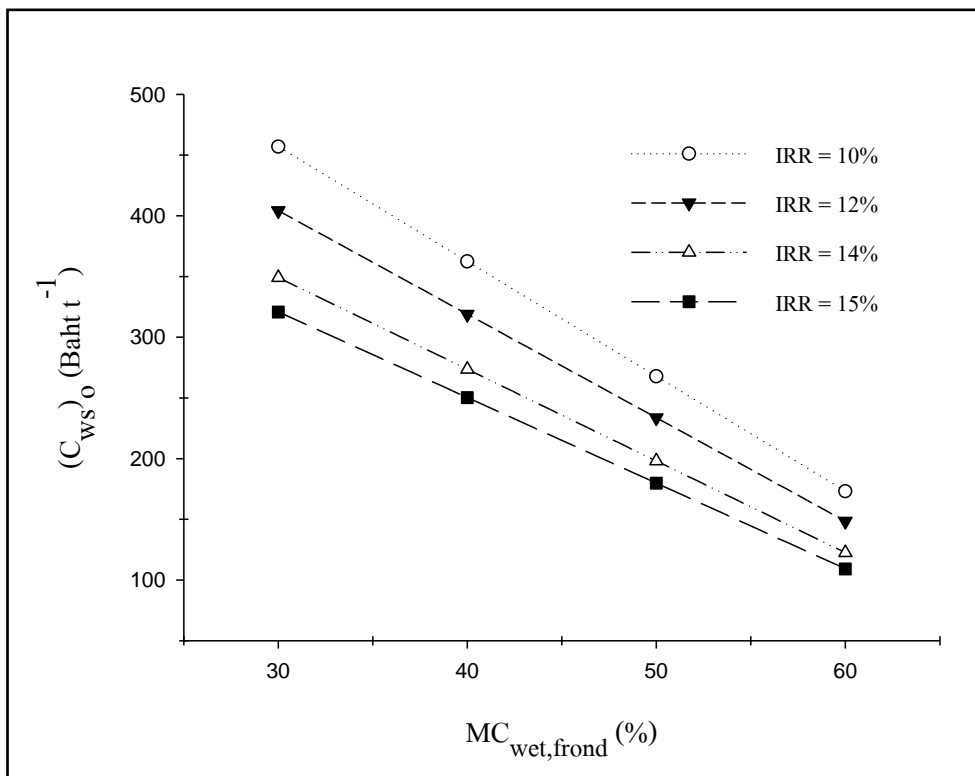


รูปที่ 4.1 แผนผังเหตุผลปัจจัยพารามิเตอร์ต่างๆ ของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม

หากพื้นที่ปลูกปลั้มมีความหนาแน่นมาก (ψ เพิ่มขึ้น) ระยะการเก็บเกี่ยวชีวมวล (R_o) จะลดลง จึงทำให้ราคาปรับซื้อ ($C_{ws,frond}$) สามารถเพิ่มขึ้นได้ เพราะเสียค่าใช้จ่ายในการขนส่งน้อยลง ความชื้นของเชื้อเพลิงส่งผลเสียต่อคุณภาพ ทำให้โรงไฟฟ้าต้องปรับราคาปรับซื้อลง ทั้งความชื้นและความหนาแน่นเชื้อเพลิงต่างมีผลที่เป็นลบและบวกต่อกำลังการผลิตไฟฟ้าตามลำดับ

4.3.2 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวล

ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสม คือ ราคาซื้อขายชีวมวลรอบๆ โรงไฟฟ้า โดยทำข้อตกลงสัญญาซื้อขายชีวมวลในสวนป่าล้มไม้ให้ราคาสูงเกิน $(C_{ws})_o$ ในระยะรัศมีเหมาะสม (R_o) จากรูปที่ 4.2 เมื่อกำหนดค่าความหนาแน่นเชื้อเพลิงที่ $200 \text{ t/km}^2/\text{y}$ พบว่าราคาซื้อขายลดลงในอัตรา 7-9.5 บาทต่อทุกๆ เปอร์เซ็นต์ความชื้น และถ้าต้องการผลตอบแทน (IRR) เพิ่มขึ้นจำเป็นต้องลดราคาซื้อขายเชื้อเพลิงลงในอัตรา 28.27-12.42 บาทต่อต้นต่อทุกๆ % IRR ที่เพิ่มขึ้น ที่ความชื้น 60% และค่านี้จะเพิ่มเป็น 2.09-2.3 เท่า เมื่อความชื้นลดลงเป็น 40% ดังนั้นแผนกรับซื้อเชื้อเพลิงต้องมีการประเมินความชื้นให้แม่นยำก่อนเข้าโรงงานไฟฟ้าหากผู้ขายอ้างว่าความชื้นในเชื้อเพลิงต่ำในกรณีที่เชื้อเพลิงมีความชื้น 60% และหากยังคงผลตอบแทน IRR ไว้ที่ 15% ไม่ควรรับซื้อเชื้อเพลิงเกินกว่า 109.16 บาทต่อต้น



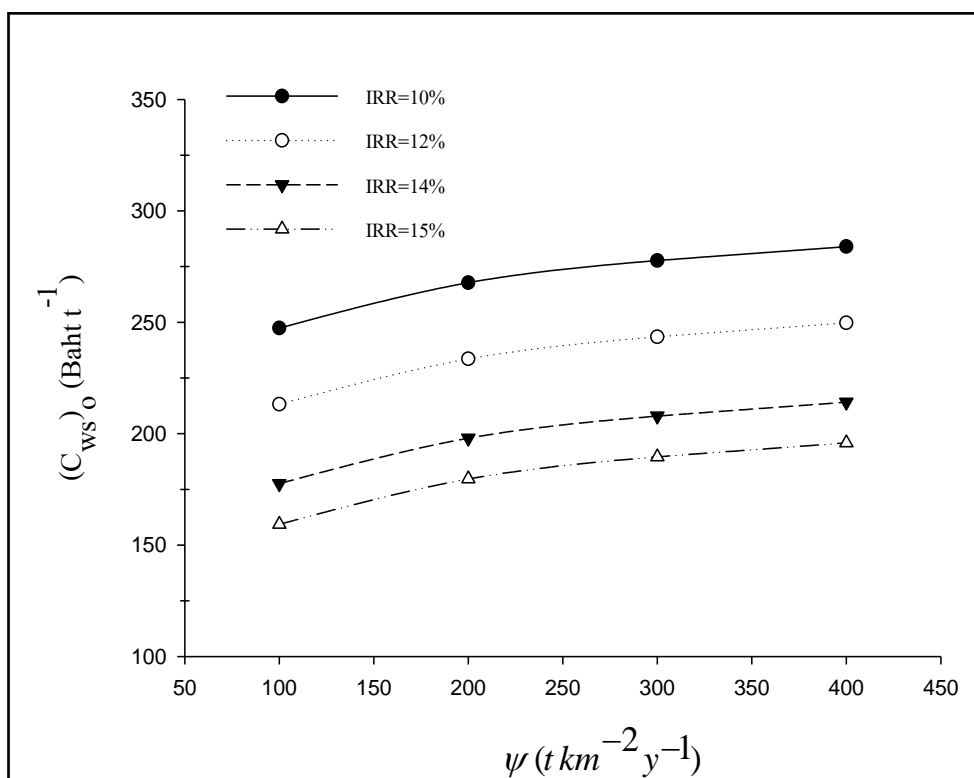
รูปที่ 4.2 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ค่าความชื้นของเชื้อเพลิงกับค่า IRR ต่างๆกัน

$$(\psi = 200 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1})$$

ความหนาแน่นของเชื้อเพลิง (availability density) มีผลโดยตรงกับค่าขนส่ง หากพื้นที่ใดมีเชื้อเพลิงหนาแน่นสูง ส่งผลให้ระยะทางการขนส่งสั้นลง ทำให้สามารถตั้งราคาซื้อขายเชื้อเพลิงสูงขึ้น ดังนั้น โครงการตั้งโรงไฟฟ้าที่มีความหนาแน่นน้อย จะต้องลดราคาซื้อขาย (รูปที่ 4.3) ความหนาแน่นเชื้อเพลิงจึงเป็นตัวกำหนดขนาดโรงไฟฟ้า

ราคารับซื้อเชื้อเพลิงสูงสุด ($C_{ws,0}$) ไม่ใช่ข้อจำกัดการวิเคราะห์การเงินของโครงการโรงไฟฟ้า แต่ ($C_{ws,0}$) คือ ค่าราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ในเงื่อนไขที่กำหนด โรงไฟฟ้าที่มีค่า $C_{ws,0}$ ใช้กำหนดราคารับซื้อ เพื่อให้มั่นใจว่ามีผลตอบแทน (IRR) ไม่น้อยกว่าที่กำหนด โรงไฟฟ้าในพื้นที่ใกล้เคียงกันย่อมต้องแข่งขันด้วยค่า $C_{ws,0}$ โรงไฟฟ้าใดที่มีค่า $C_{ws,0}$ สูงกว่าจะได้เปรียบในการแข่งขันรับซื้อเชื้อเพลิง

ค่า $C_{ws,0}$ เพิ่มขึ้นตามความหนาแน่นเชื้อเพลิงดังแสดงได้ในรูปที่ 4.3 ซึ่งพบว่าไม่ค่อย sensitive กับความหนาแน่นมากนัก ในช่วงที่ศึกษา (100-400 t/km²/y) มีความแตกต่างประมาณ 36.55 บาทต่อตัน ในทุกค่า IRR ทำให้ราคารับซื้อสูงสุดอยู่ในช่วง 114.77% - 122.93% ของราคารับซื้อต่ำสุด ความแตกต่างของราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมไม่ได้ขึ้นอยู่กับผลตอบแทน (IRR) โดยพิสัยดังแสดงในภาคผนวก ก.



รูปที่ 4.3 ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับความหนาแน่นของเชื้อเพลิงกับ IRR ที่ต่างกัน

($MC_{wet}=50\%$)

4.3.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาเชื้อเพลิง (sensitivity analysis)

โดยปกติปัจจัยต่างๆ ที่กำหนดในการผลิตไฟฟ้าจะไม่คงที่ ดังนั้น ควรทราบถึงความอ่อนไหวว่าปัจจัยใดสำคัญอย่างไร ในการศึกษาวิเคราะห์ค่าอ่อนไหวนี้ จะพิจารณาพารามิเตอร์ต่างๆ 18 ค่า (ตารางที่ 4.3) เมื่อเปลี่ยนไป $\pm 5\%$

การศึกษาพบว่า การเปลี่ยนแปลงของความหนาแน่นเชื้อเพลิง ไม่ได้ส่งผลต่อราคา รับซื้อมากนัก ซึ่งเป็นผลดีเพราะชีวมวลบางส่วนอาจนำไปแปรรูปเป็นอย่างอื่น เช่น ปุ๋ยในสวนและอาหารสัตว์ รวมถึงค่าขนส่งและค่าจ้างพนักงานไม่ได้มีผลมาก ปัจจัยที่มีผลมาก 5 อันดับ คือ (1) สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ส่งออกขายซึ่งโดยทั่วไปขึ้นอยู่กับความต้องการตามฤดูกาลด้วย (2) ภาษีมูลค่าเพิ่มจากการขายไฟฟ้า (3) การลงทุนโรงไฟฟ้าต่อหน่วย (4) ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ และ (5) ความขึ้นของเชื้อเพลิง ปัจจัยที่ต้องดูแลให้ความสำคัญ คือ ค่าการลงทุนโรงไฟฟ้า และความขึ้น เพราะการเปลี่ยนแปลงในทางเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมลดลง หากประเมินค่าลงทุนโรงไฟฟ้าสูงเกินไปมาก ราคาเชื้อเพลิงก็เปลี่ยนแปลงเป็นลบ (ราคาลดลง) ทำให้เป็นผลดี เพราะการเปลี่ยนแปลงนี้ทำให้ยอมรับเชื้อเพลิงในราคาสูงขึ้นได้

ตารางที่ 4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสม

parameters		Standard	Parameters variation	Chang of optimal specific unit (Baht/ton)
Running time (h yr ⁻¹)	t	8,000	-5% +5%	-4.59 +4.15
Fully Condensing plant efficiency (%, decimal)	η_E	20	-5% +5%	-6.96 +6.96
Boiler efficiency (%, decimal)	η_B	75	-5% +5%	-6.96 +6.96
Electricity export factor (%, decimal)	f_e	90	-5% +5%	-17.62 +17.62
Moisture content Oil palm frond (%, decimal)	MC_{wet}	50	-5% +5%	+9.51 -9.51
Oil palm frond distribution (t km ⁻² y ⁻¹)	ψ	250	-5% +5%	-0.68 +0.63
Unit of transportation cost Oil palm frond (Baht t ⁻¹ km ⁻¹)	$C_{ts,frond}$	2.44	-5% +5%	+1.3 -1.27
Specific investment (Baht kW _e ⁻¹)	I_s	60,000	-5% +5%	+10.66 -10.66
Internal rate of return (%, decimal)	IRR	15	-5% +5%	+7.41 -7.49
Maintenance factor (%, decimal)	k_m	3	-5% +5%	+1.68 -1.68
Economic life time (yr)	n	20	-5% +5%	-1.77 +1.51
Price of electricity capacity (Baht kW ⁻¹ month ⁻¹)	P_{ec}	582.15	-5% +5%	-6.3 +6.3
Price of electricity energy (Baht kWh ⁻¹)	P_{ee}	0.88	-5% +5%	-5.77 +5.77
Adder support by government (Baht kWh ⁻¹)	P_{Add}	0.3	-5% +5%	-1.44 +2.86
Price of renewable energy promotion (Baht kWh ⁻¹)	P_{REP}	0.39	-5% +5%	-2.89 +2.89
Annual labor cost (Million Baht y ⁻¹)	$\Sigma(C_{ls}N)$	16.950	-5% +5%	+0.66 -0.64
VAT (%, decimal)	VAT	7% (1+0.07=1.07)	-5% +5%	-16.47 +16.47

4.4 ผลการศึกษาการกำหนดราคาซื้อขายเชื้อเพลิงและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล

จากแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในบทที่ 2 และการศึกษาการรับซื้อกรณีศึกษาจำลองราคาซื้อขายแบบหาค่าเชื้อเพลิงสูงสุดของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมเพียงอย่างเดียว จะเห็นได้ว่าราคาซื้อขายเชื้อเพลิงขึ้นอยู่กับค่าความชื้น และความหนาแน่น รวมถึงความต้องการผลตอบแทนก็เป็นตัวแปรที่สำคัญเช่นกัน ดังนั้นราคาซื้อขายต้องคำนวณความหนาแน่นของพื้นที่ปลูกป่าล้ม เพื่อประเมินศักยภาพของชีวมวลทางไบโพลัม และกำหนดราคาซื้อขายได้อย่างแม่นยำถูกต้อง โดยใช้แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน ซึ่งเป็นแผนที่ที่สร้างจากภาพถ่ายดาวเทียม ศึกษาพื้นที่ปลูกป่าล้มซึ่งกระจายตัวอยู่ รวมถึงการใช้แบบจำลองเพื่อศึกษากำหนดราคาซื้อขายเชื้อเพลิง ณ ตำแหน่งโรงงานสกัดน้ำมันป่าล้ม ซึ่งใช้ชีวมวลป่าล้มรวม (ทางไบโพลัม กะลา และทะลายป่าล้มเปล่า) เพื่อประเมินหาที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม

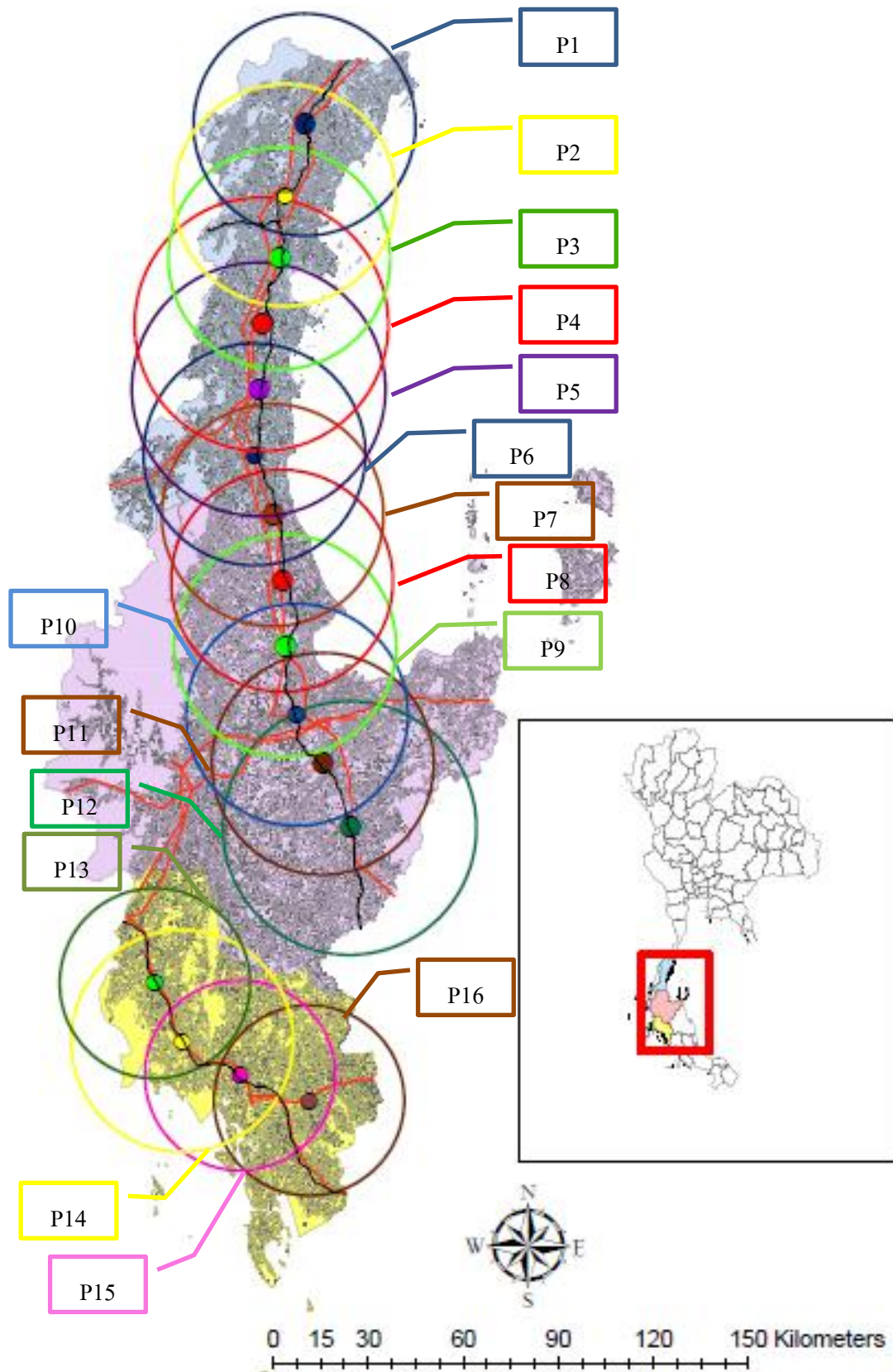
4.4.1 กรณีศึกษา 1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมตามเส้นทางหลวง (หมายเลข 4 และ 41)

จากการศึกษาศักยภาพการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมตามเส้นทางหลวงหมายเลข 4 และ 41 ที่มีการคมนาคมสะดวกและอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (115 และ 230 kV) เพื่อเชื่อมต่อเข้าระบบการขายไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตสูงๆ (มากกว่า 10 MW) กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จากการศึกษาโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมซึ่งกระจายอยู่ในพื้นที่ 3 จังหวัด (ชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่) พบว่าตำแหน่งที่ตั้งเหมาะสมของโรงไฟฟ้ามีจำนวน 16 ตำแหน่ง (รูปที่ 4.4) แต่ไม่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้หมดทุกตำแหน่ง เนื่องจากมีรัศมีการรับซื้อชีวมวลทับซ้อนกัน ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อการแข่งขันชีวมวลขึ้น ดังนั้น การเลือกตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าเหมาะสม คือ โรงไฟฟ้างดงามต้องมีความสามารถรับซื้อชีวมวลในราคาสูงสุด เมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าใกล้เคียง (คู่แข่ง) ที่มีรัศมีการทับซ้อนกัน

ผลการศึกษาได้แบ่งออกเป็น 5 กลุ่มพื้นที่ (ตารางที่ 4.4) กลุ่มที่ 1 พบว่าตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้ามีรัศมีการทับซ้อนจำนวน 5 ตำแหน่ง (P1-P5) ตำแหน่งที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ คือ P2 (ชุมพร) เพราะสามารถตั้งราคาซื้อขายชีวมวลสูงสุด คือ 176.93 Baht/ton โดยมีรัศมีการรับซื้อทางป่าล้มที่ 35 กิโลเมตร ซึ่งมีความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ 180.2 t km⁻² yr⁻¹ มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 21.7 MW

กลุ่มที่ 2 (P3-P9) และกลุ่มที่ 3 (P7-P12) พบว่าสามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ ณ ตำแหน่ง P6 และ P10 ตามลำดับ โรงไฟฟ้า P10 (สุราษฎร์ธานี กลุ่มที่ 3) สามารถรับซื้อชีวมวลสูงสุดในกลุ่ม 175.98 Baht/ton โดยมีรัศมีความเหมาะสม 35 กิโลเมตร ซึ่งมีความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ $174.01 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 21.5 MW จากกลุ่มที่ 2 พบว่าตำแหน่ง P6 (ชุมพร) เหมาะสมกับการตั้งโรงไฟฟ้าได้ ถึงแม้ว่าความหนาแน่นและราคาซื้อขายน้อยกว่าตำแหน่ง P7 P8 และ P9 (สุราษฎร์ธานี) เนื่องจากตำแหน่งดังกล่าว (P7 P8 P9) มีรัศมีการรับซื้อชีวมวลทับซ้อนกับ ตำแหน่ง P10 (กลุ่มที่ 3) และไม่สามารถแข่งขันด้านราคาซื้อขายทางปาล์มได้ โดยตำแหน่ง P6 สามารถรับซื้อชีวมวลไม่เกิน 170.54 Baht/ton ที่รัศมีความเหมาะสม 35 กิโลเมตร ด้วยความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ โรงไฟฟ้า $143.53 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ ส่งผลให้มีศักยภาพการผลิต 20.1 MW

บริเวณจังหวัดกระบี่ แบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่ 4 (P13-P15) และกลุ่มที่ 5 (P14-P16) กรณีนี้ P14 และ P15 ปรากฏอยู่ทั้ง 2 กลุ่ม ซึ่งต้องแข่งขันกันเองทั้งในกลุ่มและนอกกลุ่ม พบว่าตำแหน่งที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าคือ P13 และ P16 ตามลำดับ อธิบายได้ว่าจากกลุ่มที่ 5 ณ ตำแหน่งที่ตั้ง P16 สามารถรับซื้อชีวมวลสูงสุดของกลุ่ม ด้วยราคาซื้อขายชีวมวลไม่เกิน 186.69 Baht/ton โดยมีรัศมีความเหมาะสม 30 กิโลเมตร ด้วยความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ โรงไฟฟ้า $264.67 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 24.7 MW แต่เนื่องจาก P16 มีรัศมีจัดหาเชื้อเพลิงทับซ้อนกับ P14-P15 การตั้งโรงไฟฟ้าของกลุ่ม 4 จึงต้องเป็น P13 ด้วยราคาซื้อขายชีวมวลสูงสุดไม่เกิน 184.76 Baht/ton มีรัศมีความเหมาะสม 30 กิโลเมตร ซึ่งมีความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ $244.3 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ ทำให้มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 24.0 MW



รูปที่ 4.4 การซ้อนทับพื้นที่รับซื้อชีวมวลของโรงไฟฟ้าที่ตั้งตามเส้นทางหลวง

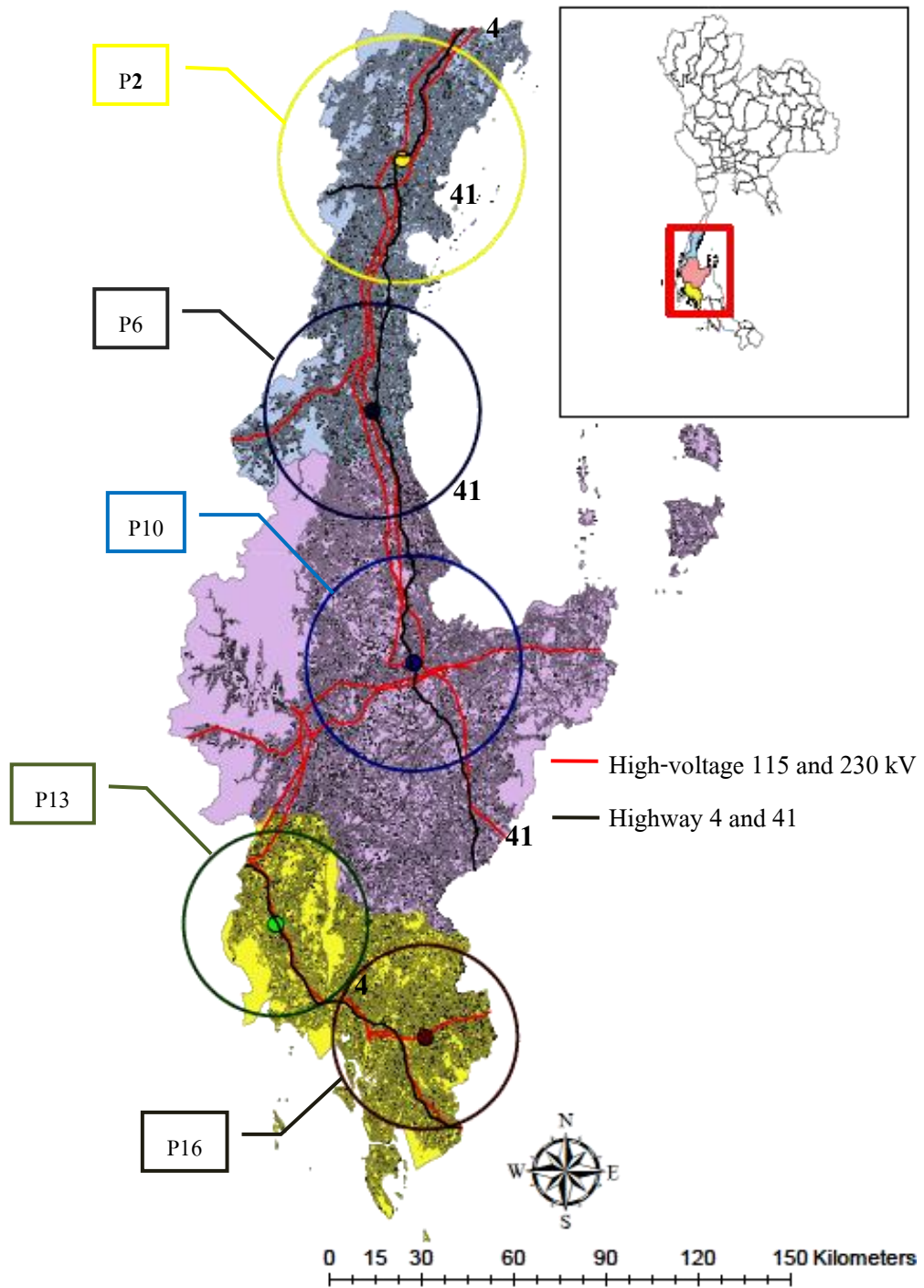
ตารางที่ 4.4 การเปรียบเทียบตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มของตำแหน่งต่างๆ (IRR=15%)

competitors	Power Plant	Province	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R ₀) (km.)	MAP (C _{ws,0}) (Baht/ton)	Capacity (MW)
Group 1	P1	Chumphon	177.00	35	176.46	21.6
	P2	Chumphon	180.2	35	176.93	21.7
	P3	Chumphon	142.45	35	170.32	20.1
	P4	Chumphon	101.9	40	159.94	17.9
	P5	Chumphon	110.08	40	162.44	18.4
Group 2	P3	Chumphon	142.45	35	170.32	20.1
	P4	Chumphon	101.9	40	159.94	17.9
	P5	Chumphon	110.08	40	162.44	18.4
	P6	Chumphon	143.53	35	170.54	20.1
	P7	Surattani	156.90	35	173.10	20.8
	P8	Surattani	146.29	35	171.09	20.3
	P9	Surattani	157.61	35	173.23	20.8
Group 3	P7	Surattani	156.90	35	173.10	20.8
	P8	Surattani	146.29	35	171.09	20.3
	P9	Surattani	157.61	35	173.23	20.8
	P10	Surattani	174.01	35	175.98	21.5
	P11	Surattani	153.43	35	172.46	20.6
	P12	Surattani	130.38	40	167.69	19.5
Group 4	P13	Krabi	244.33	30	184.76	24.0
	P14	Krabi	219.16	35	182.06	23.2
	P15	Krabi	251.3	30	185.45	24.2
Group 5	P14	Krabi	219.16	35	182.06	23.2
	P15	Krabi	251.3	30	185.45	24.2
	P16	Krabi	264.67	30	186.69	24.7

