การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

นาย อนุบุตร สง่าราศรี

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2546

ISBN 974-17-5212-1

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

RELIABILITY AND WORTH EVALUATION OF ELECTRICITY GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY

Mr. Anubut Sangarasri

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering in Electrical Engineering

Department of Electrical Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2003

ISBN 974-17-5212-1

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
โดย	นาย อนุบุตร สง่าราศรี
สาขาวิชา	วิศวกรรมไฟฟ้า
อาจารย์ที่ปรึกษา	รองศาสตราจารย์ ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

…….. คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.ดิเรก ลาวัณย์ศิริ)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

…… ประธานกรรมการ
(นายณรงค์ ตันติฉายากร)

……... อาจารย์ที่ปรึกษา
(รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์)

……กรรมการ
(อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ)

……กรรมการ
(อาจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

อนุบุตร สง่าราศรี : การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (RELIABILITY AND WORTH EVALUATION OF ELECTRICITY GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY)
อ.ที่ปรึกษา : รศ.ดร. บัณฑิต เอื้ออาภรณ์, 114 หน้า ISBN 974-17-5212-1

การนำพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นพลังงานที่ไม่มีวันหมด สะอาด และไม่ก่อมลพิษนั้น มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้รับความสนใจจากทั่วโลก รวมทั้งประเทศไทย ประกอบกับเทคโนโลยีทางด้านนี้ได้รับการพัฒนาปรับปรุงขึ้นอย่างมาก ทำให้ความเป็นไปได้ในการนำพลังงานเหล่านี้มาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลมากยิ่งขึ้น

ในวิทยานิพนธ์นี้ จะทำการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีพลังงานหมุนเวียนสามประเภทที่ประเทศไทยมีศักยภาพสูงเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า ได้แก่ โฟโตโวลตาอิก พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก โดยใช้แบบจำลองแบบมอนติคาร์โล นอกจากนี้ยังศึกษาผลกระทบเกี่ยวกับพลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า ตลอดจนภาพรวมทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของพลังงานหมุนเวียนทั้งสามประเภท เพื่อทำการประเมินหาคุณค่าของพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ โดยที่ยังไม่ได้คำนึงถึงคุณค่าในด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม (Externality cost)

ผลการศึกษาจะทำให้ทราบถึงผลกระทบในภาพกว้างของพลังงานหมุนเวียนที่มีต่อความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียต่อระบบไฟฟ้า ตลอดจนคุณค่าโดยประมาณของพลังงานเหล่านี้ ซึ่งสามารถนำไปใช้ประกอบในการหาแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนให้เกิดขึ้นอย่างเหมาะสมต่อไป

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่อนิสิต.....
สาขาวิชา วิศวกรรมไฟฟ้า ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....
ปีการศึกษา 2546 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม.....

4570628221 : MAJOR ELECTRICAL ENGINEERING
KEY WORDS : PHOTOVOLATIC / BIOMASS / MICRO-HYDRO TURBINE / MONTE CARLO SIMULATION / RELIABILITY ANALYSIS
ANUBUT SANGARASRI : RELIABILITY AND WORTH EVALUATION OF ELECTRICAL GENERATION FROM RENEWABLE ENERGY
THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF. DR. BUNDHIT EUA-ARPORN, Ph.D.
114 pp. ISBN 974-17-5212-1

Renewable energy, while not an end in itself, is clean, friendly to environment, and sometimes able to reduce pollution. Many countries over the world, including Thailand, have been promoting the renewable energy for several years. In addition, advanced technologies in renewable energy have been improved continually. Thus, the feasibility of renewable energy to significantly replace the conventional fossil-fuel energy in the future seems very promising.

This thesis focuses on three kinds of the renewable energy, i.e. Photovoltaic, Biomass, and Micro-hydroturbine. Distribution system reliability impact from the connected renewable energy sources is analyzed based on a Monte Carlo simulation method. In addition, the impact of energy loss as well as, general aspects on both technical and economic views of each renewable energy are analyzed.

Excluding externality costs, worth of each renewable energy can be estimated from the impacts and overview assessment of each renewable energy. These results of the thesis are useful in determining any policy or regulation to suitably promote renewable energy.

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Department Electrical Engineering Student's signature.....
Field of study Electrical Engineering Advisor's signature….....
Academic year 2003 Co-advisor's signature.....…….

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยความช่วยเหลืออย่างดียิ่งของรองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษา โดยได้ให้คำแนะนำและข้อคิดเห็นต่าง ๆ ของการทำวิทยานิพนธ์มาด้วยดีตลอด รวมทั้งได้กรุณาตรวจสอบและแก้ไขจนสำเร็จเรียบร้อย

ขอขอบพระคุณคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ซึ่งประกอบด้วยคุณณรงค์ ตันติฉายากร อาจารย์ ดร.แนบบุญ หุนเจริญ และอาจารย์ ดร. โสตถิพงศ์ พิชัยสวัสดิ์ที่ได้เสียสละเวลาตรวจสอบแก้ไขและให้คำแนะนำในการทำวิทยานิพนธ์

ขอขอบคุณการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กลุ่มพลังไทที่ให้คำแนะนำและข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดามารดา ที่ให้กำลังใจตลอดมา ตลอดจนเพื่อน พี่น้อง ทุก ๆ คนที่อยู่เบื้องหลังความสำเร็จของวิทยานิพนธ์ฉบับนี้

นาย อนุบุตร สง่าราศรี

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย.... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.... จ

กิตติกรรมประกาศ.... ฉ

สารบัญ.... ช

สารบัญตาราง.... ญ

สารบัญรูปภาพ.... ฏ

บทที่

1. บทนำ.... 1

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.... 1

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย.... 3

1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์.... 3

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.... 3

1.5 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน.... 3

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์.... 6

2. ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและแบบจำลองอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.... 7

2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า.... 7

2.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล.... 8

2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน.... 9

2.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห.... 10

2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า.... 10

2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์.... 12

3. การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล 15

3.1 วิธีการวิเคราะห์(Analytical method).... 15

3.2 วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล(Monte Carlo Simulation).... 15

3.2.1 การสุ่มตัวเลข(Random number generation).... 17

3.2.2 การเปลี่ยนค่าตัวเลขที่สุ่มมาได้(Conversion of uniform random number)..... 17

3.2.3 กระบวนการในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล.... 20

3.2.4 จำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์(Number of simulation).... 21

3.3 แนวคิดเกี่ยวกับหลักการความเชื่อถือได้ของระบบ.... 22

3.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)..... 23
3.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented Index)…..... 25
3.6 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลที่ใช้ในวิทยานิพนธ์…..... 25
4. โฟโตโวลตาอิก 29
4.1 หลักการทำงาน..... 29
4.2 ผลกระทบของค่าความเข้มแสงต่อ PV..... 30
4.3 ค่าความเข้มแสงอาทิตย์..... 31
4.4 สถานการณ์ของ PV ในปัจจุบัน..... 33
4.6 ต้นทุนของระบบ PV 36
5. พลังงานจากชีวมวล..... 43
5.1 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล..... 43
5.1.1 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง..... 43
5.1.2 กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลโดยใช้อากาศ..... 44
5.2 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล..... 45
5.3 ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าโดยชีวมวล..... 46
6. กังหันน้ำขนาดเล็ก..... 52
6.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก..... 52
6.2 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้..... 53
6.3 สถานการณ์พลังงานน้ำขนาดเล็กในปัจจุบัน..... 53
6.4 ต้นทุนของพลังงานน้ำขนาดเล็ก..... 54
7. ผลกระทบด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียของพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า..... 59
7.1 เงื่อนไขในการจำลองระบบ..... 59
7.1.1 ระบบทดสอบ..... 59
7.1.2 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณี PV..... 61
7.1.3 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณีพลังงานชีวมวล..... 64
7.1.4 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณีพลังงานน้ำขนาดเล็ก..... 64
7.2 ผลการจำลองและการวิเคราะห์ผลการศึกษา..... 65
7.2.2 ผลการทดลองระบบ PV..... 65
7.2.3 ผลการทดลองระบบพลังงานชีวมวล..... 74
7.2.4 ผลการทดลองระบบกังหันน้ำขนาดเล็ก..... 78
8. คุณค่าของ PV, ชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก..... 82

8.1 ผลกระทบในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า..... 82
8.2 ผลกระทบในด้านพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า..... 83
8.2.1 ผลกระทบพลังงานสูญเสียของระบบ PV..... 83
8.2.2 ผลกระทบพลังงานสูญเสียโดยใช้พลังงานชีวมวล..... 84
8.2.2 ผลกระทบพลังงานสูญเสียโดยใช้กังหันน้ำขนาดเล็ก..... 84
8.3 คุณค่าของ PV ชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก..... 85
8.3.1 คุณค่าของ PV..... 85
8.3.2 คุณค่าของพลังงานชีวมวล..... 86
8.3.2 คุณค่ากังหันน้ำขนาดเล็ก..... 86
9. สรุปผลการวิจัย..... 87
รายการอ้างอิง..... 89
ภาคผนวก..... 91
ก. ระบบทดสอบ..... 92
ข. ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมของการผลิตไฟฟ้า (Externality Cost)..... 99
ค. รายละเอียดเพิ่มเติมของพลังงานชีวมวล..... 104
ง. การตรวจสอบความถูกต้องของโปรแกรม..... 110
จ. วิธีการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย..... 113
ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์..... 114

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

3.1 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง..... 24

3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่างในรูปที่ 3.4..... 25

4.1 ตลาดของ PV ของโลก..... 33

4.2 ประเภทการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์..... 35

4.3 การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในตลาดประเภทต่างๆ..... 36

4.4 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 3.06 กิโลวัตต์ 37

4.5 ราคาระบบแสงอาทิตย์ (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 42 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐฯ)..... 38

4.6 ราคาค่าไฟฟ้าขายปลีก..... 38

4.7 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบ PV ติดตั้งบนหลังคา ขนาด 3.016 กิโลวัตต์..... 40

4.8 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานแสงอาทิตย์..... 41

5.1 เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีอยู่มากในประเทศไทย..... 46

5.2 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบพลังงานชีวมวลโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงขนาด 500 กิโลวัตต์..... 48

5.3 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานชีวมวล ขนาดกำลังติดตั้ง 0.5 MW..... 49

5.4 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานชีวมวลที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงขนาดติดตั้ง 18 MW..... 50

6.1 ราคาระบบกังหันน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า..... 55

6.2 ราคาของงานโยธาในส่วนที่เป็นฝายกั้นน้ำ ท่อส่งน้ำ และอาคารโรงไฟฟ้า..... 55

6.3 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบพลังงานน้ำขนาดเล็ก ขนาด 50 กิโลวัตต์..... 57

6.4 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานพลังน้ำขนาดเล็ก..... 58

7.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบทดสอบที่ 1 60

7.2 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบทดสอบที่ 2 61

7.3 เปรียบเทียบค่า ENS ที่ลดลงและพลังงานสูญเสียที่ลดลง เมื่อติดตั้ง PV ในบัสต่างกัน. 74

7.4 ผลกระทบความเชื่อถือของระบบเมื่อติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กที่กำลังผลิตแตกต่างกัน. 80

7.5 ผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียของระบบเมื่อติดตั้งกังหันฯที่กำลังผลิตแตกต่างกัน… 81

8.1 อัตราเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ…….....…….....……. 82

8.2 คุณค่าของ PV พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็กในด้านความเชื่อถือได้..... 83

8.3 คุณค่าของ PV ในด้านพลังงานสูญเสียในระบบ..... 84
8.4 คุณค่าของกังหันน้ำขนาดเล็กในด้านพลังงานสูญเสียในระบบ..... 85
ก.1 ข้อมูลของหม้อแปลงในระบบทดสอบที่ได้จากระบบของ กฟภ. ในระบบทดสอบที่ 1 92
ก.2 แสดงข้อมูลของโหลดบัสในระบบทดสอบที่ 1..... 91
ก.3 ข้อมูลของหม้อแปลงในระบบทดสอบที่ได้จากระบบของ กฟภ. ในระบบทดสอบที่ 2 94
ก.4 แสดงข้อมูลของโหลดบัสในระบบทดสอบที่ 2..... 95
ข.1 การวิเคราะห์ทางสถิติของ Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ 100
ข.2 เปรียบเทียบ Externality Cost ด้วยค่าเฉลี่ย Median ระหว่างเชื้อเพลิง (ใช้ผลการศึกษาของ Sundqvist T)..... 102
ข.3 เปรียบเทียบ Externality Cost ด้วยค่าเฉลี่ย Mean ระหว่างเชื้อเพลิง (ใช้ผลการศึกษาของ Sundqvist T)..... 103
ง.1 ค่าพารามิเตอร์ของระบบทดสอบโปรแกรม..... 111
ง.2 ตารางเปรียบเทียบค่าที่ได้จากโปรแกรมและจากวิธีการปกติ..... 111

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญรูปภาพ

รูปที่		หน้า
1.1	แผนผังการจัดทำวิทยานิพนธ์เรื่อง การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	5
2.1	ระบบจำหน่ายเรเดียล	8
2.2	ระบบจำหน่ายแบบวงแหวน	9
2.3	ระบบจำหน่ายแบบร่างแห	10
2.4	แบบจำลอง 2 สถานะการทำงานของอุปกรณ์	13
2.5	ความสัมพันธ์ของสถานะการทำงานกับ MTTR และ MTTF	13
3.1	กราฟแสดงความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของข้อมูลที่มีการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล โดยมีค่า $1/\lambda = 3650$ วัน	18
3.2	กราฟความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของข้อมูลที่มีการกระจายแบบวายบูลล์ (Weibull) โดยมีค่า $\alpha = 4$ โดยมีค่า $\beta = 3650$ วัน	19
3.3	แสดงลำดับการทำงานของระบบที่มีอุปกรณ์แบบซ่อมแซมได้ 2 ตัว	21
3.4	ตัวอย่างของระบบที่มีสายส่งไฟฟ้าแบบเรเดียลและมีจุดโหลด 3 จุด	23
3.5	แสดงลำดับการทำงานของระบบตัวอย่างตามหลักการที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์	26
3.6	แผนผังแสดงขั้นตอนการประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ใน วิทยานิพนธ์	28
4.1	แสดงค่าความสัมพันธ์ ระหว่าง I กับ V ที่ค่าความเข้มแสงต่าง ๆ กัน	30
4.2	ข้อมูลค่าความเข้มแสงที่พื้นที่ต่าง ๆ ของโลก จากโปรแกรม HOMER	31
4.3	แสดงความเข้มแสงในวันหนึ่งของปีโดยใช้ข้อมูลจากโปรแกรม HOMER	32
4.4	ตัวอย่างปริมาณแสงอาทิตย์ในระยะเวลา 8760 ชั่วโมง (1 ปี) ที่ได้จากโปรแกรม HOMER	32
4.5	การเจริญเติบโตของตลาดเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อและไม่ได้เชื่อมต่อระบบการ ไฟฟ้าฯ	34
4.6	ราคาระบบ PV ในประเทศญี่ปุ่น	34
5.1	แผนภาพโรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้โดยตรง	44
5.2	ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงก๊าซชีวมวลระบบฟลูอิดไดซ์เบด	45
5.3	การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง	45
5.4	การกระจายของปริมาณแกลบในประเทศไทย	47
6.1	วิธีการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก	52
7.1	ระบบทดสอบที่ 1	60

7.2 ระบบทดสอบที่ 2..... 61
7.3 วิธีการคำนวณความต้องการไฟฟ้ารวมของจุดโหลดที่มีการติดตั้ง PV……..... 62
7.3 ค่า ENS ที่ได้จากการทดสอบระบบ ในกรณีติดตั้ง PV ในบ้านพักอาศัยขนาด 30% ของโหลดสูงสุดในระบบ..... 66
7.4 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย..... 66
7.5 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย.... 67
7.6 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อนของระบบ..... 68
7.7 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อนของระบบ..... 68
7.8 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายสายป้อนของระบบ..... 69
7.9 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายสายป้อนของระบบ..... 70
7.10 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก... 70
7.11 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก..... 71
7.12 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยและอุตสาห-กรรมขนาดเล็ก..... 72
7.13 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยและอุตสาหกรรมขนาดเล็ก..... 72
7.14 เปรียบเทียบค่า ENS เมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทต่าง ๆ 73
7.15 เปรียบเทียบค่าพลังงานสูญเสียเมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทต่าง ๆ..... 73
7.16 ตำแหน่งที่ติดตั้ง DG ในการทดสอบ..... 75
7.17 ผลของตำแหน่ง DG ใกล้กับโหลดบ้านอยู่อาศัย..... 76
7.18 ผลของตำแหน่ง DG ใกล้กับโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก..... 77
7.19 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENSในระบบและระดับกำลังการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็ก... 79
7.20 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับกำลังการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็ก..... 79
ก.1 ระบบทดสอบที่ 1..... 92
ก.2 ระบบทดสอบที่ 2..... 94
ก.3 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันจันทร์ – วันศุกร์..... 95

ก.4 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันเสาร์..... 96
ก.5 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันอาทิตย์..... 96
ก.6 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันจันทร์ – วันศุกร์..... 97
ก.7 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันเสาร์..... 98
ก.8 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันอาทิตย์..... 98
ข.1 รูปแสดงช่วงของค่า Externality Cost ที่ได้จากการศึกษา..... 101
ค.1 องค์ประกอบของชีวมวลที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า..... 104
ง.1 ระบบทดสอบโปรแกรม..... 111

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบัน พลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานที่สำคัญที่สุด เนื่องจากการพัฒนาเทคโนโลยี อุปกรณ์หรือเครื่องอำนวยความสะดวกต่าง ๆ ต้องการแหล่งพลังงานซึ่งอยู่ในรูปพลังงานไฟฟ้า ไฟฟ้าจึงจัดเป็นสาธารณูปโภคขั้นพื้นฐานที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาประเทศ จากความต้องการไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในอนาคต ทำให้ต้องมีกิจกรรมจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการที่จะเกิดขึ้น

การผลิตพลังงานไฟฟ้าต้องอาศัยการเปลี่ยนรูปพลังงานรูปอื่น ๆ มาเป็นพลังงานไฟฟ้า เช่น การเปลี่ยนพลังงานกลเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้หลักการเหนี่ยวนำไฟฟ้า เป็นต้น ซึ่งต้องอาศัยแหล่งเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยนับจากอดีตถึงปัจจุบัน แหล่งพลังงานสำคัญที่สุดที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า คือ เชื้อเพลิงฟอสซิล อันได้แก่ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีแหล่งพลังงานที่สามารถนำมาใช้ในอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าอื่น ๆ อีก เช่น พลังงานนิวเคลียร์ พลังงานน้ำ พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ฯลฯ

ในกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นอาจนำเอาเชื้อเพลิงฟอสซิลเผาไหม้ให้เกิดความร้อนแล้วนำความร้อนที่เกิดไปใช้ในการผลิตไอน้ำเพื่อนำไปหมุนกังหัน ตามหลักการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ หรือในกรณีของกังหันแก๊สจะนำแก๊สเชื้อเพลิงไปจุดระเบิดเพื่อหมุนกังหันโดยตรง เมื่อกังหันหมุนจะเกิดสนามแม่เหล็กหมุนตัดขดลวด สร้างแรงเคลื่อนไฟฟ้าเหนี่ยวนำและกระแสไฟฟ้าขึ้นต่อมาได้ ผลจากการกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นนอกจากพลังงานไฟฟ้าแล้ว ยังมีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งจะถูกปล่อยออกมาสู่สิ่งแวดล้อม เมื่อก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อยู่ในบรรยากาศของโลกมากเกินไป จะทำให้เกิดภาวะเรือนกระจก (Greenhouse effect) ซึ่งเป็นสาเหตุให้อุณหภูมิโลกสูงขึ้น ปริมาณเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกใช้เกินกว่าครึ่งหนึ่ง นั้นเกิดขึ้นในกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นเมื่อมีความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น เชื้อเพลิงฟอสซิลจึงต้องถูกนำมาใช้เพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ

เราอาจนิยามพลังงานหมุนเวียนได้ว่าคือ “พลังงานที่ได้มาจากกระแสพลังงานที่ต่อเนื่องและเกิดซ้ำ ๆ ที่เกิดขึ้นในสิ่งแวดล้อม” [21] แหล่งของพลังงานหมุนเวียนคือแหล่งพลังงานที่เกิดขึ้นเรื่อย ๆ ไม่หมดไป เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม ความร้อนจากใต้พิภพ ชีวมวลหรือพวกของเสียจากการกสิกรรม เป็นต้น

ปัจจุบันทั่วโลกกำลังมีความสนใจในเรื่องการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable development) ซึ่งเรื่อง พลังงานหมุนเวียน ก็ถือเป็นหัวใจหลักของการพัฒนาดังกล่าวควบคู่กับการนำวัตถุกลับมา

ใช้ใหม่ เนื่องจากพลังงานหมุนเวียนจะไม่มีวันหมดไป แต่จะเกิดเวียนซ้ำ ดังนั้นความสำคัญของพลังงานหมุนเวียนจึงมีความสำคัญเพิ่มขึ้นอย่างมาก และประกอบกับสาเหตุหลายประการ เช่น การที่น้ำมันแพงขึ้น การเกิดอุบัติเหตุโรงงานไฟฟ้านิวเคลียร์ที่เชอร์โนบิลระเบิด ความห่วงใยเรื่องสิ่งแวดล้อม เป็นต้น ทำให้พลังงานจึงได้รับความสนใจมากจากทั่วโลก

สำหรับในประเทศไทยนั้น พลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพในการนำมาผลิตไฟฟ้ามีหลายประเภท ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานจากชีวมวล พลังงานน้ำ เชื้อเพลิงชีวภาพ หรือชีวก๊าซ เป็นต้น โดยพลังงานที่ใช้ประโยชน์ในปัจจุบันและมีแนวโน้มที่จะถูกพัฒนามากขึ้นในอนาคตหลักๆ ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานจากชีวมวล และพลังงานน้ำจากกังหันน้ำขนาดเล็ก

โครงสร้างพื้นฐานทางเศรษฐกิจในประเทศนั้น คือ การกสิกรรม ซึ่งในกระบวนการเกษตรกรรมต่าง ๆ นอกจากผลผลิตที่ได้รับแล้ว ยังต้องมีส่วนของเสียเหลือจากการเกษตรเหล่านี้ตามไปด้วย เช่น ในกระบวนการผลิตข้าว ของเสียจากกระบวนการผลิตที่สำคัญ คือ แกลบ เป็นต้น โดยข้อเสียเหล่านี้บางชนิดมีปริมาณและศักยภาพเพียงพอในการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ ซึ่งเป็นการเปลี่ยนกากของเสียที่ไร้คุณค่า มาเป็นผลพลอยได้ที่คุณค่าทางเศรษฐกิจเป็นการเพิ่มรายได้ในแก่เกษตรกร ซึ่งเป็นประชากรส่วนใหญ่ของประเทศ

ประเทศไทยเป็นตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ที่ประมาณ 16 องศาใต้ มีแสงแดดตลอดทั้งปี ทำให้มีศักยภาพในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า โดยอาจจะมีปริมาณเมฆมากในช่วงฤดูฝน ซึ่งส่งผลต่อความเข้มของแสงแดดที่ตกกระทบบนแผงเซลล์แสงอาทิตย์

กังหันน้ำขนาดเล็กเป็นกังหันน้ำที่ถูกย่อส่วนจากกังหันพลังงานน้ำขนาดใหญ่ที่ใช้สำหรับเขื่อนน้ำขนาดใหญ่ โดยการใช้ลำธาร กังหันขนาดเล็กนี้ก็สามารถผลิตไฟฟ้าได้แม้ว่าจะไม่มาก แต่ถือเป็นการใช้ประโยชน์จากพลังงานธรรมชาติ ซึ่งไร้ต้นทุน และโดยส่วนใหญ่ในส่วนที่ห่างไกลจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า เช่น ภายในป่า การติดตั้งกังหันนี้สามารถลดต้นทุนการเดินสายไฟฟ้าในระยะทางไกล และทุรกันดารได้

จากที่กล่าวมาจะพบว่าพลังงานหมุนเวียนมีประโยชน์ในหลาย ๆ ด้าน แต่ข้อเสียของพลังงานเหล่านี้ก็มีอยู่เช่นเดียวกัน ข้อเสียที่สำคัญส่วนใหญ่ของพลังงานหมุนเวียนเกือบทุก ๆ ประเภท ได้แก่ การที่พลังงานหมุนเวียนนี้ ไม่สามารถทำการกำหนดการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ตามที่ต้องการได้ เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ ไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้โดยปราศจากแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นปัจจัยที่อ้างอิงกับธรรมชาติ เป็นต้น

ในการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนให้เกิดขึ้นในประเทศ จึงสมควรต้องมีการศึกษาถึงคุณค่าทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านสังคมสิ่งแวดล้อม และด้านวิศวกรรมไฟฟ้า เพื่อทำการประเมินคุณค่าตลอดจนหาค่าความเหมาะสมของพลังงานหมุนเวียนนี้ เพื่อใช้ในการวางแผนนโยบายด้านพลังงานให้เกิดความถูกต้องตามหลักวิชาการ

สำหรับในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะศึกษาการทำงานของพลังงานหมุนเวียนสามประเภท ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์หรือโฟโตโวลตาอิก พลังงานชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก จากนั้นจึงจะนำมาวิเคราะห์ผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าเมื่อมีแหล่งพลังงานเหล่านี้ต่ออยู่กับระบบไฟฟ้า โดยใช้วิธีการจำลองแบบมอนติคาร์โล นอกจากนี้ จะทำการศึกษาถึงศักยภาพของแหล่งพลังงานเหล่านี้ในประเทศไทย ต้นทุนการผลิตและความคุ้มค่าในการลงทุน ของแหล่งพลังงานเหล่านี้ จากนั้นจึงจะนำไปประกอบผลการศึกษาของค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่มีต่อระบบไฟฟ้าเพื่อประเมินคุณค่าของพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ในที่สุด

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1) เพื่อประเมินผลกระทบด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียของพลังงานหมุนเวียนสามประเภท ได้แก่ โฟโตโวลตาอิก พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก เมื่อต่อเข้ากับระบบจำหน่ายไฟฟ้า

2) เพื่อศึกษาวิธีการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ในระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

3) เพื่อศึกษาพลังงานหมุนเวียนทั้งสาม ในด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และภาพรวมในปัจจุบัน

1.3 ขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์

1) พิจารณาระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังแบบเรเดียลที่มีพลังงานหมุนเวียนต่อเข้าระบบ
2) พิจารณาพลังงานหมุนเวียน อันได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวล โฟโตโวลตาอิก และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก
3) ทำการศึกษาโดยใช้ข้อมูลของประเทศไทย ได้แก่ ข้อมูลที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ ศักยภาพของพลังงานหมุนเวียน และข้อมูลของระบบไฟฟ้าของประเทศไทย
4) ทำการศึกษาโดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1) สามารถประเมินคุณค่าทางด้านความเชื่อถือได้ของระบบที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนและจุดเหมาะสมของปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่เกิดประโยชน์ต่อระบบ
2) สามารถนำผลการวิเคราะห์ไปใช้เป็นแนวทางสำหรับการวางแผน หรือนโยบายในการส่งเสริมหรือพัฒนาพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้เกิดผลประโยชน์ต่อภาพโดยรวมมากที่สุด

1.5 ขั้นตอนและวิธีดำเนินงาน

1) ศึกษาความเป็นไปได้ในการทำวิทยานิพนธ์
   1.1) ศึกษามูลเหตุแห่งปัญหาที่ก่อให้เกิดการทำวิทยานิพนธ์
   1.2) ศึกษาแนวทางแก้ไข วิธีการประเมิน และขอบเขตในการทำวิทยานิพนธ์
   1.3) ศึกษาและประเมินแผนงาน ระยะเวลา อุปสรรค และแนวทางแก้ไขในระหว่างการทำวิทยานิพนธ์
2) ศึกษากระบวนวิธีภาคทฤษฎีและภาคปฏิบัติของเทคนิคที่ใช้ในวิทยานิพนธ์
   2.1) ศึกษาการทำงานและลักษณะทางเทคนิคของการนำพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า
   2.2) ศึกษาทฤษฎีและกระบวนวิธีทางคณิตศาสตร์ เช่น การสุ่มตัวเลข การเปลี่ยนค่าของตัวเลขที่สุ่มให้มีการกระจายแบบต่าง ๆ ในกระบวนการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล โดยศึกษาค้นคว้าจากเอกสารหนังสือ และบทความต่าง ๆ
   2.3) ศึกษาวิธีการประเมินค่าความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังโดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลที่เกี่ยวข้องกับการทำวิทยานิพนธ์
   2.4) ศึกษาการคำนวณมูลค่า อัตราผลตอบแทน และวิธีการทางบัญชีอื่น ๆ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ที่เกี่ยวข้องกับการทำวิทยานิพนธ์
3) ศึกษาและจัดหาข้อมูลพลังงานหมุนเวียน
   3.1) ศึกษาทฤษฎีการทำงานและคุณสมบัติของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวล โฟโตโวลตาอิก และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก
   3.2) จัดหาข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ ที่ใช้ในการศึกษา เช่น ข้อมูลศักยภาพ ความคุ้มค่าในการลงทุน ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท เป็นต้น
4) การวิจัยและพัฒนา
   4.1) พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับใช้ในการวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า
   4.2) ประยุกต์ใช้กระบวนวิธีและโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่วิจัยและพัฒนาขึ้นกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า
   4.3) วิเคราะห์และสรุปผล
5) เรียบเรียง ตรวจสอบ และจัดพิมพ์วิทยานิพนธ์เพื่อนำเสนอต่อคณะกรรมการและดำเนินการจัดสอบต่อไป

สำหรับขั้นตอนการจัดทำวิทยานิพนธ์นี้ ได้แสดงอยู่ดังรูปที่ 1.1

รูปที่ 1.1 แผนผังการจัดทำวิทยานิพนธ์เรื่อง การประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1.6 เนื้อหาของวิทยานิพนธ์

เนื้อหาของวิทยานิพนธ์ในแต่ละบทเป็นดังนี้

บทที่ 2 นำเสนอแบบจำลองของอุปกรณ์ต่าง ๆ ในระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลัง เช่น รูปแบบและอุปกรณ์ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์ เกณฑ์การเกิดข้อขัดข้องของแต่ละจุดโหลด

บทที่ 3 นำเสนอการประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล เทคนิคพื้นฐานที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ หลักการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า วิธีการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และกระบวนการจำลองที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์

บทที่ 4 นำเสนอหลักการทำงานของอุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าตามหลักการของโฟโตโวลตาอิก ความเข้มแสงที่มีผลต่อการทำงานของโฟโตโวลตาอิก สถานการณ์ปัจจุบัน และข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการลงทุนของอุปกรณ์

บทที่ 5 นำเสนอเทคโนโลยีและศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล และข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนของพลังงานชีวมวล

บทที่ 6 นำเสนอกังหันน้ำขนาดเล็ก การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ สถานการณ์ในปัจจุบัน และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากกำลังน้ำขนาดเล็ก

บทที่ 7 นำเสนอเงื่อนไขในการจำลองและผลการศึกษาผลกระทบด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียของพลังงานหมุนเวียนทั้งสามชนิดในวิทยานิพนธ์นี้ที่มีต่อระบบไฟฟ้า

บทที่ 8 นำเสนอคุณค่าทางการเงินของผลกระทบที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนจากการศึกษา

บทที่ 9 สรุปผลการศึกษา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าและแบบจำลองอุปกรณ์ในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังทำหน้าที่รับกำลังไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้า (Generating system) ผ่านระบบส่งกำลังไฟฟ้า (Transmission system) เพื่อทำการจำหน่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ ต่อไป โดยทั่วไปแล้วระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าประกอบด้วยส่วนประกอบหลักต่างๆคือ สถานีจ่ายไฟฟ้าย่อย (Substation) สายป้อน (Feeder) หม้อแปลงจำหน่าย(Distribution transformer) สายจำหน่ายแรงดันไฟฟ้าต่ำและอุปกรณ์ป้องกัน (Protective device)

หน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่สำคัญประการหนึ่งคือ การส่งจ่ายพลังไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา มีความมั่นคงในการส่งไฟฟ้าสูง หากเกิดเหตุขัดข้องก็สามารถแก้ไขให้ไฟฟ้าที่ดับกลับคืนในเวลารวดเร็วหรือทำให้มีระยะเวลาการขัดข้องน้อยที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้โดยอาศัยอุปกรณ์ป้องกันต่าง ๆ

เหตุขัดข้องที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากการลัดวงจร (Short circuit) ในสายป้อน หรือ หม้อแปลง หากการทำหน้าที่ของระบบจำหน่ายไฟฟ้าไม่สมบูรณ์หรือไม่สามารถทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้เนื่องจากเกิดการขัดข้องของอุปกรณ์แล้วก็อาจส่งผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบโดยรวมได้

โดยทั่วไปสถานีจ่ายไฟฟ้าจะทำการแปลงแรงดันไฟฟ้าจากระบบส่งให้ต่ำลงแล้วส่งกำลังไไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงจำหน่าย ซึ่งมีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้าให้ต่ำลงเหมาะกับผู้ใช้ไฟรายย่อย หลังจากนั้นจึงส่งแรงดันไฟฟ้าผ่านสายจำหน่ายไฟฟ้าแรงดันต่ำไปยังบ้านเรือน หรือธุรกิจห้างร้านทั่วไป ในกรณีที่เป็นผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่ก็อาจรับแรงดันไฟฟ้าผ่านสายป้อนไปยังหม้อแปลงของตนเองได้โดยไม่ผ่านหม้อแปลงระบบจำหน่าย นอกจากนั้นหากเป็นผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหญ่มากก็อาจรับไฟฟ้าแรงสูงจากการไฟฟ้าแล้วสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเป็นของตัวเอง สิ่งที่ยกตัวอย่างต่อไปนี้เป็นลักษณะในแบบต่าง ๆ ระบบจำหน่ายที่มีอยู่โดยทั่วไป

2.1 รูปแบบของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบ่งออกเป็น 2 ระบบ คือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าพาดในอากาศ (Overhead aerial system) และระบบจำหน่ายไฟฟ้าใต้ดิน (Underground cable system) การเลือกใช้ระบบใดนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และเงินลงทุน เป็นต้น แต่ที่พบเห็นโดยทั่วไปในประเทศไทยจะเป็นระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบสายพาดอากาศ เนื่องจากมีราคาต่ำกว่าระบบจำหน่ายกำลังไฟฟ้าแบบใต้ดินมาก อย่างไรก็ตามในบริเวณที่มีบ้านเรือนหนาแน่น หากต้องเดินสายไฟข้ามแม่น้ำ หรือภายในนิคมอุตสาหกรรม โดยใช้ระบบจำหน่ายกำลัง

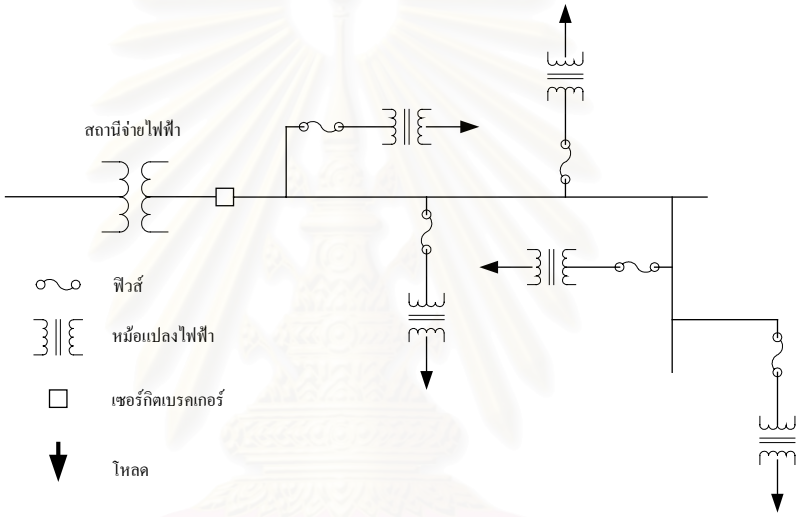
ไฟฟ้าใต้ดินเนื่องจากสายใต้ดินเป็นสายที่มีฉนวนหุ้ม ย่อมมีความปลอดภัยและความมั่นคงสูงกว่าการใช้สายจำหน่ายแบบสายพาดอากาศซึ่งมักเป็นสายเปลือย

สำหรับลักษณะรูปแบบของระบบจำหน่าย สามารถแยกออกได้เป็น 3 ประเภทหลัก ๆ คือ

1) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล (Radial network)
2) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน (Ring network)
3) ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห (Mesh network)

รายละเอียดเพิ่มเติมของแต่ละระบบมีดังนี้ [2]

2.1.1 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล

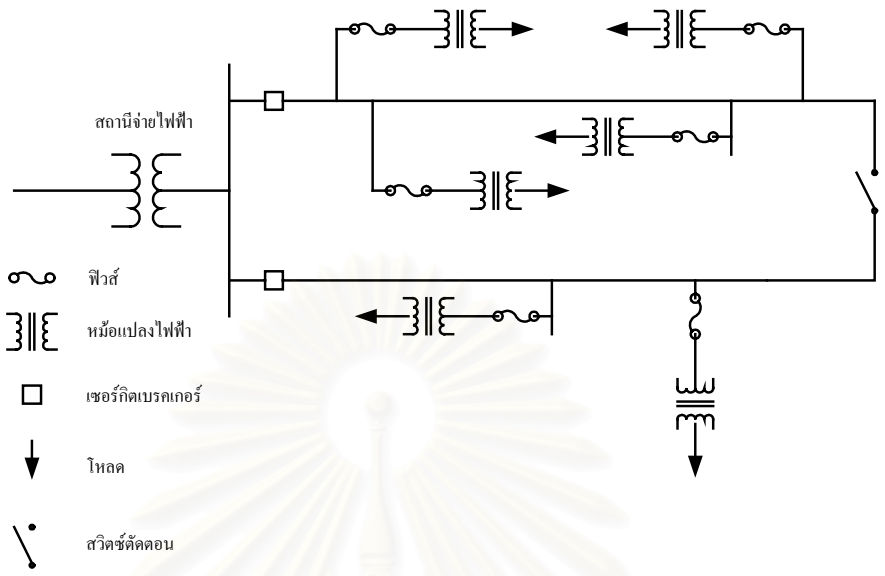


รูปที่ 2.1 ระบบจำหน่ายเรเดียล

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลคือระบบที่มีการป้อนพลังงานไฟฟ้าเข้าไปในสายจำหน่ายเพียงด้านเดียวและมีสายแยกออกไปดังแสดงในรูปที่ 2.1 การวางแผนใช้ระบบจำหน่ายแบบนี้หากมีโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้นในอนาคตก็สามารถที่จะเพิ่มระบบจำหน่ายแบบเรเดียลให้กลายเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน หรือ ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห ต่อไปได้