จากกรณีศึกษาศักยภาพการจำลองที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัมตามเส้นทางหลวงหมายเลข 4 และ 41 พบว่า ณ ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมมีจำนวน 5 โรง (ตารางที่ 4.5) ซึ่งมีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 112 MW กระจายอยู่ในพื้นที่ 3 จังหวัด โดยจังหวัดกระบี่ มีกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวม 48 MW และตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า (รูปที่ 4.5) โดยราคารับซื้อชีวมวลทางไบโพลัมเฉลี่ยที่ 178.98 Baht/ton

ตารางที่ 4.5 ศักยภาพการนำชีวมวลทางไบโพลัมเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า (IRR=15%)

Position	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	Radius of biomass supply (R _o) (km.)	MAP (C _{ws,0}) (Baht/ton)	Capacity (MW)
P2	Chumphon	10° 35' 3.9084" N/ 99° 8' 8.754" E	35	176.93	21.7
P6	Chumphon	9° 50' 41.5644" N/ 99° 2' 53.6676" E	35	170.54	20.1
P10	Surattani	9° 6' 8.1288" N/ 99° 10' 12.767" E	35	175.98	21.5
P13	Krabi	8° 20' 10.4316" N/ 98° 45' 45.6084" E	30	184.76	24.0
P16	Krabi	8° 0' 8.6796" N/ 99° 12' 15.5016" E	30	186.69	24.7
รวม					112



รูปที่ 4.5 รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโपाल์ม

4.4.2 กรณีศึกษา 2 โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

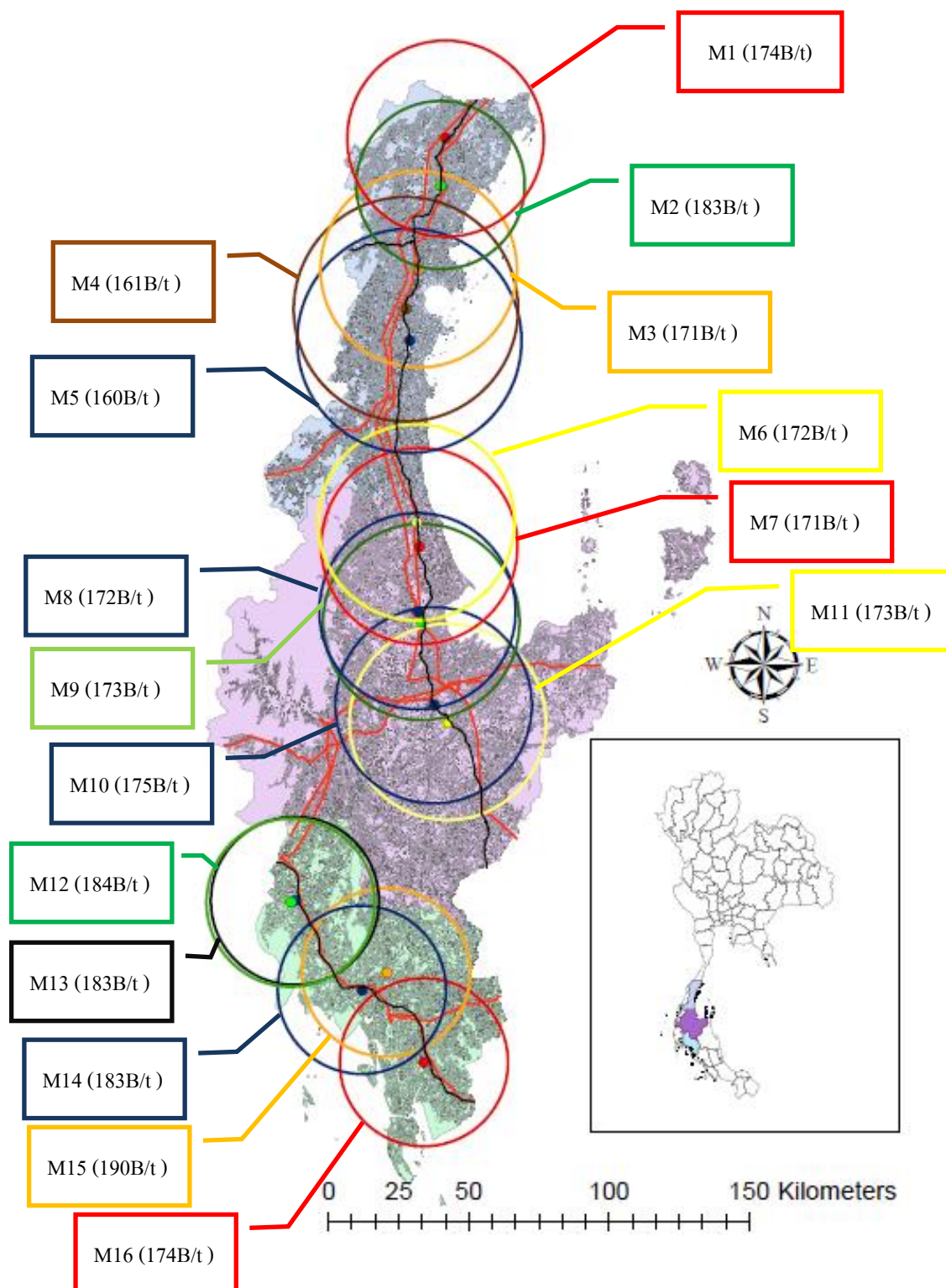
- กรณีศึกษา 2.1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม

จากการศึกษากรณีที่ 1 ที่กล่าวมาแล้วนั้น เป็นการตั้งโรงไฟฟ้าที่อิสระจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับนักลงทุนทั่วไป แต่ในหลายกรณี ผู้ประกอบการโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มมีส่วนของตนเอง มีเครือข่ายขนส่งอยู่แล้ว และมีพื้นที่โรงงานกว้างเพียงพอที่จะตั้งโรงไฟฟ้าขึ้นเอง กรณีนี้ที่ตั้งโรงไฟฟ้าจะจำกัดที่โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่มีอยู่แล้ว (ขณะที่ทำวิจัยนี้) ผลการจำลองตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มต่างๆ (ตารางที่ 4.6) ในพื้นที่ 3 จังหวัด (ชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่) พบว่าไม่สามารถตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดได้ทุกแห่ง เนื่องจากรัศมีการรับซื้อชีวมวลทับซ้อนกัน จาก 3 กลุ่มคู่แข่งใหญ่ๆ ในการตั้งโรงไฟฟ้านี้ จากรูปที่ 4.6 แสดงการซ้อนทับของพื้นที่รับซื้อเชื้อเพลิง สามารถแยกการแข่งขันออกเป็น 3 กลุ่มคือ

กลุ่มที่ 1 (จังหวัดชุมพร) มีการแข่งขัน 5 โรงงานที่มีพื้นที่ซ้อนทับกันอยู่ คือ โรงงาน M1-M5 แต่จากการวิเคราะห์ความสามารถรับซื้อเชื้อเพลิง (ทางใบ) พบว่าโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม M2 สามารถตั้งโรงไฟฟ้า ที่ราคารับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มสูงสุด 183.32 Baht/ton ด้วยความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม $230.48 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ ซึ่งมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 23.6 MW กลุ่มที่ 2 (จังหวัดสุราษฎร์ธานี) ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม M10 มีราคารับซื้อ 175.93 Baht/ton สูงที่สุดในกลุ่มโดยมีความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์มรอบๆ โรงงาน $173.69 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ ทำให้มีศักยภาพผลิตไฟฟ้า 21.41 MW กลุ่มที่ 3 (จังหวัดกระบี่) โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม M15 สามารถรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มสูงสุด 190.55 Baht/ton ที่ความหนาแน่น $312.66 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$ ทำให้มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้า 26.13 MW

ตารางที่ 4.6 ผลการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลีเมอร์ ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

competitors	Power Plant	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R _p) (km.)	MAP (C _{vs,o}) (Baht/ton)	Capacity (MW)
Group 1	M1	Chumphon	10° 50' 27.91" N/99° 13' 19.05" E	166.58	35	174.79	21.18
	M2	Chumphon	10° 41' 44.73" N/99° 12' 14.79" E	230.48	30	183.32	23.61
	M3	Chumphon	10° 25' 31.890" N/99° 7' 55.85" E	150.06	35	171.82	20.46
	M4	Chumphon	10° 17' 37.492" N/99° 5' 22.67" E	108.06	40	161.86	18.34
	M5	Chumphon	10° 11' 28.730" N/99° 6' 1.854" E	102.28	40	160.08	18.00
Group 2	M6	Surattani	9° 36' 19.425" N/99° 7' 24.704" E	155.54	35	172.85	20.70
	M7	Surattani	9° 30' 33.328" N/99° 7' 55.545" E	147.51	35	171.33	20.34
	M8	Surattani	9° 19' 9.462" N/99° 7' 46.930" E	155.00	35	172.75	20.68
	M9	Surattani	9° 16' 54.285" N/99° 8' 23.586" E	159.75	35	173.61	20.89
	M10	Surattani	9° 1' 24.628" N/99° 10' 35.446" E	173.69	35	175.93	21.48
	M11	Surattani	8° 57' 42.854" N/99° 13' 29.18" E	158.29	35	173.35	20.82
Group 3	M12	Krabi	8° 22' 57.12" N/98° 42' 58.388" E	244.58	30	184.79	24.07
	M13	Krabi	8° 23' 6.716" N/98° 43' 45.624" E	235.61	30	183.87	23.77
	M14	Krabi	8° 6' 11.203" N/98° 56' 48.879" E	227.54	30	183.00	23.50
	M15	Krabi	8° 9' 9.583" N/99° 1' 23.898" E	312.66	30	190.55	26.13
	M16	Krabi	7° 51' 49.752" N/99° 8' 49.750" E	166.08	35	174.69	21.16



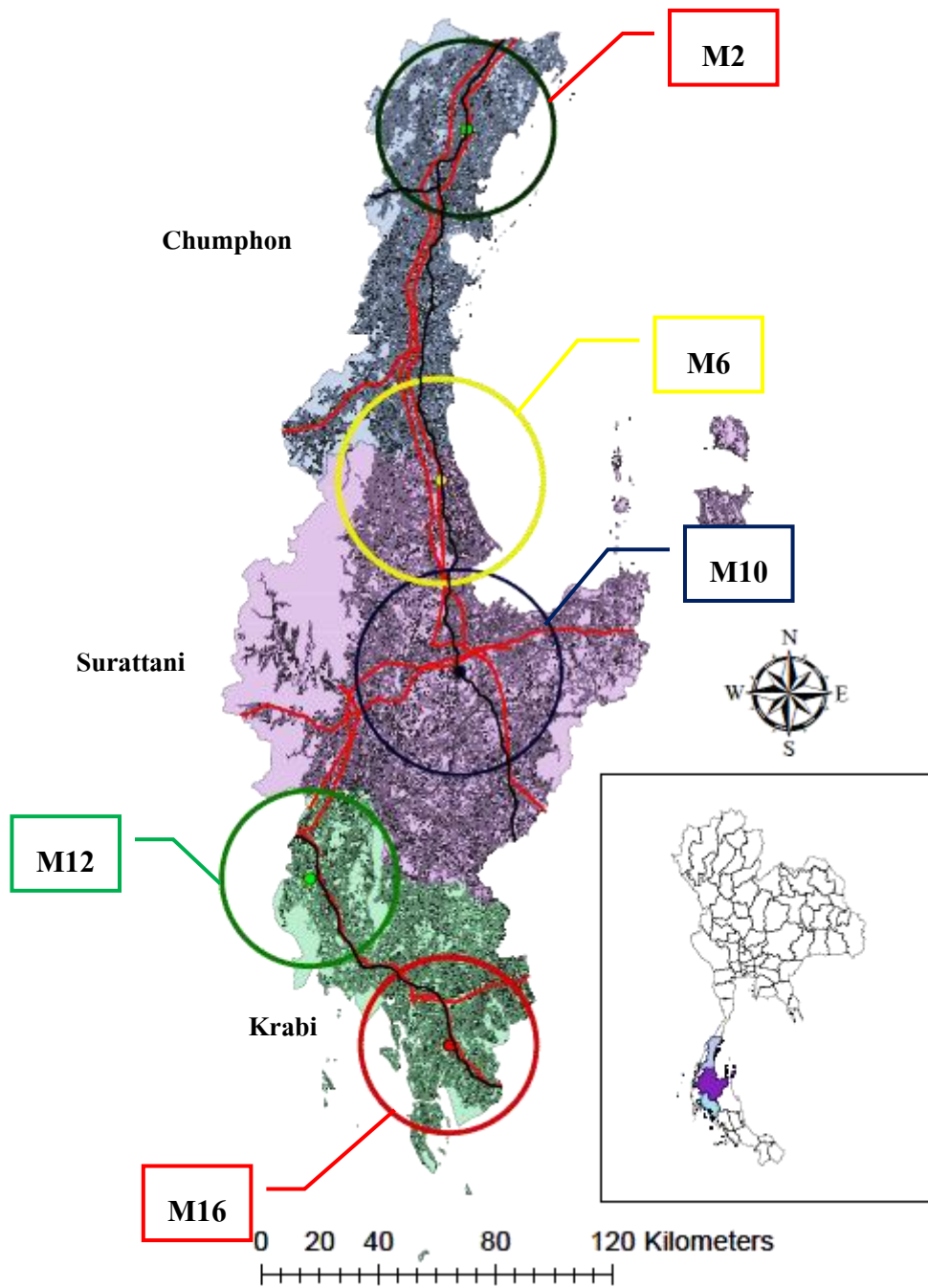
รูปที่ 4.6 การซ้อนทับของพื้นที่รับซื้อเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าต่างๆ ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

จากกรณีศึกษาศักยภาพการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม โดยมีโรงงานสกัดแข่งขันในพื้นที่จำนวน 16 โรง (3 จังหวัด) และมี คมนาคมสะดวก และใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง พบว่ามีจำนวน 5 โรง ที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ซึ่งมี กำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 111.02 MW (ตารางที่ 4.7) และแผนที่ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงาน สกัดน้ำมันปาล์ม (รูปที่ 4.7) ซึ่งมีราคาซื้อขายชีวมวลเฉลี่ย 178.32 Baht/ton มีรัศมีรอบๆโรงไฟฟ้า 30-35 กิโลเมตรโดยที่โรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัด M15 มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 26.13 MW การศึกษาพบว่าความหนาแน่นมีผลต่อราคารับซื้อ ซึ่งเป็นปัจจัยการแข่งขัน และเป็นการตัดสินใจ สร้างโรงไฟฟ้าหากโรงงานใกล้เคียงต้องการสร้างโรงไฟฟ้าต้องแข่งขันราคารับซื้อหรือลด ผลตอบแทนลง

อย่างไรก็ตาม จากรูปที่ 4.6 จะเห็นว่าอาจจะตั้งโรงไฟฟ้าที่โรงงาน M6 ได้ เพราะ มีพื้นที่ซ้อนทับกับ M10 เล็กน้อยเท่านั้น (ประมาณ 5 กิโลเมตร) โดยอาจขยับพื้นที่รับซื้อเชื้อเพลิง ขึ้นไปทางเหนือ (ในการจำลองขนาดรัศมีได้กำหนดให้ทำ iteration ครั้งละ 5 กิโลเมตร จึงอยู่ใน รัศมีที่ตั้งโรงไฟฟ้า M6 ได้ด้วย) ในลักษณะเดียวกันนี้ จังหวัดกระบี่อาจเพิ่มกำลังการผลิตได้โดย เลือกตั้งโรงไฟฟ้าที่ M12 และ M16 แทน M15 เพราะได้เปรียบด้านใกล้สายส่งและทางหลวงเส้น หลักมากกว่า โรงไฟฟ้า M 15 อยู่ห่างสายส่งไฟฟ้าแรงสูงประมาณ 10 กิโลเมตร หากตัดสินใจให้ มีโรงไฟฟ้า M6, M12 และ M16 (โดยไม่มี M15) ทำให้กำลังการผลิตทั้งหมดเพิ่มเป็น 111.02 MW สามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้ 56%

ตารางที่ 4.7 ศักยภาพการนำชีวมวลทางใบปาล์มเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

Power Plant	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	ψ (t km ² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R ₀) (km.)		Capacity (MW)
				(C _{ws,o}) (Baht/ton)		
M2	Chumphon	10° 41' 44.732" N/ 99° 12' 14.796" E	230.48	30	183.32	23.61
M6	Surattani	9° 36' 19.425" N/ 99° 7' 24.704" E	155.54	35	172.85	20.70
M10	Surattani	9° 1' 24.628" N/ 99° 10' 35.446" E	173.69	35	175.93	21.48
M12	Krabi	8° 22' 57.126" N/ 98° 42' 58.388" E	244.58	30	184.79	24.07
M16	Krabi	7° 51' 49.752" N/ 99° 8' 49.750" E	166.08	35	174.69	21.16
รวม						111.02



รูปที่ 4.7 รัศมีรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า
ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

- กรณีศึกษา 2.2 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม (ทะเลสาบป่าลุ่ม
เปลา่ ทะสา และทางใบป่าลุ่ม)

การศึกษานี้สำหรับโรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่มต้องการขยายกิจการผลิตไฟฟ้า โดย
นำชีวมวลเหลือใช้จากการสกัด ได้แก่ ทะสาเปลา่และทะเลสาบป่าลุ่มมาร่วมผลิตด้วย ผลการศึกษา
คำนวณรัศมีความเหมาะสม (R_0) พบว่ารัศมีการรับซื้อชีวมวลทางใบป่าลุ่มเป็นค่าลบ หรือค่ารัศมีที่
เหมาะสมเป็นศูนย์นั่นเอง (ตารางที่ 4.8) ความหมายค่าติดลบของรัศมี คือ ไม่ควรใช้ชีวมวลจาก
สวนป่าลุ่ม หรืออธิบายได้ว่าการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากทางใบจะทำให้ค่า IRR ลดลงจากที่
ประมาณการไว้ ทั้งนี้เพราะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นจากการรับซื้อทางใบนั่นเอง ดังนั้น กรณีนี้จึงควรใช้
ชีวมวลเศษเหลือของโรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่มอย่างเดียวในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นวิธีปฏิบัติปกติใน
ปัจจุบันอยู่แล้ว หรือแก้ปัญหาโดยกำหนดราคารับซื้อและรัศมีการรับซื้อใหม่โดยการคำนวณ
(สมการ 2.35)

เพื่อให้เข้าใจถึงปัจจัยต่างๆ ตารางที่ 4.9 จะแสดงถึงความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์
และแผนผังเหตุผลดังรูปที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ผลการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม ณ โรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่ม
(IRR=15%, MC=50%)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R_0 (km)
142500	100	-19.29
142500	200	-15.31
142500	300	-13.38
190000	100	-31.44
190000	200	-25.21
190000	300	-22.03
380000	100	-50.86
380000	200	-40.37
380000	300	-35.26

ตารางที่ 4.9 ตารางปัจจัยค่าต่างๆของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มรวม

ตัวแปรตาม (ผล)	ตัวแปรต้นจากการศึกษา (เหตุ)	สมการที่ใช้อธิบาย
(LHV_{frond})	$\%MC_{wet,frond}$	$LHV_{frond} = (1 - MC_{wet})[HHV - 9h_{fg}(\%H)] - h_{fg}MC_{wet}$ (2.16)
(LHV_{shell})	$\%MC_{wet,shell}$	$19.385 \text{ MJ/kg} - MC_{wet}(\%) \times 0.2189$
(LHV_{fiber})	$\%MC_{wet,fiber}$	$18.631 \text{ MJ/kg} - MC_{wet}(\%) \times 0.2113$
(LHV_{EFB})	$\%MC_{wet,EFB}$	$16.957 \text{ MJ/kg} - MC_{wet}(\%) \times 0.1946$
R_o	ψ	$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta} \right)^{1/3} = \left(\frac{2 \frac{\eta_E \eta_B^{(VAT)} f_e P}{\psi \pi} (FFB) D - \frac{1}{\psi \pi} \sum_{u=1}^N (C_{Is} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E}{\psi \pi f_a} (FFB) D (k_m f_a + 1)}{-\frac{2}{3} C_{ts} frond} \right)^{1/3}$

(2.36)

ตารางที่ 4.9 ตารางปัจจัยค่าต่างๆของแบบจำลองทางคณิตศาสตร์โรงไฟฟ้าชีวมวลป่าล้มร่วม (ต่อ)

ตัวแปรตาม (ผล)	ตัวแปรต้นจากการศึกษา (เหตุ)			ตัวแปรต้นจากการคำนวณ (เหตุ)					สมการที่ใช้อธิบาย
	ψ	FFB		R_o	(LHV_{frond})	(LHV_{shell})	(LHV_{fiber})	(LHV_{EFB})	
$Q_{B,o}$	ψ	FFB		R_o	(LHV_{frond})	(LHV_{shell})	(LHV_{fiber})	(LHV_{EFB})	*(2.37)
E_o				Q_B					** (2.38)
$\left(C_{ws\ frond} \right)_o$	IRR	ψ	FFB	R_o	(LHV_{frond})	(LHV_{shell})	(LHV_{fiber})	(LHV_{EFB})	$\left(C_{ws\ frond} \right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma$ (2.39)

เมื่อ

$$\alpha = \frac{\eta_E \eta_B (VAT) f_e P}{\psi \pi} (FFB) D - \frac{1}{\psi \pi} \sum_{u=1}^N (C_{Is} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E}{\psi \pi f_a} (FFB) D (k_m f_a + 1) \quad (2.32)$$

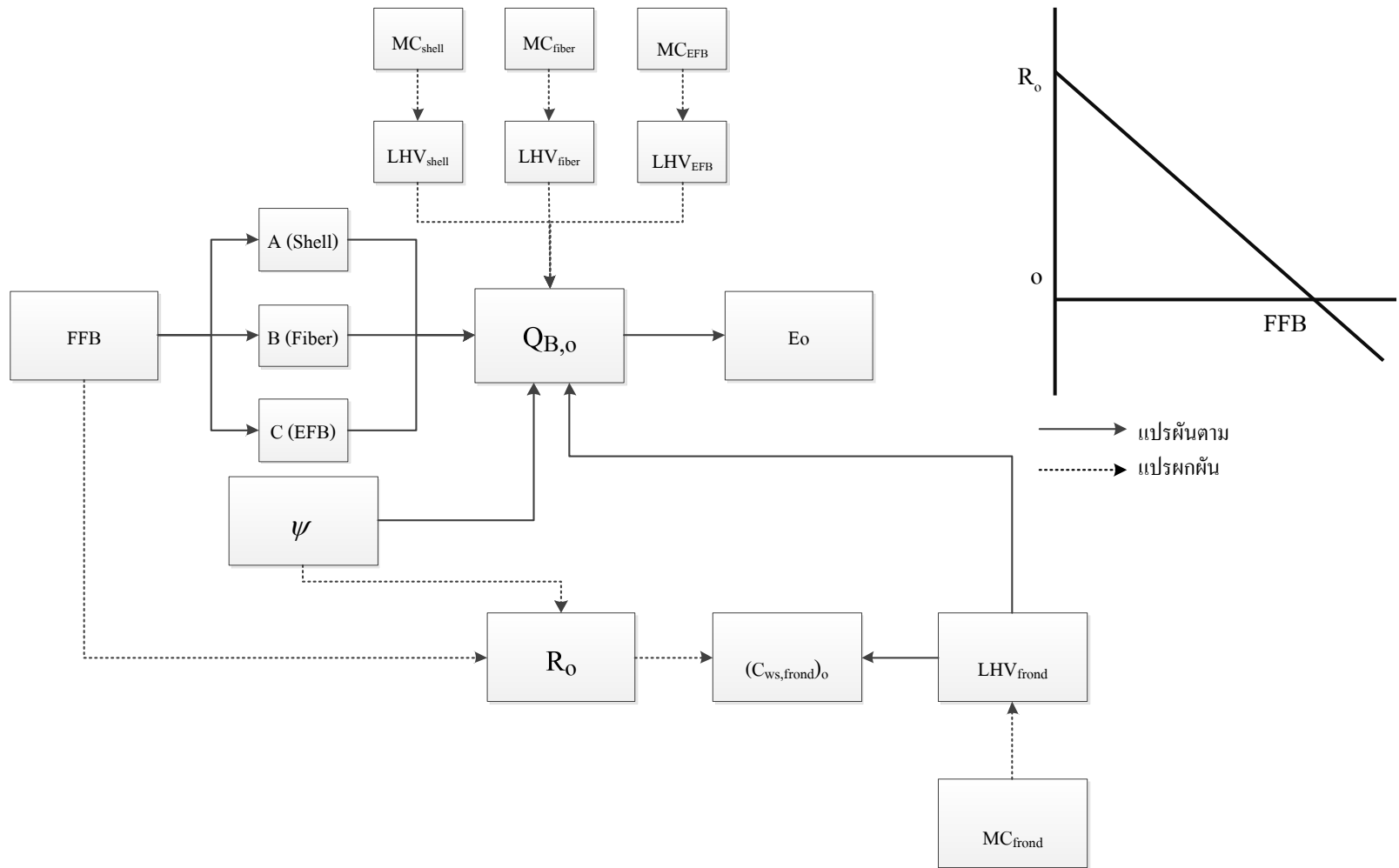
$$\beta = -\frac{2}{3} C_{Is} frond \quad (2.33)$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e P - \frac{I_s}{f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad (2.34)$$

$$D = A(LHV_{shell}) + B(LHV_{fiber}) + C(LHV_{EFB})$$

$$* \quad \left(Q_B \right)_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} + \left(\frac{A(FFB)(LHV_{shell}) \eta_B}{t} + \frac{B(FFB)(LHV_{fiber}) \eta_B}{t} + \frac{C(FFB)(LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \right)$$

$$** \quad E_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t} + \eta_E \left(\frac{A(FFB)(LHV_{shell}) \eta_B}{t} + \frac{B(FFB)(LHV_{fiber}) \eta_B}{t} + \frac{C(FFB)(LHV_{EFB}) \eta_B}{t} \right)$$

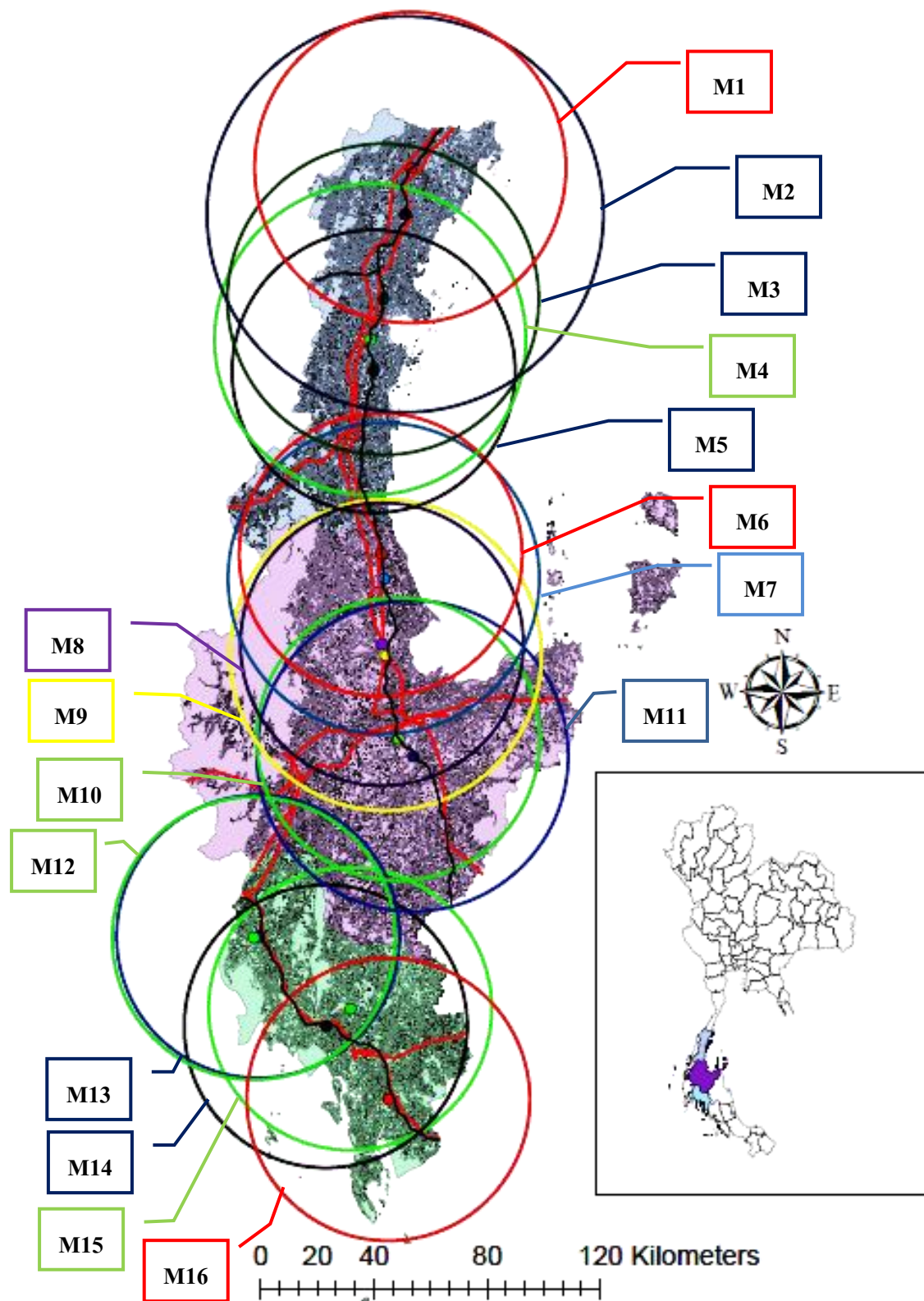


รูปที่ 4.8 แผนผังเหตุผลปัจจัยต่างๆของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม

- กรณีศึกษา 2.3 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วมแบบกรณี 2.2 แต่กำหนดราคาซื้อขายชีวมวลทางใบป่าลุ่ม 178.98 ± 3 Baht/ton (เท่ากับกรณีศึกษา 1) และกำหนดผลตอบแทน (IRR=15%)

ผลการศึกษาพบว่าเมื่อลดราคาซื้อขายลง ส่งผลให้รัศมีการซื้อขายของโรงไฟฟ้ามีขนาดใหญ่ขึ้น และมีรัศมีการซื้อขายชีวมวลทับซ้อนกันมากขึ้น ทำให้การเลือกพิจารณาที่ตั้งโรงไฟฟ้าภายในโรงงานสกัดนั้น ต้องคำนึงถึงความหนาแน่นของชีวมวลและกำลังการผลิตที่มากที่สุดของโรงไฟฟ้าในกลุ่ม โดยแบ่งกลุ่มคู่แข่งการตั้งโรงไฟฟ้าเป็น 3 กลุ่มใหญ่ๆ (รูปที่ 4.9 และตารางที่ 4.10) ดังนี้ กลุ่มที่ 1 มีโรงงานคู่แข่ง (M1-M5) พบว่า โรงงานสกัด M2 มีระยะรัศมีการซื้อขายชีวมวลทางใบป่าลุ่ม 70 กิโลเมตร ด้วยความหนาแน่นของชีวมวลทางใบป่าลุ่ม $62 \text{ t km}^{-2} \text{ y}^{-1}$ ทำให้มีศักยภาพกำลังผลิตไฟฟ้า 40.27 MW กลุ่มที่ 2 โรงงานสกัด M11 ซึ่งมีความหนาแน่นชีวมวลและกำลังการผลิตสูงสุดในกลุ่ม แต่มีรัศมีการซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทับซ้อนกันกับคู่แข่งโรงงาน M15 (กลุ่มที่ 3) ซึ่งมีกำลังการผลิตมากกว่า และมีกำลังการผลิตสูงสุดในกลุ่ม (ทำให้โรงงานสกัด M15 สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้) ด้วยความหนาแน่นชีวมวลทางใบป่าลุ่มและกำลังการผลิตสูงสุดถึง $225.08 \text{ t km}^{-2} \text{ y}^{-1}$ และ 64.71 MW ตามลำดับ ดังนั้นในกลุ่มที่ 2 ซึ่งมีโรงงาน M9 ที่กำลังการผลิตไฟฟ้ารองจากโรงงาน M11 สามารถตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มได้ โดยมีความหนาแน่นชีวมวลและกำลังการผลิต $120.84 \text{ t km}^{-2} \text{ y}^{-1}$ และ 43.22 MW ตามลำดับ

การจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าโดยกำหนดราคาซื้อขาย 178.98 ± 3 Baht/ton (กรณีศึกษา 1) พบว่ามีจำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถตั้งได้ 3 โรง (ตารางที่ 4.11) ซึ่งมีศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมได้ถึง 148 MW และแผนที่ตั้งโรงไฟฟ้า (รูปที่ 4.10) โดยที่โรงงานสกัด M15 มีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดถึง 64 MW ซึ่งมีรัศมีการซื้อขายเชื้อเพลิงทางใบป่าลุ่ม 50 กิโลเมตร ซึ่งครอบคลุมทั้งจังหวัดกระบี่ (จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกมากที่สุดของประเทศ) และพบว่าผลป่าลุ่มสด (FFB) ที่เข้าโรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่มนั้น หลังจากผ่านกระบวนการสกัดน้ำมันป่าลุ่มแล้ว จะได้ชีวมวลออกมามาก มีผลต่อรัศมีการซื้อขายของโรงงานสกัด โดยเฉพาะโรงงาน M2 มีรัศมีการซื้อขายไกลมากถึง 70 กิโลเมตร เนื่องจากผลป่าลุ่มสดเข้าสู่โรงงานมากถึง 380,000 ton/yr แต่ไม่สามารถมีศักยภาพสร้างโรงไฟฟ้าที่ให้กำลังการผลิตสูงสุดได้ เนื่องจากความหนาแน่นของชีวมวลทางใบป่าลุ่มรอบๆ โรงงานนั้นมีน้อย เพราะโดยสภาพภูมิประเทศเป็นคาบสมุทรที่แคบ จึงครอบคลุมพื้นที่ทะเล ความหนาแน่นของชีวมวลจึงน้อยกว่าโรงงาน M9 และ M15 โดยเฉพาะโรงงานสกัด M15 มีรัศมีการซื้อขาย 50 กิโลเมตร และมีกำลังการผลิตมากที่สุด เพราะมีความหนาแน่นสูงมาก



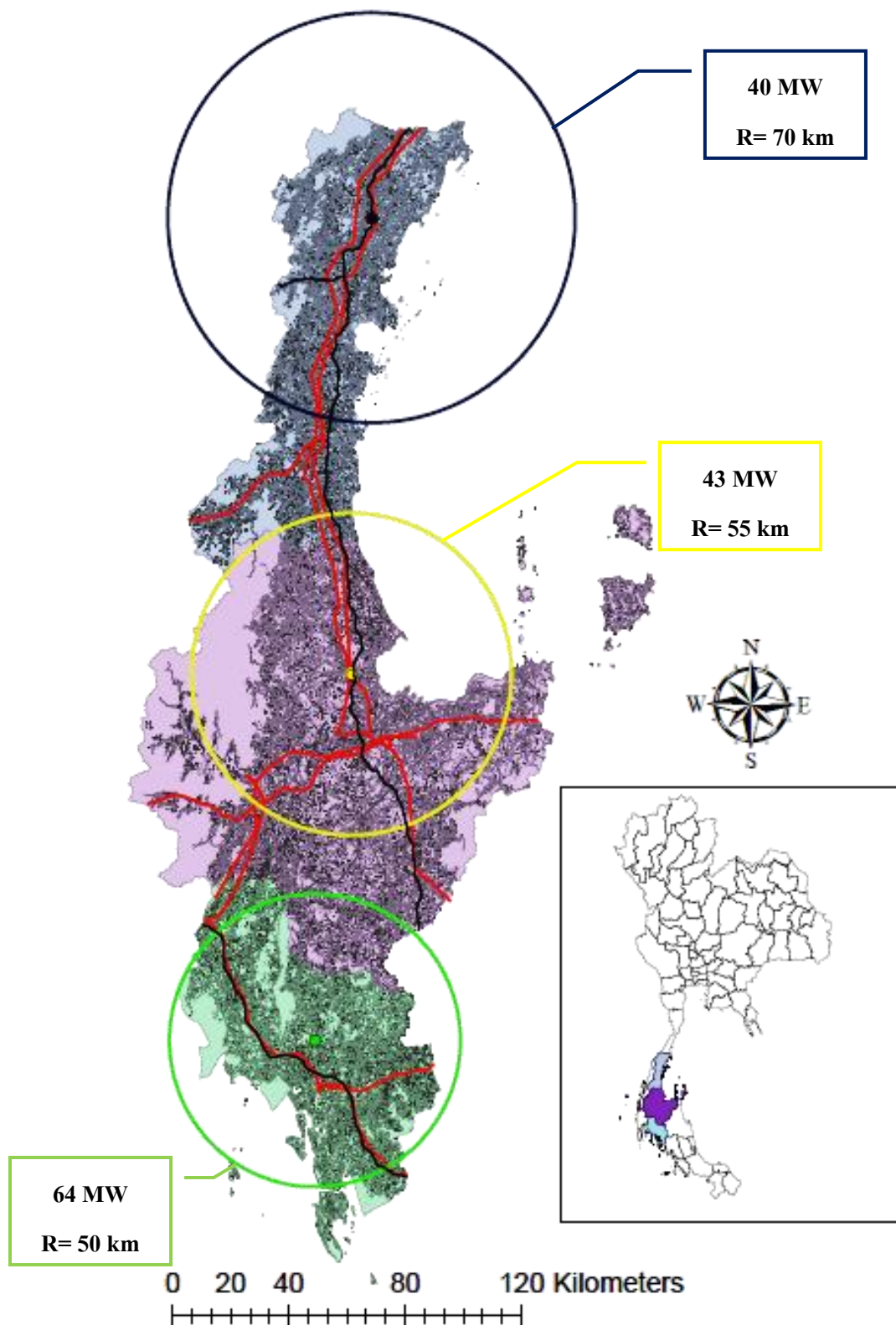
รูปที่ 4.9 การ зонированиеของพื้นที่รับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม

ตารางที่ 4.10 ผลการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มโดยใช้ชีวมวลร่วม (ทางใบ กะลา และทะลายปาล์มเปล่า) กำหนดราคาซื้อขายชีวมวล 178.98±3 Baht/ton (เท่ากับกรณีศึกษาที่ 1 ,IRR=15%)

competitors	Power Plant	Province	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R,km.)	Capacity (MW)
Group 1	M1	Chumphon	95.35	55	34.81
	M2	Chumphon	62.79	70	40.27
	M3	Chumphon	102.42	55	37.14
	M4	Chumphon	97.65	55	35.57
	M5	Chumphon	92.40	50	27.71
Group 2	M6	Surattani	109.11	50	32.26
	M7	Surattani	103.40	55	37.47
	M8	Surattani	131.19	50	38.28
	M9	Surattani	120.84	55	43.22
	M10	Surattani	141.39	50	41.06
	M11	Surattani	142.89	55	50.49
Group 3	M11	Surattani	142.89	55	50.49
	M12	Krabi	180.00	50	51.59
	M13	Krabi	184.95	50	52.93
	M14	Krabi	202.37	50	57.68
	M15	Krabi	225.08	50	64.71
	M16	Krabi	119.13	50	34.99

ตารางที่ 4.11 สักยภาพโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มโดยใช้ชีวมวลร่วม (ทางใบปาล์ม กะลาปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่า) โดยราคาซื้อขายชีวมวลเฉลี่ย 178.98±3 Baht/ton (กรณีศึกษา 1)

Power Plant	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R,km.)	E (MW)
M2	Chumphon	10° 41' 44.732" N/ 99° 12' 14.796" E	62.79	70	40.27
M9	Surattani	9° 16' 54.285" N/ 99° 8' 23.586" E	120.84	55	43.22
M15	Krabi	8° 9' 9.583" N/ 99° 1' 23.898" E	225.08	50	64.71
รวม					148.2

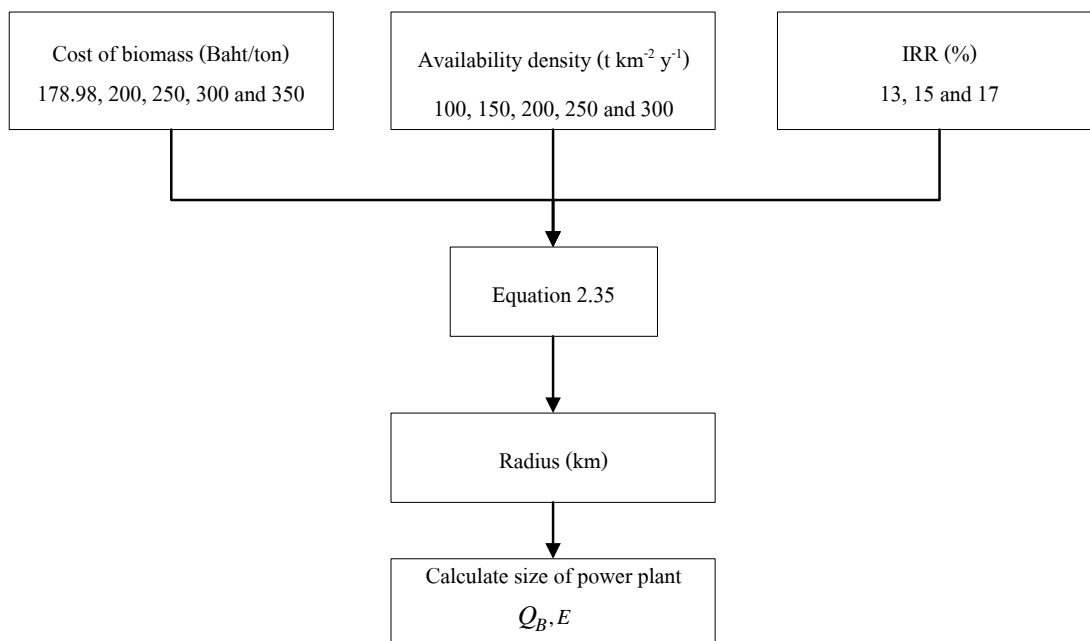


รูปที่ 4.10 แผนที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มโดยใช้ชีวมวลร่วม
(ทางไบโอมวล กะลาปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่า)
กำหนดราคาซื้อขายชีวมวล 178.98±3 Baht/ton

4.5 ตัวอย่างการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม ณ โรงงานสกัด

เบื้องต้นผู้วิจัยพยายามขอความร่วมมือข้อมูลจากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มในภาคใต้ เพื่อใช้ศึกษา แม้ว่าจะพยายามขอข้อมูลจากสำนักงานพาณิชย์จังหวัด (ซึ่งเป็นผู้รวบรวมข้อมูลการผลิตจริง) แต่ก็ไม่ได้รับความร่วมมือ ยกเว้น โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มไทยทาโลว์เอนด์ ออยล์ (บางสวรรค์) ที่มีกำลังการผลิต 60 ตันต่อชั่วโมง ซึ่งมีผลผลิตปาล์มสดเข้าโรงงานประมาณ 190,000 ตันต่อปี การศึกษาตัวอย่างนี้จึงใช้ข้อมูลโรงงานไทยทาโลว์เอนด์ออยล์มาจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม โดยมีวิธีการคำนวณ (รูปที่ 4.11) ดังนี้

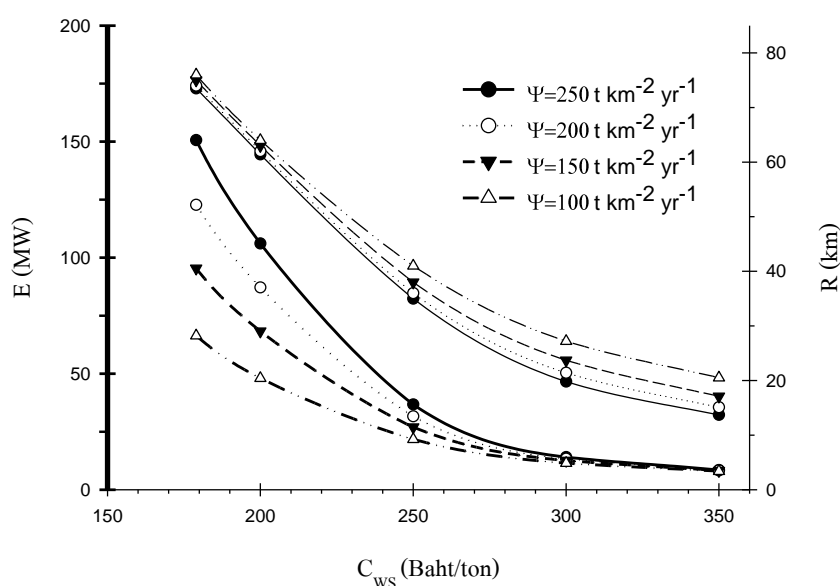
- 1) กำหนดราคาซื้อชีวมวล (178.98, 200, 250, 300 และ 350 บาทต่อตัน) ความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม (100, 150, 200, 250 และ 300 $t km^2 y^{-1}$) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR=13, 15 และ 17%)
- 2) จำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่ม ด้วยสมการ 2.35 คำนวณรัศมี (R) ที่รับซื้อเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้า ด้วยความหนาแน่นต่างๆ
- 3) คำนวณกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่ม



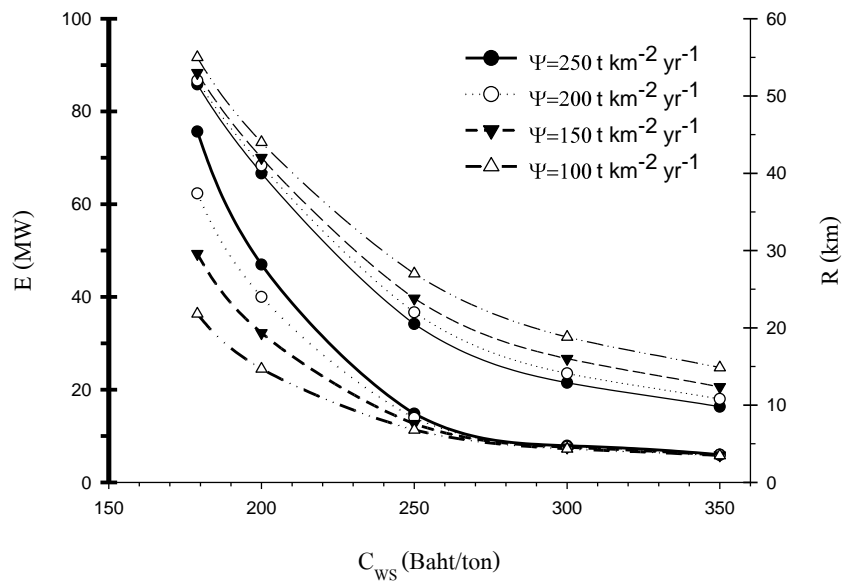
รูปที่ 4.11 แผนจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลร่วมของ บ. ไทยทาโลว์

ผลการศึกษากำล้างการผลิตโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าล้มร่วม ณ โรงงานสกัด ซึ่งกำหนดให้ผลผลิตป่าล้มสดเข้าโรงงานประมาณ 190,000 t/yr โดยกำหนดราคารับซื้อชีวมวลทางใบป่าล้ม (178.98, 200, 250, 300 และ 350 Baht/ton) และผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ 13 15 และ 17% (รูปที่ 4.12-4.14) ตามลำดับ ซึ่งการจำลองมีพารามิเตอร์ 4 ตัว ที่มีความสำคัญต่อโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล คือ กำล้างการผลิตไฟฟ้า ราคารับซื้อเชื้อเพลิง ความหนาแน่นของชีวมวล และรัศมีการรับซื้อ จากการจำลองพบว่า

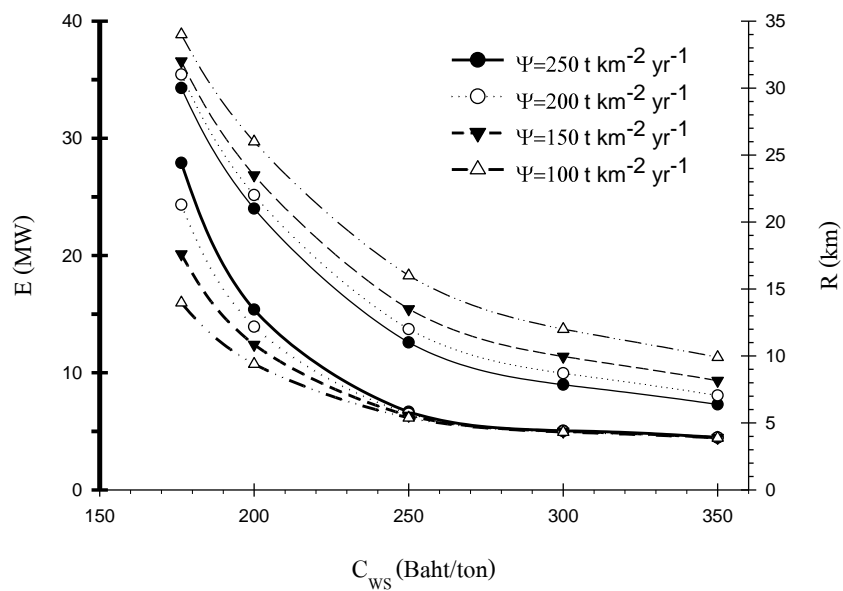
- 1) กำล้างการผลิตไฟฟ้ามีค่าสูง เมื่อลดราคารับซื้อเชื้อเพลิงลง เพราะสามารถรองรับราคาขนส่งได้ จึงมีรัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงได้ไกลขึ้น
- 2) เมื่อพื้นที่ใดมีเชื้อเพลิงหนาแน่นมาก กำล้างการผลิตจะเพิ่มมากตาม และรัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงลดลงด้วย
- 3) ในขณะที่ราคารับซื้อต่ำสุด (178.98 Baht/ton) ระยะรัศมีการรับซื้อจะไม่อ่อนไหวกับความหนาแน่นเชื้อเพลิงเนื่องจากในโรงงานสกัดนั้นมีชีวมวลเศษเหลือจำนวนมาก ส่งผลให้ระยะรัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงมีความใกล้เคียงกัน แต่เมื่อที่ราคารับซื้อสูง (350 Baht/ton) พบว่ากำล้างการผลิตไม่อ่อนไหวกับความหนาแน่นเชื้อเพลิงทางใบป่าล้ม เพราะที่ราคารับซื้อสูงสุด หากความหนาแน่นของเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นส่งผลให้รัศมีการรับซื้อลดลง ทำให้กำล้างการผลิตไฟฟ้ามีค่าใกล้เคียงกัน เนื่องจากรัศมีการรับซื้อที่ลดลงตามความหนาแน่นจะส่งผลต่อกำล้างผลิตไฟฟ้าและกำล้างการผลิตส่วนป่าใหญ่กว่า 50% มาจากชีวมวลของโรงงานเอง
- 4) รัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงจะลดลงตามราคารับซื้อที่เพิ่มขึ้น



รูปที่ 4.12 กำล้างผลิตไฟฟ้าและรัศมีการรับซื้อที่ราคารับซื้อกับค่าความหนาแน่นชีวมวลต่างๆกัน (IRR 13%)



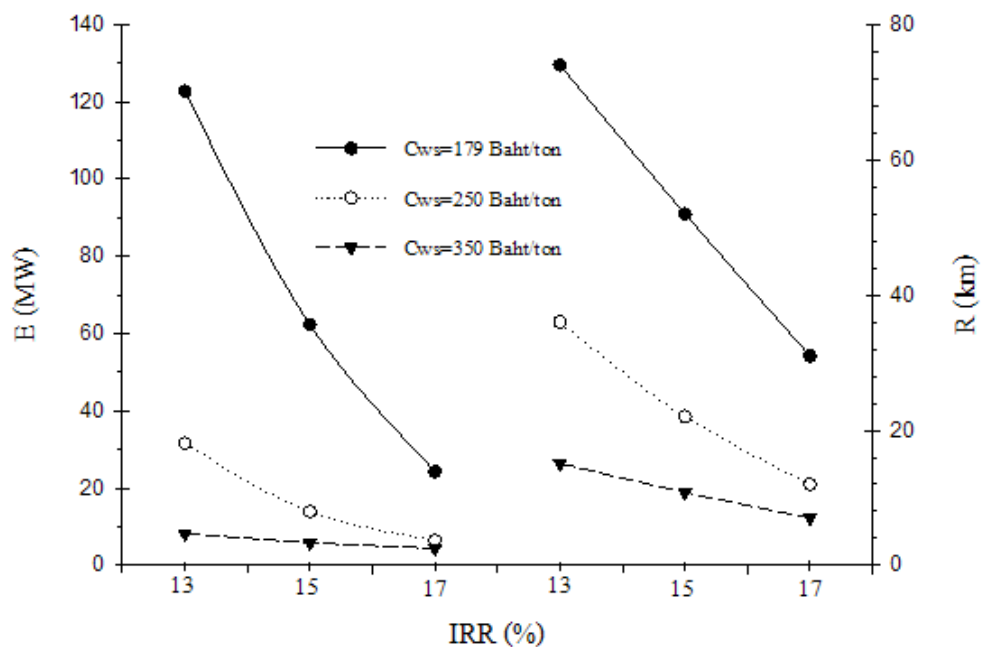
รูปที่ 4.13 กำลังผลิตไฟฟ้าและรัศมีที่ราคาปรับซื้อกับความหนาแน่นชีวมวลต่างกัน
(IRR 15%)



รูปที่ 4.14 กำลังผลิตไฟฟ้าและรัศมีที่ราคาปรับซื้อกับความหนาแน่นชีวมวลต่างกัน
(IRR 17%)

การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วมหากต้องการผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์เพิ่มขึ้น พบว่า

- 1) รัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลลดลง ส่งผลให้โรงไฟฟ้ามีศักยภาพกำลังการผลิตลดลงด้วย ดังรูปที่ 4.12-4.14
- 2) ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่ต่ำสุด (179 Baht/ton) มีความอ่อนไหวต่อรัศมีและกำลังการผลิตไฟฟ้าของทุกค่าผลตอบแทน (จากความชันของกราฟ รูปที่ 4.15) เมื่อต้องการเพิ่ม IRR 13% เป็น 17% จะทำให้รัศมีลดลง 2.3 เท่า ส่งผลให้กำลังการผลิตไฟฟ้าลดลงถึง 5.04 เท่า
- 3) ที่ราคารับซื้อสูงสุด (350 Baht/ton) ราคารับซื้อไม่ได้มีความอ่อนไหวต่อรัศมีและกำลังการผลิตไฟฟ้า เมื่อเพิ่ม IRR 13% เป็น 17% ทำให้รัศมีลดลง 2.14 เท่า ส่งผลให้กำลังผลิตไฟฟ้าลดลง 1.87 เท่า
- 4) ที่ผลตอบแทน IRR=15% ณ ราคารับซื้อ 350 Baht/ton มีรัศมีการรับซื้อเชื้อเพลิงและกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ใกล้เคียงกันกับผลตอบแทน IRR=17% ที่ราคารับซื้อ 250 Baht/ton เนื่องจากหากเพิ่มผลตอบแทนขึ้นจะต้องลดราคารับซื้อเชื้อเพลิงลงนั่นเอง



รูปที่ 4.15 กำลังผลิตและรัศมีที่ราคาซื้อเชื้อเพลิงกับผลตอบแทนต่าง ๆ กัน

$$(\Psi=200 \text{ t km}^{-2} \text{ y}^{-1})$$

สรุป

กรณีศึกษาในบทนี้ ได้วิเคราะห์ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มเพียงอย่างเดียว โดยใช้ข้อมูลของโรงไฟฟ้าไม้ยางพาราเป็นกรณีศึกษา และแบบจำลองในบทที่ 2 ซึ่งมีข้อดีคือสามารถคำนวณหาราคารับซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ เพื่อเป็นสัญญาซื้อขายชีวมวลในระยะยาว จะทำให้โครงการโรงไฟฟ้ามีความเสี่ยงน้อยและโครงการพัฒนาได้อย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ยังศึกษาปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อราคารับซื้อเชื้อเพลิง เมื่อพารามิเตอร์ต่างๆเปลี่ยนไป $\pm 5\%$ รวมถึงการประเมินชีวมวลจากใช้แผนที่ประโยชน์ที่ดิน (Land Use) เพื่อหาพื้นที่ปลูกปาล์มแล้วแปลงเป็นชีวมวลจากสวนปาล์ม ประเมินศักยภาพเชิงพื้นที่ในการผลิตพลังงานทางภาคใต้ (โรงไฟฟ้าชีวมวล) ด้วยการจำลอง 2 กรณี (กรณีมีผู้ลงทุนอิสระและโรงงานสกัดต้องการรายได้เพิ่ม) ประเมินตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสมด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง และคมนาคมสะดวก พบว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลที่มีที่ตั้งเหมาะสมสามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ขึ้นอยู่กับความหนาแน่นของเชื้อเพลิง ราคารับซื้อเชื้อเพลิง ทั้งนี้ยังวิเคราะห์แผนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลร่วมเพื่อแนวทางให้จังหวัดอื่นๆ ที่มีโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มสนใจธุรกิจโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม ใช้ในการศึกษาและตัดสินใจลงทุน นอกจากนี้แบบจำลองสามารถประยุกต์ใช้กับชีวมวลการเกษตรประเภทอื่นๆได้ หรืออาจนำไปสู่คำตอบทางนโยบายของรัฐบาล เพื่อให้ภาครัฐส่งเสริมการพัฒนาพลังงานชีวมวลมากขึ้น