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลนิยมใช้สำหรับจ่ายพลังงานไฟฟ้าไปยังผู้ใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ทั่วไปหรือในชนบทเนื่องจากระบบจำหน่ายไฟฟ้าประเภทที่ลงทุนต่ำ มีการป้องกันระบบได้โดยวิธีง่าย ๆ และลักษณะของการวางสายแบบนี้สามารถเข้าใจได้ง่าย แต่มีข้อเสียคือความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่ำ

2.1.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวน

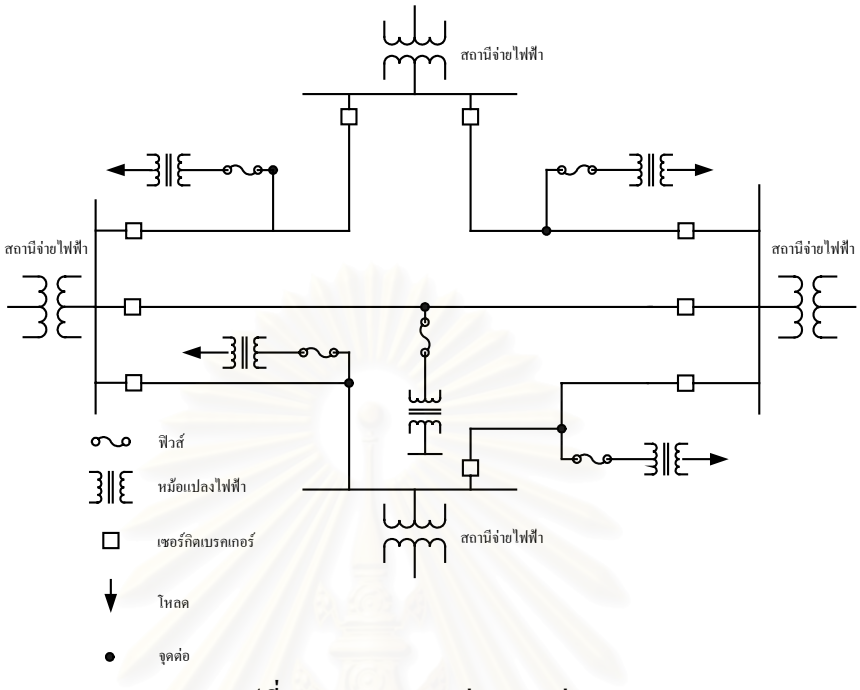


รูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายแบบวงแหวน

ลักษณะระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้จะทำเป็นรูปแบบวงแหวนกล่าวคือมีการจ่ายไฟเข้าที่ต้นทางและปลายทางโดยสถานีจ่ายไฟฟ้าแห่งเดียวกันตามรูปที่ 2.2 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ในการใช้งานจริงบางครั้งจะเปิดวงจรออกทำให้ระบบเป็นวงจรแบบเรเดียลก็ได้ การกระทำเช่นนี้จะทำให้การจัดระบบป้องกันให้ทำงานประสานกันนั้นสามารถทำได้ง่ายขึ้น

ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนนี้สามารถนำไปใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับชุมชนใหญ่และโรงงานอุตสาหกรรมได้ ข้อดีของระบบนี้คือ เมื่ออุปกรณ์ตัวหนึ่งตัวใดเกิดขัดข้องก็สามารถทำการตัดส่วนนั้นออกไปและวงจรส่วนที่เหลืออยู่ก็สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าต่อไปอีกได้ ทำให้ระบบมีความเชื่อถือได้สูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียล แต่ข้อเสียของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนคือ การจ่ายพลังงานไฟฟ้าจะกระทำได้โดยผ่านสถานีจ่ายไฟฟ้าเพียงสถานีเดียว ดังนั้นถ้าเกิดการขัดข้องขึ้นภายในสถานีจ่ายไฟฟ้า ย่อมทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง และระบบป้องกันของระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบวงแหวนก็ยังต้องมีขีดความสามารถสูงขึ้นกว่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบเรเดียลเนื่องจากระบบป้องกันต้องสามารถตรวจสอบว่าเกิดการลัดวงจรขึ้นที่อุปกรณ์ตัวใดเพื่อที่จะทำการตัดอุปกรณ์ส่วนนั้นออกจากการจ่ายพลังงานไฟฟ้า

2.1.3 ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบร่างแห



รูปที่ 2.3 ระบบจำหน่ายแบบร่างแห

ตามรูปที่ 2.3 เป็นรูปของระบบจำหน่ายแบบร่างแห สังเกตได้ว่าการต่อกันของสายจำหน่ายจะมีลักษณะเหมือนแหที่กระจายออกไปครอบคลุมแหล่งผู้ใช้ไฟฟ้าต่าง ๆ และมีสถานีจ่ายไฟฟ้าเข้าในระบบจำหน่ายได้หลายจุด

ข้อดีของระบบนี้คือระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้มีความเชื่อถือได้สูงสุดกว่าทุกระบบที่กล่าวมาและสามารถสร้างสถานีจ่ายไฟฟ้าเพิ่มขึ้นได้ง่ายเมื่อโหลดผู้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้น แต่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าแบบนี้ต้องลงทุนในการก่อสร้างระบบค่อนข้างสูงเช่นกัน เนื่องจากระบบดังกล่าวต้องสร้างสายส่งและอุปกรณ์ป้องกันจำนวนมาก และในขณะทำการจ่ายไฟฟ้าเมื่อเกิดการลัดวงจร (Short circuit) จะทำให้กระแสลัดวงจรมีขนาดสูงมากได้

2.2 อุปกรณ์หลักในระบบจำหน่ายไฟฟ้า

ตามมาตรฐานการก่อสร้างวัสดุ อุปกรณ์ และระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าทั้งการไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค [2] ระบบจำหน่ายจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าได้ต้องประกอบไปด้วยอุปกรณ์หลักต่าง ๆ ดังนี้

1. สายไฟฟ้า (Conductor) เป็นส่วนประกอบที่สำคัญในระบบจำหน่ายไฟฟ้าซึ่งแบ่งออก

ได้ 2ประเภทคือ สายเปลือย และ สายหุ้มฉนวน การเลือกใช้สายไฟฟ้าแต่ละประเภทขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ หากต้องการระบบไฟฟ้าที่มีความเชื่อถือได้สูงควรใช้สายเคเบิลใต้ดิน แต่การลงทุนก็จะสูงตามไปด้วย

2. หม้อแปลงจำหน่าย (Distribution transformer) เป็นอุปกรณ์ที่จำเป็นในระบบจำหน่ายไฟฟ้ามีหน้าที่แปลงแรงดันไฟฟ้ากระแสสลับให้ต่ำลงเพื่อจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้ผู้ใช้ประเภทต่าง ๆ ด้วยระบบแรงดันต่ำต่อไป
3. เซอร์กิตเบรคเกอร์ (Circuit breaker) โดยทั่วไปใช้ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเป็นอุปกรณ์ป้องกันใช้ในการกำจัดการเกิดผิดพร่องในระบบหรือตัดส่วนของอุปกรณ์ที่เกิดผิดพร่องออกจากระบบ
4. รีโครสเซอร์ (Recloser) ใช้ติดตั้งในระบบจำหน่ายที่มีปัญหาเกิดความผิดพร่องแบบชั่วคราว บ่อย ๆ อาจพิจารณาติดตั้งรีโครสเซอร์ที่สถานีไฟฟ้าได้ ทั้งนี้เพื่อใช้เป็นอุปกรณ์ป้องกันแทนเซอร์กิตเบรคเกอร์ ตำแหน่งที่ติดตั้งรีโครสเซอร์ต้องพิจารณาให้สะดวกในการเข้าไปปฏิบัติงานและบำรุงรักษา
5. ดรอพเอาท์ฟิวส์คัทเอาท์ (Dropout fuse cutout) เป็นอุปกรณ์ป้องกันอีกชนิดหนึ่งติดตั้งในสายแยกที่มีระยะทางเกินกว่า 1 กิโลเมตร และในสายย่อยที่มีระยะทางเกินกว่า 5 กิโลเมตร
6. สวิตช์สำหรับตัดโหลด (Load break switch) และสวิตช์แบบน้ำมัน (Oil switch) ใช้ติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกก่อนเข้าเมืองที่สำคัญ
7. สวิตช์ตัดตอน (Disconnecting switch) ติดตั้งเป็นสวิตช์ตัดตอนที่สถานีไฟฟ้าและก่อนเข้าสายเคเบิลแรงสูง
8. สวิตช์แบบอากาศ (Air switch) ติดตั้งที่สถานีไฟฟ้าเพื่อเป็นสวิตช์สำหรับทำบายพาสติดตั้งในสายเมนหรือสายแยกแทนตำแหน่งของสวิตช์ตัดตอนเมื่อต้องการปิดหรือเปิดวงจรขณะที่มีโหลด
9. เสาไฟฟ้า คอนสาย และลูกถ้วย (Pole, crossarm and insulator)

สำหรับการศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นโดยทั่วไปจะพิจารณาอุปกรณ์หลักๆ อยู่ 2 ชนิด ได้แก่ หม้อแปลง และ สายส่ง แต่อาจนำอุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบมาพิจารณาด้วยก็ได้ เช่น บัสบาร์ เป็นต้น

โดยในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้จะพิจารณาผลเนื่องจากการทำงานของสายตัวนำ หม้อแปลง และบัสบาร์ เท่านั้น เนื่องจากต้องการศึกษาถึงผลของพลังงานหมุนเวียนที่ถูกต่อเข้ากับระบบไฟฟ้า โดยคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบ และผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในสายจำหน่ายไฟฟ้าและในหม้อแปลง

2.3 แบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังนั้น เราจำเป็นต้องทราบแบบจำลองสถานะ (State model) เพื่อจำลองพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์แต่ละชนิด สำหรับใช้พิจารณาถึงโอกาสที่จะเกิดการขัดข้องของอุปกรณ์นั้น ๆ ขึ้นในระหว่างปฏิบัติงาน

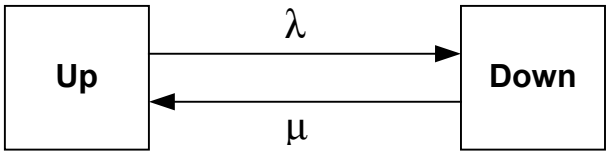
โดยทั่วไปเราอาจจำลองสถานะการทำงานของอุปกรณ์แบ่งโดยอาศัยแบบจำลองสองสถานะคือ สถานะที่อุปกรณ์ทำงานได้ตามปกติ (Up state) และสถานะที่อุปกรณ์ขัดข้องใช้งานไม่ได้ (Down state) แม้ว่าในความเป็นจริงอาจสามารถมีสถานการณ์ทำงานของอุปกรณ์มากกว่าสองสถานะได้ ตัวอย่างเช่น สถานะที่อุปกรณ์ทำงานได้ไม่เต็มที่ (Derated state) เป็นต้น

ตัวอย่างเช่น สายไฟฟ้า เราสามารถนำแบบจำลองสองสถานะไปแทนสภาวะการทำงานของสาย โดยกำหนดให้สายไฟฟ้ามีสองสถานะ คือ สถานะสามารถส่งไฟฟ้าได้ตามปกติ (Up) และสถานะที่ไม่สามารถส่งไฟฟ้าได้ (Down) ซึ่งอาจเกิดจากการที่มีความผิดพร่องขึ้น เช่น สายไฟฟ้าถูกลัดวงจรลงสู่พื้นดิน ฯลฯ ทำให้อุปกรณ์ป้องกัน เช่น เซอร์กิตเบรกเกอร์ สวิตช์ตัดตอน หรือฟิวส์ตัดกระแสไฟฟ้าออกจากสายไฟฟ้าเส้นนั้น การที่อุปกรณ์จะเปลี่ยนจากสถานะขัดข้องไปยังสถานะปกตินั้น ก็ต่อเมื่อความผิดพร่องได้ถูกกำจัดออกจากสายไฟเส้นนั้น และทำการสับเซอร์กิตเบรกเกอร์ หรือทำการเปลี่ยนฟิวส์และสับสวิตช์ตัดตอน เพื่อให้สายไฟฟ้าสามารถส่งไฟฟ้าได้ตามปกติ

ในขณะที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าเราก็สามารถจำลองการทำงานแบบจำลองสถานะได้ โดยกำหนดให้เป็นสถานะปกติ เมื่อสถานะเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้า หรือเดินเครื่องได้ตามปกติ ส่วนอีกสถานะหนึ่งคือกรณีที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าไม่สามารถทำงานได้ ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ โดยอาจจะอยู่ในช่วงซ่อมแซม บำรุงเครื่อง เป็นต้น การเปลี่ยนสถานะสามารถเกิดขึ้นได้ตลอดเวลา เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าอาจเกิดการทำงานที่ผิดพลาดต้องหยุดจ่ายไฟฟ้าทำให้สถานะเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องเปลี่ยนจากสถานะปกติไปยังสถานะขัดข้อง หรือเมื่อทำการซ่อมแซมเสร็จเรียบร้อยแล้วพร้อมจ่ายพลังงาน ก็จะเปลี่ยนสถานะขัดข้องเป็นสถานะปกติ เป็นต้น

อุปกรณ์ในระบบไฟฟ้านั้น เราสามารถจำลองการทำงานคร่าว ๆ ด้วยแบบจำลองสองสถานะ ทั้งอุปกรณ์ประเภทที่ซ่อมแซมได้ (Repairable components) และอุปกรณ์ที่ไม่สามารถซ่อมแซมได้ (Non-repairable components) สำหรับอุปกรณ์ที่ไม่สามารถซ่อมแซมได้ เช่น ฟิวส์ นั้นซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการป้องกันเมื่อเกิดความผิดพร่องขึ้นในระบบไฟฟ้า ดังนั้น การทำงานที่เป็นสถานะปกติ ก็จะหมายถึง การที่ฟิวส์สามารถตัดกระแสผิดพร่องตามค่าที่ตั้งไว้ตามปกติ และสถานการณ์ทำงานที่ขัดข้อง คือ ฟิวส์ตัดกระแสที่ไม่เป็นไปตามที่ตั้งค่าไว้ และค่าเวลาในการเปลี่ยนจากสถานะขัดข้องก็คือช่วงเวลาในการซ่อมแซมที่จะทำการแก้ไขฟิวส์ให้ถูกต้อง โดยอาจจะหมายถึงการเปลี่ยนฟิวส์ตัวใหม่เข้าไปแทนฟิวส์ตัวเดิมในระบบไฟฟ้า

รูปแบบของแบบจำลองสองสถานะการทำงานของอุปกรณ์สามารแสดงได้ดังรูปที่ 2.4



รูปที่ 2.4 แบบจำลองสองสถานะการทำงานของอุปกรณ์

แบบจำลองดังกล่าวประกอบด้วยสองสถานะซึ่งเชื่อมโยงกันด้วยอัตราการล้มเหลว (λ) และอัตราการซ่อมแซม (μ) กล่าวคือในการเปลี่ยนสถานะจากการทำงานปกติไปเป็นสถานะล้มเหลวจะเป็นไปตามอัตราการล้มเหลว และการเปลี่ยนสถานะในทางกลับกันจะเป็นไปตามอัตราการซ่อมแซม สำหรับค่า λ นี้พบว่าเป็นสัดส่วนกลับกับค่าของระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดการผิดพร่อง (Mean time to failure : MTTF) โดยระยะเวลานี้จะนับเริ่มต้นตั้งแต่อุปกรณ์เริ่มทำงาน จนกระทั่งเกิดข้อผิดพร่องขึ้น ในทำนองเดียวกันค่า μ เป็นสัดส่วนกลับกับค่าระยะเวลาเฉลี่ยของการซ่อมแซม (Mean time to repair : MTTR) ซึ่งเริ่มนับเวลาตั้งแต่อุปกรณ์เริ่มขัดข้องจนกระทั่งสามรถนำกลับเข้าทำงานในระบบได้อีกครั้งหนึ่ง ความสัมพันธ์ของ MTTF และ MTTR กับการทำงานของอุปกรณ์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.5

รูปที่ 2.5 ความสัมพันธ์ของสถานะการทำงานกับ MTTR และ MTTF

แบบจำลองสองสถานะมีข้อดีที่เป็นแบบจำลองที่ง่ายต่อการเข้าใจและวิเคราะห์ แต่หากเมื่อนำไปใช้พิจารณาถึงพฤติกรรมการทำงานของอุปกรณ์บางชนิดที่มีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อน แบบจำลองดังกล่าวจะไม่สามารถจำลองถึงลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนได้ตามความจริงบางประการ แต่การเข้าใจอย่างถูกต้องถึงระยะเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในแต่ละสถานะการทำงานนั้นมีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากอาจมีการคำนวณอัตราการขัดข้องและการซ่อมแซมผิดพลาดได้ โดยการนับจำนวนครั้งของการเกิดความขัดข้องหรือการซ่อมแซมที่เกิดขึ้นในช่วงเวลาหนึ่งแล้วหารด้วยเวลาทั้งหมดตั้งแต่เริ่มต้นจนจบการพิจารณานั้นไม่ถูกต้อง ในความจริงแล้วระยะเวลาที่ใช้จะต้องเป็นช่วงเวลาที่อุปกรณ์อยู่ในสถานะที่กำลังพิจารณาซึ่งอาจจะน้อยกว่าเวลาที่ผ่านไปจริงๆทำให้สามารถแสดงได้ว่า

$$\lambda = \frac{\text{จำนวนครั้งที่อุปกรณ์ขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่อุปกรณ์ทำงาน}} = \frac{1}{\text{MTTF}}$$

$$\mu = \frac{\text{จำนวนครั้งที่ทำการซ่อมแซมอุปกรณ์ในช่วงเวลาที่กำหนด}}{\text{ระยะเวลาทั้งหมดที่ทำการซ่อมแซมอุปกรณ์}} = \frac{1}{\text{MTTR}}$$

ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ เราจะกำหนดอุปกรณ์ในระบบไฟฟ้าทดสอบ ซึ่งได้แก่ สายตัวนำของระบบจำหน่าย และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นไปตามแบบจำลองสองสถานะ เพื่อนำไปใช้จำลองการทำงานของระบบไฟฟ้าในวิทยานิพนธ์

สำหรับการจำลองระบบด้วยวิธีมอนติคาร์โลที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ เราจะต้องทำการเปลี่ยนแปลงการกระจายของค่าระยะเวลาการทำงานอย่างต่อเนื่องของอุปกรณ์ตัวหนึ่งก่อนเกิดการล้มเหลว(TTF) และระยะเวลาการซ่อมแซม(TTR) ตามหลักการจำลองแบบมอนติคาร์โล โดยมีรายละเอียดในบทถัดไป

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

การประเมินความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าโดยใช้วิธีจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล

ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ความคาดหวังว่าระบบไฟฟ้าจะสามารถจ่ายไฟฟ้าให้กับลูกค้าได้อย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องโดยมีกระแสไฟฟ้าขัดข้องน้อยที่สุด ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าจึงเป็นตัวแสดงถึงความสามารถหรือประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าที่สำคัญตัวหนึ่ง นอกเหนือจากเสถียรภาพของระบบที่มีต่อสิ่งรบกวน คุณภาพของกระแสไฟฟ้า ฯลฯ

วิธีการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบซึ่งประกอบด้วยวิธีการวิเคราะห์และวิธีการจำลองเหตุการณ์ [13,17] ความแตกต่างระหว่างวิธีทั้งสอง คือการใช้เทคนิคการวิเคราะห์ทำการจำลองระบบด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ฉะนั้นจึงทำการคำนวณหาดัชนีความเชื่อถือได้จากแบบจำลองที่ทำขึ้นโดยใช้การแก้ปัญหาทางคณิตศาสตร์โดยตรง ส่วนเทคนิคการจำลองเหตุการณ์เป็นการประมาณค่าดัชนีความเชื่อถือได้โดยการจำลองเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและการสุ่มพฤติกรรมของระบบ วิธีการดังกล่าวจะใช้แก้ปัญหาที่เป็นเหตุการณ์จริงที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงเวลาที่ทำการพิจารณา วิธีนี้จะประมาณค่าความน่าจะเป็นและดัชนีอื่น ๆ โดยการนับจำนวนครั้งที่เหตุการณ์ต่างๆ เกิดขึ้นซึ่งจะทำให้เราได้ข้อมูลลักษณะการกระจายความน่าจะเป็นของพารามิเตอร์ต่างๆที่ไม่สามารถทราบผลได้จากวิธีการวิเคราะห์

3.1 วิธีการวิเคราะห์ (Analytical method) [13]

วิธีการวิเคราะห์เป็นวิธีที่อาศัยแบบจำลองการทำงานของอุปกรณ์แล้วคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ตามสมการคณิตศาสตร์ และถือเป็นวิธีที่ให้ผลถูกต้อง สำหรับวิธีการวิเคราะห์ที่นำมาใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้ากำลังนั้นพอจะแบ่งออกได้เป็น 4 วิธี คือ

1) วิธีการลดทอนเครือข่าย
2) วิธีการความน่าจะเป็นแบบมีเงื่อนไข
3) วิธีการมินิคัตเซต
4) วิธีการวิเคราะห์แผนภาพต้นไม้

รายละเอียดเหล่านี้สามารถค้นหาได้จาก [13,16]

3.2 วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล (Monte Carlo Simulation)

วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลเป็นการสุ่มตัวเลขผ่านแบบจำลองที่จำลองพฤติกรรมของระบบจริงโดยข้อมูลของอุปกรณ์ต่าง ๆ จะรวบรวมมาจากสถิติการทำงานที่ผ่านมาของอุปกรณ์แต่ละชนิด เช่นจำนวนครั้งที่เกิดการล้มเหลว ช่วงเวลาระหว่างการล้มเหลว ช่วงเวลาในการ

ซ่อมแซมที่แตกต่างกัน เป็นต้น โดยการสุ่มนี้จะถูกกระทำซ้ำหลาย ๆ ครั้ง จากกระบวนการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวจะนำไปสู่การตรวจสอบและทำนายรูปแบบพฤติกรรมของระบบในช่วงเวลาที่จำลองเหตุการณ์ เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายของความถี่หรือความน่าจะเป็นของดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ ของระบบ และเป็นการประมาณค่าความคาดหวังหรือค่าเฉลี่ยของค่าดัชนีความเชื่อถือได้แบบต่าง ๆ โดยทั่วไปวิธีนี้มีความสะดวกและสามารถใช้กับระบบที่ซับซ้อนหรือมีขนาดใหญ่ได้ ซึ่งวิธีการตัดสินใจจากประสบการณ์ (Deterministic method) ไม่สามารถหรือไม่สะดวกที่จะใช้ในการวิเคราะห์ปัญหาในลักษณะดังกล่าว[2,17]

วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลแบ่งออกได้เป็น 2 วิธีหลัก [2,5] คือ

1) การจำลองเหตุการณ์แบบสุ่ม(Random simulation หรือ Non-Sequential simulation)

2) การจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับ (Sequential simulation)

วิธีการแรกเป็นการจำลองเหตุการณ์ในแต่ละช่วงเวลาเพื่อตรวจสอบว่าอุปกรณ์ที่สนใจมีการทำงานล้มเหลวหรือไม่แล้วจึงตรวจสอบต่อไปว่าส่งผลให้ระบบทำงานล้มเหลวหรือไม่โดยคิดแต่ละช่วงเวลาเป็นหนึ่งเหตุการณ์ ส่วนวิธีที่สองจะทำการจำลองเหตุการณ์หาค่า Time to failure ของอุปกรณ์ทุกตัวในระบบ และถ้าอุปกรณ์นั้นสามารถซ่อมแซมได้ก็ต้องทำการจำลองเหตุการณ์หาค่า Time to repair ของอุปกรณ์ตัวนั้น ซึ่งเหตุการณ์ดังกล่าวถูกทำอย่างต่อเนื่องและเป็นไปตามลำดับบนแกนของเวลา จากนั้นจึงจะนำจุดหรือช่วงของเวลาที่อุปกรณ์ซึ่งเกิดการล้มเหลวขึ้นมาพิจารณาว่าระบบเกิดการล้มเหลวหรือไม่ แล้วจึงทำการจำลองเหตุการณ์ไปจนครบคาบเวลาที่ต้องการ วิธีการดังกล่าวนี้ทำให้เราสามารถพิจารณาถึงเงื่อนไขของเวลาและผลของเหตุการณ์ก่อนหน้านี้ซึ่งส่งผลต่อเหตุการณ์ถัดไปที่ส่งผลกระทบต่อระบบได้ โดยทั่วไปวิธีการจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับสามารถแบ่งออกได้อีก 2 แบบ[2,5] คือ

1) วิธีกำหนดช่วงเวลาคงที่ (Fixed-time-interval method)

2) วิธีการเหตุการณ์ถัดไป (Next-event method)

วิธีการแรกจะกำหนดช่วงเวลาคงที่ค่าหนึ่งขึ้น ซึ่งช่วงเวลาที่กำหนดจะขึ้นกับลักษณะการปฏิบัติงานของระบบ โดยการจำลองเหตุการณ์จะเคลื่อนที่ไปทีละก้าวและทำการตรวจสอบระบบในแต่ละก้าวที่เคลื่อนที่ไป ซึ่งแต่ละก้าวจะมีค่าเท่ากับช่วงเวลาที่กำหนดขึ้นและทำไปจนกว่าจะได้จำนวนก้าวที่เพียงพอ ส่วนวิธีการหลังจะทำการจำลองเหตุการณ์ไปอย่างต่อเนื่องซึ่งช่วงเวลาที่ก้าวจะไปขึ้นอยู่กับการเกิดขึ้นของเหตุการณ์ที่ได้จากการจำลอง ในการทำวิจัยนี้เราจะใช้วิธีการจำลองเหตุการณ์แบบกำหนดช่วงเวลาคงที่ เนื่องจากข้อมูลส่วนมากในการศึกษา เช่น ข้อมูลโหลด ข้อมูลความเข้มแสงอาทิตย์ จะอยู่ในรูปของข้อมูลรายชั่วโมง ทำให้การจำลองเหตุการณ์โดยการก้าวไปทีละก้าวนั้นเหมาะสม และสอดคล้องกับข้อมูลที่ใช้มากกว่า เทคนิคพื้นฐานที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์แบบเป็นลำดับมีรายละเอียด ดังต่อไปนี้

3.2.1 การสุ่มตัวเลข (Random number generation)[2,5]

ฟังก์ชันพื้นฐานที่ใช้ในการจำลองเหตุการณ์ที่สำคัญได้แก่ ฟังก์ชันที่ใช้ในการสุ่มตัวเลขซึ่งจะเป็นการสุ่มตัวเลขที่มีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 ซึ่งตัวเลขที่ได้จากการสุ่มจะมีคุณสมบัติดังนี้

- เป็นตัวเลขที่ถูกสุ่มมาอย่างไม่เจาะจงและมีการกระจายแบบยูนิฟอร์ม (Uniform distribution) คือมีการกระจายอย่างสม่ำเสมอตลอดช่วงเวลาที่สุ่ม
- ลำดับของตัวเลขทุถูกสุ่มมาจะสามารถซ้ำได้แต่ต้องมีระยะห่างก่อนที่จะเกิดการซ้ำมากพอ
- จะต้องเกิดลำดับของตัวเลขซ้ำในการสุ่ม (Reproducibility)

กระบวนวิธี (Algorithm) ที่นิยมในการสุ่มตัวเลขนั้นเป็นการสุ่มตัวเลขค่าใหม่ (X_{i+1}) ในลำดับโดยคำนวณจากตัวเลขที่ถูกสุ่มตัวก่อนหน้านี้ (X_i) ซึ่งแสดงอยู่ในรูปของสมการ

$$X_{i+1} = (AX_i+C)\text{mod}(B) \tag{3.1}$$

โดยที่ A,B,C และ X_0 จะต้องเป็นตัวเลขจำนวนเต็มที่ไม่ติดลบ และ X_0 ที่ถูกเลือกขึ้นมาจะต้องมีค่าไม่เกินค่าของ B แล้วตัวเลขที่ถูกสร้างไปอย่างต่อเนื่องโดยกระบวนการวิธีที่แสดงไว้ในสมการ (3.1) เพื่อต้องการให้ตัวเลขที่สุ่มอยู่ในช่วง 0 ถึง 1 จะทำโดยนำตัวเลขที่สุ่มได้มาหารด้วย B ก็จะได้ผลดังนี้

$$U_i = X_i/B \tag{3.2}$$

ซึ่งจะได้ U_i เป็นเลขที่ได้จากการสุ่มและมีค่าอยู่ในช่วง (0,1) และมีการกระจายอย่างสม่ำเสมอซึ่งปกติในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ในปัจจุบันจะมีฟังก์ชั่นของการสุ่มตัวเลขอยู่ในโปรแกรมอยู่แล้ว ซึ่งในโปรแกรม Matlab จะใช้คำสั่ง rand

3.2.2 การเปลี่ยนค่าตัวเลขที่สุ่มมาได้ (Conversion of uniform random number) [2,5]

การเปลี่ยนค่าของตัวเลขที่สุ่มมาได้เพื่อให้ตัวเลขที่สุ่มมาซึ่งมีการกระจายอย่างสม่ำเสมอตลอดช่วง (Uniform distribution) เปลี่ยนแปลงไปเป็นการกระจายแบบไม่ยูนิฟอร์ม เช่น การกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล (Exponential distribution) การกระจายแบบวายบูลล์ (Weibul distribution) การกระจายแบบปกติ (Normal distribution) เป็นต้น ก่อนที่จะเริ่มกระบวนการจำลองเหตุการณ์จะต้องมีการเปลี่ยนค่าตัวเลขที่สุ่มมาเพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีการกระจายตามวัตถุประสงค์ที่ต้องการนำไปใช้งาน

วิธีการเปลี่ยนค่าของตัวเลขที่สุ่มมาให้มีการกระจายแบบอื่น ๆ นั้นมีด้วยกันหลายวิธี ซึ่งพอจะสรุปได้ 3 วิธีหลักดังนี้

1) Inverse transform method
2) Composition method
3) Acceptance rejection method

ในวิทยานิพนธ์นี้จะใช้วิธี Inverse transform method เพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีการกระจายแบบเอ็กเนนเชียลและแบบวายบูลล์ ตามเหตุผลที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 2.3 ของบทที่แล้ว

เริ่มจากข้อมูลที่มีการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล โดยกำหนดให้ T เป็นข้อมูลที่มีการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล ฉะนั้นจะมีฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) ดังนี้

$$f_T(t) = \lambda e^{-\lambda t} \tag{3.3}$$

เมื่อ $\lambda > 0$ และ $t \geq 0$

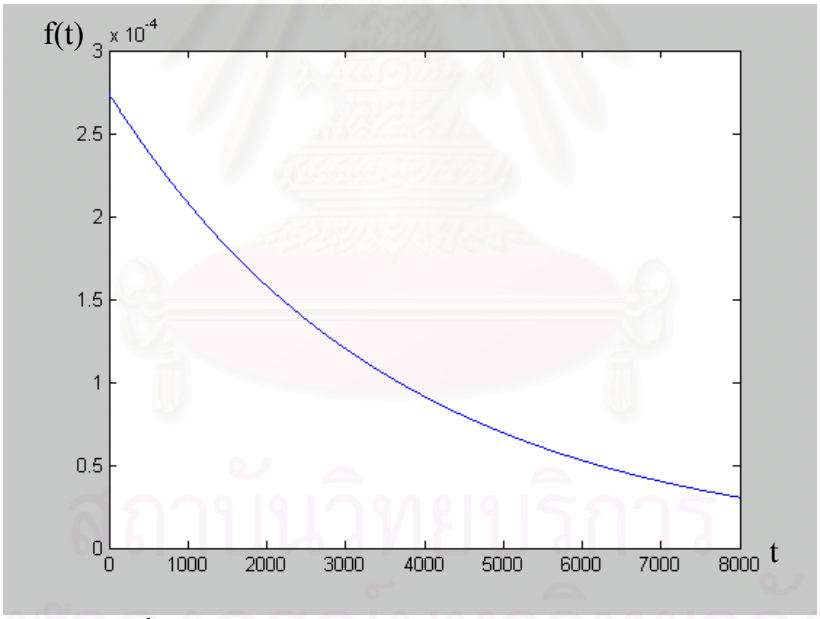
วิธี Inverse transform method จะทำโดยการอินทริเกรตฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็นเพื่อให้ได้ฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็นแบบสะสม (Cumulative probability density function) แล้วทำการอินเวอร์สฟังก์ชั่นที่อินทิเกรตได้ ซึ่งได้ผลดังต่อไปนี้

$$U = F_T(T) = 1 - e^{-\lambda t} \tag{3.4}$$

จะได้

$$T = -(1/\lambda)\ln(1-U) \tag{3.5}$$

โดยที่ U เป็นตัวเลขสุ่มในช่วง (0,1) ซึ่งมีการกระจายแบบยูนิฟอร์ม



รูปที่ 3.1 กราฟแสดงความหนาแน่นของความน่าจะเป็น
ของข้อมูลที่มีการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล โดยมีค่า $1/\lambda$ = 3650 วัน

รูปแบบการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียลนำมาใช้กับค่า TTF เนื่องจากหากเราพิจารณาความหนาแน่นของความน่าจะเป็นดังรูปที่ 3.1 จะพบว่าฟังก์ชันจะมีค่ามากตอนช่วงต้น และจะลดลงตอนปลาย ซึ่งจากการศึกษารวบรวมข้อมูลสถิติพบว่าการกระจายแบบนี้สอดคล้องกับการทำงานของสายป้อน ผลที่ได้จากการคำนวณนั้นมีค่าที่ใกล้เคียงกับความเป็นจริงมากกว่าการกระจายแบบอื่นๆ

ส่วนข้อมูลที่มีการกระจายแบบวายบูลล์ (Weibull distribution) โดยการกำหนด T เป็นข้อมูลที่มีการกระจายแบบวายบูลล์ ฉะนั้นจะมีฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) ดังนี้

$$f(t) = \frac{\beta t^{\beta-1}}{\alpha^{\beta}} e^{-(t/\alpha)^{\beta}} \quad , 0 \le t < \infty \, , \alpha > 0, \beta > 0 \tag{3.6}$$

โดยวิธี Inverse transform method ดังที่ได้อธิบายไปแล้ว จะได้

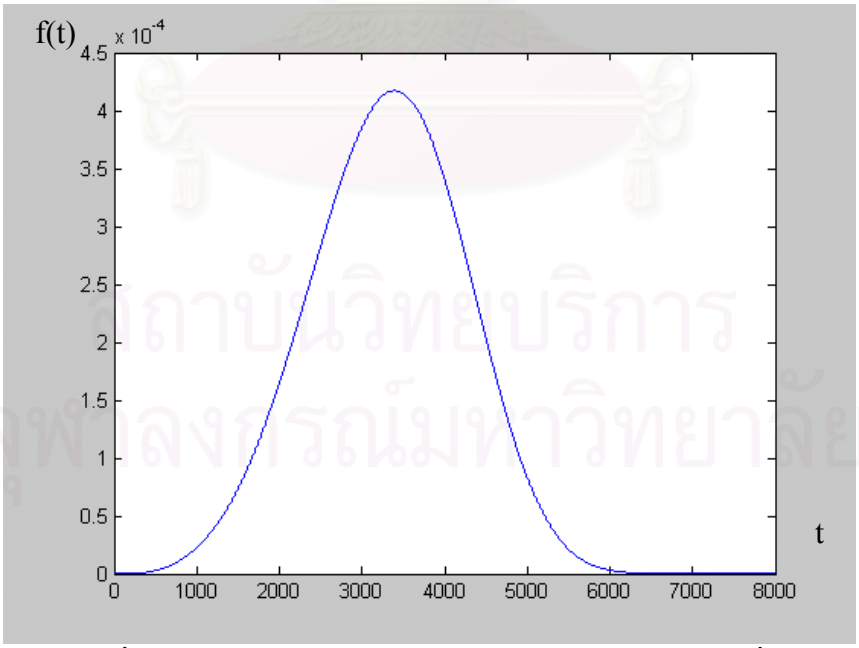
$$U = 1 - e^{-(t/\alpha)^{\beta}} \tag{3.7}$$

ดังนั้น

$$T = \alpha(-\ln(1-U))^{(1/\beta)} \tag{3.8}$$

โดยที่ U เป็นตัวเลขสุ่มในช่วง (0,1) ซึ่งมีการกระจายแบบยูนิฟอร์ม

รูปแบบการกระจายแบบวายบูลล์ถูกนำมาใช้กับค่า TTR เนื่องจาก หากเราพิจารณากราฟฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็นดังรูปที่ 3.2 จะพบว่าช่วงตอนต้นและตอนปลายของกราฟจะมีความหนาแน่นของ ความน่าจะเป็นต่ำ ส่วนตอนกลางของกราฟพบว่ามีความหนาแน่นของความน่าจะเป็นสูง ซึ่งเป็นไปตามลักษณะการทำงานของอุปกรณ์เมื่ออุปกรณ์เกิดข้อขัดข้อง เวลาที่ใช้ในการซ่อมแซมอุปกรณ์นั้นจะส่วนใหญ่จะใช้ระยะเวลาอยู่ในช่วงเวลาที่ไม่มากและไม่น้อยจนเกินไปซึ่งพบว่าการกระจายแบบวายบูลล์เหมาะสมสำหรับนำมาใช้กับค่า TTR โดยในวิทยานิพนธ์นี้ จะกำหนดให้ค่า α มีค่าเท่ากับ 5.37 ซึ่งสอดคล้องกับค่าทางสถิติในการซ่อมแซม



รูปที่ 3.2 กราฟความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของข้อมูลที่มีการกระจายแบบวายบูลล์ (Weibull) โดยมีค่า $\alpha = 4$ โดยมีค่า $\beta = 3650$ วัน

ส่วนข้อมูลที่มีการกระจายแบบปกติ (Normal distribution) ซึ่งมีฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็น (Probability density function) ดังนี้

$$f_x(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2} \right], -\infty < x < \infty \quad (3.9)$$

หรือเขียนได้อีกแบบ $N(\mu, \sigma^2)$ โดยที่ μ คือค่าเฉลี่ยเรขาคณิต σ^2 คือ ค่าความแปรปรวน

$$x = \mu + \sigma z \quad (3.10)$$

z คือข้อมูลที่มีการกระจายแบบปกติโดยมีค่าเฉลี่ยเรขาคณิตเท่ากับ 0 และค่าความแปรปรวนเท่ากับ 1

เนื่องจากในโปรแกรม Matlab ซึ่งใช้ในการพัฒนาโปรแกรมสำหรับศึกษาตามหลักการในวิทยานิพนธ์นี้มีฟังก์ชั่นในการสร้างค่า z ได้โดยใช้คำสั่ง randn จากสมการที่ (3.10) ซึ่งทำให้เราสามารถสร้างข้อมูลที่มีการกระจายแบบปกติได้ เนื่องจากฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายแบบปกติไม่สามารถอินทิเกรตได้จึงไม่สามารถใช้วิธี Inverse transform method ได้ อย่างไรก็ตามยังมีอีก 2 วิธีที่เหลือสามารถทำได้ นอกจากนั้นเรายังสามารถประมาณฟังก์ชั่นความหนาแน่นของความน่าจะเป็นของการกระจายแบบปกติเป็นฟังก์ชั่นที่สามารถอินทิเกรตได้ เราก็ยังสามารถใช้เทคนิค Inverse transform method ได้