บทที่ 5

สรุปอภิปรายผลและข้อเสนอแนะ

การศึกษาศักยภาพชีวมวลจากสวน (ทางใบปาล์ม) และชีวมวลจากโรงงานสกัด (ทะลายปาล์มและกะลา) ใช้แบ่งการศึกษาออกเป็นสองส่วนหลักๆ คือ การศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม เพื่อศึกษาราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลในราคาสูงสุดที่ยอมรับได้รวมทั้งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวที่มีผลต่อการรับซื้อ และการศึกษากำหนดคาราคารับซื้อรวมทั้งตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลเพื่อศึกษาจำลองสถานการณ์โครงการโรงไฟฟ้าในพื้นที่ของจังหวัดที่ปลูกปาล์มมากที่สุด (ชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่) โดยมีรายละเอียดดังนี้

5.1 สรุปผลการศึกษาศักยภาพโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม (กรณีพารามิเตอร์ที่เกี่ยวข้องกับการลงทุน)

การศึกษาจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม แสดงให้เห็นถึงความสำคัญของความหนาแน่นของชีวมวลรอบๆ โรงงานและความชื้นของชีวมวล ซึ่งมีผลต่อขนาดของโรงไฟฟ้าและราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม เพื่อให้ได้ผลตอบแทนตามต้องการ สรุปได้ว่า เชื้อเพลิงที่ความชื้นต่ำหรือมีความหนาแน่นสูง จะส่งผลดีต่อขนาดโรงไฟฟ้า อย่างไรก็ตามขนาดของโรงไฟฟ้าและราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมแปรผกผันกับความชื้นของเชื้อเพลิง ส่วนขนาดของโรงไฟฟ้าและราคารับซื้อที่เหมาะสมนั้นจะแปรผันตรงกับความหนาแน่น ซึ่งความหนาแน่นมีผลต่อค่าขนส่ง หากพื้นที่ใดมีความหนาแน่นสูง จะส่งผลให้ระยะทางการขนส่งลดลงสามารถรับซื้อเชื้อเพลิงในราคาสูงขึ้น ในมุมมองของราคารับซื้อที่เหมาะสมถ้าเชื้อเพลิงมีความชื้นสูงหรือแหล่งของชีวมวลมีความหนาแน่นต่ำ หากโรงไฟฟ้าต้องการผลตอบแทนการลงทุนเพิ่มขึ้นจำเป็นต้องลดราคารับซื้อลง นอกจากนี้การศึกษายังแสดงให้เห็นว่าความชื้นมีผลต่อราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมซึ่งมีค่าความอ่อนไหวมาก เมื่อผลตอบแทนการลงทุนลดลง ในขณะที่ความหนาแน่นไม่ได้ก่อให้เกิดความอ่อนไหวมากนัก หากผลตอบแทนการลงทุนลดลงโรงไฟฟ้าจะมีขนาดใหญ่ขึ้น เพราะโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่สามารถรับซื้อเชื้อเพลิงจากพื้นที่ใหญ่ขึ้น ผลตอบแทนที่ลดลงทำให้รองรับค่าขนส่งได้มากขึ้น อย่างไรก็ตามเมื่อต้องการผลตอบแทนเพิ่มขึ้น ความหนาแน่นและความชื้นจะมีอิทธิพลลดลง รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของราคารับซื้อเชื้อเพลิงพบว่า สัดส่วนพลังงานไฟฟ้าที่ส่งออกขายมีผลต่อราคารับซื้อเชื้อเพลิงมากที่สุด และปัจจัยที่ต้องดูแลหรือควบคุมให้ความสำคัญ คือ การลงทุนโครงการโรงไฟฟ้า และความชื้นของเชื้อเพลิง

5.2 สรุปผลกรณีศึกษาการกำหนดราคาซื้อขายและตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลัมในภาคใต้

ได้นำแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินของกรมพัฒนาที่ดินมาประยุกต์ใช้เป็นแผนที่แหล่งชีวมวลและแผนที่ที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เหมาะสม ทำให้สามารถศึกษาศักยภาพการนำชีวมวลทางใบป่าลัมและชีวมวลจากโรงงานสกัด (ทะลายป่าลัม และกะลาป่าลัม) มาผลิตพลังงานและราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสมตามลักษณะทางภูมิศาสตร์ โดยการจำลองสถานการณ์โครงการโรงไฟฟ้าทั้ง 2 กรณี คือ 1) กรณีจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบป่าลัมตามเส้นทางหลวง (น้กลงทุนอิสระ) และ 2) กรณีโรงงานสกัดต้องการรายได้เพิ่ม โดยมีรายละเอียดดังนี้

กรณี 1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบป่าลัมตามเส้นทางหลวง

จากการศึกษาพบว่า โรงไฟฟ้ามีตำแหน่งที่ตั้งที่เหมาะสมจำนวน 5 โรง โดยแบ่งเป็นจังหวัดชุมพร 2 โรง สุราษฎร์ธานี 1 โรง และกระบี่ 2 โรง ซึ่งมีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 112 MW กระจายอยู่ในพื้นที่ 3 จังหวัด โดยจังหวัดกระบี่มีความหนาแน่นของชีวมวลเชิงพื้นที่ของทางใบป่าลัมมากที่สุด ทำให้โรงไฟฟ้ามีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดรวม 48 MW โดยมีราคาซื้อขายชีวมวลทางใบป่าลัมเฉลี่ยที่ 178.98 Baht/ton

กรณีที่ 2 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลัม ณ โรงงานสกัด

กรณีที่ 2.1 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบป่าลัม

จากกรณีศึกษาศักยภาพการจำลองโครงการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบป่าลัม ณ โรงงานสกัดน้ำมันป่าลัม โดยมีโรงงานสกัดแข่งขันในพื้นที่จำนวน 16 โรง (3 จังหวัด) พบว่ามีจำนวน 5 โรง ที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ เนื่องจากความสามารถแข่งขันทางด้านราคาซื้อขายซึ่งสามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้โดยมีกำลังการผลิตรวม 111.02 MW ที่ราคาซื้อขายชีวมวลเฉลี่ย 178.32 Baht/ton โดยมีรัศมีรอบๆ โรงไฟฟ้า 30-35 กิโลเมตร โดยที่โรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัด M12 มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าสูงสุด 24.07 MW การศึกษาพบว่าความหนาแน่นมีผลต่อราคาซื้อขาย ซึ่งเป็นปัจจัยต่อการแข่งขัน และหากโรงงานงานสกัดใกล้เคียง (รัศมีทับซ้อน) ต้องการสร้างโรงไฟฟ้าต้องสามารถแข่งขันราคาซื้อขายได้โดยอาจจะลดผลตอบแทนการลงทุน

กรณีที่ 2.2 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วมกับวัสดุเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์ม

การศึกษาเพื่อคำนวณรัศมีความเหมาะสม (R_0) ของพื้นที่จัดหาทางใบปาล์ม พบว่ารัศมีการรับซื้อชีวมวลทางใบปาล์มเป็นค่าลบ หรือศูนย์กิโลเมตรนั่นเอง สรุปได้ว่าไม่ควรใช้ชีวมวลจากสวนปาล์ม หรืออธิบายได้ว่าการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากทางใบปาล์มจะทำให้ผลตอบแทนลดลง หากต้องการผลิตไฟฟ้าควรใช้ชีวมวลเศษเหลือของโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

กรณีที่ 2.3 การจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วมโดยกำหนดราคารับซื้อเท่ากับกรณีศึกษาที่ 1 (178.98 ± 3 Baht/ton)

การศึกษาพบว่า มีจำนวนโรงไฟฟ้าที่สามารถตั้งได้จำนวน 3 โรง ซึ่งมีศักยภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมได้ถึง 148.2 MW โดยที่โรงงานสกัด M15 มีศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้าสูงสุดถึง 64 MW ซึ่งมีรัศมีครอบคลุมทั้งจังหวัดกระบี่ (จังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกมากที่สุดของประเทศ) และผลปาล์มสด (FFB) ที่เข้าโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มนั้น มีผลต่อรัศมีการรับซื้อของโรงงานสกัด โดยเฉพาะโรงงาน M2 ที่มีรัศมีการรับซื้อไกลมากถึง 70 กิโลเมตร เนื่องจากผลปาล์มสดเข้าสู่โรงงานมากถึง 380,000 ton/yr แต่ไม่สามารถมีศักยภาพสร้างโรงไฟฟ้าที่ให้กำลังการผลิตสูงสุดได้ เนื่องจากความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์มรอบๆ โรงงานนั้นมีน้อย แตกต่างจากโรงงานสกัด M15 ซึ่งมีรัศมีการรับซื้อ 50 กิโลเมตร แต่มีกำลังการผลิตมากที่สุด เนื่องจากมีความหนาแน่นสูงสุดนั่นเอง

จากกรณีศึกษาที่ 1 และ 2.1 พบว่ามีจำนวนที่ตั้งโรงไฟฟ้าจำนวน 5 โรงเท่ากัน โดยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าและราคารับซื้อใกล้เคียงกัน เมื่อโรงไฟฟ้าใช้ชีวมวลของโรงงานสกัดและชีวมวลทางใบปาล์มรอบๆ โรงงานในราคารับซื้อเฉลี่ยเท่ากับกรณีศึกษา 1 ทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 32.43% อย่างไรก็ตามการตั้งโรงไฟฟ้าแบบ 2.1 (ซึ่งกำหนดตำแหน่งแน่นอนที่โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม) จะมีช่องว่างที่การลงทุนแบบที่ 1 (นักลงทุนอิสระ) แต่พื้นที่ดังกล่าวนี้ไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าได้

5.3 ข้อเสนอแนะ

1. ปัจจุบันชีวมวลทางใบปาล์มนั้นยังไม่ได้นำมาใช้ประโยชน์ด้านเชื้อเพลิง เนื่องจากเป็นชีวมวลที่มีค่าความชื้นสูง หากนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงควรต้องมีการสับย่อยและอบแห้งก่อน กรณีนี้จะทำให้ค่าขนส่งต่อพลังงานความร้อนเชื้อเพลิงลดลง และสามารถรับซื้อที่ราคาสูงขึ้นได้
2. การดำเนินการให้เกิดอุตสาหกรรมพลังงานจากชีวมวล ควรต้องศึกษาเพิ่มด้านการจัดการเชื้อเพลิงให้เป็นธุรกิจสนับสนุน (supporting business)
3. รัฐบาลควรสนับสนุนให้มีโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มเกิดขึ้นเพื่อเพิ่มสัดส่วนการผลิตพลังงานจากชีวมวล ซึ่งจะช่วยให้มีความมั่นคงทางพลังงานมากขึ้น และเกื้อหนุนให้โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและเกษตรกรเป็น cluster ที่มีผลประโยชน์ร่วมกัน
4. พื้นที่โรงไฟฟ้าควรอยู่ใกล้แหล่งน้ำหรือมีแหล่งน้ำจากผิวดิน โดยควรเป็นทรัพยากรของโรงไฟฟ้าเอง เพื่อลดปัญหาการแย่งชิงทรัพยากรน้ำเพื่อกิจการอื่น อันจะนำไปสู่การขัดแย้งในพื้นที่ได้ จึงควรศึกษาเพิ่มเติมในประเด็นนี้
5. โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มบางแห่งมีศักยภาพการผลิตเพิ่มขึ้นจากก๊าซชีวภาพ หากนำมาร่วมในการศึกษาในอนาคตจะทำให้เกิดโรงไฟฟ้าได้มากขึ้น เพราะอาจลดพื้นที่รับซื้อทางปาล์มลง เกิดช่องว่างของพื้นที่ให้นักลงทุนอิสระเข้าร่วมในอุตสาหกรรมนี้ได้
6. การหาความหนาแน่นของชีวมวลเชิงพื้นที่ (area-based biomass availability) คิดพื้นที่เป็นวงกลม ในบางกรณีจึงทำให้ทำให้กินพื้นที่ทะเล ทำให้ค่า availability ที่นำมาคำนวณจะต่ำกว่าค่าจริงมาก (ในทางปฏิบัติการจัดหาเชื้อเพลิงจะอยู่บนบกเท่านั้น) ซึ่งเป็นผลดี เพราะหมายความว่าค่าขนส่งจริงลดลงมาก ทำให้ราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม (maximum affordable fuel price) เพิ่มขึ้นได้อีก แบบจำลองนี้จึงให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงกว่าที่ประเมินไว้ ซึ่งช่วยรองรับความเสี่ยงได้ระดับหนึ่ง

บรรณานุกรม

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน, “รายงานสถานการณ์พลังงานของประเทศไทย,” 2007. [Online]. Available: <http://km.eppo.go.th/e-learning.php?kc=102>. [Accessed: 23-Mar-2015].
- [2] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3),” 2012. [Online]. Available: <http://www.eppo.go.th/> [Accessed: 20-Dec-2557].
- [3] เฮลมุล โครเบอ์, “โครงการเสริมสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันของวิสาหกิจไทย – เยอรมัน การเพิ่มประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจในอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม,” 2549.
- [4] สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, “สถานการณ์สินค้าเกษตรที่สำคัญและแนวโน้ม ปี 2557,” 2557. [Online]. Available: http://www.oae.go.th/download/journal/trends_FEB2557.pdf. [Accessed: 15-Nov-2557].
- [5] เฮลมุล โครเบอ์, “โครงการเสริมสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันของวิสาหกิจไทย – เยอรมัน การเพิ่มประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจในอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม,” 2551.
- [6] ขบวนการอินทรีย์ และ เพ็ญศรี ศรีประสิทธิ์, “ทางปาล์มน้ำมันใช้เลี้ยงสัตว์,” 2552.
- [7] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า งานบริหารสัญญาผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT), “ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน,” 2552. [Online]. Available: <http://www.ppa.egat.co.th/spp/?view=featured>. [Accessed: 05-Mar-2556].
- [8] กระทรวงพลังงานสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.), “การส่งเสริมการใช้พลังงานจากชีวมวลของประเทศไทย,” 2545. [Online]. Available: <http://www.eppo.go.th/vrs/VRS55-06-biomass.html>. [Accessed: 08-Apr-2558].
- [9] อภิรักษ์ อนุไชย, “โรงไฟฟ้าชีวมวล,” 2556. [Online]. Available: <http://aphirak2499.blogspot.com/>. [Accessed: 20-Apr-2558].
- [10] บริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด, “โรงไฟฟ้าชีวมวลแกลบ.” [Online]. Available: <http://www.atbiopower.co.th>. [Accessed: 03-May-2558].
- [11] Energy Saving, “โรงไฟฟ้าถ่านหิน ยะลา กรีน จำกัด,” 2554.

- [12] บริษัท แพลน อีโคเอ็นเนอร์ยี, “โรงไฟฟ้าชีวมวลรากไม้ยางพารา,” 2556. [Online]. Available: <http://www.trangstory.com/>. [Accessed: 25-Apr-2558].
- [13] ASTVผู้จัดการออนไลน์, “ลงใต้เยือนโรงไฟฟ้าพลัง ‘รากยางพารา’ ใหญ่สุดในเอเชีย,” 2556. [Online]. Available: <http://www.manager.co.th/Science/>. [Accessed: 25-Jun-2558].
- [14] Gulfelectric, “โรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม กรีน เอ็นเนอร์ยี จำกัด,” 2556. [Online]. Available: http://www.gulfelectric.co.th/thai/popup_news. [Accessed: 26-May-2558].
- [15] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, “รายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทย 2556,” 2556.
- [16] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, “แผนที่โรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย,” 2558. [Online]. Available: <http://www.dede.go.th/>. [Accessed: 05-Feb-2556].
- [17] P. Krukanont and S. Prasertsan, “Geographical distribution of biomass and potential sites of rubber wood fired power plants in Southern Thailand,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 26, no. 1, pp. 47–59, Jan. 2004.
- [18] H. Viana, W. B. Cohen, D. Lopes, and J. Aranha, “Assessment of forest biomass for use as energy. GIS-based analysis of geographical availability and locations of wood-fired power plants in Portugal,” *Appl. Energy*, vol. 87, no. 8, pp. 2551–2560, 2010.
- [19] F. López-Rodríguez, C. P. Atanet, F. C. Blázquez, and a. R. Celma, “Spatial assessment of the bioenergy potential of forest residues in the western province of Spain, Caceres,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, no. 10, pp. 1358–1366, 2009.
- [20] M. Hiloidhari and D. C. Baruah, “Crop residue biomass for decentralized electrical power generation in rural areas (part 1): Investigation of spatial availability,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 4, pp. 1885–1892, 2011.
- [21] J. Singh, B. S. Panesar, and S. K. Sharma, “Geographical distribution of agricultural residues and optimum sites of biomass based power plant in Bathinda, Punjab,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 10, pp. 4455–4460, 2011.
- [22] ชรรค์ชัย บริบูรณ์ และวันวิสาข์ สกลภาพ, “การประเมินศักยภาพชีวมวลสำหรับสำหรับผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ในเขตจังหวัดปทุมธานี,” *มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์*, 2553.

- [23] เกศมณี สิ่งเวชสกุล และอนุชา พรมวังขวา, “การจัดการโลจิสติกส์ของเศษวัสดุทางการเกษตรสำหรับการผลิตเชื้อเพลิง,” มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2555.
- [24] พุฒิชชาติ คิดหาทอง, วีรินทร์ หวังจิรนิรันดร์ และอัจฉริยา สุริยะวงศ์, “การศึกษาศักยภาพเชิงพื้นที่ของชีวมวลสำหรับผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย,” วารสารวิจัยพลังงาน, vol. ปีที่ 11 ฉบับ, 2557.
- [25] S. H. Shuit, K. T. Tan, K. T. Lee, and a. H. Kamaruddin, “Oil palm biomass as a sustainable energy source: A Malaysian case study,” *Energy*, vol. 34, no. 9, pp. 1225–1235, 2009.
- [26] S. Mekhilef, R. Saidur, A. Safari, and W. E. S. B. Mustafa, “Biomass energy in Malaysia : Current state and prospects,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 7, pp. 3360–3370, 2011.
- [27] A. C. Er, A. R. Nor, and K. Rostam, “Palm Oil Milling Wastes and Sustainable Development,” vol. 8, no. 5, pp. 436–440, 2011.
- [28] M. S. Umar, P. Jennings, and T. Urme, “Sustainable electricity generation from oil palm biomass wastes in Malaysia: An industry survey,” *Energy*, vol. 67, pp. 496–505, 2014.
- [29] Y. Lin, T. Iwata, and S. Shimada, “System analysis for effective use of palm oil waste as energy resources,” *Biomass and Bioenergy*, vol. 35, no. 7, pp. 2925–2935, 2011.
- [30] A. Ahmed, G. Zahedi, and H. Hashim, “Progress and challenges in utilization of palm oil biomass as fuel for decentralized electricity generation,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 15, no. 1, pp. 574–583, 2011.
- [31] F. M. Guangul, S. A. Sulaiman, and A. Ramli, “Bioresource Technology Gasifier selection , design and gasification of oil palm fronds with preheated and unheated gasifying air,” *Bioresour. Technol.*, vol. 126, pp. 224–232, 2012.
- [32] S. E. Hosseini and M. A. Wahid, “Feasibility study of biogas production and utilization as a source of renewable energy in Malaysia,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 19, pp. 454–462, 2013.
- [33] M. Kamal, A. Aziz, N. A. Morad, N. Wambeck, and M. H. Shah, “Optimizing Palm Biomass Energy though Size Reduction,” 2011.
- [34] ชัย จาตุรพิทักษ์กุล, “เก็บชีวมวลจากโรงงานอุตสาหกรรม: ปัญหาข้อจำกัดและการนำไปใช้งาน,” วารสารคอนกรีต.

- [35] สุเพชร จิรัชจรกุล, “เรียนรู้ QGIS 2.6 เบื้องต้น.” [Online]. Available: <http://www.scitu.net/>. [Accessed: 22-Apr-2015].
- [36] วันชัย ริจิรวนิช และช่อม พลอยมีค่า, เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม. 2531.
- [37] S. Prasertsan and P. Krukanont, “Implications of fuel moisture content and distribution on the fuel purchasing strategy of biomass cogeneration power plants : Prasertsan, S. and Krukanont, P. Biomass and Bioenergy, 2003, 24, (1), 13–25,” Fuel Energy Abstr., vol. 44, no. 4, p. 241 –, 2003.
- [38] สำนักงานจังหวัดชุมพร, “จังหวัดชุมพร,” 2013. [Online]. Available: <http://www.chumphon.go.th/2013/>.
- [39] สำนักงานจังหวัดสุราษฎร์ธานี, “จังหวัดสุราษฎร์ธานี.” [Online]. Available: <http://www.suratthani.go.th/home/index.php>. [Accessed: 25-Mar-2558].
- [40] สำนักงานจังหวัดกระบี่, “จังหวัดกระบี่.” [Online]. Available: <http://www.krabi.go.th/krabi2015/cover.php> . [Accessed: 26-Mar-2558].
- [41] กรมการค้าภายในจังหวัดชุมพร, “ที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม จังหวัดชุมพร,” 2556. [Online]. Available: <http://www.dit.go.th/chumpon/>.
- [42] กรมการค้าภายในจังหวัดกระบี่, “ที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม จังหวัดกระบี่,” 2556. [Online]. Available: <http://www.dit.go.th/krabi/>
- [43] สถาวิจัยสารสนเทศภูมิศาสตร์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ศูนย์ภูมิภาคเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศ ภาคใต้, “การคมนาคมขนส่งและสายส่งไฟฟ้าแรงสูง.” .
- [44] กรมพัฒนาที่ดิน, “แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use).” .
- [45] สุระพงษ์ ศิริกุลวัฒนา และคณะ, “โครงการกาพัฒนาเครื่องมือสนับสนุนการบริหารเชิงกลยุทธ์สำหรับชีวมวลจากอุตสาหกรรมยางพาราและปาล์มน้ำมัน,” 2552
- [46] กรมขนส่ง, “ตารางบัญชีกลางค่าขนส่ง” 2557
- [47] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, “คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากชีวมวล ชุดที่ 4 พลังงานชีวมวล ”

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
ผลการทดสอบคุณสมบัติทางใบปาล์ม



ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชั้น 1 อาคารบริหารวิชาการรวม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตทราลใหญ่ อําเภอกทลใหญ่ จังหวัดสงขลา 90110
โทรศัพท์ 07428 6904-7 โทรสาร 07421 2813

F-RES-003 ฉบับที่ 7 บังคับใช้ 10/09/55

เลขที่ 2355/57 หน้า 1/1

รายงานผลการทดสอบ

ชื่อและที่อยู่ลูกค้า: นายวิชัย สังข์แก้ว
วิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

เลขที่ใบขอใช้บริการฯ: 3193/57

วันที่รับตัวอย่าง: 30 กรกฎาคม 2557

วันที่ขอใช้บริการฯ: 30 กรกฎาคม 2557

ผู้ทดสอบ: นางสาวศิริวิรัตน์ ปราบปัญจะ และนางสาวกรรกฎ ศรีณะคะ

วันที่ทำการทดสอบ: 31 กรกฎาคม 2557

วิธีการทดสอบ: Wet Lab ซ้ำยี่4 WI-RES-Moisture Analyzer-001

เครื่องมือทดสอบ: Moisture Analyzer, MX-50, A&D Company Limited, Japan

เทคนิคการทดสอบ: -

สภาวะการทดสอบ: ทดสอบที่อุณหภูมิ 105 °C

รายละเอียดตัวอย่าง: ใบปาล์ม, ก้านปาล์ม จำนวน: 2 ตัวอย่าง

ผลการทดสอบ:

ลำดับที่	ชื่อตัวอย่าง	ความชื้น (%)	ผลการทดสอบ
1	ใบปาล์ม	ครั้งที่ 1	54.44
		ครั้งที่ 2	54.34
		ครั้งที่ 3	54.26
2	ก้านปาล์ม	ครั้งที่ 1	69.32
		ครั้งที่ 2	69.42
		ครั้งที่ 3	70.20

* ข้อมูลเก็บ Moisture Analyzer ถูกจัดเก็บใน server2@wdata@Moisture@2557@193/57

(นางรุสนี ปุฒวิจิตร)

หัวหน้าฝ่ายบริการเครื่องมือวิจัยทางวิทยาศาสตร์

4 สิงหาคม 2557



ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชั้น 1 อาคารบริหารวิชาการรวม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา 90110

โทรศัพท์ 07428 6904-7 โทรสาร 07421 2813

F-RES-003 ฉบับที่ 7 บังคับใช้ 10/09/55

เลขที่ 2408/57 หน้า 1/1

รายงานผลการทดสอบ

ชื่อและที่อยู่ลูกค้า: นายวิชัย ตั้งขันแก้ว
สาขาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

เลขที่ใบขอใช้บริการฯ: 3216/57

วันที่รับตัวอย่าง: 4 สิงหาคม 2557

วันที่ขอใช้บริการฯ: 4 สิงหาคม 2557

ผู้ทดสอบ: นางสาวสุจรรยา จิตรหลัง

วันที่ทำการทดสอบ: 8 สิงหาคม 2557

วิธีการทดสอบ: อ้างถึง WI-RES-Bomb-001

เครื่องมือทดสอบ: IKA[®] Calorimeter System C5000 control, Germany

เทคนิคการทดสอบ: Calorific method

สถานะการทดสอบ: Isoperibolic mode

รายละเอียดตัวอย่าง: ไบปาส์ม, ก้านปาส์ม จำนวน: 2 ตัวอย่าง

ผลการทดสอบ:

ลำดับ	ชื่อตัวอย่าง	ค่าพลังงานความร้อน±SD	
		Calories/g	Joules/g
1	ไบปาส์ม	4,329.0±7.9	18,124.3±31.4
2	ก้านปาส์ม	3,848.0±11.8	16,111.7±48.6

SD: Standard deviation

ข้อมูลฉบับถูกจัดเก็บในไฟล์คอมพิวเตอร์\server2\rawdata\Bomb\2557\3216-57

(นายพรพจน์ นงทอง)

ผู้ช่วยหัวหน้าฝ่ายบริการเครื่องมือวิจัยทางวิทยาศาสตร์

๙ สิงหาคม 2557



ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชั้น 1 อาคารบริหารวิชาการรวม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตพนาโพธิ์ อําเภอสท.ใหญ่ จังหวัดสงขลา 90110

โทรศัพท์ 07428 6904-7 โทรสาร 07421 2813

F-RES-003 ฉบับที่ 7 มีผลใช้ 10/09/55

เลขที่ 2379/57 หน้า 1/1

รายงานผลการทดสอบ

ชื่อและที่อยู่ลูกค้า: นายวิชัย ชังข์แก้ว
ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

เลขที่ใบขอใช้บริการฯ: 3214/57

วันที่รับตัวอย่าง: 4 สิงหาคม 2557

วันที่ขอใช้บริการฯ: 4 สิงหาคม 2557

ผู้ทดสอบ: นางสาวสุจรธา จิตรหลัง

วันที่ทำการทดสอบ: 5 กรกฎาคม 2557

วิธีการทดสอบ: อ้างอิง WI-RES-CHNS-O-001

เครื่องมือทดสอบ: CHNS-O Analyzer, CE Instruments Flash EA 11 12 Series, Thermo Quest, Italy

เทคนิคการทดสอบ: Dynamic Flash Combustion

สภาวะการทดสอบ: สำหรับ Nitrogen

Left Furnace temperature : 900°C Oven temperature : 65°C

Carrier flow : 130 mL/min Reference flow : 100 mL/min

Oxygen flow : 250 mL/min

รายละเอียดตัวอย่าง: ไบปาส์ม, ก้านปาส์ม จำนวน: 2 ตัวอย่าง

ผลการทดสอบ:

ที่	ชื่อตัวอย่าง	%ธาตุ±SD		
		ไนโตรเจน	คาร์บอน	ไฮโดรเจน
1	ไบปาส์ม	1.98±0.06	47.01±0.65	5.85±0.08
2	ก้านปาส์ม	0.41±0.01	43.26±0.68	5.70±0.19

Limit of quantitative (LOQ) = 0.01%, SD : Standard deviation

ข้อมูลดิบถูกจัดเก็บในโฟลเดอร์ 3214-57

(นายพรทนต์ หนูทอง)

ผู้ช่วยหัวหน้าฝ่ายบริการเครื่องมือวิจัยทางวิทยาศาสตร์

๕ สิงหาคม 2557



ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชั้น 1 อาคารบริหารวิชาการรวม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา 90110

โทรศัพท์ 07428 6904-7 โทรสาร 07421 2813

F-RES-003 ฉบับที่ 7 บังคับใช้ 10/09/55

เลขที่ 2464/57 หน้า 1/2

รายงานผลการทดสอบ

ชื่อและที่อยู่ลูกค้า:	นายวิชัย สังข์แก้ว วิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์		
เลขที่ใบขอใช้บริการ:	3215/57		
วันที่รับตัวอย่าง:	4 สิงหาคม 2557		
วันที่ขอใช้บริการ:	4 สิงหาคม 2557		
ผู้ทดสอบ:	นางสาวไสวลักษณ์ อูปลักษณ์		
วันที่ทำการทดสอบ:	7 และ 18 สิงหาคม 2557		
วิธีการทดสอบ:	ICP-OES อ้างอิง WI-RES-ICP-OES-001 Photometer อ้างอิง WI-RES-Spectroquant pharo 300-001		
เครื่องมือทดสอบ:	Inductively Coupled Plasma Optical Emission Spectrometer, Optima 4300 DV, Perkin Elmer Instruments, USA Photometer, Spectroquant [®] pharo 300, Merck, Germany		
เทคนิคการทดสอบ:	Inductively Coupled Plasma Optical Emission Spectrometry และ Spectrometry		
สภาวะการทดสอบ:	ความยาวคลื่น K = 766.490 nm		
รายละเอียดตัวอย่าง:	ใบปาล์ม, ก้านปาล์ม	จำนวน:	2 ตัวอย่าง
ผลการทดสอบ:			



ศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์

ชั้น 1 อาคารบริหารวิชาการรวม มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา 90110

โทรศัพท์ 07428 6904-7 โทรสาร 07421 2813

F-RES-003 ฉบับที่ 7 บังคับใช้ 10/09/55

เลขที่ 2464/57 หน้า 2/2

ลำดับที่	ชื่อตัวอย่าง	ธาตุ	ซ้ำที่	ผลการทดสอบ (mg/kg)
1	ใบปาล์ม	ฟอสฟอรัส (P)	1	1,089.73
			2	1,089.73
			3	1,089.73
		โพแทสเซียม (K)	1	2,142.32
			2	2,164.61
			3	2,142.32
2	ก้านปาล์ม	ฟอสฟอรัส (P)	1	349.51
			2	349.51
			3	349.51
		โพแทสเซียม (K)	1	5,567.26
			2	5,722.05
			3	5,462.41

* ข้อมูลสืบ Photometer ถูกจัดเก็บใน server2\\nwdata\\Wet-Lab ICP\\2557\\3215-57

* จุดต่ำสุดในการตรวจวัด (LOQ): K = 0.003 mg/L

* ข้อมูลสืบ ICP-OES ถูกจัดเก็บในโฟลเดอร์ 3142-57

(นางุสนิ กุลวิจิตร)

หัวหน้าฝ่ายบริการเครื่องมือวิจัยทางวิทยาศาสตร์

19 สิงหาคม 2557

ภาคผนวก ข

ผลการพิสูจน์สมการกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ความหนาแน่นเชิงพื้นที่กับความชื้นของเชื้อเพลิง

ผลการพิสูจน์สมการกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงต่างๆ กัน ไม่ได้ขึ้นกับความชื้นเชื้อเพลิง

$$\left(\frac{E_{o,350} - E_{o,150}}{E_{o,150}} \right)_{40\%} = \left(\frac{E_{o,350} - E_{o,150}}{E_{o,150}} \right)_{60\%} \quad (\text{ข.1})$$

จากสมการ (ข.1)

$$\left(\frac{E_{o,350} - E_{o,150}}{E_{o,150}} \right)_{40\%} = \frac{\frac{\psi_{350} \pi R_{o,350}^2 (LHV_{frond,40\%}) \eta_B \eta_E}{t} - \frac{\psi_{150} \pi R_{o,150}^2 (LHV_{frond,40\%}) \eta_B \eta_E}{t}}{\frac{\psi_{150} \pi R_{o,150}^2 (LHV_{frond,40\%}) \eta_B \eta_E}{t}} \quad (\text{ข.2})$$

$$\left(\frac{E_{o,350} - E_{o,150}}{E_{o,150}} \right)_{60\%} = \frac{\frac{\psi_{350} \pi R_{o,350}^2 (LHV_{frond,60\%}) \eta_B \eta_E}{t} - \frac{\psi_{150} \pi R_{o,150}^2 (LHV_{frond,60\%}) \eta_B \eta_E}{t}}{\frac{\psi_{150} \pi R_{o,150}^2 (LHV_{frond,60\%}) \eta_B \eta_E}{t}} \quad (\text{ข.3})$$

จากสมการ (ข.1) และ (ข.2) จะได้

$$\left(\frac{\psi_{350} R_{o,350}^2 - \psi_{150} R_{o,150}^2}{\psi_{150} R_{o,150}^2} \right)_{40\%} = \left(\frac{\psi_{350} R_{o,350}^2 - \psi_{150} R_{o,150}^2}{\psi_{150} R_{o,150}^2} \right)_{60\%} \quad (\text{ข.4})$$

จาก สมการ (ข.4) แทนค่า $R_o = \left(\frac{3}{\psi \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3}$ จะได้

$$\left(\frac{\psi_{350} \left[\left(\frac{3}{\psi_{350} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2 - \psi_{150} \left[\left(\frac{3}{\psi_{150} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2}{\psi_{150} \left[\left(\frac{3}{\psi_{150} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2} \right)_{40\%}$$

(ข.5)

และ

$$\left(\frac{\psi_{350} \left[\left(\frac{3}{\psi_{350} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2 - \psi_{150} \left[\left(\frac{3}{\psi_{150} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2}{\psi_{150} \left[\left(\frac{3}{\psi_{150} \pi C_{ts, frond}} \left\{ \sum_{u=1}^N C_{ls} N \right\} \right)^{1/3} \right]^2} \right)_{60\%}$$

(ข.6)

ดังนั้น สมการ (ข.5) = (ข.6) ดังสมการ (ข.7)

$$\left(\frac{\psi_{350} \left[\left(\frac{1}{\psi_{350}} \right)^{1/3} \right]^2 - \psi_{150} \left[\left(\frac{1}{\psi_{150}} \right)^{1/3} \right]^2}{\psi_{150} \left[\left(\frac{1}{\psi_{150}} \right)^{1/3} \right]^2} \right)_{40\%} = \left(\frac{\psi_{350} \left[\left(\frac{1}{\psi_{350}} \right)^{1/3} \right]^2 - \psi_{150} \left[\left(\frac{1}{\psi_{150}} \right)^{1/3} \right]^2}{\psi_{150} \left[\left(\frac{1}{\psi_{150}} \right)^{1/3} \right]^2} \right)_{60\%}$$

(ข.7)

จากการพิสูจน์สมการ พบว่าเมื่อค่าความชื้นต่างกัน (40% และ 60%) และความหนาแน่นเชื้อเพลิงต่างกัน (150 และ 350 t/km²/y) แต่สมการ (ข.7) ได้แสดงให้เห็นว่าสมการทั้ง 2 ข้างมีค่าเท่ากัน

ภาคผนวก ค

ผลการพิสูจน์สมการราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมกับผลตอบแทน (IRR)

ผลการพิสูจน์ความแตกต่างของราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมไม่ได้ขึ้นอยู่กับ
ผลตอบแทน (IRR)

สมการ ค.1-ค.3 โดยยกตัวอย่างกรณีที่มีความหนาแน่นเชื้อเพลิง 100 และ 400
t/km²/y และ IRR 10 และ 15%

ความแตกต่างของสมการ ค.1

$$\left[(C_{ws,frond})_{o,max} - (C_{ws,frond})_{o,min} \right]_{IRR} \quad (ค.1)$$

จากสมการ ค.1 แทนค่า $\left(C_{ws,frond} \right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma$ จะได้

$$\left[(\alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma)_{max} - (\alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma)_{min} \right]_{IRR} \quad (ค.2)$$

จากสมการ ค.2 พบว่า

$$\alpha = -\frac{1}{\psi\pi} \sum_{u=1}^N (C_{ls}^N) \quad \text{ไม่มีเทอมที่เกี่ยวข้องกับ IRR}$$

$$\beta = -\frac{2}{3} C_{ts,frond} \quad \text{ไม่มีเทอมที่เกี่ยวข้องกับ IRR}$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e P - \frac{I_s}{f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad \text{มีเทอมใน } f_a \text{ ที่เกี่ยวข้องกับ IRR}$$

$$\text{เมื่อ } f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

ดังนั้น เนื่องจาก γ ไม่มีเทอมของ ψ จึงทำให้ $\gamma_{max} = \gamma_{min}$ ความแตกต่างของ
ราคาจึงขึ้นกับ α , β และ R_o โดย R_o เป็น function ของ ψ เพียงอย่างเดียว (ตามตาราง 4.1)
ดังนั้น สมการ ค.2 จึงขึ้นกับ ψ เพียงอย่างเดียว ทำให้ความต่างของค่าสูงสุดและต่ำสุดของราคารับ
ซื้อไม่ขึ้นกับ IRR

$$(\gamma_{max} - \gamma_{min})_{IRR=10\%} = (\gamma_{max} - \gamma_{min})_{IRR=15\%} \quad (ค.3)$$

ภาคผนวก ง
ผลการจำลองโครงการโรงไฟฟ้า

ผลการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม (กรณีศึกษาทั่วไป)

ตารางที่ ง.1 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มเหมาะสมที่ค่าความชื้นของเชื้อเพลิงกับค่า IRR ต่างๆกัน ($\psi = 200 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)

IRR (%)	ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม (Baht/ton)			
	MC=30%	MC=40%	MC=50%	MC=60%
10	457.02	362.40	267.79	173.17
12	404.14	318.87	233.60	148.33
14	349.05	273.51	197.98	122.44
15	320.78	250.24	179.70	109.16

ตารางที่ ง.2 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มเหมาะสมที่ค่าความหนาแน่นของเชื้อเพลิงกับ IRR ต่างๆกัน ($MC_{\text{wet}}=50\%$)

IRR (%)	ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม (Baht/ton)			
	$\psi = 100 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$	$\psi = 200 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$	$\psi = 300 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$	$\psi = 400 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$
10	247.41	267.79	277.7	283.96
12	213.22	233.60	243.51	249.77
14	177.60	197.98	207.89	214.15
15	159.33	179.70	189.61	195.88

รายชื่อโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

ตารางที่ ง.3 รายชื่อ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและกำลังการผลิต

ชื่อโรงงาน (จังหวัด)	ตัวย่อ ชื่อโรงงาน	กำลังการผลิต (ton/hr)
ชุมพร		
ชุมพรอุตสาหกรรม	M1	60
วิจิตรภัณฑ์ (ท่าแซะ)	M2	120
วิจิตรภัณฑ์สวนปาล์ม	M3	60
กลุ่มปาล์มธรรมชาติ	M4	60
สวีอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม	M5	45
สุราษฎร์ธานี		
ท่าชนะน้ำมัน	M6	45
สมอทองน้ำมันปาล์ม	M7	60
กรีนกลอรี	M8	60
ท่าฉางสวนปาล์มน้ำมัน	M9	45
กาญจนดิษฐ์อินดัสตรีส์	M10	45
ทักษิณอุตสาหกรรม	M11	60
กระบี่		
เอเชียนปาล์ม	M12	45
ยูนิวานิช	M13	45
นาสปาล์มออยล์	M14	45
สหอุตสาหกรรม	M15	60
สยามชัยน้ำมันปาล์ม	M16	45

ผลการจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มเพียงอย่างเดียว ตามเส้นทางหลวงตำแหน่งต่างๆ

ตารางที่ ง.4 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P1 (10° 47' 6.295" N/99° 11' 33.72" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	222.13	31.03	182.40	116.61	23.32
35	177.0032	33.46	176.46	108.08	21.62
40	144.63	35.79	170.77	101.04	20.21

ตารางที่ ง.5 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P2 (10° 35' 3.3504" N/99° 8' 8.530" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	220.6	31.10	182.22	116.34	23.27
35	180.2	33.27	176.93	108.75	21.75
40	152.49	35.17	172.29	102.87	20.57

ตารางที่ ง.6 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P3 (10° 24' 13.708" N/99° 7' 11.35" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
25	161	34.54	173.83	104.70	20.94
30	154.45	35.02	172.65	103.26	20.65
35	142.45	35.98	170.32	100.52	20.10

ตารางที่ ง.7 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P4 (10° 12' 57.045" N/99° 4' 6.027" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
25	125.801	37.50	166.60	96.44	19.29
35	113.69	38.79	163.46	93.24	18.65
40	101.9	40.23	159.94	89.90	17.98

ตารางที่ ง.8 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P5 (10° 1' 49.087" N/99° 3' 36.730" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
35	133.54	36.76	168.40	98.38	19.68
40	110.08	39.21	162.44	92.24	18.45

ตารางที่ ง.9 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P6 (9° 50' 41.564" N/99° 2' 53.66" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
35	143.53	35.89	170.54	100.77	20.15

ตารางที่ ง.10 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P7 (9° 40' 18.415" N/99° 6' 0.655" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	186.33	32.90	177.83	109.93	21.99
35	156.9	34.84	173.10	103.81	20.76

ตารางที่ ง.11 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P8 (9° 29' 3.30" N/99° 7' 37.3044" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	172.151	33.78	175.69	107.07	21.41
35	146.29	35.06	171.09	101.41	20.28

ตารางที่ ง.12 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P9 (9° 17' 56.47" N/99° 8' 10.248" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	168.74	34.00	175.13	106.35	21.27
35	157.61	34.78	173.23	103.96	20.79
40	148.48	35.48	171.52	101.92	20.38

ตารางที่ ง.13 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P10 (9° 6' 7.98" N/99° 10' 12.802" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	190.23	32.67	178.38	110.69	22.14
35	174.01	33.66	175.98	107.45	21.49

ตารางที่ ง.14 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P11 (8° 57' 44.49" N/99° 14' 38.6" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	174.53	33.62	176.06	107.56	21.51
35	153.43	35.10	172.46	103.04	20.61

ตารางที่ ง.15 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P12 ($8^{\circ} 46' 45.01''$ N/ $99^{\circ} 19' 14.4''$ E)

R (Assume)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R_o (km)	$(Cws_{\text{frond}})_o$ (Bath t^{-1})	(Q_B) (MW_{th})	E_o (MW_e)
35	133.64	36.75	168.43	98.40	19.68
40	130.38	37.05	167.69	97.59	19.52

ตารางที่ ง.16 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P13 ($8^{\circ} 20' 10.43''$ N/ $98^{\circ} 45' 45.6''$ E)

R (Assume)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R_o (km)	$(Cws_{\text{frond}})_o$ (Bath t^{-1})	(Q_B) (MW_{th})	E_o (MW_e)
25	263	29.33	186.54	123.31	24.66
30	244.33	30.06	184.76	120.32	24.06

ตารางที่ ง.17 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P14 ($8^{\circ} 10' 19.36''$ N/ $98^{\circ} 50' 27.6''$ E)

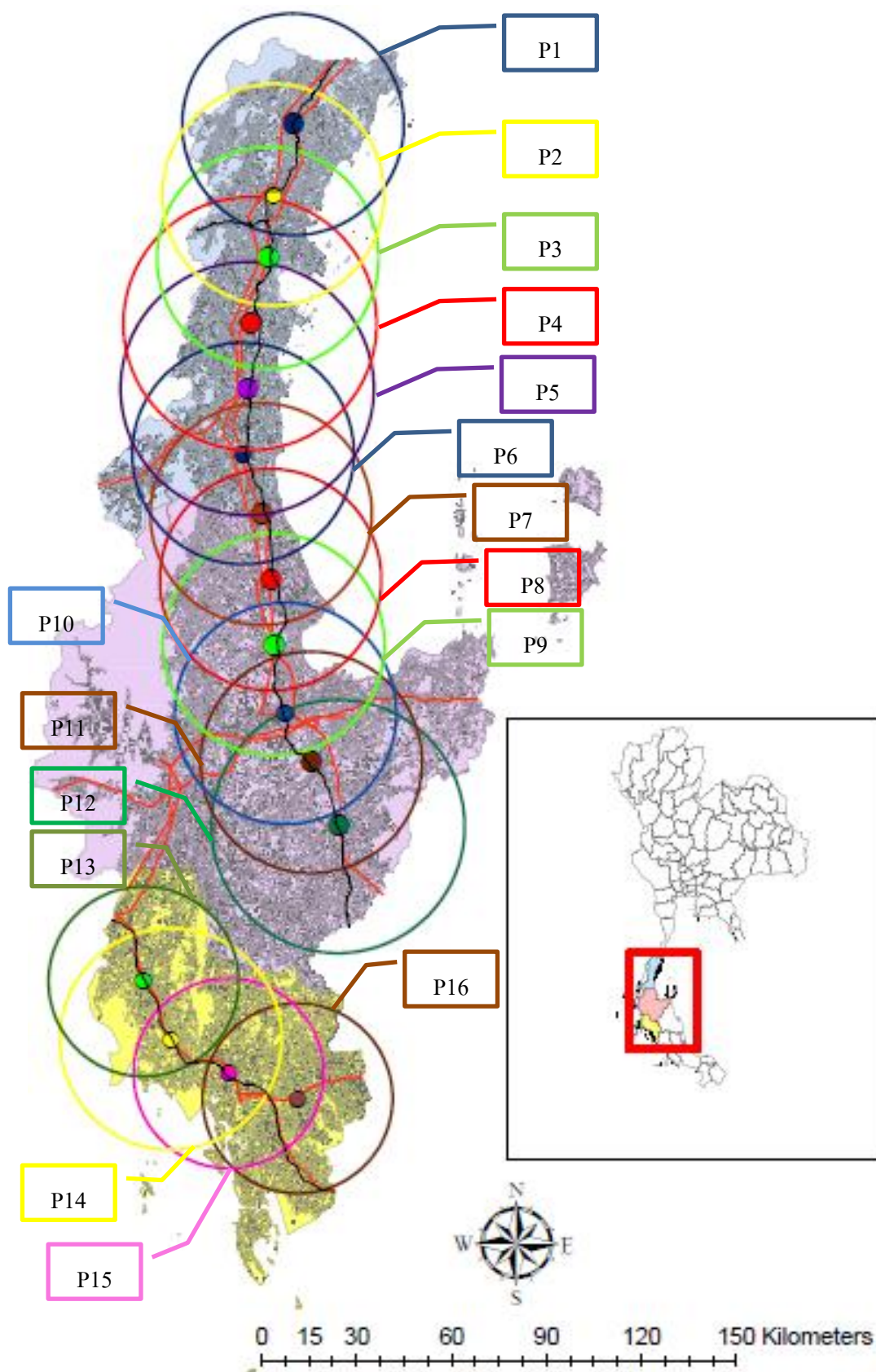
R (Assume)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R_o (km)	$(Cws_{\text{frond}})_o$ (Bath t^{-1})	(Q_B) (MW_{th})	E_o (MW_e)
30	214.09	31.41	181.46	115.14	23.03
35	219.16	31.16	182.06	116.04	23.21

ตารางที่ ง.18 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P15 ($8^{\circ} 4' 25.9104''$ E/ $99^{\circ} 0' 23.68''$ E)

R (Assume)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R_o (km)	$(Cws_{\text{frond}})_o$ (Bath t^{-1})	(Q_B) (MW_{th})	E_o (MW_e)
30	251.3	29.78	185.45	121.45	24.29

ตารางที่ ง.19 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ ตำแหน่งที่ P16 ($8^{\circ} 0' 8.679''$ N/ $99^{\circ} 12' 15.50''$ E)

R (Assume)	ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)	R_o (km)	$(Cws_{\text{frond}})_o$ (Bath t^{-1})	(Q_B) (MW_{th})	E_o (MW_e)
25	314.65	27.63	190.69	130.91	26.18
30	264.67	29.26	186.69	123.57	24.71



รูปที่ ง.1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าตามเส้นทางหลวงและรัศมีที่เหมาะสม

ผลการจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบปาล์มเพียงอย่างเดียว ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

ตารางที่ ง.20 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M1 (10° 50' 27.9" N/ 99° 13' 19.056" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	204.85	31.87	180.33	113.50	22.70
35	166.58	34.14	174.79	105.91	21.18

ตารางที่ ง.21 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M2 (10° 41' 44.73" N/99° 12' 14.796" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	230.48	30.65	183.32	118.05	23.61

ตารางที่ ง.22 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M3 (10° 25' 31.89" N/ 99° 7' 55.85" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	160.47	34.57	173.74	104.60	20.92
35	150.06	35.36	171.82	102.32	20.46

ตารางที่ ง.23 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M4 (10° 17' 37.49" N/ 99° 5' 22.671" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
35	116.94	38.42	164.35	94.16	18.83
40	108.06	39.44	161.86	91.68	18.34

ตารางที่ ง.24 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M5 (10° 11' 28.730" N/ 99° 6' 1.854" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
35	114.25	38.72	163.62	93.43	18.69
40	102.28	40.17	160.08	90.02	18.00

ตารางที่ ง.25 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M6 (9° 36' 19.425" N/ 99° 7' 24.704" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	179.44	33.31	176.82	108.56	21.71
35	155.54	34.94	172.85	103.51	20.70

ตารางที่ ง.26 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M7 (9° 30' 33.328" N/ 99° 7' 55.545" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	171.87	33.79	175.64	107.01	21.40
35	147.51	35.56	171.33	101.69	20.34

ตารางที่ ง.27 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M8 (9° 19' 9.462" N/ 99° 7' 46.930" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
35	155	34.98	172.75	103.39	20.68

ตารางที่ ง.28 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M9 (9° 16' 54.285" N/ 99° 8' 23.586" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	170.87	33.86	175.48	106.80	21.36
35	159.75	34.63	173.61	104.43	20.89

ตารางที่ ง.29 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M10 (9° 1' 24.62" N/ 99° 10' 35.446" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	190.05	32.68	178.36	110.66	22.13
35	173.69	33.68	175.93	107.38	21.48

ตารางที่ ง.30 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M11 (8° 57' 42.85" N/ 99° 13' 29.18" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	178.51	33.37	176.68	108.37	21.67
35	158.29	34.73	173.35	104.11	20.82

ตารางที่ ง.31 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M12 (8° 22' 57.12" N/ 98° 42' 58.38" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	244.58	30.05	184.79	120.36	24.07

ตารางที่ ง.32 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M13 (8° 23' 6.71" N/ 98° 43' 45.624" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	235.61	30.42	183.87	118.87	23.77

ตารางที่ ง.33 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M14 (8° 6' 11.20" N/ 98° 56' 48.879" E)

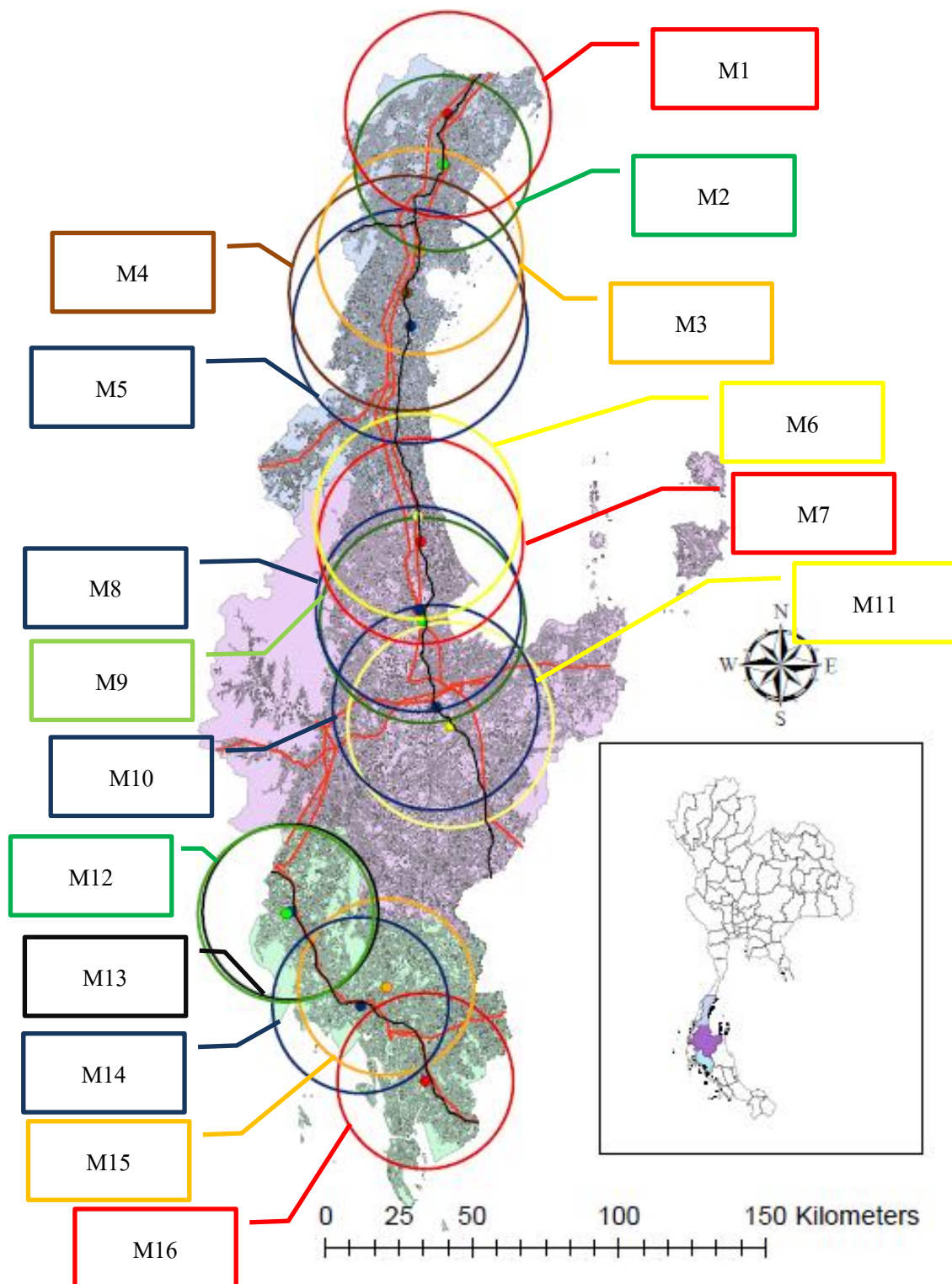
R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	227.54	30.78	183.00	117.50	23.50

ตารางที่ ง.34 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M15 (8° 9' 9.583" N/ 99° 1' 23.898" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
25	314.55	27.63	190.69	130.89	26.18
30	312.66	27.68	190.55	130.63	26.13

ตารางที่ ง.35 การจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M16 (7° 51' 49.75" N/ 99° 8' 49.750" E)

R (Assume)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R _o (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) (MW _{th})	E _o (MW _e)
30	179.4	33.32	176.81	108.55	21.71
35	166.08	34.18	174.69	105.79	21.16



รูปที่ ง.2 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและรัศมีที่เหมาะสม

ผลการจำลองโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่ม (ทางใบป่าลุ่ม กะลาป่าลุ่ม และทะเลสาบป่าลุ่มเปล่า)

ณ โรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่ม กำหนดราคาซื้อขาย 178.98 ±3 Baht/ton

ตารางที่ ง.36 ผลการจำลองตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M1 (10° 50' 27.91" N/ 99° 13' 19.0" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	95.35	55.00	180.59	174.05	34.81

ตารางที่ ง.37 ผลการจำลองตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M2 (10° 41' 44.7" N/99° 12' 14.79" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
380000	71.16	65.00	189.11	197.52	39.50
380000	62.79	70.00	180.31	201.35	40.27

ตารางที่ ง.38 ผลการจำลองตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M3 (10° 25' 31.89" N/ 99° 7' 55.85" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	115.89	50.00	186.95	174.76	34.95
190000	102.42	55.00	178.38	185.71	37.14

ตารางที่ ง.39 ผลการจำลองตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M4 (10° 17' 37.49" N/ 99° 5' 22.67" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	97.65	55.00	178.78	177.84	35.57

ตารางที่ ง.40 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M5 (10° 11' 28.73" N/ 99° 6' 1.85" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	92.40	50.00	180.59	138.54	27.71