3.2.3 กระบวนการในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โล [2,5]

เราจะใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลสุ่มผ่านแบบจำลอง 2 สถานะกับอุปกรณ์ที่มีอยู่ในระบบ โดยเราจะต้องสุ่มค่า Time to failure สลับกับ Time to repair ซึ่งเป็นสภาวะการทำงานของแบบจำลอง 2 สถานะ เพื่อให้เกิดความเข้าใจที่มากขึ้นเรามีตัวอย่างที่แสดงลำดับขั้นตอนในการจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลกับระบบที่มีอุปกรณ์ซึ่งสามารถซ่อมแซมได้ ได้แสดงไว้ดังนี้คือ

ขั้นตอนที่ 1 : สุ่มตัวเลขขึ้นมา 1 ค่าสำหรับแต่ละอุปกรณ์ในระบบทุก ๆ อุปกรณ์แล้วแปลงตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาได้ไปเป็นค่า TTF ที่มีลักษณะการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล

ขั้นตอนที่ 2 : พิจารณาว่าอุปกรณ์ใดมีค่า TTF ต่ำที่สุด

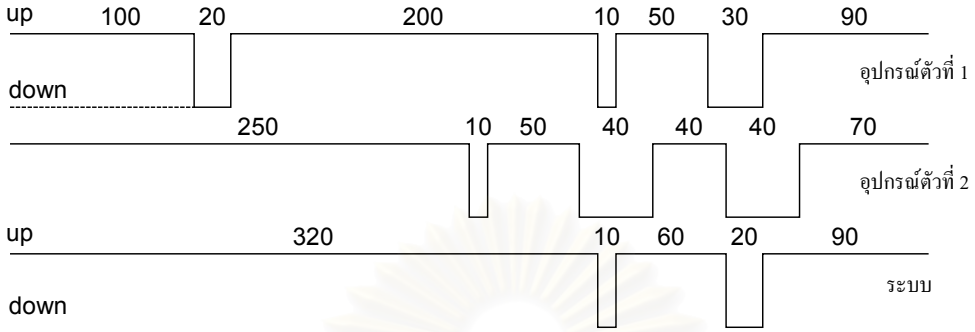
ขั้นตอนที่ 3 : สุ่มตัวเลขมาอีกหนึ่งค่าสำหรับอุปกรณ์ที่มีค่า TTF น้อยที่สุดแล้วแปลงไปเป็นค่า TTR ที่มีลักษณะการกระจายแบบวายบูลล์

ขั้นตอนที่ 4 : วิเคราะห์หาค่าอัตราการล้มเหลวและค่าดัชนีความเชื่อถือได้ต่าง ๆ

ขั้นตอนที่ 5 : สุ่มตัวเลขมาอีกหนึ่งค่าแล้วแปลงไปเป็นค่า TTF ใหม่สำหรับอุปกรณ์ที่ล้มเหลวไปแล้วกลับไปทำขั้นตอนที่ 2 ถ้าจำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์ยังไม่เพียงพอ

ขั้นตอนที่ 6 : แสดงค่าดัชนีต่าง ๆ ที่คำนวณได้

ตัวอย่างในรูปที่ 3.3 แสดงลำดับการทำงานและการซ่อมแซมของระบบที่มีอุปกรณ์ 2 ตัวต่อขนานกัน



รูปที่ 3.3 แสดงลำดับการทำงานของระบบที่มีอุปกรณ์แบบซ่อมแซมได้ 2 ตัว

จากรูปที่ 3.3 เราจะเห็นว่า ถึงแม้ว่าอุปกรณ์ทั้งสองในระบบจะเกิดการล้มเหลว 3 ครั้งแต่ระบบจะเกิดการล้มเหลวเพียง 2 ครั้งโดยครั้งหนึ่งนาน 10 ชั่วโมงและ 20 ชั่วโมงตามลำดับ ในช่วงเวลาในการจำลองเหตุการณ์ 500 ชั่วโมง ดังนั้นจะได้ว่า

ความถี่ของการล้มเหลวของระบบ = 2f / 500 hr = 35.04 f / year

ช่วงเวลาเฉลี่ยที่ระบบล้มเหลว = (10+20)/2 = 15 hr

ความไม่พร้อมมูลของระบบ = 30 /500 = 0.06

ความพร้อมมูลของระบบ = 470/500 =0.94

แต่กระบวนการจำลองเหตุการณ์ดังกล่าวจะต้องทำซ้ำหลายครั้งเพื่อให้ได้ค่าที่มีค่าความผิดพลาดที่ยอมรับได้ ซึ่งรูปแบบดังกล่าวเป็นพื้นฐานที่สำคัญที่จะนำมาใช้ในการวิจัยนี้

3.2.4 จำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์ (Number of simulations)

การวิเคราะห์หาจำนวนรอบของการจำลองเหตุการณ์ที่เหมาะสมต่อการนำไปใช้งานนั้นจะอาศัยกฎในการหยุดการจำลองเหตุการณ์ (Stopping rule) ซึ่งโดยทั่วไปมีเกณฑ์ที่ใช้ในการกำหนดจำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์อยู่ 2 แนวทาง คือ

1) Pre-specified number of trials
2) Pre-specified precision

ในหลักการแรก เราจะตั้งจำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์ไว้เป็นค่าคงที่ค่าหนึ่ง วิธีการดังกล่าวนี้มีข้อด้อยคือหากเราไม่เข้าใจระบบและพฤติกรรมของระบบที่ทำการจำลองเหตุการณ์อย่างดีพอ ก็อาจส่งผลต่อความแม่นยำของผลลัพธ์ อย่างไรก็ตามเราอาจนำเอาเทคนิคการลดค่าความแปรปรวน (Variance reduction technique) [2,5,17] มาใช้ เพื่อเพิ่มความเชื่อมั่นให้กับผลตอบที่ได้จากการคำนวณ สำหรับหลักการหลังซึ่งเป็นวิธีที่เรานำมาใช้ จะอาศัยการตั้งค่าของระดับความแม่น

ยำ (Degree of precision) หรือตั้งช่วงของความเชื่อมั่น (Confidence interval) แทน ซึ่งวิธีนี้จะไม่เหมาะสมต่อการใช้เทคนิคการลดค่าความแปรปรวน แต่จะอาศัยการพิจารณาโดยในขณะที่ทำการจำลองเหตุการณ์แต่ละรอบจะทำการคำนวณหาค่าความผิดพลาดสัมพัทธ์ (Relative error) หรือ ค่าความไม่แน่นอน (Uncertainty) โดยใช้หลักการทดสอบทางสถิติซึ่งอาศัยสมมติฐานว่าข้อมูลมีการกระจายแบบปกติถ้าการสุ่มนั้นมีจำนวนรอบที่มากเพียงพอ จะทำการจำลองเหตุการณ์จนค่าที่คำนวณแต่ละรอบต่ำกว่าค่า Pre-specified precision (ค่าที่ตั้งไว้สำหรับใช้หยุดการจำลองเหตุการณ์) ที่กำหนดไว้ จึงหยุดการจำลองเหตุการณ์ โดยสมการในการคำนวณหา Relative uncertainty เพื่อใช้ในการตรวจสอบกับค่าที่ตั้งไว้สำหรับใช้หยุดในการจำลองเหตุการณ์แสดงไว้ดังสมการที่ 3.11 ดังนี้

$$Relative\ uncertainty = \frac{s}{\bar{x}\sqrt{n}} \tag{3.11}$$

โดยที่ $\bar{x}$ = ค่าเฉลี่ยเลขคณิตของข้อมูล

s = ส่วนเบี่ยงเบนมาตรฐานของข้อมูล

n = จำนวนรอบในการจำลองเหตุการณ์

อย่างไรก็ตามในบางกรณีที่มีการตั้งค่าที่ใช้ในการหยุดการจำลองเหตุการณ์ไว้ต่ำมากก็จำเป็นต้องกำหนดจำนวนรอบสูงสุดในการจำลองเหตุการณ์ไว้ให้สูงสำหรับการหยุดจำลองเหตุการณ์ ทั้งนี้เพื่อให้มั่นใจได้ว่าผลตอบที่ได้มีความผิดพลาดอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้

3.3 แนวคิดเกี่ยวกับหลักการความเชื่อถือได้ของระบบ [2,13]

ดัชนีความเชื่อถือได้ (Reliability indices) ของระบบไฟฟ้า หมายถึง ตัวชี้บอกถึงคุณภาพของระบบไฟฟ้าว่ามีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอและต่อเนื่องในระบบมากน้อยเพียงใด ค่าดัชนีจะสะท้อนให้เห็นถึงความพอเพียงและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในส่วนต่าง ๆ

ในการคำนวณค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้านั้นจะต้องคำนึงถึงสถิติการทำงานหรือการคาดการณ์การทำงานของอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่ประกอบกันขึ้นในระบบว่าจะเกิดเหตุขัดข้องขึ้นบ่อยครั้งหรือเมื่อเกิดแล้วต้องใช้เวลาซ่อมแซมนานหรือไม่ ทั้งนี้เพื่อที่จะสามารถทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้ได้ตามปกติอีกครั้ง

จากสถิติการทำงานของอุปกรณ์ไฟฟ้าต่าง ๆ เราสามารถนำมาหาค่าพารามิเตอร์พื้นฐานที่ใช้กันทั่วไปได้แก่

อัตราการเกิดเหตุขัดข้อง (Outage rate) หมายถึง จำนวนครั้งที่เกิดเหตุขัดข้องในช่วงเวลาที่กำหนด เช่น ในช่วงเวลา 1 เดือน หรือ 1ปี เป็นต้น

อัตราการล้มเหลว (Failure rate : λ) หมายถึง ความถี่ของการล้มเหลวหรือการไม่ทำงานตามที่กำหนดไว้ของอุปกรณ์ที่อยู่ในระบบ ความถี่ดังกล่าวมักจะพูดกันเป็นจำนวนครั้งต่อหนึ่งปี

ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้อง (Outage Time : r) คือ ช่วงระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องแต่ละครั้งจนเข้าสู่สภาวะปกติ

ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี (Average annual outage time : U) หมายถึง ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องรวมกันทั้งหมดในหนึ่งปี

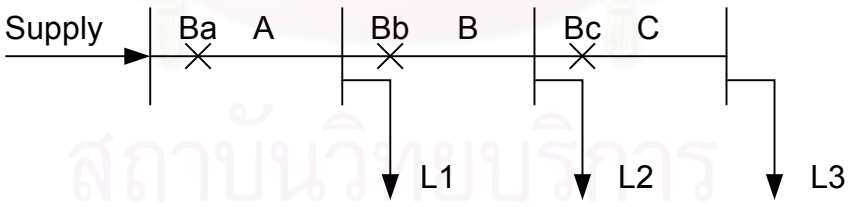
ค่าพลังงานที่ไม่สามารถจ่ายได้ (Energy Not Supplied : ENS) หมายถึง ค่าพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายให้โหลดได้ในช่วงเวลาเกิดเหตุขัดข้อง

โดยค่า λ , r และ U ต่างเป็นพารามิเตอร์พื้นฐานการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายไฟฟ้า

3.4 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด (Reliability indices at load point)

ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดใด ๆ ขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของอุปกรณ์ที่ต่ออยู่ระหว่างจุดจ่ายไฟ (Supply) กับจุดโหลดนั้น ๆ นอกจากนี้ยังขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ทำให้อุปกรณ์ที่เกิดขัดข้องกลับคืนสภาวะการทำงานได้ตามปกติและต่อเข้ากับระบบได้อีกด้วย

ตัวอย่างตามรูปที่ 3.4 เป็นระบบจำหน่ายแบบเรเดียล (Radial distribution system) [13] ที่ประกอบด้วย สายไฟฟ้า เบรคเกอร์ บัสบาร์ ต่ออนุกรมกัน การคำนวณความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L1 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba ด้วย ความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L2 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A และสายไฟ B รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba และ Bb ส่วนความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด L3 จะขึ้นอยู่กับความเชื่อถือได้ของสายไฟ A , B และ C รวมทั้งเบรคเกอร์ Ba , Bb และ Bc



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างของระบบที่มีสายส่งไฟฟ้าแบบเรเดียลและมีจุดโหลด 3 จุด

สมมติให้อัตราการล้มเหลวและช่วงเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับแต่ละครั้งเฉลี่ยของสายไฟ A,B และ C ตามตารางที่ 1 โดยให้ความเชื่อถือได้ของเบรคเกอร์ Ba,Bb และ Bc เป็น 100%

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลพื้นฐานของอุปกรณ์ในระบบตัวอย่าง [2]

สายไฟฟ้า	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง ชั่วโมง/ครั้ง
A	0.2	6
B	0.1	5
C	0.15	8

การคำนวณค่าพารามิเตอร์พื้นฐานของระบบที่ต่อแบบอนุกรม สามารถคำนวณได้ตาม สมการดังต่อไปนี้

$$\lambda_S = \sum \lambda_i \tag{3.12}$$

$$U_S = \sum \lambda_i r_i \tag{3.13}$$

$$r_S = \frac{U_S}{\lambda_S} = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i} \tag{3.14}$$

เมื่อ i คือ จำนวนอุปกรณ์ที่ต่ออนุกรม

λ คือ อัตราล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่อุปกรณ์เกิดเหตุขัดข้อง

U คือ ระยะเวลาเฉลี่ยที่อุปกรณ์เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี

โดยที่ดัชนีที่คำนึงถึงแรงดันตกนั้นจะแสดงผ่านค่าอัตราล้มเหลวของอุปกรณ์ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ และ ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปีของอุปกรณ์ ซึ่งในที่นี้จะถือว่าสาเหตุที่ทำให้เกิดการล้มเหลวของจุดโหลดคือ การเกิดการผิดพร่องซึ่งจะนำไปสู่การเกิดแรงดันตก ณ จุดโหลดต่าง ๆ ซึ่งดัชนีเหล่านี้จะบอกถึงผลที่เกิดจากการผิดพร่องและแรงดันตกอันเนื่องจากการผิดพร่อง ณ จุดโหลดต่าง ๆ ได้

การหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลด เป็นดัชนีที่มีประโยชน์สำหรับจุดโหลดแต่ละจุดและทำให้ทราบคุณภาพของการจ่ายฟ้า ณ จุดโหลดนั้น แต่ยังไม่สามารถใช้วัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้ ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดจะเป็นข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟ (Customer-oriented indices) ต่อไป ซึ่งดัชนีดังกล่าวสามารถใช้วัดคุณภาพของระบบโดยรวมได้

ตารางที่ 3.2 ดัชนีความเชื่อถือได้ ณ จุดโหลดของระบบตัวอย่างในรูปที่ 3.4

จุดโหลด	อัตราการล้มเหลว (ครั้ง/ปี)	ระยะเวลาที่เกิดการขัดข้อง ชั่วโมง/ครั้ง	ระยะเวลาเฉลี่ยที่เกิดเหตุขัดข้องในหนึ่งปี ชั่วโมง/ปี
L1	0.2	6	1.2
L2	0.3	5.7	1.7
L3	0.45	6.4	2.9

3.5 ดัชนีความเชื่อถือได้ที่อ้างอิงผู้ใช้ไฟฟ้า (Customer-oriented index)

เนื่องจากความพอใจของผู้ใช้ไฟซึ่งเป็นลูกค้าของการไฟฟ้าแต่ละรายที่จะได้รับการบริการที่ดี มีจำนวนครั้งของการเกิดไฟฟ้าดับหรือไฟฟ้าตกน้อยที่สุดเป็นเรื่องสำคัญ ดังนั้นในการคำนวณดัชนีความเชื่อถือได้จึงนิยมอ้างอิงถึงผู้ใช้ โดยการใช้ดัชนีที่บ่งบอกถึงค่าเฉลี่ยของจำนวนครั้งที่เกิดไฟฟ้าดับและจำนวนเวลาที่ไฟฟ้าดับต่อปีต่อผู้ใช้1รายซึ่งทำให้สามารถเปรียบเทียบกันระหว่างระบบต่างๆ ได้และยังสามารถตั้งเป้าหมายจำนวนครั้งหรือเวลาที่จะปรับปรุงให้ดีขึ้นและดำเนินการให้เป็นไปตามเป้าหมายได้ ดัชนีซึ่งจะใช้ในการศึกษาได้แก่

ENS (Energy Not Supplied) หมายถึง พลังงานที่ระบบไฟฟ้าไม่สามารถจ่ายให้โหลดได้เมื่อเกิดไฟฟ้าดับ มีหน่วยเป็น เมกกะวัตต์

ENS = จำนวนพลังงานทั้งหมดที่ไม่สามารถจ่ายได้เมื่อเกิดไฟฟ้าดับ

$$= \sum L_{a(i)} U_i \qquad (3.15)$$

เมื่อ $L_{a(i)}$ คือ ค่าโหลดลี่ยของจุดโหลด i

i คือ จุดโหลดลำดับที่ i

U_i คือ ระยะเวลาที่เกิดไฟฟ้าดับ

3.6 การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

ในการศึกษานี้ เราจะใช้การจำลองเหตุการณ์แบบมอนติคาร์โลตามกระบวนการที่ได้อธิบายไว้ในหัวข้อ 3.5 โดยมีขั้นตอนดังนี้คือ

ขั้นตอนที่ 1 : สุ่มตัวเลขขึ้นมา 1 ค่า แล้วแปลงตัวเลขที่สุ่มขึ้นมาได้ไปเป็นค่า TTF ที่มีลักษณะการกระจายแบบเอ็กโปเนนเชียล

ขั้นตอนที่ 2 : สุ่มตัวเลขมาอีกหนึ่งค่า แล้วแปลงไปเป็นค่า TTR ที่มีลักษณะการกระจายแบบวายบูลล์

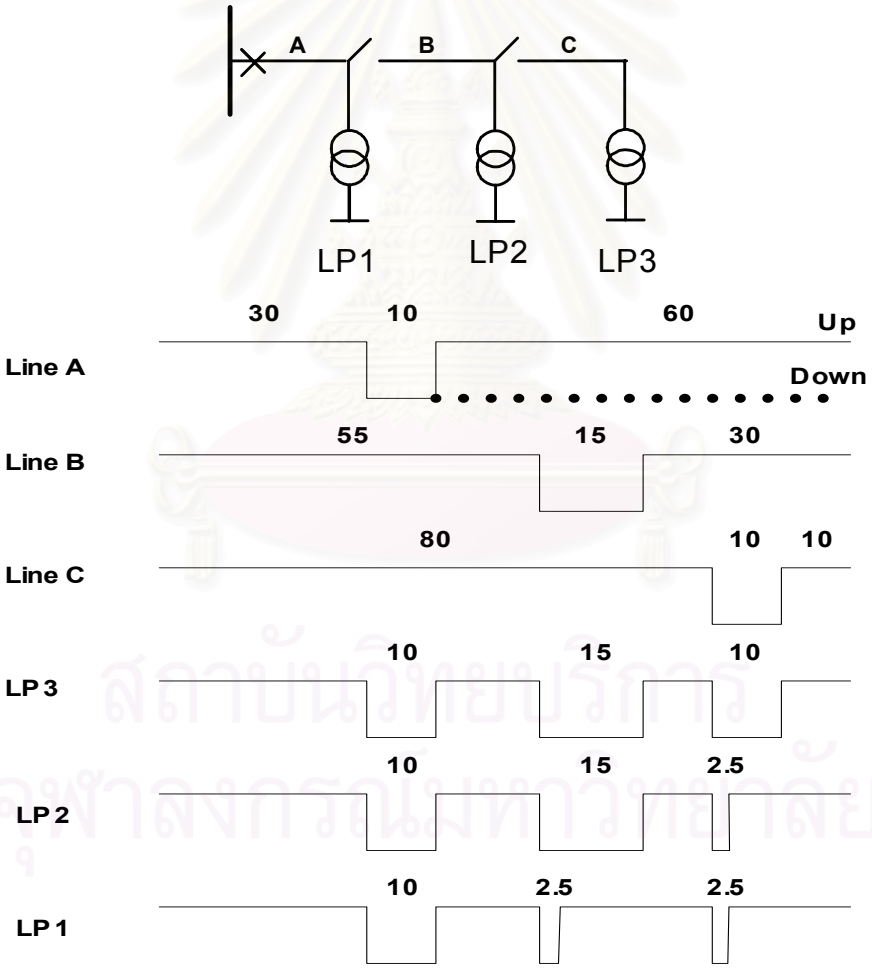
ขั้นตอนที่ 3 : ทำซ้ำขั้นตอนที่ 1 และ 2 ให้ได้ระยะเวลารวมกันมากกว่าหรือเท่ากับ ช่วงเวลาที่กำหนดไว้ (8760 ชั่วโมง หรือ 1 ปี)

ขั้นตอนที่ 4 : ทำซ้ำขั้นตอนที่ 1 ถึง 3 สำหรับทุก ๆ อุปกรณ์

ขั้นตอนที่ 5 : นำลำดับเวลาของแต่ละอุปกรณ์มาเปรียบเทียบ เพื่อหาค่าดัชนีต่าง ๆ อัน เช่น ค่ากำลังสูญเสียในระบบ (ENS) เป็นต้น

ขั้นตอนที่ 6 : กลับไปทำซ้ำ ในขั้นตอน 1 – 5 ถ้าจำนวนรอบจำลองยังไม่เพียงพอ หรือค่าความไม่แน่นอนสัมพัทธ์ยังไม่ได้ตามเกณฑ์

ตัวอย่างในรูปที่ 3.5 แสดงลำดับการทำงานและการซ่อมแซมของของระบบที่มีรูปแบบคล้ายกับที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ เพื่อแสดงค่าเวลาที่ทำการจ่ายไฟฟ้าให้แก่โหลดบัส LP1, LP2 และ LP3 โดยมีเวลาในการจำลองระบบเท่ากับ 100 ชั่วโมง โดยทำการพิจารณาเฉพาะส่วนของสายไฟฟ้า เซอร์กิตเบรกเกอร์ และสวิตช์ตัดตอน และค่า Switching time ของเซอร์กิตเบรกเกอร์เท่ากับ 2.5 ชั่วโมง



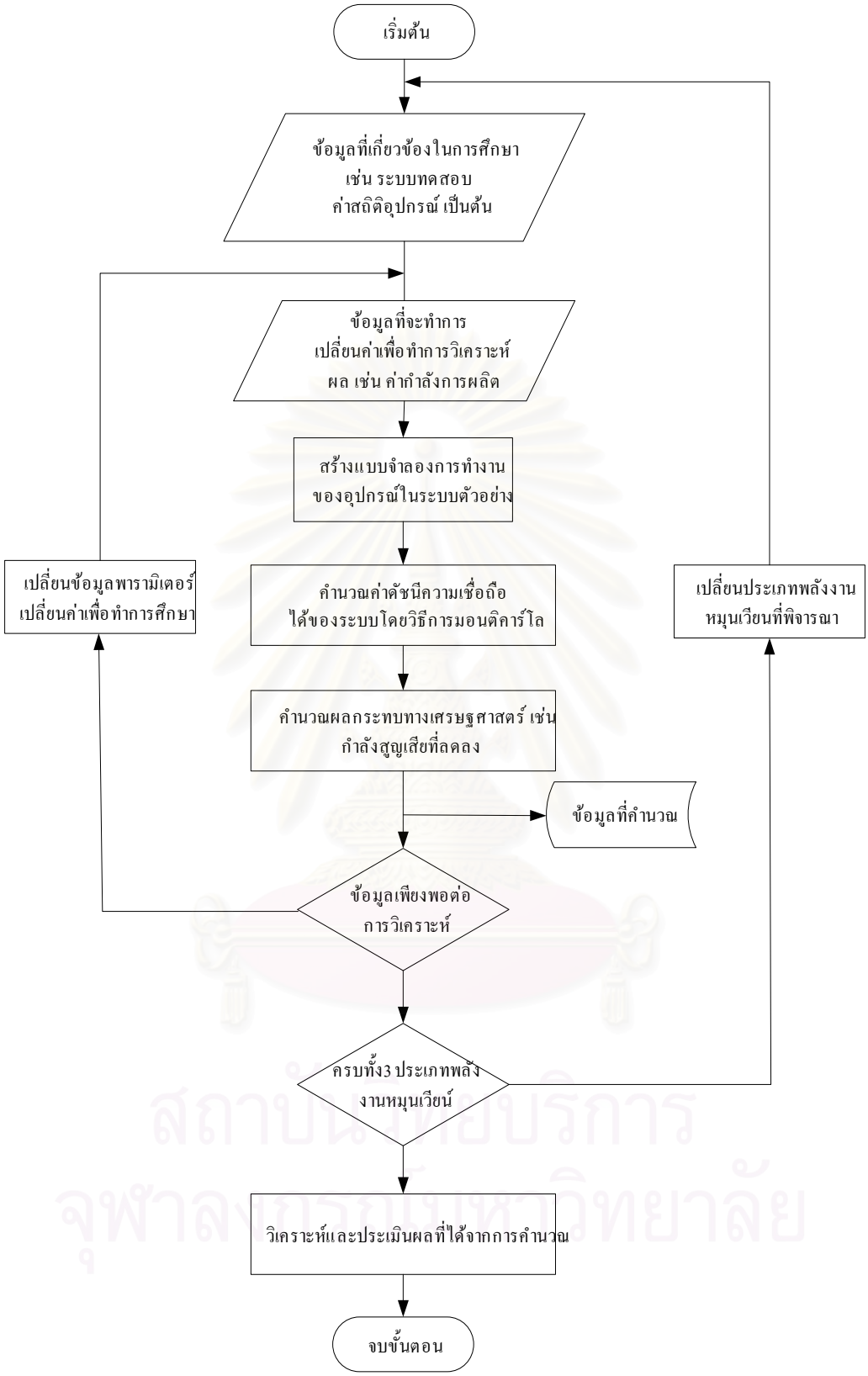
รูปที่ 3.5 แสดงลำดับการทำงานของระบบตัวอย่างตามหลักการที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์

อุปกรณ์ที่จะใช้ในศึกษาความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าทดสอบนั้น ได้แก่ สายจำหน่ายไฟฟ้าชนิดสายเปลือย และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งต้องทำการสุ่มค่า TTF และ TTR ส่วนอุปกรณ์อื่น ๆ เช่น หม้อแปลง บัสบาร์ รีโคลสเซอร์ ฯลฯ จะทำการละเลยเอาไว้ เนื่องจากมีอัตราการเสียของอุปกรณ์ไม่มากนัก และเพื่อความลดปริมาณการคำนวณของวิธีการจำลองแบบมอนติคาร์โลซึ่งใช้เวลาที่ค่อนข้างมาก

ในการศึกษานี้ ได้ทำการดัดแปลงค่าพารามิเตอร์ λ ของสายเปลือย ซึ่งมีหน่วยเป็น (ครั้งต่อปี) โดยการถ่วงน้ำหนักของค่าของ λ ให้มากขึ้น เพื่อให้การจำลองของระบบมีการลู่เข้าที่รวดเร็วมากยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่น λ ของสายเปลือยความยาว 1 กิโลเมตรมีค่าเท่ากับ 0.065 ครั้งต่อปี เราต้องการให้ค่า l นี้เป็นค่าที่เกิดขึ้นในระยะเวลา 10 ปี จึงเอาค่า λ คูณด้วยจำนวนปี (10 ปี) ทำให้ได้ค่า λ ใหม่ เท่ากับ 0.65 ครั้งต่อปี และนำค่านี้ไปทำการจำลองในกระบวนการต่อไป ซึ่งในกระบวนการจำลองในแต่ละครั้ง คือ จำนวน 8760 ชั่วโมงนั้น ก็จะทำให้ได้ค่าดัชนีความเชื่อถือได้ที่ต้องการ ในที่นี้คือค่า ENS โดยค่า ENS ที่ได้นั้น ต้องทำการหารด้วยจำนวนปีที่ได้ทำการถ่วงเข้าไปให้กับค่า λ ดังนั้น ถ้าสมมติว่า ENS ออกมาเท่ากับ 100 kWh ค่า ENS ใน 1 ปีจึงเท่ากับ 100 kWh / 10 ปี เท่ากับ 10 kWh (รายละเอียดดูภาคผนวก ง)

เราสามารถสรุปขั้นตอนการศึกษาที่กล่าวข้างต้นได้ดังรูปที่ 3.6

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3.6 แผนผังแสดงขั้นตอนการประเมินคุณค่าและความเชื่อถือได้
ของพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ในวิทยานิพนธ์

บทที่ 4

โฟโตโวลตาอิก

โฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic, PV) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ในการแปลงพลังงานแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นที่ผิวไปเป็นพลังงานไฟฟ้า [22] ส่วนประกอบที่สำคัญของ PV คือ ผลึกซิลิกอน นำมาทำการผลิตเป็น PV โดยอาศัยเทคโนโลยีทางด้าน Solid state ซึ่งลักษณะของ PV นี้จะมีโครงสร้างแบบแผ่นราบเป็นกลุ่มก้อน (Block) ซึ่งมีกำลังการผลิตอยู่ที่ค่าๆ หนึ่ง เมื่อต้องการเพิ่มกำลังการผลิตก็สามารถนำแผง PV อื่น ๆ นำมาต่อกับแผง PV ของเดิมได้ ต่างจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าประเภทอื่น เช่น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดกังหัน ซึ่งระบุกำลังผลิตไว้ที่ค่าๆ หนึ่งไม่สามารถเปลี่ยนแปลงกำลังผลิตได้สะดวก

4.1 หลักการทำงาน

PV เป็นไดโอดที่มีพื้นที่ส่วนใหญ่ถูกไบแอสแบบไปข้างหน้า (Forward bias) โดยโฟโตโวลติจ (Photovoltage) ซึ่งเป็นแรงดันที่เกิดขึ้นเมื่อแสงตกกระทบบนพื้นผิวสารกึ่งตัวนำนี้ เกิดจากการหลุดแยกจากกันของคู่อิเล็คตรอนกับโฮล โดยพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งอยู่ในรูปของโฟตอน ที่ตกกระทบบนรอยต่อของสนามไฟฟ้า Built-in

สมการการทำงานระหว่าง กระแสและความต่างศักย์ของ PV เป็นไปตามสมการ [22]

$$\begin{aligned} I &= I_{ph} - I_D \\ &= I_{ph} - I_o\left[\exp\left(\frac{q(V+R_sI}{Ak_BT}\right)-1\right] - \frac{V+R_sI}{R_{sh}} \end{aligned} \tag{4.1}$$

โดยที่ I_{ph} (A) คือ กระแสที่เกิดจากการตกกระทบของแสง

I_D (A) คือ กระแสไดโอด

I_o (A) คือ กระแสอิ่มตัว

A คือ ค่าถ่วงสำหรับค่าอุดมคติ

q (C) คือ ประจุอิเล็คตรอน

k_B (JK^{-1}) คือ ค่าคงที่ของ Boltzmann

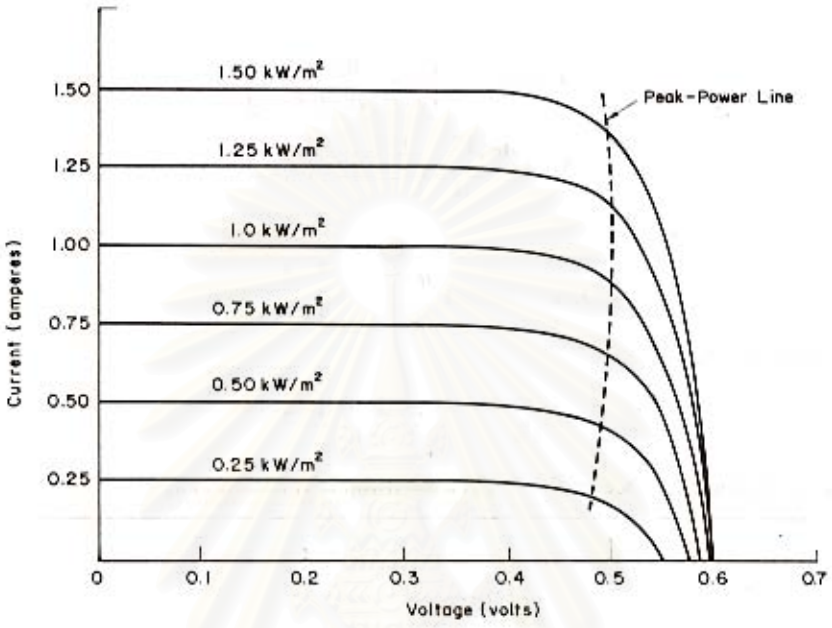
T (K) คือ ค่าอุณหภูมิของรอยต่อ

R_s (Ω) คือ ค่าความต้านทานอนุกรม

R_{sh} (Ω) คือ ค่าความต้านทานขนาน

4.2 ผลกระทบของค่าความเข้มแสงต่อ PV

ค่ากระแส I_{ph} จะเป็นอัตราส่วนต่อค่าความเข้มแสง ในขณะที่ กระแส I_D ของรอยต่อ พี-เอ็น (P-N junction) นั้น ไม่ได้รับผลกระทบ รูปที่ 4.1 [22] แสดงค่าความสัมพันธ์ ระหว่าง I กับ V ที่ค่าความเข้มแสงต่าง ๆ กัน



รูปที่ 4.1 แสดงค่าความสัมพันธ์ ระหว่าง I กับ V ที่ค่าความเข้มแสงต่าง ๆ กัน

จากรูปที่ 4.1 สามารถประมาณได้ว่าค่ากำลังสูงสุดเป็นแนวดิ่ง ทำให้ค่าแรงดันมีผลกระทบจากแสงตกกระทบน้อยมาก (P = I x V) ที่ค่าอุณหภูมิคงที่ ซึ่งอาจอนุมานได้ว่า ค่ากำลังสูงสุดแปรตามปริมาณแสงตกกระทบ หรือสมการเขียนเป็นสมการได้

$$P_i = P_{ref} \frac{H_i}{H_{ref}} \qquad (4.2)$$

โดยที่ P_i = กำลังการผลิตของ PV ที่ระดับความเข้มแสง H_i

H_i = ระดับความเข้มแสงในเวลา i

P_{ref} = กำลังการผลิตของ PV ที่ระดับความเข้มแสง H_{ref}

H_{ref} = ระดับความเข้มแสงอ้างอิง

ปกติแล้วแผง PV นั้นจะสามารถผลิตกำลังไฟฟ้าได้สูงสุดตามขนาดที่ระบุไว้ ได้เมื่อมีแสงอาทิตย์ตกลงบนแผงฯ ซึ่งมีขนาดความเข้มแสง 1 kW/m^2 เช่น แผงฯ ซึ่งมีขนาด 100 Wp สามารถ

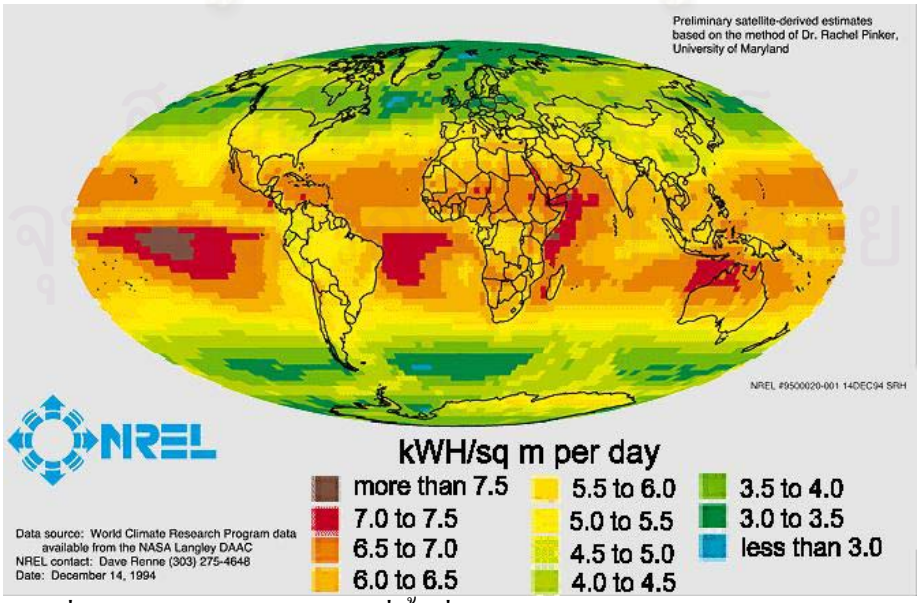
จ่ายกำลังขนาด 100 Wdc (กระแสตรง) ได้เมื่อมีแสงตกกระทบบนแผงที่มีความเข้มแสงเท่ากับ 1 kW/m^2 เป็นต้น

โดยในวิทยานิพนธ์นี้ เราจะละเลยผลกระทบเนื่องจากอุณหภูมิของรอยต่อของ PV ที่มีต่อกำลังผลิตไฟฟ้าของ PV เนื่องจากข้อมูลอุณหภูมิ ณ รอยต่อของ PV มีความหลากหลายขึ้นกับหลายปัจจัย เช่น อุณหภูมิสภาพแวดล้อม สถานที่ตั้ง และ PV แต่ละชนิดก็ได้รับผลกระทบจากอุณหภูมิที่ต่างกันออกไป

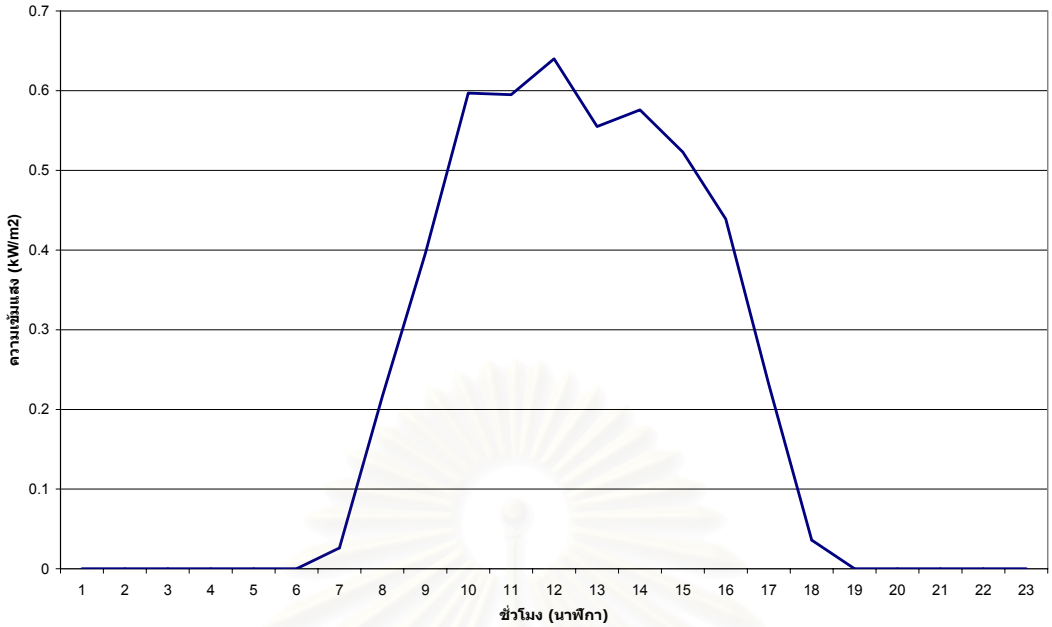
4.3 ค่าความเข้มแสงอาทิตย์

ในการวิเคราะห์กำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้จาก PV นั้น ข้อมูลที่สำคัญ คือ ข้อมูลความเข้มแสงที่ตกกระทบบน PV สำหรับข้อมูลที่จะใช้ในวิทยานิพนธ์นี้จะนำมาจากโปรแกรม HOMER express 0.9.17 Beta [24] เพื่อใช้ในการจำลองปริมาณแสงตกกระทบ โปรแกรมจะใช้ข้อมูลทางสถิติจากการเก็บข้อมูลโดยดาวเทียมทำให้สามารถประมาณค่าของความเข้มแสงฯได้ ดังรูป 4.2 ซึ่งเมื่อทำการป้อนค่าตำแหน่งพิกัดตำแหน่งที่ตั้งของประเทศไทย ที่ตำแหน่งละติจูด 15 องศาใต้ โปรแกรมดังกล่าวจะการจำลองค่าความเข้มแสงออกมาทุก ๆ ชั่วโมงเริ่มตั้งแต่ชั่วโมงที่ 1 ไปจนถึงชั่วโมงที่ 8760 (เป็นระยะเวลา 1 ปี)