ตารางที่ ง.41 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M6 (9° 36' 19.42" N/ 99° 7' 24.70" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	109.11	50.00	180.21	161.31	32.26

ตารางที่ ง.42 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M7 (9° 30' 33.3" N/ 99° 7' 55.545" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	103.40	55.00	178.30	187.33	37.47

ตารางที่ ง.43 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M8 (9° 19' 9.462" N/ 99° 7' 46.93" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	131.19	50.00	179.85	191.40	38.28

ตารางที่ ง.44 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M9 (9° 16' 54.28" N/ 99° 8' 23.58" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	120.84	55.00	177.12	216.09	43.22

ตารางที่ ง.45 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M10 (9° 1' 24.6" N/ 99° 10' 35.46" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	141.39	50.00	179.73	205.31	41.06

ตารางที่ ง.46 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M11 (8° 57' 42.8" N/ 99° 13' 29.1" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	142.89	55.00	176.03	252.45	50.49

ตารางที่ ง.47 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M12 (8° 22' 57.1" N/ 98° 42' 58.3" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	180.00	50.00	179.38	257.93	51.59

ตารางที่ ง.48 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M13 (8° 23' 6.7" N/ 98° 43' 45.62" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	203	45.00	187.50	232.37	47.31
142500	184.95	50.00	179.34	260.47	52.93

ตารางที่ ง.49 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M14 (8° 6' 11.2" N/ 98° 56' 48.89" E)

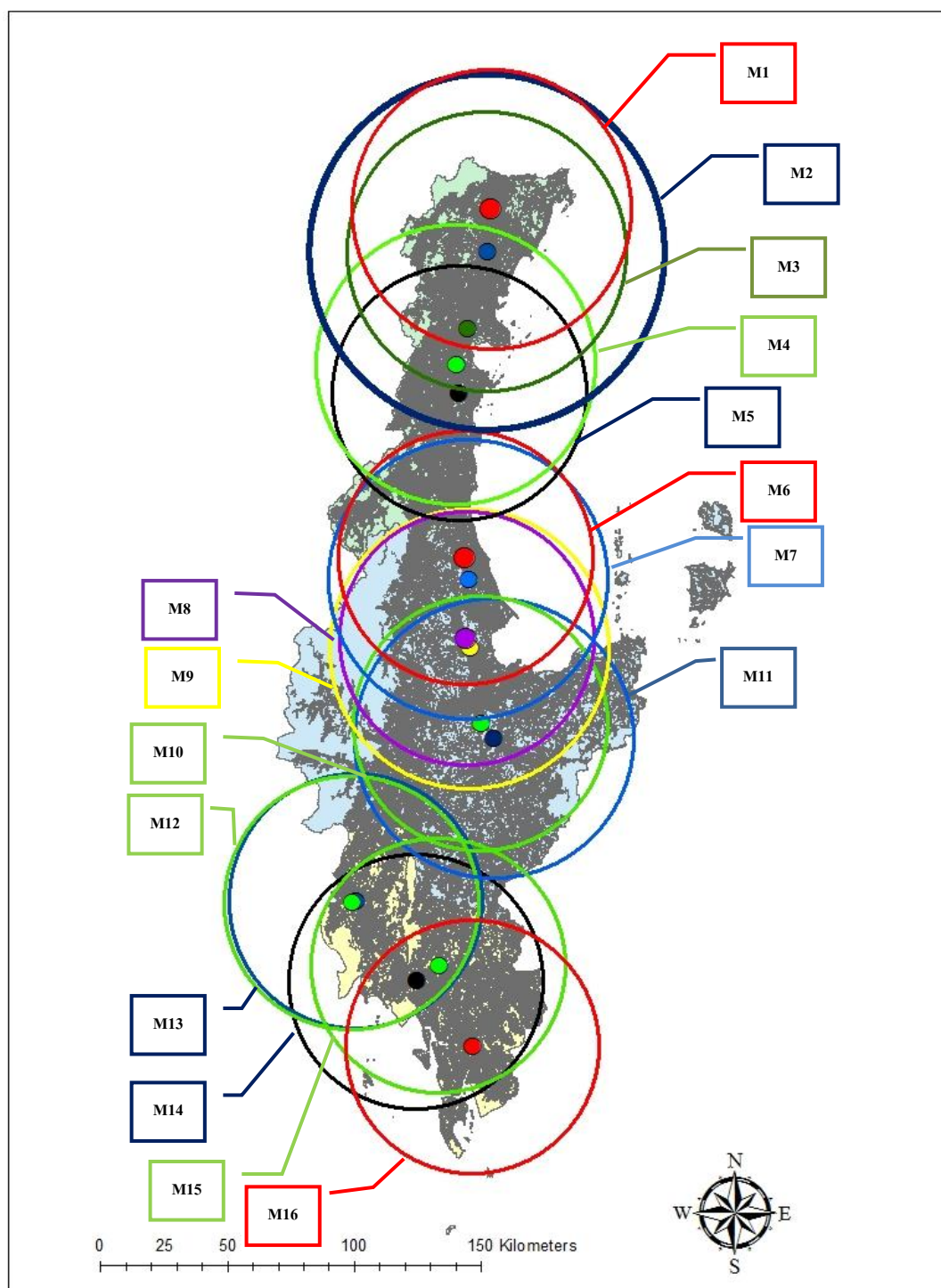
FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	202.37	50.00	179.24	288.41	57.68

ตารางที่ ง.50 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M15 (8° 9' 9.58" N/ 99° 1' 23.898" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
190000	225.08	50.00	182.66	323.57	64.71

ตารางที่ ง.51 ผลการจำลองที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล ณ โรงงาน M16 (7° 51' 49.75" N/ 99° 8' 49.7" E)

FFB (t yr ⁻¹)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R (km)	(Cws _{frond}) _o (Bath t ⁻¹)	(Q _B) _o (MW _{th})	E _o (MW _e)
142500	119.13	50.00	180.03	174.97	34.99



รูปที่ ง.3 ตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มและรัศมีรับซื้อ

แผนการจำลองโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม ณ โรงงานสกัดน้ำมันป่าลุ่มที่มีกำลังการผลิต 60 ตันต่อชั่วโมง (ผลผลิตป่าลุ่มสดเข้า 190,000 ตันต่อปี)
 ตารางที่ ง.52 แผนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลป่าลุ่มร่วม (ทะลายป่าลุ่มเปล่า กะลาและทางใบป่าลุ่ม)

Cws (Baht/ton)	Ψ (ton km ⁻² yr ⁻¹)								IRR
	100		150		200		250		
	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	
178.98	76.00	66.34	75.00	95.36	74.00	122.77	73.50	150.61	13%
200	64.00	48.02	63.00	68.27	62.00	87.18	61.40	106.12	
250	41.00	21.69	38.00	26.98	36.00	31.62	35.00	36.75	
300	27.20	11.43	23.70	12.55	21.40	13.35	19.80	14.05	
350	20.50	7.94	17.10	8.14	15.10	8.33	13.70	8.48	
178.98	55.00	36.34	53.00	49.30	52.00	62.33	51.50	75.66	15%
200	44.00	24.47	42.00	32.21	41.00	40.02	40.00	46.97	
250	27.00	11.31	23.80	12.63	22.00	13.92	20.50	14.82	
300	18.80	7.22	16.00	7.55	14.10	7.70	12.90	7.90	
350	14.85	5.77	12.35	5.86	10.80	5.91	9.80	5.98	

Ψ (ton km ⁻² yr ⁻¹)									
Cws (Baht/ton)	100		150		200		250		IRR
	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	R(km)	E(MW)	
178.98	34.00	15.97	32.00	20.11	31.00	24.32	30.00	27.89	17%
200	26.00	10.73	23.50	12.39	22.00	13.92	21.00	15.38	
250	16.00	6.15	13.50	6.34	12.00	6.50	11.00	6.66	
300	12.00	4.93	9.95	4.98	8.70	5.01	7.85	5.04	
350	9.90	4.43	8.15	4.45	7.05	4.45	6.38	4.47	

ภาคผนวก จ

โปรแกรมการคำนวณแบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ถูกคำนวณโดยใช้โปรแกรม Microsoft Excel ซึ่งรายละเอียดดังต่อไปนี้

กรณีการจำลองหารัศมีที่เหมาะสม กำลังการผลิตไฟฟ้า และราคาซื้อขายเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ของโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มเพียงอย่างเดียว (กรณีที่ 1 และ 2.1)

Running time=C4

Fully Condensing plant efficiency = C6

Boiler efficiency = C7

Electrical export factor = C9

number of months = C10

Biomass

Oil palm frond distribution = C13

Moisture Content of Oil palm frond = C14

HHV of oil palm frond = C15

%H = C16

$h_{fg}@25^{\circ}\text{C}$ = C17

lower heating value of Oil palm frond = C18

Unit of transportation cost of Oil palm frond = C19

Economic parameters

Specific investment = C22

Internal rate of return = C23

Maintenance coefficient = C24

Economic life time = C25

Price of electricity capacity = C26

Price of electricity energy = C27

Price of fuel saving = C28 *(กำหนด=0)

Adder support by government = C29

Price of renewable energy promotion = C30

Manpower

Total employees = C32

Average wage per capita = C33

VAT = C35

$$f_a \text{ (B37)} = \frac{((1 + (C23/100))^{C25} - 1)}{((C23/100) * ((1 + C23/100)^{C25}))}$$

$$\alpha \text{ (B39)} = - (1 / (C13 * (PI))) * (C32 * C33)$$

$$\beta \text{ (B40)} = - (2 * C19) / 3$$

$$\gamma \text{ (B41)} = \frac{((C18 * C6 * C7) / (100 * 100)) * ((C35) * (C9 / 100) * (C27 + C28 + C29 + C30 + (C10 * C26 / C4)))}{- (C22 * (((C24 / 100) * B37) + 1) / (C4 * B37)) * (1000 / 3600)}$$

การคำนวณรัศมีที่เหมาะสม

$$R_o \text{ (C44)} = \frac{(C32 * C33 * 3)}{(C19 * C13 * (PI))^{1/3}}$$

การคำนวณขนาดเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เหมาะสม

$$Q_B \text{ (E44)} = \frac{(C13 * (PI)) * (C44^2) * C18 * (C7 / 100)}{(C4 * 3600)}$$

การคำนวณกำลังผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

$$E_o = ((C6 / 100) * (E44))$$

การคำนวณราคาซื้อขายเชื้อเพลิงที่เหมาะสม

$$\left(C_{ws, frond} \right)_o = (B39 * (C44^{(-2)})) + (B40 * C44) + B41$$

กรณีศึกษาที่ 2.2 การจำลองหารัศมีที่เหมาะสม กำลังการผลิตไฟฟ้า และราคาซื้อขายเชื้อเพลิง
สูงสุดที่ยอมรับได้ของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มรวม (กะลา ทะลาย และทางใบปาล์ม)

Running time = C4

Fully Condensing plant efficiency = C5

Boiler efficiency = C6

Electrical export factor = C7

number of months = C8

FFB distribution = C10

Shell

ปริมาณ shell ต่อ t-FFB = C12

Moisture Content of Oil palm shell = C13

lower heating value of shell = C14

Unit of transportation cost of shell = C15

Fiber

ปริมาณ fiber ต่อ t-FFB = C17

Moisture Content of Oil palm fiber = C18

lower heating value of fiber = C19

Unit of transportation cost = C20

Empty Fruit Bunch

ปริมาณ EFB ต่อ t-FFB = C22

Moisture Content of Oil palm EFB = C23

lower heating value of EFB = C24

Unit of transportation cost = C25

FROND

frond distribution = C27

Moisture Content of oil palm frond = C28

HHV of oil palm frond = C29

%H = C30

$h_{fg}@25^{\circ}\text{C} = \text{C31}$

lower heating value of oil palm frond = C32

Unit of transportation cost of chipped = C33

Economic parameters

Specific investment = C35

Internal rate of return = C36

Maintenance coefficient = C37

Economic life time = C38

Price of electricity capacity = C39

Price of electricity energy = C40

Price of support fuel saving = C41 *(กำหนด=0)

Price of renewable energy promotion = C42

Price of adder support by government = C43

VAT = C44

manpower

Total employees = C46

Average wage per capita = C47

การคำนวณราคาปรับซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดและศักยภาพโรงไฟฟ้า (กรณี 2.2)

$$f_a (B50) = (((1+(C36/100))^C38)-1)/((C36/100)*(1+(C36/100))^C38)$$

$$P (B51) = (C40+C41+C43+C42+((C8*C39)/C4))$$

$$D (B52) = (C12*C14)+(C17*C16*C19)+(C22*C24)$$

$$\begin{aligned} \alpha (B56) = & (C44*(C7/100)*C10*(C5/100)*(C6/100)*(B51*B52*1000))/(C27*PI()*3600) \\ & - (C47*C46)/(C27*PI()) - \\ & C35*C10*(C6/100)*(C5/100)*B52*(((C37/100)*B50)+1)*1000)/(C27*PI()*C4*B50* \\ & 3600) \end{aligned}$$

$$\beta (B57) = -2*C33/3$$

$$\begin{aligned} \gamma (B58) = & (C5/100)*(C6/100)*C32*(((C44*(C7/100)*B51) \\ & -(C35*(((C37/100)*B50)+1))/(C4*B50))*(1000/3600) \end{aligned}$$

การคำนวณรัศมีที่เหมาะสม

$$R_o (D60) = (2*B56/B57)^{(1/3)}$$

การคำนวณขนาดเครื่องกำเนิดไอน้ำที่เหมาะสม

$$\begin{aligned} Q_B (F60) = & (C10*C12*C14*C6/(3600*C4*100))+(C10*C17*C19*C16*C6/(3600*C4*100)) \\ & +(C10*C22*C24*C6/(3600*C4*100))+(C27*PI()*D61^2*C32*C6/(3600*C4*100)) \end{aligned}$$

การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

$$E_o = F60*C5/100$$

การคำนวณราคาปรับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม

$$(C_{ws, frond})_o = B56*(D60^{-2})+(B57*D60)+B58$$

การจำลองหารัศมีการรับซื้อโดยกำหนดราคาเท่ากับราคาซื้อเฉลี่ยกรณีศึกษาที่ 1 (กรณีศึกษา 2.3) และศึกษาศักยภาพกำลังการผลิตไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์มร่วม (กะลา ทะลาย และทางใบปาล์ม)

Running time = C4

Fully Condensing plant efficiency = C5

Boiler efficiency = C6

Electrical export factor = C7

number of months = C8

FFB distribution = C10

Shell

ปริมาณ shell ต่อ t-FFB = C12

Moisture Content of Oil palm shell = C13

lower heating value of shell = C14

Unit of transportation cost of shell = C15

Fiber

ปริมาณ fiber ต่อ t-FFB = C17

Moisture Content of Oil palm fiber = C18

lower heating value of fiber = C19

Unit of transportation cost = C20

Empty Fruit Bunch

ปริมาณ EFB ต่อ t-FFB = C22

Moisture Content of Oil palm EFB = C23

lower heating value of EFB = C24

Unit of transportation cost = C25

FROND

frond distribution = C27

Moisture Content of oil palm frond = C28

HHV of oil palm frond = C29

%H = C30

$h_{ig}@25^{\circ}\text{C}$ = C31

lower heating value of oil palm frond = C32

Unit of transportation cost of chipped = C33

Economic parameters

Specific investment = C35

Internal rate of return = C36

Maintenance coefficient = C37

Economic life time = C38

Price of electricity capacity = C39

Price of electricity energy = C40

Price of support fuel saving = C41 *(กำหนด=0)

Price of renewable energy promotion = C42

Price of adder support by government = C43

VAT = C44

manpower

Total employees = C46

Average wage per capita = C47

ตัวอย่างการคำนวณราคารับซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดและศักยภาพโรงไฟฟ้า (กรณี 2.3)

$$f_a (B50) = (((1+(C36/100))^C38)-1)/((C36/100)*(1+(C36/100))^C38)$$

$$P (B51) = (C40+C41+C43+C42+((C8*C39)/C4))$$

$$D (B52) = (C12*C14)+(C17*C16*C19)+(C22*C24)$$

$$\begin{aligned} \alpha (B56) &= (C44*(C7/100)*C10*(C5/100)*(C6/100)*(B51*B52*1000))/(C27*PI()*3600) \\ &\quad - (C47*C46)/(C27*PI()) - \\ &\quad (C35*C10*(C6/100)*(C5/100)*B52*(((C37/100)*B50)+1)*1000)/(C27*PI()*C4*B50 \\ &\quad *3600) \end{aligned}$$

$$\beta (B57) = -2*C33/3$$

$$\begin{aligned} \gamma (B58) &= (C5/100)*(C6/100)*C32*((C44*(C7/100)*B51) \\ &\quad -(C35*(((C37/100)*B50)+1))/(C4*B50))*(1000/3600) \end{aligned}$$

สมมติวิธี R เพื่อหาค่าความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม

$$R (D60) = \text{Assume}$$

คำนวณราคารับซื้อเชื้อเพลิงให้เท่ากับราคาเฉลี่ยของกรณีที่ 1 ด้วยสมการ (2.35)

$$C_{ws\ frond} = \alpha R^{-2} + \beta R + \gamma \quad (2.35)$$

178.98 = B56*(D60^-2)+(B57*D60)+B58 สมมติค่า R จนกว่าจะได้ราคารับซื้อเชื้อเพลิงเท่ากับที่กำหนด

ใช้ค่า R คำนวณขนาดเครื่องกำเนิดไอน้ำ

$$\begin{aligned} Q_B (F60) &= (C10*C12*C14*C6/(3600*C4*100))+(C10*C17*C19*C16*C6/(3600*C4*100)) \\ &\quad +(C10*C22*C24*C6/(3600*C4*100))+(C27*PI()*D61^2*C32*C6/(3600*C4*100)) \end{aligned}$$

การคำนวณกำลังการผลิตไฟฟ้า

$$E_o = F60*C5/100$$

ภาคผนวก จ
ผลงานการประชุมวิชาการ

การวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มของโรงไฟฟ้า

แบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

Cost Analysis of Oil Palm Frond Biomass for Fully Condensing

Power Plants

วิชัย สังข์แก้ว^{1*}, สุธีระ ประเสริฐสรพร², นันทพันธ์ นภทรานันท์³ และพูนสุข ประเสริฐสรพร⁴^{1,2,3} ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112⁴ ภาควิชาเทคโนโลยีชีวภาพอุตสาหกรรม คณะอุตสาหกรรมเกษตร มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112

*อีเมลล์ : sungkaew.wi@gmail.com

W. Sungkaew^{1*}, S. Prasertsan², N. Naphattharanun³ and P. Prasertsan⁴^{1,2,3} Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Prince of Songkla University, Hat Yai, Songkhla 90112⁴ Department of Industrial Biotechnology, Faculty of Agro-Industry, Prince of Songkla University, Hat Yai, Songkhla 90112

*E-mail : sungkaew.wi@gmail.com

บทคัดย่อ

ประเทศไทยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้น เนื่องจากการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นจึงมีการวางแผนจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ งานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาการสร้างโรงไฟฟ้า แต่เนื่องจากต้องมีการยอมรับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลและการหาตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม ดังนั้นการคำนวณหาราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มที่เหมาะสม รวมทั้งตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าชีวมวล ผลการศึกษาพบว่าราคาเชื้อเพลิงขึ้นอยู่กับความชื้นและความหนาแน่นของเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในพื้นที่ต่างๆ โดยมีผลต่อขนาดโรงไฟฟ้า พบว่าโรงไฟฟ้าที่มีความหนาแน่นของชีวมวล 150-350 t/km²/year สามารถรับซื้อชีวมวลในราคาสูงสุดที่ไม่เกิน 100-260 บาทต่อตัน ซึ่งกำหนดผลการตอบแทนการลงทุน (IRR=15%) ที่ปริมาณความชื้น 40-60% โรงไฟฟ้าต้องมีแหล่งชีวมวลล้อมรอบด้วยรัศมี 26-35 กิโลเมตร จะได้กำลังผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 14-32 เมกะวัตต์

คำสำคัญ โรงไฟฟ้าชีวมวล, ราคาเชื้อเพลิง, ทางใบปาล์ม

Abstract

In the past, Thailand's strategy for biomass-fired power plant has ignored palm tree residues left unused in the plantations. This work presents the mathematical model of palm frond procurement for power plant establishment. The study leads to the optimum farm-gate

biomass price. It was found that the proposed price depends on moisture content, area-based availability and the internal rate of return (IRR). It is possible to set power plants of 14-32 MW capacities having sufficient supply of biomass fuel within a radius of 26-35 kilometers. The fuel prices are in the range of 100-260 Baht/ton for moisture 40%-60% and fuel availability of 150-350 t/km²/year, if IRR of 15% is expected.

Keywords: biomass power plant, fuel cost, palm oil frond

1. บทนำ

ประเทศไทยมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากการพัฒนาอุตสาหกรรมมากมาย ดังนั้นจึงมีการวางแผนจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการของประเทศ (แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573) รวมถึงแนวทางจัดหาพลังงานทดแทน โดยจะขยายปริมาณพลังงานหมุนเวียนตามศักยภาพของเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีอย่างพลังงานชีวมวล [1] เพราะประเทศไทยนั้นมีพื้นที่ทางเกษตรกรรมหลายอย่าง เช่น ข้าว มันสำปะหลัง อ้อย และปาล์มน้ำมัน เป็นต้น

ปาล์มน้ำมันเป็นพืชเศรษฐกิจหลักของประเทศ ในปี 2556 มีเนื้อที่ให้ผล 4.09 ล้านไร่ ผลผลิต 12.42 ล้านตัน และผลผลิตต่อไร่ 3,033 กิโลกรัม [2] พื้นที่ปลูกส่วนใหญ่จะอยู่ทางภาคใต้ของประเทศ โดยจังหวัดที่มีการปลูกมาก 3 อันดับ คือ

กระบี่ สุราษฎร์ธานี และชุมพร ตามลำดับ [3] พื้นที่ปลูกนั้นจะมีชีวมวลที่ได้จากสวน เช่น ลำต้น และทางใบปาล์ม คือ ส่วนของใบและก้านใบของต้นปาล์ม เกษตรกรจะต้องตัดใบล่างที่รองรับทะลายปาล์มออกก่อนเก็บเกี่ยว เกษตรกรจะเก็บเกี่ยวผลผลิตปาล์มทุกๆ 15-20 วัน เฉลี่ยมีการตัดทางใบปาล์มออกอย่างน้อย 2 ทางใบต่อต้น หรือคิดเป็น 44 ทางใบต่อไร่ (อัตราการปลูก 22 ต้นต่อไร่) ในหนึ่งปีจะมีการตัดทางใบปาล์มประมาณ 18 ครั้ง ทางใบปาล์มจะมีน้ำหนักเฉลี่ย 5 กิโลกรัม คิดเป็นน้ำหนักสดประมาณ 3,960 กิโลกรัมต่อไร่ต่อ

ปี [4] หรือคิดเป็นน้ำหนักแห้งประมาณ 937.5 ตันต่อตารางกิโลเมตรต่อปี

งานวิจัยนี้ได้ศึกษา ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม เนื่องจากราคาเชื้อเพลิงเป็นต้นทุนสำคัญมากซึ่งจะมีอิทธิพลต่อการตัดสินใจตั้งโรงไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิงต้องเป็นราคาที่ สามารถต่อรองและยอมรับได้ระหว่างผู้ซื้อและผู้ขาย ซึ่งราคาเชื้อเพลิงนี้จะขึ้นกับระยะทางการขนส่ง ต้นทุนผลิตชีวมวล และคุณภาพเชื้อเพลิง ดังนั้นค่าความร้อนและค่าความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงจึงเป็นปัจจัยหลักในการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้า

Nomenclature

C_l	Annual labor cost, Baht yr ⁻¹	m	Number of months, months yr ⁻¹
C_{ls}	Specific wage per capita of labor cost, Baht person ⁻¹ yr ⁻¹	$MC_{wet,frond}$	Moisture content of frond, % or decimal
C_m	Annual maintenance, Baht yr ⁻¹	n	Economic life time, yr
C_{ts}	Annual transportation cost, Baht yr ⁻¹	N	Number of workers, person
$C_{ts,frond}$	Unit cost of frond transportation, Baht t ⁻¹ km ⁻¹	NPV	Net present value, Baht
C_w	annual biomass cost, Baht y ⁻¹	OUT	Total outgoing finance, Baht yr ⁻¹
$C_{ws,frond}$	Unit cost of shell fuel, Baht t ⁻¹	P_{Add}	Price of adder, Baht kW ⁻¹
$(C_{ws,frond})_o$	Optimal unit cost of shell fuel, Baht t ⁻¹	P_{ec}	Price of electricity capacity, Baht kW ⁻¹ month ⁻¹
CF	Annual cash flow, Baht yr ⁻¹	P_{ee}	Price of electricity energy, Baht kW ⁻¹
E	Electricity output, MW _e	P_{FS}	Price of fuel saving, Baht kW ⁻¹
E_o	Optimal electricity output, MW _e	P_{REP}	Price of renewable energy promotion, Baht kW ⁻¹
f_e	Electricity export factor, % or decimal	Q_B	Boiler thermal load, MW _{th}
%H	Percentage of hydrogen in fuel, % or decimal	$Q_{B,frond}$	Frond thermal load, MW _{th}
h_{fg}	Vaporization enthalpy of water at 25°C, kJ kg ⁻¹	$(Q_B)_o$	Optimal boiler thermal load, MW _{th}
HHV	Higher heating value of fuel, kJ kg ⁻¹	R	Radius of plantation area, km
i	Discount rate, %	$(R)_o$	Optimal radius of plantation area, km
I_s	Specific investment, Baht kW _e ⁻¹	t	annual power plant operating time, h yr ⁻¹
I_{total}	Total Power plant investment, Baht	VAT	Vat (1.07), % or decimal
IN	total income, Baht yr ⁻¹	η_B	Boiler efficiency, % or decimal
IRR	Internal rate return, % or decimal	η_E	Overall efficiency, % or decimal
k_m	Maintenance coefficient, % yr ⁻¹ or decimal	ψ	Annual specific biomass frond availability, t km ⁻² y ⁻¹
LHV_{frond}	Lower heating value of frond, MJ kg ⁻¹		

2. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

แบบจำลองการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Fully condensing) คือ โรงไฟฟ้าที่ไม่มีการดึงไอน้ำความดันสูงไปใช้งานในกระบวนการทางความร้อน แต่มีการดึงไอน้ำความดันต่ำบางส่วนไปใช้เพื่ออุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำ มีข้อดีคือ เป็นระบบที่ไม่ซับซ้อน ควบคุมง่าย ใช้เงินลงทุนไม่สูงเมื่อเทียบกับระบบอื่นที่กำลังการผลิตไฟฟ้าที่เท่ากัน

2.1 ขนาดของโรงไฟฟ้า

ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า [5] จะขึ้นอยู่กับ กำลังการผลิตไฟฟ้า (E) และ กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Q_B) สมการ (1)

$$\eta_E = \frac{E}{Q_B} \quad (1)$$

การดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าจะสมมติให้โรงไฟฟ้าตั้งอยู่บริเวณตรงกลางแล้วล้อมรอบด้วยพื้นที่ปลูกที่มีรัศมี R (km) และมีชีวมวลทางใบปาล์มจากสวนปีละ ψ ($t \text{ km}^{-2} \text{ y}^{-1}$) โดยมีการดำเนินการผลิตไฟฟ้าปีละ t ชั่วโมง การผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (2) โดยขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อน สมการ (3)

$$Q_B = Q_{frond} \quad (2)$$

$$Q_{B, frond} = \frac{\psi \pi R^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \quad (3)$$

เมื่อ

$$LHV_{frond} = (1 - MC_{wet}) [HHV - 9h_{fg} (\%H)] - h_{fg} MC_{wet} \quad (4)$$

2.2 แบบจำลองราคาเชื้อเพลิง

การวิเคราะห์ราคาของเชื้อเพลิงนั้นจะใช้วิธีการจำลองอัตราการไหลเข้าออกของเงิน (Cash flow) [6] ในธุรกิจโรงไฟฟ้าโดยคิดจากรายได้ลบด้วยรายจ่ายซึ่งกำหนดให้ IN คือรายรับทั้งหมด และ OUT คือรายจ่ายทั้งหมดซึ่งแสดงได้ตั้งสมการ (5)

$$CF = IN - OUT \quad (5)$$

รายได้ประกอบไปด้วย [7]

P_{ee} การขายพลังงานไฟฟ้า (Baht kWh^{-1})
 P_{FS} การประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Baht kWh^{-1})
 P_{Add} การสนับสนุนของรัฐบาล (Baht kWh^{-1})
 P_{REP} การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Baht kWh^{-1})

P_{ec} การขายพลังไฟฟ้า (Baht $\text{kWh}^{-1} \text{ month}^{-1}$)

$$P_{ec} = 624.34(0.5(FX/37) + 0.5)$$

FX = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ (คิดที่ 32 บาท)

VAT ภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% ($1+0.07=1.07$)

แทนค่า IN จะได้

$$IN = (VAT) \{ f_e E (P_{ee} + P_{FS} + P_{Add} + P_{REP}) + m(f_e E p_{ec}) \} \quad (6)$$

แทนค่า E จาก (1) จะได้ว่า

$$IN = (VAT) \{ f_e (P_{ee} + P_{FS} + P_{Add} + P_{REP}) (\eta_E Q_B) + m f_e P_{ec} (\eta_E Q_B) \} \quad (7)$$

แทนค่า Q_B จาก (2) จะได้

$$IN = t \eta_E (VAT) f_e \left\{ P_{ee} + P_{FS} + P_{Add} + P_{REP} + \frac{m p_{ec}}{t} \right\} \times [Q_{B, frond}] \quad (8)$$

แทนค่า (3) จะได้

$$IN = t \eta_E (VAT) f_e \left\{ P_{ee} + P_{FS} + P_{Add} + P_{REP} + \frac{m p_{ec}}{t} \right\} \times \left[\frac{\psi \pi R^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \right] \quad (9)$$

กำหนดให้ OUT คือการจ่ายเงินประกอบด้วย 4 ส่วน [5] คือ ค่าเชื้อเพลิง (C_w) ค่าขนส่งเชื้อเพลิง (C_{ts}) ค่าจ้างบุคลากร (C_l) ที่ทำหน้าที่ต่าง ๆ กันในโรงไฟฟ้า และค่าบำรุงรักษา (C_m)

$$OUT = C_w + C_t + C_l + C_m \quad (10)$$

$$C_w = \int_0^R C_{ws} \psi (2\pi R) dR = C_{ws} \psi \pi R^2 \quad (11)$$

$$C_t = \int_0^R C_{ts} \psi (2\pi R) R dR = \frac{2}{3} C_{ts} \psi \pi R^3 \quad (12)$$

$$C_l = \sum \left(C_{ls} N \right) \quad (13)$$

$$u = 1$$

$$C_m = k_m I_{total} \quad (14)$$

แทน IN และ OUT ลงใน (5) จะได้

$$CF = \eta_E \eta_B \psi \pi R^2 (VAT) f_e P (LHV_{frond}) - C_{ws} frond \psi \pi R^2 - \frac{2}{3} C_{ts} frond \psi \pi R^3 - \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - k_m I_{total} \quad (15)$$

กำหนดให้

$$P = \left\{ p_{ee} + p_{FS} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{mp_{ec}}{t} \right\} \quad (16)$$

$$NPV = f_a CF - I_{total}$$

$$\text{โดย } f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

ค่าการลงทุนทั้งหมดของระบบไฟฟ้า (Fully condensing)

$$I_{total} = I_s E \quad (17)$$

ซึ่งเขียนใหม่เป็น (18) โดยแทนค่า E (1) และ Q_B (2), (3)

$$I_{total} = \frac{I_s \psi \pi R^2 \eta_B \eta_E (LHV_{frond})}{t} \quad (18)$$

ให้ $NPV=0$ ใน (16) ค่า i ก็จะเป็น IRR ทำให้สามารถคำนวณราคาซื้อเพลิงได้ (19)

$$C_{ws} frond = \eta_E \eta_B (VAT) f_e P (LHV_{frond}) - \frac{2}{3} C_{ts} frond R - \frac{1}{\psi \pi R^2} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E (LHV_{frond}) (k_m f_a + 1)}{f_a} \quad (19)$$

เมื่อกำหนดค่า α (อัลฟา) β (เบต้า) และ γ (แกมมา) ดังแสดงสมการ (20-22) ดังนั้น แบบจำลองราคาซื้อเพลิงในรูปแบบอย่างง่าย (23)

$$\alpha = -\frac{1}{\psi \pi} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) \quad (20)$$

$$\beta = -\frac{2}{3} C_{ts} frond \quad (21)$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e P - \frac{I_s}{f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad (22)$$

แบบจำลองราคาซื้อเพลิงอยู่ในรูปฟังก์ชันอย่างง่าย (23)

$$C_{ws} frond = \alpha R^{-2} + \beta R + \gamma \quad (23)$$

2.3 แบบจำลองราคาซื้อเพลิงทางไปปาล์มสูงสุด

รัศมีที่เหมาะสมของพื้นที่ (R_o) ที่ให้ราคาซื้อซื้อเพลิงสูงสุดสามารถหาได้จาก $dC_{ws, frond}/dR=0$ ในสมการที่ (23) โดยแสดงผลสมการ (24)

$$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta} \right)^{1/3} \quad (24)$$

แทนค่า R_o ลงใน (3) จะได้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และกำลังผลิตไฟฟ้า ตามสมการ (25) และ (26)

$$(Q_B)_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \quad (25)$$

$$E_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t} \quad (26)$$

ดังนั้น ราคาซื้อเพลิงสูงสุดในการทำข้อตกลงการรับซื้อซื้อเพลิงต้องไม่เกิน สมการ (27)

$$\left(C_{ws} frond \right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma \quad (27)$$

การออกแบบสมการ (23) และ (27) นั้น ต่างกันดังนี้ สมการ (23) คือกำหนดราคาซื้อซื้อเพลิงซึ่งขึ้นอยู่กับรัศมีและค่าผลตอบแทนตามต้องการ ซึ่งจะให้ได้กับโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตทุกขนาด แต่สมการราคาซื้อซื้อเพลิง (27) คือ ราคาที่ขนาดของโรงไฟฟ้ามีค่าคงที่ และกำหนดราคาซื้อซื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ในการต่อรองทำข้อตกลงไม่ให้ราคาสูงเกิน

ตารางที่ 1 ข้อมูลทางเทคนิคการออกแบบที่ตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

parameter	symbol	value	unit	Reference
Fully Condensing Plant				
Running time	t	8,000	h yr^{-1}	[5]
Overall efficiency	η_E	20	%	[5]
Boiler efficiency	η_B	75	%	Assumed
Electrical export factor	f_e	90	%	[5]
Number of months	m	12	month yr^{-1}	[5]
Biomass				
Oil palm frond distribution	ψ	937.5	$\text{t km}^{-2} \text{yr}^{-1}$	[4]
Moisture of oil palm frond	$MC_{wet, frond}$	0.5	*100 (%)	Assumed
HHV of oil palm frond	HHV	17,033	kJ kg^{-1}	Experiment
%H	$\%H$	0.0575	%	Experiment
$h_{fg@25^\circ\text{C}}$	h_{fg}	2,442.3	kJ kg^{-1}	
Unit of transportation cost of chipped Oil palm frond	$C_{ts, frond}$	2.44	$\text{Baht t}^{-1} \text{km}^{-1}$	[8]
Specific investment	I_S	75,000	Baht kW_e^{-1}	[5]
Internal rate of return	IRR	15	%	[5]
Maintenance coefficient	k_m	3	%	[5]
Economic life time	n	20	yr	[5]
Price of electricity capacity	P_{ec}	582.15	$\text{Baht kW}^{-1} \text{month}^{-1}$	[7]
Price of electricity energy	P_{ee}	0.88	Baht kWh^{-1}	[7]
Price of support fuel saving	P_{FS}	0.36	Baht kWh^{-1}	[7]
Price of renewable energy promotion	P_{REP}	0.39	Baht kWh^{-1}	[7]
Price of adder support by government	P_{Add}	0.3	Baht kWh^{-1}	[7]
Vat	VAT	7	%	[7]

3. ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์

3.1 กรณีศึกษา

สมมติให้โครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบโพลัม ที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยมีข้อมูลทางเทคนิคและกำลังคนปรากฏในตารางที่ 1 และ 2 ตามลำดับ ซึ่งเป็นข้อมูลของโรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพารา ของจังหวัดยะลา และใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการจำลองหาราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ ซึ่งจะให้ผลของค่า ความชื้น (% MC_{wet}) และความหนาแน่น (Availability density) เป็นตัวแปรอิสระ โดยกำหนดผลตอบแทน ($IRR=15\%$)

ตารางที่ 2 รายละเอียดกำลังคนสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลปาล์ม

	จำนวนบุคลากร N (person)	ค่าจ้างบุคลากร, C_{is} ($\text{Bath person}^{-1} \text{yr}^{-1}$)
Plant manager	1	1,000,000
Shift leader	5	650,000
O&M personnel	12	450,000
Operator	12	400,000
Secretary	5	200,000
Fuel handing	6	250,000
Total	41	

3.2 ขนาดโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม (Optimum)

ขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม กรณีศึกษาการจำลองสร้างโรงไฟฟ้าแบบผลิตพลังงานเพียงอย่างเดียวโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอมวลรอบๆโรงงาน ซึ่งมีรัศมี ขนาดโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม และราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ (Maximum affordable biomass price) ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์ (ตารางที่ 3) พบว่าขนาดของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม เมื่อกำหนดให้ ψ คงที่ ขนาดรัศมีที่เหมาะสม (R_o) ของพื้นที่ปลูก ซึ่งความหนาแน่นของเชื้อเพลิงนั้น ไม่แปรผันตามกับค่าความชื้นของเชื้อเพลิง แต่ค่าความชื้นของเชื้อเพลิงและความหนาแน่นมีผลต่อขนาดของโรงไฟฟ้า ในการออกแบบการจำลองผลทางคณิตศาสตร์สร้างโรงไฟฟ้า ได้กำหนดอัตราผลตอบแทน (IRR=15%) แสดงว่าค่าความชื้นของเชื้อเพลิงมีบทบาทสำคัญมาก หากลดความชื้นลงจาก

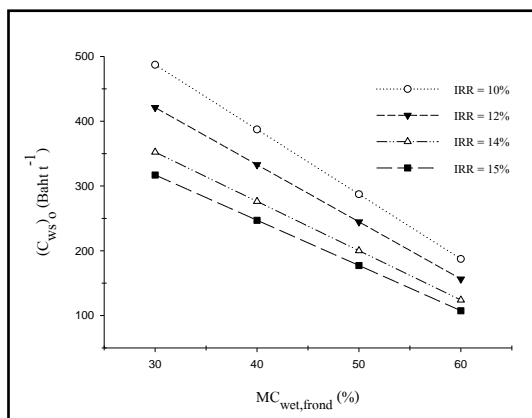
60% เหลือ 40% พบว่าศักยภาพการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1.75 เท่า

3.3 ราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอมวล

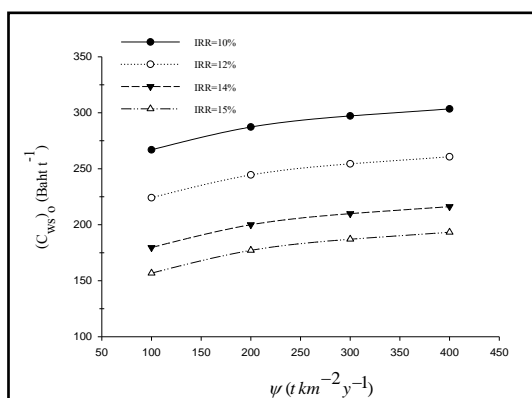
ความชื้นมีผลกระทบต่อราคารับซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม (C_{ws}) เนื่องจากความชื้นในเชื้อเพลิงลดลงราคารับซื้อเชื้อเพลิงก็จะเพิ่มขึ้นเพราะส่งผลต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า (ตารางที่ 3) ถ้าต้องการผลตอบแทน (IRR) เพิ่มขึ้นจำเป็นต้องลดราคารับซื้อเชื้อเพลิงลง (รูปที่ 1) แสดงให้เห็นว่าราคารับซื้อสูงสุดที่ยอมรับได้ของค่าความชื้นและผลตอบแทนต่าง ๆ กันนั้น พบว่าราคารับซื้อเชื้อเพลิงอ่อนไหวมาก (จากเส้นลาดชันของกราฟ) หากเชื้อเพลิงมีค่าความชื้นน้อย ราคารับซื้อก็จะสูงมาก ดังนั้นแผนกรับซื้อเชื้อเพลิงต้องมีการประเมินความชื้นให้แม่นยำก่อนเข้าโรงงานไฟฟ้า

ตารางที่ 3 ค่าการออกแบบโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอมวล ที่ค่าความชื้นและความหนาแน่นของชีวมวลต่างๆกัน (IRR=15%)

MC_{wet} (%)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	R_o (km)	$(C_{ws}_{frond})_o$ (Baht t ⁻¹)	$(Q_B)_o$ (MW _{th})	E_o (MW _e)
60%	150	35.36	99.43	74.31	14.86
	200	32.13	107.32	81.79	16.36
	250	29.83	112.94	88.11	17.62
	300	28.07	117.23	93.63	18.73
	350	26.66	120.66	98.57	19.71
50%	150	35.36	169.28	102.26	20.45
	200	32.13	177.17	112.55	22.51
	250	29.83	182.79	121.24	24.25
	300	28.07	187.08	128.84	25.77
	350	26.66	190.51	135.64	27.13
40%	150	35.36	239.13	130.21	26.04
	200	32.13	247.02	143.32	28.66
	250	29.83	252.64	154.38	30.88
	300	28.07	256.93	164.05	32.81
	350	26.66	260.36	172.70	34.54



รูปที่ 1 ราคาซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมค่าความชื้นของเชื้อเพลิงกับค่า IRR ต่างๆกัน ($\psi = 200 \text{ t km}^{-2} \text{ yr}^{-1}$)



รูปที่ 2 ราคาซื้อเชื้อเพลิงที่เหมาะสมที่ความหนาแน่นของเชื้อเพลิงกับ IRR ที่ต่างๆกัน ($MC_{wet}=50\%$)

ความหนาแน่นของเชื้อเพลิง (Availability) มีผลโดยตรงกับค่าขนส่งเมื่อเชื้อเพลิงมีความหนาแน่นมากในพื้นที่ระยะทางที่ขนส่งก็จะใกล้ (รัศมีความเหมาะสมในการรับซื้อมีระยะใกล้) ราคาซื้อเชื้อเพลิงแปรผันตามความหนาแน่นของเชื้อเพลิงและสวนทางกับผลตอบแทน ดังนั้นโครงการที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่มีความหนาแน่นเชื้อเพลิงน้อยต้องลดราคาเชื้อเพลิงลงเนื่องมีค่าใช้จ่ายในส่วนของระยะขนส่ง แต่หากจะรับซื้อเชื้อเพลิงให้มีราคาสูงขึ้นจึงต้องลดค่าผลตอบแทนลง ถ้าต้องการผลตอบแทนเพิ่มราคาซื้อเชื้อเพลิงก็จะลดลงไป (รูปที่ 2) ดังนั้นความหนาแน่นเชิงพื้นที่จึงเป็นข้อจำกัดของขนาดโรงไฟฟ้า

ค่า $(C_{ws})_0$ ไม่ใช่ข้อจำกัดในการวิเคราะห์การเงินของโครงการโรงไฟฟ้า แต่เนื่องจาก $(C_{ws})_0$ คือ ค่าราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ในเงื่อนไขกำหนด ผลตอบแทน ความหนาแน่นเชื้อเพลิง และค่าความชื้นให้คงที่

4.สรุป

จากการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่แสดงความสัมพันธ์ของราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มทางใบ ปาล์มกับการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งแสดงถึงรายรับและรายจ่ายต่างๆเพื่อจำลองราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบ ปาล์มสูงสุดที่ยอมรับได้ โดยใช้ข้อมูลบางส่วนจากโรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพาราของจังหวัดยะลา ประยุกต์ใช้กับโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มน้ำมันเพื่อเป็นกรณีศึกษา พบว่าความชื้นในเชื้อเพลิงและค่าความหนาแน่น (Availability density) มีผลต่อการกำหนดราคาและขนาดของโรงไฟฟ้า เพราะหากมี Availability density น้อย ปริมาณชีวมวลปาล์มจะมีไม่เพียงพอต่อความต้องการของโรงไฟฟ้าและในกรณีที่เชื้อเพลิงมีความชื้นสูงก็จะทำให้มีค่าความร้อนลดลงส่งผลให้ต้องใช้เชื้อเพลิงมากขึ้น ส่งผลให้ค่าขนส่งเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นด้วยและยังส่งผลต่อขนาดของโรงไฟฟ้า ดังนั้นหากสามารถกำหนดราคาซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ตั้งแต่ต้นจะทำให้การพัฒนาโครงการทำได้ง่ายขึ้น มีความเสี่ยงน้อย และโรงไฟฟ้ามีขนาดที่เหมาะสมกับพื้นที่สวนปาล์มน้ำมัน

กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนเงินจากทุนอุดหนุนการวิจัย มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ข้อมูลแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดินของกรมพัฒนาที่ดิน และ สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) ชื่อทุน RTA 5780002

เอกสารอ้างอิง

- [1] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555 สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)
- [2] สำนักวิจัยเศรษฐกิจการเกษตร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2556. สถานการณ์สินค้าเกษตร ที่สำคัญและแนวโน้ม ปี 2557
- [3] เฮิลมุล โคโรเบอร์ และคณะ (2549) โครงการเสริมสร้างขีดความสามารถ ในการแข่งขันของวิสาหกิจไทย – เยอรมัน. การเพิ่มประสิทธิภาพเชิงเศรษฐกิจในเวศน์ด้านพลังงานในภาคอุตสาหกรรมเกษตร
- [4] ขบวน อินทร์ภักดิ์, เพ็ญศรี ศรีประสิทธิ์. 2552. ทางปาล์ม น้ำมันใช้เลี้ยงสัตว์. (บทความที่ 7/2552)
- [5] Prasertsan S, Krukanont P. 1998. Implications of fuel moisture content and distribution on the fuel purchasing strategy of biomass cogeneration power plants. Hanoi, Vietnam, October 12–14, 1998. p. 103–11.

- [6] Fiala M, Pellizzi G, Riva G. 1997. A model for the optimal dimensioning of biomass-fuelled electric power plants. *Journal of Agricultural Engineering Research*. 67(1). 17-25
- [7] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2550 (ปรับปรุง 2552). ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก (SPP).
- [8] ตารางค่าขนส่งกรมบัญชีกลาง. 2557 กรมขนส่ง

การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 29
 1-3 กรกฎาคม 2558 จังหวัดนครราชสีมา

**แบบจำลองราคาข้าวโพดทางใบปาล์มและศักยภาพโรงไฟฟ้า
 : กรณีตั้งโรงไฟฟ้าที่โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม**

Oil Palm Frond Price Scenarios and Potential of Power Plants

: Case study for the mill-owned power plants

วิชัย สังข์แก้ว¹, สุธีระ ประเสริฐสุรพร¹ นันทพันธ์ นภัทธานันท์¹ และพูนสุข ประเสริฐสุรพร²

¹ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112

²ภาควิชาเทคโนโลยีชีวภาพอุตสาหกรรม คณะอุตสาหกรรมเกษตร มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ อ.หาดใหญ่ จ.สงขลา 90112

*ติดต่อ: E-mail: sungkaeww@hotmail.com เบอร์โทรศัพท์ 074-287222, เบอร์โทรสาร 074-558830

บทคัดย่อ

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าทางภาคใต้ในวันยิ่งเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ด้วยเหตุนี้แผนการจัดหาพลังงานทดแทนจึงมีนโยบายให้ใช้พลังงานทางเลือก งานวิจัยนี้จึงศึกษาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ราคาข้าวโพดเชื้อเพลิงทางใบปาล์มจากแบบจำลองกระแสเงิน เพื่อหาราคาข้าวโพดที่เหมาะสม และประเมินศักยภาพการตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มในพื้นที่จังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี และกระบี่ โดยใช้แผนที่ทางภูมิศาสตร์การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land use) ประยุกต์กับโปรแกรม ArcMap คำนวณความหนาแน่นชีวมวลเชิงพื้นที่ รวมถึงใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์กำหนดราคาข้าวโพดชีวมวล (ทางใบปาล์ม) เพื่อประเมินโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่เหมาะสมกับการตั้งโรงไฟฟ้า การศึกษาพบว่าในพื้นที่ดังกล่าวนี้มีศักยภาพตั้งโรงงานผลิตไฟฟ้าจำนวน 3 โรง รวมกำลังการผลิต 71.22 เมกะวัตต์ ด้วยราคาข้าวโพดทางใบปาล์มเฉลี่ย 180.74 บาท/ตัน ในรัศมีรอบๆโรงไฟฟ้า 30-35 กิโลเมตร
 คำหลัก: ราคาข้าวโพดชีวมวล, โรงไฟฟ้าชีวมวล, ทางใบปาล์ม

Abstract

In the response to the increasing demand of electricity, biomass from oil palm plantation is a potential source of fuel for renewable energy power plant. This paper presents mathematical models of oil palm frond price, if power plants to be installed at existing palm oil mills in Chumphon, Suratthani and Krabi provinces, southern Thailand. GIS data of land use was analyzed with ArcMap program to estimate the frond availability density (ton/km²/year). It was found that 3 power plants of total capacity of 71.22 MW_e are feasible with the biomass price of 180.74 Baht/ton. This should covers area within of 30-35 km radius.

Keywords: fuel cost, biomass power plant, palm oil frond

1. บทนำ

ความต้องการพลังงานนั้นวันยิ่งเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ อย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะภาคใต้ซึ่งมีความต้องการใช้ไฟฟ้าถึง 2,467 เมกะวัตต์ (พ.ศ.2557) ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยต้องนำไฟฟ้าจากภาคกลางเข้ามาเสริมอีก 600 เมกะวัตต์ พร้อมทั้งคาดการณ์ว่าในปี 2567 ภาคใต้จะมีความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงถึง 3,774 เมกะวัตต์ [1] ประกอบกับมีสถานการณ์ไฟฟ้าดับครั้งใหญ่ภาคใต้ในปีพ.ศ.2556

จากแผนการจัดหาพลังงานทดแทน (แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573) รัฐบาลมีนโยบายจะใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี[2] ด้วยประเทศไทยมีพื้นที่ทำเกษตรกรรมหลายอย่าง เช่น ข้าว ยางพารา อ้อย และปาล์มน้ำมัน โดยภาคใต้นั้นมีพื้นที่ปลูกยางพาราและปาล์มน้ำมัน ส่งผลให้มีชีวมวลเหลือเป็นจำนวนมาก

ปาล์มน้ำมันถือเป็นพืชเศรษฐกิจของประเทศในปี พ.ศ.2556 มีเนื้อที่ให้ผล 4.09 ล้านไร่ ผลผลิต 12.42 ล้านตัน[3] โดยจังหวัดที่มีพื้นที่ปลูกมาก 3 อันดับ คือ กระบี่ สุราษฎร์ธานี ชุมพร ตามลำดับ[4] พบว่าพื้นที่ปลูกปาล์มนั้นมีชีวมวลที่ได้จากสวน เช่น ลำต้นที่ตัดโค่นเมื่ออายุ 20-25 ปี และทางใบปาล์ม คือ ส่วนของใบและก้านใบของต้นปาล์ม ที่เกษตรกรต้องตัดใบล่างที่รองรับทะลายปาล์มออกก่อนเก็บเกี่ยว โดยเก็บเกี่ยวผลผลิตปาล์มทุก ๆ 15-20 วัน แต่ครั้งมีการตัดทางใบออกเฉลี่ยอย่างน้อย 2 ทางใบต่อต้น หรือ 44 ทางใบต่อไร่ (ปลูก 22 ต้นต่อไร่) ในแต่ละปีจะมีการตัดทางใบปาล์มประมาณ 18 ครั้ง โดยแต่ละทางใบมีน้ำหนักเฉลี่ย 5 กิโลกรัม คิดเป็นน้ำหนักสดประมาณ 3,960 กิโลกรัม ต่อไร่ต่อปี[5] หรือคิดเป็นน้ำหนักแห้งประมาณ 937.5 ตันต่อตารางกิโลเมตรต่อปี

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาราคารับซื้อเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์ม ทั้งนี้อิทธิพลการตัดสินใจตั้งโรงไฟฟ้ามาจากราคาเชื้อเพลิงซึ่งเป็นต้นทุนสำคัญมากโดยที่

ราคาเชื้อเพลิงต้องเป็นราคาที่ต่อรองและยอมรับได้ระหว่างผู้ซื้อและขายเพื่อไม่ให้ราคาสูงเกินที่กำหนด ซึ่งราคาชีวมวลจะขึ้นกับระยะทางการขนส่ง ต้นทุนผลิตชีวมวล และคุณภาพเชื้อเพลิง (ค่าความชื้น) ดังนั้นการรับซื้อและความหนาแน่นเชิงพื้นที่ของเชื้อเพลิงจึงเป็นปัจจัยหลักในการกำหนดที่ตั้งโรงไฟฟ้า

การศึกษานี้เป็นกรณีตั้งโรงไฟฟ้าที่โรงงานสกัดน้ำมัน ซึ่งปกติเป็นโรงงานที่ผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพื่อใช้ในกระบวนการอยู่แล้ว แต่ก็ยังมีชีวมวลจากการสกัดน้ำมันเหลือเป็นจำนวนมากพอที่จะผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวเพื่อเป็นรายได้จากการขายไฟฟ้าเข้าระบบ

2. วัสดุและวิธีการ

2.1 แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน

แผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน คือ แผนที่ที่ดินซึ่งสร้างจากภาพถ่ายออร์โธรีซิเชิงเลข [6] โดยการบันทึกภาพจากดาวเทียม THEOS ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ เป็นเครื่องมือที่สำคัญในการวางแผนและพัฒนาประสิทธิภาพการบริหารจัดการการใช้ทรัพยากรธรรมชาติได้อย่างยั่งยืนและสอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน โดยข้อมูลอยู่ในรูปของ Shape File ที่มีระบบพิกัดทางภูมิศาสตร์ของประเทศไทยแบบ WGS 1984 Zone 47N และ 48N (เฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคใต้บางส่วน) ซึ่งแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน จะใช้ร่วมกับโปรแกรม ArcMap คำนวณพื้นที่ปลูกปาล์มแล้วแปลงเป็นความหนาแน่นชีวมวลทางใบปาล์มที่ได้จากสวน

2.2 แบบจำลองคณิตศาสตร์

2.2.1 ขนาดของโรงไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าชีวมวล ในกรณีศึกษานี้เป็นโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Fully condensing) คือ โรงไฟฟ้าที่ไม่นำไอน้ำความดันสูงไปใช้ในกระบวนการทางความร้อน แต่มีการดึงไอน้ำความดันต่ำบางส่วนไปใช้เพื่ออุ่นน้ำป้อนเข้าหม้อไอน้ำ

โดยประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า [7] ขึ้นอยู่กับกำลังการผลิตไฟฟ้า (E) และ กำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Q_B) สมการ (1)

$$\eta_E = \frac{E}{Q_B} \quad (1)$$

การผลิตกระแสไฟฟ้าจะให้โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่ล้อมรอบด้วยพื้นที่ปลูกปาล์มรัศมี R (km) ซึ่งสวนปาล์มมีความหนาแน่นชีวมวลทางใบปาล์ม (Availability density) ปีละ ψ (t km⁻² y⁻¹) ผลิตกระแสไฟฟ้าปีละ t (hr) ซึ่งการผลิตของเครื่องกำเนิดไอน้ำ (2) ขึ้นอยู่กับปริมาณความร้อนและค่าตั้งกล่าว (3)

$$Q_B = Q_{frond} \quad (2)$$

$$Q_{B, frond} = \frac{\psi \pi R^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \quad (3)$$

เมื่อ

$$LHV_{frond} = (1 - MC_{wet}) [HHV - 9h_{fg}(\%H)] - h_{fg} MC_{wet} \quad (4)$$

2.2.2 แบบจำลองราคาเชื้อเพลิง

การวิเคราะห์ราคาของเชื้อเพลิงนั้นใช้วิธีการจำลองอัตราการไหลเข้าออกของเงิน (Cash flow)[8] โดยในธุรกิจโรงไฟฟ้าคิดจากรายได้ลบด้วยรายจ่ายซึ่งกำหนดให้ IN คือรายรับทั้งหมด และ OUT คือรายจ่ายทั้งหมดตั้งสมการ (5)

$$CF = IN - OUT \quad (5)$$

รายได้ประกอบไปด้วย[9]

P_{ee} รายได้จากพลังงานไฟฟ้า (Baht kWh⁻¹)

P_{FS} รายได้ประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Baht kWh⁻¹)

P_{Add} รายได้การสนับสนุนของรัฐบาล (Baht kWh⁻¹)

P_{REP} รายได้การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Baht kWh⁻¹)