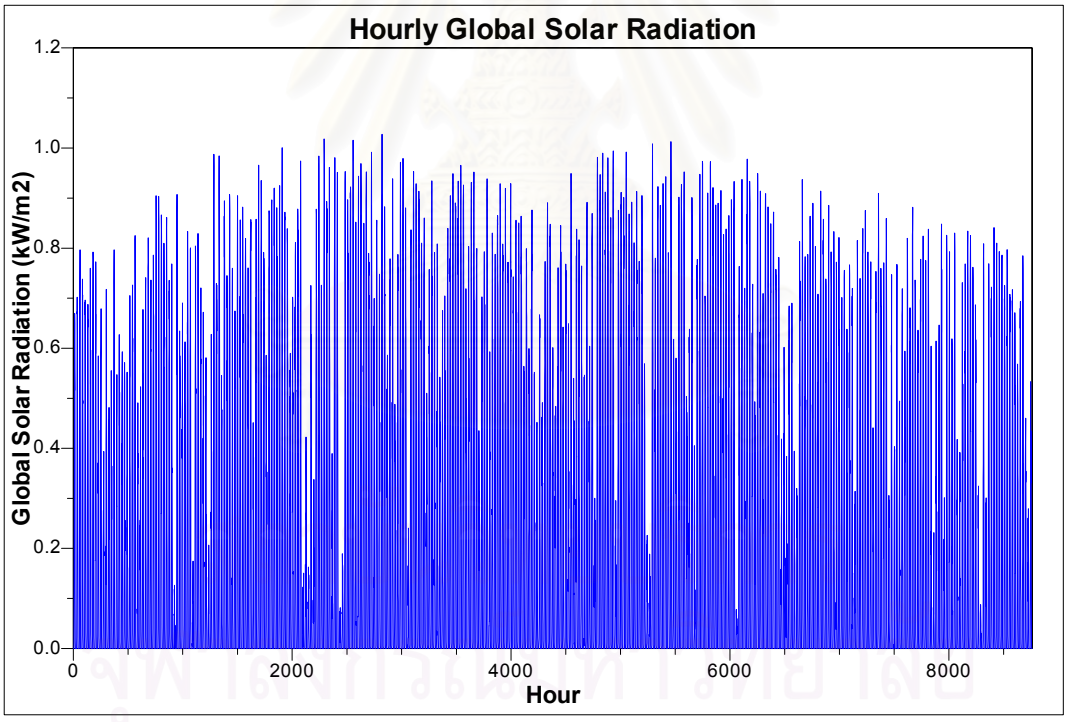
ค่าเฉลี่ยของความเข้มแสงตลอดทั้งปีที่ได้จากโปรแกรมนั้นอยู่ที่ประมาณ 0.20 kWh/m^2 โดยจะเริ่มมีความเข้มแสงเมื่อเวลา 5.00-6.00 น. ในตอนเช้า และแสงจะหมดลงเมื่อเวลา 17.00-19.00 น. โดยในช่วง 19.00-4.00 น. จะเป็นช่วงเวลากลางคืน ไม่มีแสงอาทิตย์ ซึ่งผลที่ได้ไปจะนำไปทำการวิเคราะห์ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ PV สามารถจ่ายได้ตามสมการ (4.2) ที่จะต่อเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อไป



รูปที่ 4.2 ข้อมูลค่าความเข้มแสงที่พื้นที่ต่าง ๆ ของโลก จากโปรแกรม HOMER



รูปที่ 4.3 แสดงความเข้มแสงในวันหนึ่งของปีโดยใช้ข้อมูลจากโปรแกรม HOMER



รูปที่ 4.4 ตัวอย่างปริมาณแสงอาทิตย์ในระยะเวลา 8760 ชั่วโมง (1 ปี) ที่ได้จากโปรแกรม HOMER

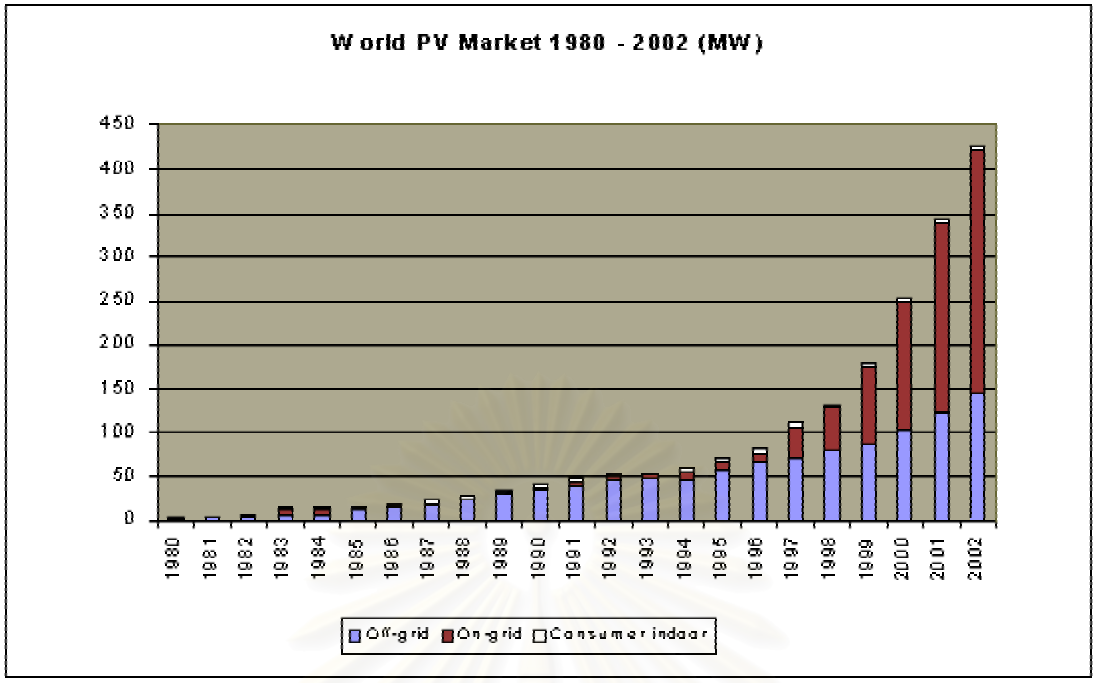
4.4 สถานการณ์ของ PV ในปัจจุบัน

ปัจจุบันการใช้ระบบ PV ผลิตไฟฟ้ามีอัตราการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยระยะแรก PV จะมีบทบาทมากในผลิตภัณฑ์ที่ใช้ในชีวิตประจำวันและสัญญาณไฟจราจร [6] แต่ต่อมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 ระบบไฟฟ้าจาก PV ที่ต่อเข้ากับระบบสายส่งเริ่มมีบทบาทมากขึ้น ดังตารางที่ 4.1 และคาดว่าในอนาคตการผลิตไฟฟ้าจาก PV ที่เชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนี้จะมีอัตราเพิ่มสูงขึ้นเรื่อย ๆ

ตารางที่ 4.1 ตลาดของ PV ของโลก (หน่วย: MW/ปี) [31]

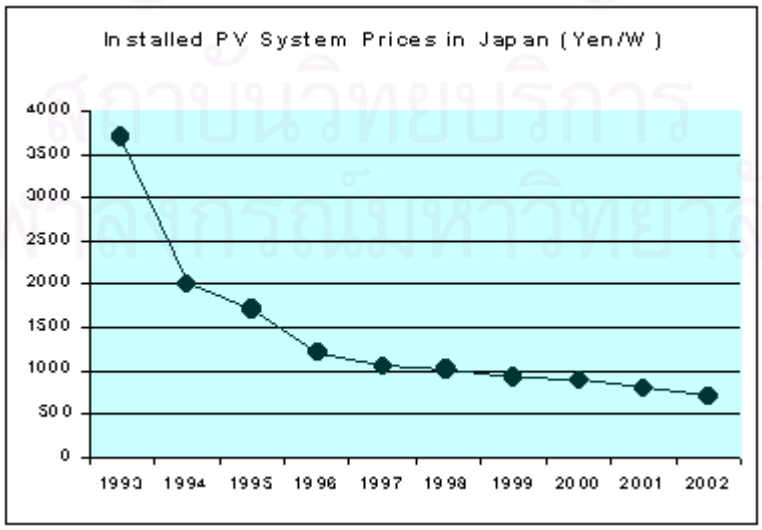
	พ.ศ. 2533	พ.ศ. 2536	พ.ศ. 2539	พ.ศ. 2540	พ.ศ. 2541	พ.ศ. 2542
ผลิตภัณฑ์เพื่ออุปโภค	16	18	22	26	30	35
บ้านอยู่อาศัยที่ไม่เชื่อมต่อระบบฯ ของ USA	3	5	8	9	10	13
พื้นที่ชนบทไม่เชื่อมต่อระบบของโลก	6	8	15	19	24	31
การสื่อสาร	14	16	23	28	31	35
ระบบผสม PV/ ดีเซล	7	10	12	16	20	25
บ้านอยู่อาศัยเชื่อมต่อระบบจำหน่าย	1	2	7	27	36	60
ติดตั้งโดยการไฟฟ้า	1	2	2	2	2	2
ปริมาณรวม	48	61	89	127	153	201

ความต้องการใช้พลังงานแสงอาทิตย์เติบโตประมาณ 20-25% ต่อปี ในช่วง 20 ปีที่ผ่านมา ซึ่งตรงกันข้ามกับราคาของระบบ PV ที่ปรับลดลงตลอดช่วงระยะของเวลาดังกล่าว อันเป็นผลจากการพัฒนาระบบ PV ให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ทั้งนี้การเพิ่มขึ้นส่วนใหญ่เป็นระบบที่ต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้า โดยมีการติดตั้งกับอาคารที่พักอาศัยหรือสำนักงาน โดยประเทศที่มีระบบเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจำหน่ายที่ใหญ่ที่สุดได้แก่ ประเทศญี่ปุ่นและประเทศเยอรมัน สำหรับการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าแบบรวมศูนย์จะมีการประยุกต์ใช้ร่วมกับโรงไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าป้อนเข้ายังระบบจำหน่าย ทั้งนี้ตัวอย่างของการติดตั้งอยู่ในประเทศ อิตาลี สหรัฐอเมริกา และสเปน รูปที่ 4.5 แสดงกราฟของการเจริญเติบโตของตลาดเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อและไม่ได้เชื่อมต่อระบบ



รูปที่ 4.5 การเจริญเติบโตของตลาดเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อและไม่ได้เชื่อมต่อระบบการไฟฟ้า [31]

อุตสาหกรรม PV จะเปรียบเทียบราคาต่อหน่วยกำลังสูงสุด (Watt Peak,Wp) โดยราคาของแผง PV ที่มีขนาดมากกว่า 70 W มีราคาลดลงจาก 27 เหรียญสหรัฐ/Wp ในปี พ.ศ. 2525 ลดเหลือราว 4 เหรียญสหรัฐ/Wp ในปัจจุบัน รูปที่ 4.6 แสดงแนวโน้มของราคาของ PV ที่ลดลงอย่างต่อเนื่องของประเทศญี่ปุ่นซึ่งเป็นผู้นำด้านราคาระบบ PV เนื่องจากมีตลาดในประเทศขนาดใหญ่และมีอุตสาหกรรมการผลิตในประเทศอยู่หลายบริษัท



รูปที่ 4.6 ราคาระบบ PV ในประเทศญี่ปุ่น [31]

ตารางที่ 4.2 ประเภทการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ [6]

	แหล่งพลังงาน	เชื่อมต่อระบบ	อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน	ตัวอย่าง
ระบบเชื่อมต่อระบบการไฟฟ้า	PV	เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ไม่มี	ระบบสำหรับบ้านเรือน ซึ่งจะใช้พลังงานจากระบบไฟฟ้าในเวลากลางคืนและป้อนพลังงานเข้าสู่ระบบไฟฟ้าในเวลากลางวัน
ระบบที่สามารถแยกตัวและเชื่อมต่อ ระบบการไฟฟ้า	PV	เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	มี (แบตเตอรี่)	ระบบตามบ้านหรือบริษัท เช่น อุปกรณ์จำพวก UPS สำหรับคอมพิวเตอร์ ซึ่งสามารถจ่ายพลังงานในภาวะที่ไม่มีไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้า
ระบบแยกตัวที่ไม่มีอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน	PV	ไม่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ไม่มี	เครื่องปั๊มน้ำพลังงานแสงอาทิตย์ ทำการปั๊มเมื่อมีแสงอาทิตย์ตกลงบน PV
ระบบแยกตัวที่มีอุปกรณ์กักเก็บพลังงาน	PV	ไม่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	มี (แบตเตอรี่)	บ้านเรือนที่ห่างไกล ระบบไฟฟ้า วิทยุ สื่อสารต่าง ๆ
ระบบแยกตัวไฮบริด	PV ร่วมกับพลังงานรูปแบบอื่น เช่น ลม ดีเซล	ส่วนมากไม่เชื่อมต่อระบบไฟฟ้า	ไม่มี	ระบบสื่อสารในพื้นที่ห่างไกล อุตสาหกรรม เพื่อไฟฟ้าที่ได้มีความสม่ำเสมอมากขึ้น

แผง PV เป็นสัดส่วนประมาณ 40-50% ของราคาค่าติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งหมด ขึ้นกับประเภทของระบบดังกล่าว โดยระบบเซลล์แสงอาทิตย์จะต้องรวมอุปกรณ์ประกอบต่างๆ เช่น อินเวอร์เตอร์ แบตเตอรี่ อุปกรณ์ควบคุม เป็นต้น ขึ้นกับว่าเป็นระบบที่เชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าหรือเป็นระบบแยกตัวที่ไม่ได้เชื่อมต่อ ในปี พ.ศ. 2546 ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งกับที่พักอาศัยจะมีราคาอยู่ที่ประมาณ 8,000-12,000 ดอลลาร์ สหรัฐฯต่อกิโลวัตต์สูงสุด

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถแข่งขันกับการใช้พลังงานในรูปแบบอื่นได้ สำหรับกรณีการติดตั้งในพื้นที่ห่างไกล [31] ทั้งการประยุกต์ใช้เชิงอุตสาหกรรม เช่น ระบบสื่อสาร ระบบแสงนำทาง เป็นต้น และที่พักอาศัยเพื่อแสงสว่าง วิทยุ โทรทัศน์ โดยทั้งสองตลาดดังกล่าวมีอัตราการเติบโตของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์สูงมากในช่วง 15 ปีที่ผ่านมา เนื่องจากสามารถแข่งขันได้เชิงเศรษฐศาสตร์

ตารางที่ 4.3 แสดงถึงการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในตลาดประเภทต่างๆ ของประเทศญี่ปุ่น ซึ่งจะเห็นได้ว่า 59% ของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งในช่วง 5 ปีหลัง จะเป็นแบบเชื่อมต่อกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Grid connected) พลังงานไฟฟ้าที่ได้จะมีราคาประมาณ 5-20 เท่าของราคาไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานพาณิชย์ที่ถูกที่สุด หรือคิดเป็นประมาณ 2-5 เท่าของราคาค่าไฟฟ้าที่ผู้ใช้ไฟฟ้าต้องจ่าย

ตารางที่ 4.3 การติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในตลาดประเภทต่างๆ [31]

	ตลาดระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (เฉลี่ย 5 ปีย้อนหลัง)	ค่าไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์/ค่าไฟฟ้าจากระบบของการไฟฟ้า
อุตสาหกรรมห่างไกล	17%	0.1-0.5 เท่า
บ้านเรือนห่างไกล	22%	0.2-0.8 เท่า
ระบบเชื่อมต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า	59%	2-5 เท่า
ผู้ใช้งานในร่ม	2%	n/a

4.6 ต้นทุนของระบบ PV

จากโครงการสาธิตระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ระยะที่ 2 ขนาดกำลังติดตั้ง 3.016 kW โดย กฟผ. ได้มีการประกวดราคาจัดซื้อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ไปเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2545 (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 42 บาท/USD) [1] โดยได้ทำการผลิตไฟฟ้าจากระบบ PV สองชนิด ได้แก่

1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Crystalline Silicon ในราคาเฉลี่ยเท่ากับ 598,480 บาทต่อหลัง รวมภาษีมูลค่าเพิ่มเป็นเงิน 640,373.60 บาท

2) แผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Amorphous Silicon ในราคาเฉลี่ยเท่ากับ 554,000 บาทต่อหลัง รวมภาษีมูลค่าเพิ่มเป็นเงิน 592,780 บาท

ตารางที่ 4.4 ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 3.06 กิโลวัตต์ [1]

ลำดับที่	รายการ	Crystalline Silicon			Amorphous Silicon		
		กทม.	ต่างจังหวัด	%	ต่างจังหวัด	กทม.	%
1	ค่าเซลล์แสงอาทิตย์	416,000.00 (133.33B/W)	362,000.00 (120.00B/W)	65.34	362,000.00 (120.00B/Wp)	362,000.00 (120.00B/Wp)	65.42
2	ค่า Inverter & Grid Protection	75,400.00	75,400.00	13.61	75,400.00	74,750.00	13.51
3	ค่าตู้จ่ายไฟและอุปกรณ์ควบคุม	31,580.00	41,400.00	7.47	41,400.00	41,400.00	7.48
4	ค่าวัสดุและอุปกรณ์การติดตั้งแผงเซลล์ฯ	20,000.00	32,700.00	5.90	32,700.00	32,700.00	5.91
5	ค่าแรงงานในการติดตั้งระบบฯ	40,500.00	27,500.00	4.96	27,500.00	27,500.00	4.97
6	ค่าขนส่งอุปกรณ์	15,000.00	15,000.00	2.71	15,000.00	15,000.00	2.71
รวมค่าใช่จ่ายต่อหลัง		598,480.00	554,000.00		554,000.00	554,000.00	
ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%		41,893.60	38,780.00		38,780.00	38,780.00	
รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้นต่อหลัง		540,373.60	592.780.00		592,780.00	592,780.00	
ราคาเฉลี่ยต่อหลัง (รวมภาษี 7%)		640,373.60			690,021.60		
Baht/Wh/Wp/day (Bath/yield)		30.94			46.08		
Baht/system/yield		148,612.21			189,264.51		

จากตัวเลขดังกล่าวจะเห็นว่า ปัจจุบันการติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า (Solar home system) ที่เป็นชนิด Poly crystalline ในประเทศไทยจะอยู่ที่ประมาณ 205 บาท /Wp และชนิด Amorphous Silicon จะอยู่ที่ 184 บาท/Wp [6]