P_{ec} รายได้การขายพลังไฟฟ้า (Baht kW⁻¹ month⁻¹)

$$* P_{ec} = 624.34(0.5(FX/37) + 0.5)$$

* FX อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ (คิดที่ 32 บาท)

VAT อัตราภาษีมูลค่าเพิ่ม 7% (1+0.07=1.07)

แทนค่ารายรับทั้งหมด IN จะได้

$$IN = (VAT) \{ f_e E (p_{ee} + p_{FS} + p_{Add} + p_{REP}) + m(f_e E p_{ec}) \} \quad (6)$$

แทนค่า E จาก (1) จะได้ว่า

$$IN = (VAT) \{ f_e (p_{ee} + p_{FS} + p_{Add} + p_{REP}) \eta_E Q_B + m f_e p_{ec} (\eta_E Q_B) \} \quad (7)$$

แทนค่า Q_B จาก (2) จะได้

$$IN = t \eta_E (VAT) f_e \left\{ p_{ee} + p_{FS} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{m p_{ec}}{t} \right\} \times [Q_{B, frond}] \quad (8)$$

แทนค่า (3) จะได้

$$IN = t \eta_E (VAT) f_e \left\{ p_{ee} + p_{FS} + p_{Add} + p_{REP} + \frac{m p_{ec}}{t} \right\} \times \left[\frac{\psi \pi R^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \right] \quad (9)$$

กำหนดให้ OUT คือ รายจ่ายเงินทั้งหมด ประกอบด้วย 4 ส่วน[7] ได้แก่ ค่าเชื้อเพลิงชีวมวล (C_w) ค่าขนส่งเชื้อเพลิง (C_{ts}) ค่าจ้างบุคลากร (C_l) ที่ทำหน้าที่ต่างๆกันในโรงไฟฟ้า และค่าบำรุงรักษา (C_m)

$$OUT = C_w + C_t + C_l + C_m \quad (10)$$

$$C_w = \int_0^R C_{ws} \psi (2\pi R) dR = C_{ws} \int_0^R \psi \pi R^2 dR \quad (11)$$

$$C_t = \int_0^R C_{ts} \psi (2\pi R) R dR = \frac{2}{3} C_{ts} \int_0^R \psi \pi R^3 dR \quad (12)$$

$$C_l = \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) \quad (13)$$

$$C_m = k_m I_{total} \quad (14)$$

แทนค่า IN และ OUT ลงในสมการ (5)

$$CF = \eta_E \eta_B \psi \pi R^2 (VAT) f_e P (LHV_{frond}) - C_{ws} \text{ frond} \psi \pi R^2 - \frac{2}{3} C_{ts} \text{ frond} \psi \pi R^3 - \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - k_m I_{total} \quad (15)$$

กำหนดให้

$$P = \left\{ p_{ee} + P_{FS} + P_{Add} + P_{REP} + \frac{mp_{ec}}{t} \right\} \quad (16)$$

$$NPV = f_a CF - I_{total}$$

$$\text{โดย } f_a = \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}$$

การลงทุนทั้งหมดของระบบไฟฟ้าแบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Fully condensing) ดัง (17)

$$I_{total} = I_s E \quad (17)$$

โดยแทนค่า E (1) และ Q_B (2) และ (3) ดัง (18)

$$I_{total} = \frac{I_s \psi \pi R^2 \eta_B \eta_E (LHV_{frond})}{t} \quad (18)$$

เมื่อ $NPV=0$ ใน (16) ค่า i จะเป็นอัตราผลตอบแทน (IRR) ทำให้คำนวณราคาซื้อเชื้อเพลิงได้ ดังสมการ

$$C_{ws} \text{ frond} = \eta_E \eta_B (VAT) f_e P (LHV_{frond}) - \frac{2}{3} C_{ts} \text{ frond} R - \frac{1}{\psi \pi R^2} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) - \frac{I_s \eta_B \eta_E (LHV_{frond})}{t f_a} (k_m f_a + 1) \quad (19)$$

กำหนดให้ตัวแปร α (อัลฟา) β (เบต้า) และ γ (แกมมา) ดังสมการ (20-22) เพื่อให้สมการราคาซื้อเชื้อเพลิงอยู่ในรูปฟังก์ชันอย่างง่าย (23)

$$\alpha = -\frac{1}{\psi \pi} \sum_{u=1}^N (C_{ls} N) \quad (20)$$

$$\beta = -\frac{2}{3} C_{ts} \text{ frond} \quad (21)$$

$$\gamma = \eta_E \eta_B (LHV_{frond}) \left[(VAT) f_e P - \frac{I_s}{t f_a} (k_m f_a + 1) \right] \quad (22)$$

ดังนั้นแบบจำลองราคาซื้อเชื้อเพลิงอยู่ในรูปฟังก์ชันอย่างง่าย สมการ (23)

$$C_{ws} \text{ frond} = \alpha R^{-2} + \beta R + \gamma \quad (23)$$

2.3.1 แบบจำลองราคาซื้อเพลิงทางใบปาล์ม

สูงสุด

รัศมีที่เหมาะสมของพื้นที่ R_o ซึ่งสามารถซื้อเชื้อเพลิงด้วยราคาสูงสุดสามารถหาได้จาก $dC_{ws,frond}/dR=0$ ในสมการ (23) โดยแสดงผล

(24)

$$R_o = \left(\frac{2\alpha}{\beta} \right)^{1/3} \quad (24)$$

แทนค่า R_o ลงใน (3) จะได้ขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและกำลังผลิตไฟฟ้า ตามสมการ (25) และ (26)

$$\left(Q_B \right)_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B}{t} \quad (25)$$

$$E_o = \frac{\psi \pi R_o^2 (LHV_{frond}) \eta_B \eta_E}{t} \quad (26)$$

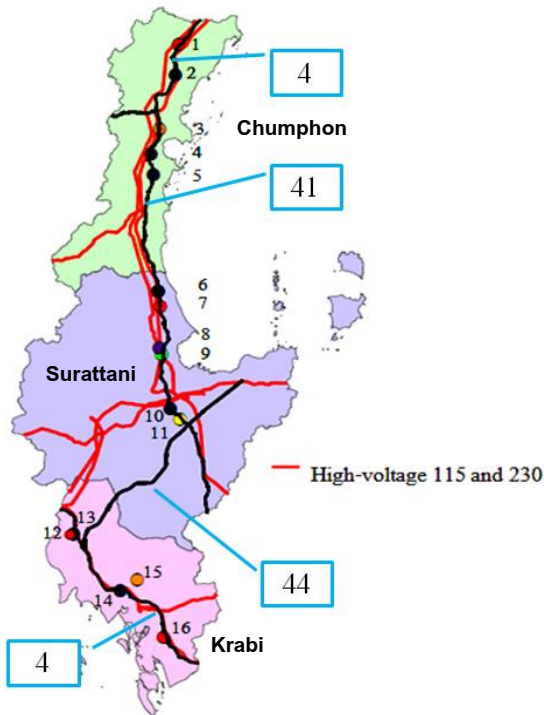
ดังนั้น ราคาซื้อเพลิงสูงสุดในการทำข้อตกลงรับซื้อเชื้อเพลิงต้องไม่เกิน สมการ (27)

$$\left(C_{ws} \text{ frond} \right)_o = \alpha R_o^{-2} + \beta R_o + \gamma \quad (27)$$

การตัดสินใจราคาซื้อชีวมวลในสมการ (23) และ (27) นั้น ต่างกันดังนี้ สมการ (23) คือกำหนดราคาซื้อเชื้อเพลิงซึ่งขึ้นอยู่กับรัศมี และอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ ซึ่งทำให้ได้โรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตทุกขนาด แต่ราคาซื้อเชื้อเพลิงสมการ (27) คือ ราคาที่ขนาดของโรงไฟฟ้ามีค่าคงที่ (ขนาด optimum ตามสมการ 26) สมการ 27 จึงเป็นราคาซื้อเชื้อเพลิงสูงสุดที่ใช้ในการต่อรองทำข้อตกลงรับซื้อจาก supplier

2.4 ที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม ในกรณีศึกษาการตั้งโรงไฟฟ้านี้เลือกโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มแบบมาตรฐาน (หีบแยก) ซึ่งกระบวนการสกัดจะแยกเปลือกและเมล็ดในออกจากกันทำให้ผลิตน้ำมันปาล์มดิบออกมาได้ 2 ชนิด คือ น้ำมันจากเปลือกของผลปาล์ม และน้ำมันเมล็ดในปาล์ม[4] ซึ่งมีจำนวน 16 โรงงานที่เป็นเป้าหมายการศึกษาจะเลือกจากโรงงานที่มีการคมนาคมสะดวก (ทางหลวง 4, 41 และ 44) และใกล้สายส่งไฟฟ้าแรงสูง (115 และ 230 kV) ดังรูปที่ 1

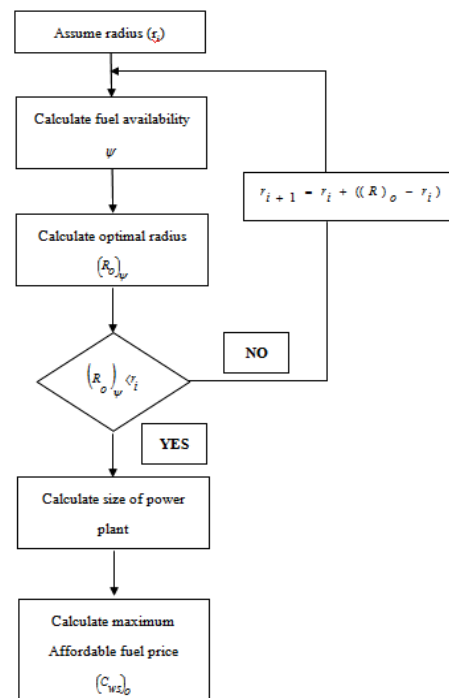


รูปที่ 1 ตำแหน่งที่ตั้งโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

2.5 การคำนวณความหนาแน่นของชีวมวล

การประเมินศักยภาพโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์ม สำหรับการศึกษาของโครงการนี้จะพิจารณาการผลิตไฟฟ้าทางภาคใต้ในรูปของผู้ผลิตไฟฟารายเล็ก (SPP) รวมถึงราคาเชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้ (IRR=15%) ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม สำหรับวิธีการคำนวณใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ควบคู่

กับโปรแกรมการคำนวณเชิงพื้นที่ใช้ร่วมกับแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน (Land Use) ของกรมพัฒนาที่ดิน (Department of Land Development) เพื่อคำนวณรัศมีที่เหมาะสม ขนาดโรงไฟฟ้าและศึกษาตำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มที่เหมาะสม (สมการ 24-27) ดังแผนผัง [7] (รูปที่ 2) โดยสมมติค่าขนาดรัศมีโรงไฟฟ้า (r_i) เริ่มต้นจากรัศมี 20 กิโลเมตร คำนวณพื้นที่ปลูกปาล์มด้วยโปรแกรม ArcMap แล้วแปลงเป็นความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม (ψ) เพื่อใช้คำนวณหาขนาดรัศมีของโรงไฟฟ้า ($(R_o)_\psi$) ถ้าหากพบว่าค่า $(R_o)_\psi > r_i$ (= 20 กิโลเมตร) แสดงว่าไม่สามารถก่อตั้งโรงไฟฟ้าได้ เพราะบริเวณโดยรอบโรงไฟฟ้าในรัศมีดังกล่าวมีชีวมวลทางใบปาล์มไม่เพียงพอสำหรับโรงไฟฟ้า การคำนวณจะวนซ้ำรัศมีลู่อเข้าค่าเดิม (convergence) และเพื่อให้มั่นใจปริมาณเชื้อเพลิงเพียงพอ ค่าตอบสุดท้ายจะต้องเผื่อรัศมีเพิ่มไว้ 5 กม.



รูปที่ 2 แผนผังการคำนวณการออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวล

3. ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์
 สมมติให้โครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลทางไบ
 ปาล์ม โดยมีข้อมูลทางเทคนิคและกำลังคนปรากฏใน
 ตารางที่ 1 และ 2 ตามลำดับ ซึ่งเป็นข้อมูลเทียบเคียง
 จากโรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพารา [7] และเมื่อใช้
 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการจำลองหาราคา
 เชื้อเพลิงสูงสุดที่ยอมรับได้แล้ว พบว่าตำแหน่งที่ตั้ง
 โรงไฟฟ้ามีรัศมีการรับซื้อชีวมวลทางไบปาล์มทับ
 ซ้อนกัน กรณีนี้จะให้โรงไฟฟ้าที่มีราคาซื้อชี
 มวลทางไบปาล์มมากที่สุดสามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้
 เพราะมีความสามารถในการแข่งขันทางด้านราคา
 เชื้อเพลิงมากกว่า ผลการวิเคราะห์แสดงในตารางที่
 3

	จำนวน บุคลากร N (person)	ค่าจ้างบุคลากร, C_{is} (Bath person ⁻¹ yr ⁻¹)
Plant manager	1	1,000,000
Shift leader	5	650,000
O&M personnel	12	450,000
Operator	12	400,000
Secretary	5	200,000
Fuel handing	6	250,000
Total	41	

ตารางที่ 2 รายละเอียดกำลังคนโรงไฟฟ้าชีวมวล
 ปาล์ม

ตารางที่ 1 ข้อมูลทางเทคนิคการออกแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว

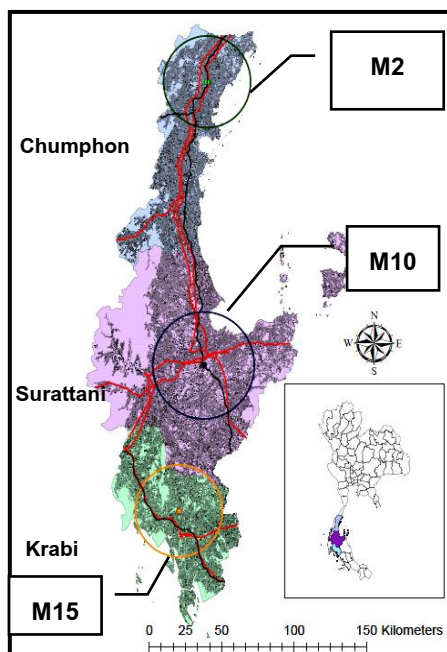
parameter	symbol	value	unit	Reference
Fully Condensing Plant				
Running time	t	8,000	h yr ⁻¹	[7]
Overall efficiency	η_E	20	%	[7]
Boiler efficiency	η_B	75	%	Assumed
Electrical export factor	f_e	90	%	[7]
Number of months	m	12	month yr ⁻¹	[7]
Biomass				
Oil palm frond distribution	ψ	937.5	t km ⁻² yr ⁻¹	[5]
Moisture of oil palm frond	$MC_{wet, frond}$	0.5	*100 (%)	Assumed
HHV of oil palm frond	HHV	17,033	kJ kg ⁻¹	Experiment
%H	$\%H$	0.0575	%	Experiment
$h_{ig}@25^\circ C$	h_{fg}	2,442.3	kJ kg ⁻¹	
Unit of transportation cost of chipped Oil palm frond	$C_{is, frond}$	2.44	Baht t ⁻¹ km ⁻¹	[10]
Specific investment	I_S	75,000	Baht kW _e ⁻¹	[7]
Internal rate of return	IRR	15	%	[7]
Maintenance coefficient	k_m	3	%	[7]
Economic life time	n	20	yr	[7]

parameter	symbol	value	unit	Reference
Price of electricity capacity	P_{ec}	582.15	Baht kW ⁻¹ month ⁻¹	[9]
Price of electricity energy	P_{ee}	0.88	Baht kWh ⁻¹	[9]
Price of support fuel saving	P_{FS}	0.36	Baht kWh ⁻¹	[9]
Price of renewable energy promotion	P_{REP}	0.39	Baht kWh ⁻¹	[9]
Price of adder support by government	P_{Add}	0.3	Baht kWh ⁻¹	[9]
Vat	VAT	7	%	[9]

ตารางที่ 3 ผลการจำลองทางคณิตศาสตร์การตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มทางภาคใต้

competitors	Power Plant	Province	Geographical location (Latitude/longitude)	ψ (t km ⁻² yr ⁻¹)	Radius of biomass supply (R _o) (km.)	MAP (C _{wo}) (Baht/ton)	Capacity (MW)
Group 1	M1	Chumphon	10° 50' 27.91" N/ 99° 13' 19.05" E	166.58	35	172.26	21.18
	M2	Chumphon	10° 41' 44.73" N/99° 12' 14.79" E	230.48	30	180.79	23.61
	M3	Chumphon	10° 25' 31.890" N/ 99° 7' 55.85" E	150.06	35	169.29	20.46
	M4	Chumphon	10° 17' 37.49" N/ 99° 5' 22.671" E	108.06	40	159.33	18.34
	M5	Chumphon	10° 11' 28.730" N/ 99° 6' 1.854" E	102.28	40	157.55	18.00
Group 2	M6	Surattani	9° 36' 19.425" N/ 99° 7' 24.704" E	155.54	35	170.32	20.70
	M7	Surattani	9° 30' 33.328" N/ 99° 7' 55.545" E	147.51	35	168.80	20.34
	M8	Surattani	9° 19' 9.462" N/ 99° 7' 46.930" E	155.00	35	170.22	20.68
	M9	Surattani	9° 16' 54.285" N/ 99° 8' 23.586" E	159.75	35	171.07	20.89
	M10	Surattani	9° 1' 24.628" N/ 99° 10' 35.446" E	173.69	35	173.40	21.48
	M11	Surattani	8° 57' 42.854" N/ 99° 13' 29.18" E	158.29	35	170.81	20.82
Group 3	M12	Krabi	8° 22' 57.126" N/ 98° 42' 58.38" E	244.58	30	182.26	24.07
	M13	Krabi	8° 23' 6.716" N/ 98° 43' 45.624" E	235.61	30	181.34	23.77
	M14	Krabi	8° 6' 11.203" N/ 98° 56' 48.879" E	227.54	30	180.47	23.50
	M15	Krabi	8° 9' 9.583" N/ 99° 1' 23.898" E	312.66	30	188.02	26.13
	M16	Krabi	7° 51' 49.752" N/ 99° 8' 49.750" E	166.08	35	172.16	21.16

จากผลการจำลองทางคณิตศาสตร์ หาดำแหน่งที่ตั้งโรงไฟฟ้าที่เหมาะสม ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มต่างๆ (ตารางที่ 3) พบว่ามีโรงงานที่มีรัศมีการทับซ้อน 3 กลุ่มคู่แข่ง ดังนี้ กลุ่มที่ 1 อยู่ในเขตจังหวัดชุมพร เป็นโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม M2 สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้ด้วยราคาซื้อขายชีวมวลทางใบปาล์มสูงสุด 180.79 บาท/ตัน ความหนาแน่นของชีวมวลทาง 230.48 t km² yr⁻¹ มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 23.6 MW กลุ่มที่ 2 โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม M10 อยู่ในจังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยราคาซื้อขาย 173.40 บาท/ตัน ที่ความหนาแน่นของชีวมวล 173.69 t km² yr⁻¹ ส่งผลให้โรงไฟฟ้ามีกำลังการผลิต 21.41 MW กลุ่มที่ 3 โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มในจังหวัดกระบี่ M15 มีราคาซื้อขายสูงสุด 188.02 บาท/ตัน ที่ความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม 312.66 t km² yr⁻¹ มีกำลังการผลิต 21.41 MW รวมกำลังการผลิตไฟฟ้าใน 3 จังหวัด ตั้งแผนที่ตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม (รูปที่ 3) จำนวน 3 โรง ซึ่งโรงไฟฟ้ามีกำลังการผลิตรวม 71.22 MW ด้วยราคาซื้อขายชีวมวลเฉลี่ย 180.74 บาท/ตัน และมีรัศมีรอบๆ โรงไฟฟ้า 30-35 กิโลเมตร



รูปที่ 3 ศักยภาพและตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม

4.สรุป

จากการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลปาล์มทางใบปาล์มกับการผลิตไฟฟ้าแบบผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว โดยแสดงถึงรายรับและรายจ่ายต่างๆ ของโรงไฟฟ้า เพื่อจำลองหาราคาซื้อขายเชื้อเพลิงชีวมวลทางใบปาล์มสูงสุดที่ยอมรับได้ โดยใช้ข้อมูลบางส่วนจากโรงไฟฟ้าชีวมวลไม้ยางพาราประยุกต์ใช้กับโรงไฟฟ้าชีวมวลทางใบปาล์มน้ำมัน เพื่อเป็นกรณีศึกษาศักยภาพการตั้งโรงไฟฟ้า ณ โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม ด้วยโปรแกรม ArcMap ค่าความหนาแน่นที่ปลูกปาล์มแล้วแปลงเป็นค่าความหนาแน่นของชีวมวลทางใบปาล์ม ศึกษาพบว่าค่าความหนาแน่นชีวมวล (Availability density) มีผลต่อราคาซื้อขายทางใบปาล์มและขนาดของโรงไฟฟ้า เพราะหากมี Availability density น้อยจะส่งผลต่อขนาดของโรงไฟฟ้าและการแข่งขันด้านราคาซื้อขายชีวมวล ดังนั้นหากสามารถแข่งขันเรื่องราคาซื้อขาย โรงงานสกัดที่สามารถตั้งโรงไฟฟ้าได้จะต้องมีราคาซื้อขายสูงกว่าโรงงานใกล้เคียงที่มีรัศมีทับซ้อนกัน ซึ่งการศึกษาศักยภาพเชิงพื้นที่ชีวมวลทางใบปาล์มเพื่อผลิตพลังงานสามารถประเมินตำแหน่งที่ตั้งของโรงไฟฟ้าที่เหมาะสมได้ มีจำนวน 3 โรง รวมกำลังการผลิต 71.22 MW ด้วยราคาซื้อขายทางใบปาล์มเฉลี่ย 180.74 บาท/ตัน ในขณะที่เดียวกันผลการศึกษาใช้เป็นข้อมูลสำหรับกำหนดขนาดของพื้นที่สวนปาล์ม นอกจากนี้ยังสามารถนำไปประยุกต์ใช้กับชีวมวลการเกษตรประเภทอื่นๆ ทำให้ประเมินข้อมูลพลังงานชีวมวลที่เป็นเชิงพาณิชย์ เพื่อให้ภาครัฐสนับสนุนนโยบายเพื่อส่งเสริมพลังงานจากชีวมวลได้ต่อไป

5. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนเงินทุนจากมหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ รวมถึงคำแนะนำข้อมูลจากศูนย์ภูมิภาคเทคโนโลยีอวกาศและภูมิสารสนเทศภาคใต้ ข้อมูลการใช้ประโยชน์ที่ดิน กรมพัฒนาที่ดิน ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการทำวิจัย และสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) ชื่อทุน RTA 5780002

6. เอกสารอ้างอิง

- [1] Electricity Generating Authority of Thailand, (2009). Statistic Data, URL: <http://www.egat.co.th>, access on 16/03/2015.
- [2] สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555. สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)
- [3] สำนักวิจัยเศรษฐกิจการเกษตร (2556). สถานการณ์สินค้าเกษตรที่สำคัญและแนวโน้ม ปี 2557
- [4] Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy (2006). Best Practice Guide Eco-Efficiency in palm oil industry (2006)
- [5] ขบวน อินทร์ภักษ์ และ เพ็ญศรี ศรีประสิทธิ์ (2552) ทางปาล์มน้ำมันใช้เลี้ยงสัตว์ (บทความที่ 7/2552), [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา <http://www.dld.go.th>, เข้าดูเมื่อวันที่ 5/04/58
- [6] ส่วนงานวิเคราะห์สภาพการใช้ที่ดินที่ สำนักสำรวจดินและวางแผนการใช้ที่ดิน กรมพัฒนาที่ดิน (2555). การใช้ประโยชน์ที่ดิน, [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา http://www.idd.go.th/web_OLP/index.html, เข้าดูเมื่อวันที่ 25/03/58.
- [7] Prasertsan S and Krukanont P (1998). Implications of fuel moisture content and distribution on the fuel purchasing strategy of biomass cogeneration power plants. Hanoi, Vietnam, October 12–14, 1998, p. 103–11.
- [8] Fiala M, Pellizzi G and Riva G (1997) .A model for the optimal dimensioning of biomass-fuelled electric power plants, Journal of Agricultural Engineering Research, 67(1).
- [9] ฝ่ายสัญญาซื้อขายไฟฟ้า งานบริหารสัญญาซื้อขายไฟฟ้าผู้ผลิตรายเล็ก การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2550 (ปรับปรุง 2552). ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยรายเล็ก (SPP), [ระบบออนไลน์], แหล่งที่มา <http://www.ppa.egat.co.th>, เข้าดูเมื่อวันที่ 26/05/58
- [10] กรมขนส่ง (2557). ตารางค่าขนส่ง กรมบัญชีกลาง

Nomenclature

C_l	Annual labor cost, Baht yr ⁻¹	m	Number of months, months yr ⁻¹
C_{ls}	Specific wage per capita of labor cost, Baht person ⁻¹ yr ⁻¹	$MC_{wet,frond}$	Moisture content of frond, % or decimal
C_m	Annual maintenance, Baht yr ⁻¹	n	Economic life time, yr
C_{ts}	Annual transportation cost, Baht yr ⁻¹	N	Number of workers, person
$C_{ts,frond}$	Unit cost of frond transportation, Baht t ⁻¹ km ⁻¹	NPV	Net present value, Baht
C_w	annual biomass cost, Baht y ⁻¹	OUT	Total outgoing finance, Baht yr ⁻¹
$C_{ws,frond}$	Unit cost of shell fuel, Baht t ⁻¹	P_{Add}	Price of adder, Baht kW ⁻¹
$(C_{ws,frond})_o$	Optimal unit cost of shell fuel, Baht t ⁻¹	P_{ec}	Price of electricity capacity, Baht kW ⁻¹ month ⁻¹
CF	Annual cash flow, Baht yr ⁻¹	P_{ee}	Price of electricity energy, Baht kW ⁻¹
E	Electricity output, MW _e	P_{FS}	Price of fuel saving, Baht kW ⁻¹
E_o	Optimal electricity output, MW _e	P_{REP}	Price of renewable energy promotion, Baht kW ⁻¹
f_e	Electricity export factor, % or decimal	Q_B	Boiler thermal load, MW _{th}
$\%H$	hydrogen in fuel, % or decimal	$Q_{B,frond}$	Frond thermal load, MW _{th}
h_{fg}	Vaporization enthalpy of water at 25°C, kJ kg ⁻¹	$(Q_B)_o$	Optimal boiler thermal load, MW _{th}
HHV	Higher heating value of fuel, kJ kg ⁻¹	R	Radius of plantation area, km
i	Discount rate, %	$(R)_o$	Optimal radius of plantation area, km
I_S	Specific investment, Baht kW _e ⁻¹	t	annual power plant operating time, h yr ⁻¹
I_{total}	Total Power plant investment, Baht	VAT	Vat (1.07), % or decimal
IN	total income, Baht yr ⁻¹	η_B	Boiler efficiency, % or decimal
IRR	Internal rate return, % or decimal	η_E	Overall efficiency, % or decimal
k_m	Maintenance coefficient, % yr ⁻¹ or decimal	ψ	Annual specific biomass frond availability, t km ⁻² y ⁻¹
LHV_{frond}	Lower heating value of frond, MJ kg ⁻¹		

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ สกุล นายวิชัย สังข์แก้ว
 วัน เดือน ปีเกิด 17 กันยายน 2532
 รหัสประจำตัวนักศึกษา 5510120024

วุฒิการศึกษา

วุฒิ	ชื่อสถาบัน	ปีที่สำเร็จการศึกษา
วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมเครื่องกล)	สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า เจ้าคุณทหารลาดกระบัง	2554

ทุนการศึกษา

1. ทุนบัณฑิตศึกษาวิศวกรรมศาสตร์
2. ทุนผู้ช่วยสอน ประจำปีการศึกษา 2557
3. ทุนสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)

การตีพิมพ์เผยแพร่ผลงาน

1. วิชัย สังข์แก้ว สุธีระ ประเสริฐสรรพ นันทพันธ์ นภัทรานันท์ และพูนสุข ประเสริฐสรรพ. 2558. การวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลทางไบโอดีเซลของโรงไฟฟ้าแบบผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว. การประชุมวิชาการวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ครั้งที่ 11. ภูเก็ต. ประเทศไทย. 19-20 มิถุนายน 2558
2. วิชัย สังข์แก้ว สุธีระ ประเสริฐสรรพ นันทพันธ์ นภัทรานันท์ และพูนสุข ประเสริฐสรรพ. 2558. แบบจำลองราคารับซื้อทางไบโอดีเซลและศักยภาพโรงไฟฟ้า : กรณีตั้งโรงไฟฟ้าที่โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม. การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 29. นครราชสีมา. 1-3 กรกฎาคม 2558.