สำหรับในวิทยานิพนธ์นี้ ได้ทำการหาผลตอบแทนการลงทุนของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ ได้กำหนดสมมุติฐานในการศึกษา ดังนี้

- ราคาระบบพลังงานแสงอาทิตย์ กำหนดราคาระบบแสงอาทิตย์ตามราคาซื้อขายจริงตามที่ กฟผ. ได้จัดซื้อระบบเซลล์แสงอาทิตย์ในโครงการสาธิตระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ระยะที่ 2 ดังนี้

ตารางที่ 4.5 ราคาระบบแสงอาทิตย์ (ที่อัตราแลกเปลี่ยน 42 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐฯ)

ลำดับที่	รายการ	ราคา (บาท)
1	ค่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Module)	362,000.00 (120.00B/Wp)
2	ค่า Inverter & Grid Protection	74,750.00
3	ค่าตู้จ่ายไฟและอุปกรณ์ควบคุม	41,400.00
4	ค่าวัสดุและอุปกรณ์การติดตั้งแผงเซลล์ฯ	32,700.00
5	ค่าแรงงานในการติดตั้งระบบฯ	27,500.00
6	ค่าขนส่งอุปกรณ์	15,000.00
	รวมค่าใช่จ่ายต่อพลัง	554,000.00
	ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม 7%	38,780.00
	รวมค่าใช้จ่ายทั้งสิ้นต่อหลัง	592,780.00

หมายเหตุ : ระบบเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำการติดตั้งดังกล่าวมีขนาด 3.016 กิโลวัตต์

- เงื่อนไขเพิ่มเติมในการคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุน

  - ค่าบำรุงรักษาเครื่องจักร (Operating & Maintenance) คิดเป็นร้อยละ 0.1 ของค่าใช้จ่ายในการลงทุนติดตั้งระบบ
  - อายุการใช้งาน PV กำหนดไว้ที่ 25 ปี
  - อัตราดอกเบี้ยเงินกู้อยู่ที่ร้อยละ 5.75 โดยมีระยะเวลากู้ 7 ปี
  - ราคาขายไฟฟ้า คิดตามเงื่อนไขการเข้าร่วมโครงการ โดยผู้ที่เข้าร่วมโครงการจะต้องมีการใช้ไฟฟ้าในอัตรามากกว่า 400 หน่วยต่อเดือน โดยในการขายไฟฟ้าเป็นการหักหน่วยใช้ ทำให้ผลตอบแทนของการผลิตไฟฟ้าจะมีอัตราผลตอบแทนอยู่ที่หน่วยละ 3.46 บาท โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 ราคาค่าไฟฟ้าขายปลีก

ราคาขายปลีกไฟฟ้า	3.46 บาท
- ราคาไฟฟ้าฐาน	2.98 บาท
- Ft	0.26 บาท
- VAT (7%)	0.23 บาท

- ช่วงระยะเวลาการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากระบบพลังงานแสงอาทิตย์ ตามค่าความเข้มแสงอาทิตย์ที่ได้โปรแกรม HOMER นั้น สามารถทำการคำนวณได้ค่าตัวประกอบการผลิตไฟฟ้า (Capacity Factor) ประมาณที่ 20 เปอร์เซนต์

จากการประมวลผล เพื่อคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถสรุปผลได้ ดังตารางที่ 4.7

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.7 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบ PV ติดตั้งบนหลังคา ขนาด 3.016 กิโลวัตต์

ค่าใช้จ่ายโครงการ			
-แผงเซลล์สุริยะ (Solar Module)	362,000.00	อัตราส่วน O&M (%)	0.10%
-Inverter และ Grid Protection	75,400.00	เงินกู้ต่อค่าใช้จ่ายโครงการ (%)	70.00%
-ค่าตู้จ่ายไฟและอุปกรณ์ควบคุม	41,400.00	อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	5.75%
-ค่าวัสดุอุปกรณ์การติดตั้งแผงเซลล์	32,700.00	ระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ (%)	7.00
-ค่าแรงงานในการติดตั้งระบบ	27,500.00	Capacity factor (net,%)	20.35%
-ค่าขนส่งอุปกรณ์	15,000.00	**ค่าไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้า(/หน่วย)**	3.47
-รวมค่าใช้จ่าย	554,000.00	-ค่าพลังงานไฟฟ้า	2.98
-ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT) 7%	38,780.00	-Ft	0.26
รวมค่าใช้จ่ายของโครงการ	592,780.00	-VAT (7%)	0.23

	ปีที่	1	2	3	4	5	6	7	8-24	25
เงินลงทุนเบื้องต้น	592,780.00									
O&M	14,819.50	592.78	592.78	592.78	592.78	592.78	592.78	592.78	592.78	592.78
ค่าดอกเบี้ย	95,437.58	23,859.40	20,450.91	17,042.43	13,633.94	10,225.46	6,816.97	3,408.49	-	-
เงินคืนเงินกู้	414,946.00	59,278.00	59,278.00	59,278.00	59,278.00	59,278.00	59,278.00	59,278.00	-	-
ค่าใช้จ่ายรวม	525,203.08	83,730.18	80,321.69	76,913.21	73,504.72	70,096.24	66,687.75	63,279.27	592.78	592.78
รายได้จากการขายไฟ	466,411.60	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46
รายได้รวม	466,411.60	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46	18,656.46
กระแสเงินสดรวม	- 236,625.48	-242,907.71	- 61,665.23	- 58,256.74	- 54,848.26	- 51,439.77	- 48,031.29	- 44,622.80	xxx	18,063.68
Discount factor	0.05	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	xxx	0.31
NPV โครงการ(Discounted CF)	- 340,514.36	-231,340.68	- 55,932.18	- 50,324.36	- 45,123.80	- 40,304.41	- 35,841.69	- 31,712.59	xxx	5600.97
อัตราผลตอบแทน(IRR)	-3.82%									

สำหรับการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานแสงอาทิตย์ต่อหน่วยนั้น (บาท/kWh) ได้ทำการคำนวณแสดงไว้ใน ตารางที่ 4.8 โดยได้ทำการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยตามอายุโครงการจริง และอายุโครงการ 15 ปี ซึ่งในที่นี้ถือเป็นอายุโครงการที่ใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนในการลงทุนโดยทั่วไป

ตารางที่ 4.8 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานแสงอาทิตย์

	หน่วย	**พลังแสงอาทิตย์**
1. ข้อมูลทั่วไป		
- อัตราดอกเบี้ย	%	5.75
- อายุจริงโครงการ	ปี	25
- อายุโครงการในการวิเคราะห์การเงิน	ปี	15
- Capacity Factor	%	20.35
- ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมงต่อปี	1,783
- กำลังการผลิตสูงสุด	กิโลวัตต์ (kW)	3.016
- ปริมาณการผลิตต่อปี	กิโลวัตต์-ชั่วโมง	5,378
2. เงินลงทุน		
- เงินลงทุน (อุปกรณ์รวมค่าติดตั้ง)	บาท	592,780
- เงินลงทุนต่อหน่วยการติดตั้ง	บาท / กิโลวัตต์	196,545
3. ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อปี	บาท	592.78
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อหน่วย	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.1102
4. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย		
- อายุโครงการ 15 ปี	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	11.2744
- อายุโครงการตามจริง	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	8.5289

จากตารางที่ 4.7 จะพบว่าการลงทุนติดตั้ง ระบบโฟโตโวลตาอิกที่ใช้ติดตั้งบนหลังคาบ้านเรือนนั้น ให้ผลตอบแทนที่ติดลบหรือเป็นไปไม่ได้ในทางเศรษฐศาสตร์ แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และแสงอาทิตย์จะเป็นพลังงานที่สำคัญในอนาคตจึงควรต้องมีการสนับสนุนเทคโนโลยีและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานประเภทนี้ เป็นต้น ดังนั้นจึงต้องมาตรการเสริมเพื่อช่วยเหลือโครงการผลิตไฟฟ้าโดยโฟโตโวลตาอิกต่าง ๆ เช่น การช่วยเหลือเงินลง

ทุนบางส่วนแก่ผู้ประกอบการ หรือ การให้อัตรารับซื้อไฟฟ้าที่สูงกว่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากเชื้อเพลิงอื่น ๆ เพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถลงทุนได้

การคำนวณต้นทุนผลิตที่ผ่านมานั้น คิดถึงเฉพาะผลของการผลิตไฟฟ้าและการขายไฟฟ้าเท่านั้น ไม่ได้คำนึงผลของคุณประโยชน์อื่น ๆ ที่การผลิตไฟฟ้าจาก PV มีต่อธรรมชาติ ซึ่งได้แก่ ค่าผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมของการผลิตไฟฟ้า (Externality Cost) (รายละเอียดในภาคผนวก ข) ซึ่งสมควรนำมาคิดเพื่อหาหนทางสนับสนุนพลังงานแสงอาทิตย์ที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าพลังงานแบบดั้งเดิม (Conventional generation) ที่ใช้พลังงานจากฟอสซิลเป็นหลัก ค่าต้นทุนต่อหน่วยที่คำนวณได้จากบทนี้จะนำไปใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนของโฟโตโวลตาอิกโดยเพิ่มเติมผลทางด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียในบทที่ 8 ต่อไป

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

พลังงานจากชีวมวล

ชีวมวล (Biomass) คือ สารอินทรีย์ที่ได้จากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร หรือกากเหลือจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมการเกษตร สามารถนำมาเผาไหม้โดยตรงหรือเปลี่ยนรูปก่อนการเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนใช้ในการผลิตพลังงาน ตัวอย่างเช่น แกลบ ชานอ้อย เศษไม้ เป็นต้น ชีวมวล สามารถเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานได้ เพราะในขั้นตอนของการเจริญเติบโตนั้น พืชใช้คาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ และเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์โดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์แสง เป็นแป้งและน้ำตาล แล้วกักเก็บไว้ตามส่วนต่างๆ ของพืช

การใช้ประโยชน์จากพลังงานชีวมวลนั้น สามารถนำมาใช้ได้ทั้งในรูปของพลังงานความร้อน ไอน้ำ หรือผลิตเป็นกระแสไฟฟ้า เนื่องจากเป็นของเสียหรือผลพลอยได้ของการเกษตรหลักหรืออุตสาหกรรมหลัก ชีวมวลจึงเป็นแหล่งเชื้อเพลิงราคาถูก หากมีการใช้ประโยชน์ในบริเวณที่ไม่ไกลจากแหล่งเชื้อเพลิงมากนัก เพื่อลดต้นทุนในการขนส่ง

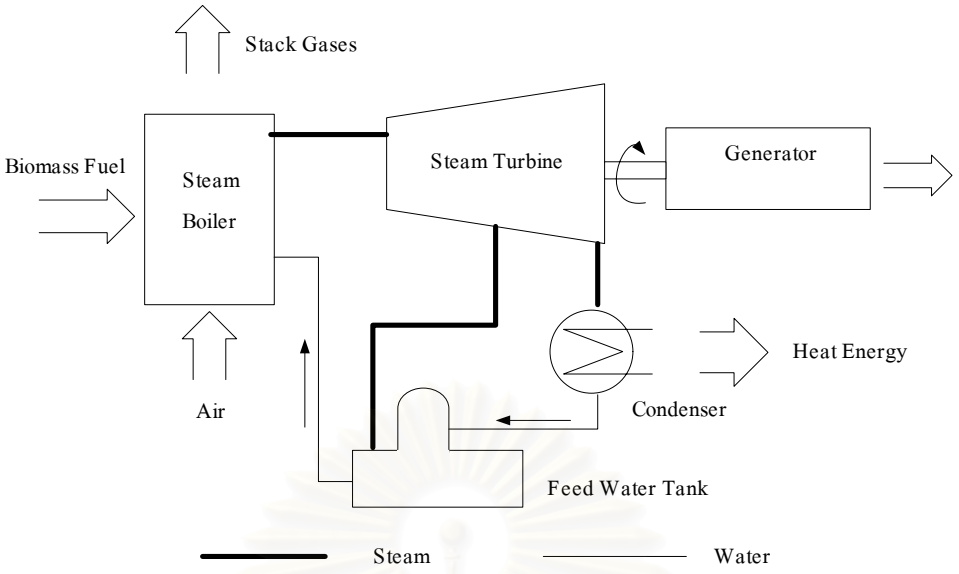
ชีวมวลกระจายอยู่ทั่วไปในประเทศไทย การนำชีวมวลมาใช้จึงช่วยลดการนำเข้าเชื้อเพลิงและสร้างรายได้ให้กับคนท้องถิ่น นอกจากนี้การผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม จะไม่ก่อให้เกิดมลภาวะและไม่สร้างสภาวะเรือนกระจก เนื่องจากการปลูกทดแทนทำให้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เกิดการหมุนเวียนและไม่มีการปลดปล่อยขึ้นสู่บรรยากาศเพิ่มเติม

นอกจากผลดีต่อสิ่งแวดล้อมแล้ว พลังงานชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่ได้จากท้องถิ่นซึ่งในประเทศไทยพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศถูกใช้ในการกสิกรรม ดังนั้นเมื่อมีโครงการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงภายในท้องถิ่นจะทำให้เศรษฐกิจชุมชนจะเจริญเติบโต สามารถช่วยพัฒนาอุตสาหกรรมต่อเนื่องในท้องถิ่น จะเป็นการช่วยสร้างงาน ในพื้นที่นั้นๆ ด้วย

5.1 เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

5.1.1 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง [29]

การใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้นั้น ขั้นตอนแรกคือ เชื้อเพลิงชีวมวลจะถูกเผาไหม้โดยตรงภายในเตาเผา ในขั้นตอนที่สอง ความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำ ที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปใช้ขับกังหันไอน้ำหรือเครื่องจักรไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำสู่คอนเดนเซอร์ (Condenser) จะเย็นลง กลั่นตัว กลายเป็นน้ำและถูกปั๊มกลับขึ้นไปป้อนหม้อไอน้ำ ดังแสดงในรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แผนภาพโรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากกระบวนการเผาไหม้โดยตรง

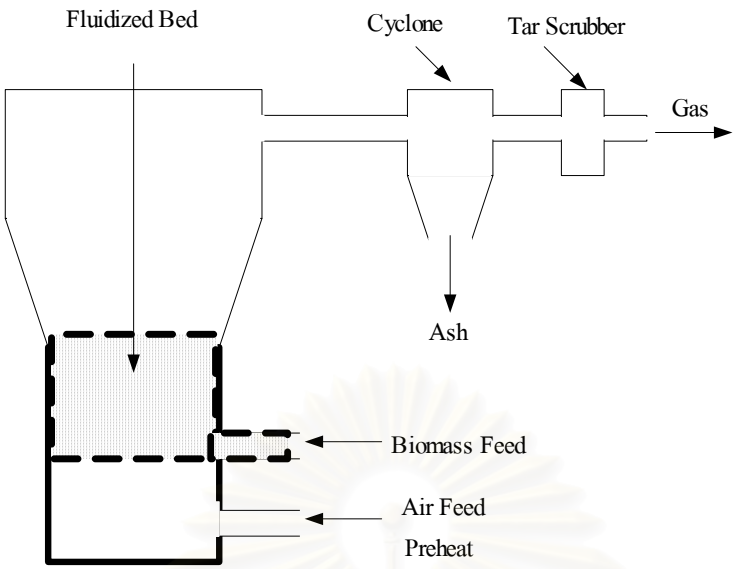
ชนิดของเตาซึ่งเป็นองค์ประกอบของระบบผลิตไฟฟ้าขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวลที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง อุปกรณ์ที่แปรเปลี่ยน พลังงานความร้อนซึ่งอยู่ในรูปของไอน้ำ ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ามี 2 ประเภทหลักๆ คือ เครื่องจักรไอน้ำ (Steam engine) และกังหันไอน้ำ (Steam turbine)

1) เครื่องจักรไอน้ำ เครื่องจักรไอน้ำเป็นกลไกลูกสูบ-ข้อเหวี่ยง (Slider-crank mechanism) ทำหน้าที่ในการเปลี่ยนรูปพลังงานความร้อน ที่อยู่ในไอน้ำให้เป็นพลังงานกลที่เพลาข้อเหวี่ยง ไอน้ำมีความดันสูงจะดันให้ลูกสูบเคลื่อนที่กลับไปกลับมา และกลไก ลูกสูบ-ข้อเหวี่ยงจะทำหน้าที่ในเปลี่ยนการเคลื่อนที่ตามแนวเส้นตรงของลูกสูบให้เป็นการเคลื่อนที่เชิงมุมของข้อเหวี่ยง เครื่องจักรไอน้ำที่ใช้งานในปัจจุบันมี 2 ชนิดคือ แบบแนวนอน และแบบแนวดิ่ง

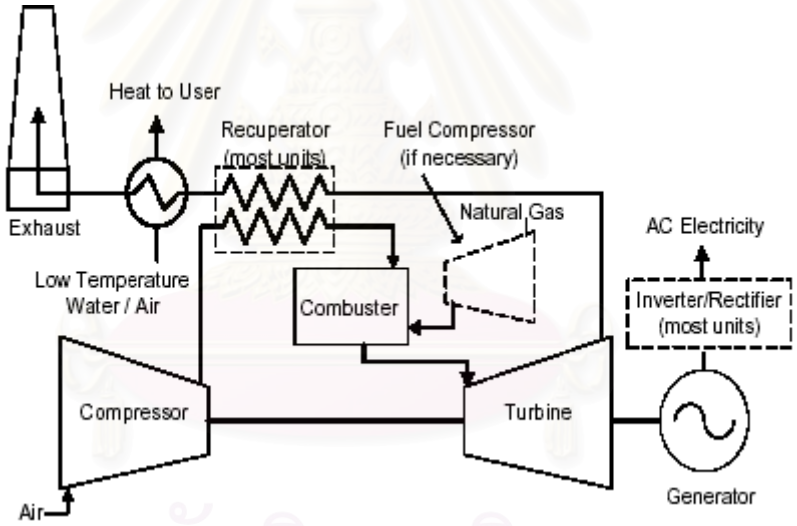
2) กังหันไอน้ำ ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยใช้กังหันไอน้ำ ประกอบด้วยหม้อไอน้ำสำหรับผลิตไอน้ำความดันสูง และ กังหันไอน้ำแบบ Back pressure หรือ Condensing เพื่อผลิตพลังงานเพลาที่จะนำไปใช้หมุนเครื่องปั่นไฟฟ้า หลักการทำ งานของระบบ คือ ไอน้ำความดันสูงจะขยายตัวผ่านกังหันไอน้ำเพื่อผลิตงานเพลา ซึ่งจะนำไปขับเครื่องกำเนิด ไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำเป็นไอน้ำความดันต่ำพอที่จะนำไปใช้ในกระบวนการต่างๆ ของโรงงาน

5.1.2 กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลโดยใช้อากาศ (Air Gasification) [29]

กระบวนการผลิตก๊าซชีวมวลเป็นการเปลี่ยนเชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นเชื้อเพลิงก๊าซ ซึ่งเกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งในที่ที่มีอากาศจำกัด โดยความร้อนที่เกิดขึ้นนี้จะเร่งปฏิกิริยาแบบต่อเนื่องกลายเป็นชีวมวล ก๊าซชีวมวลนี้มีองค์ประกอบหลักคือ ก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) ก๊าซมีเทน (CH4) และก๊าซไฮโดรเจน (H2) ซึ่งนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง



รูปที่ 5.2 ลักษณะเตาเผาเชื้อเพลิงก๊าซชีวมวลระบบฟลูอิดไดซ์เบด



รูปที่ 5.3 การทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง

5.2 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

ข้อมูลจากผลการศึกษาใน [23] แสดงศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรของไทย ดังตารางที่ 5.1

ตาราง 5.1 เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีอยู่มากในประเทศไทย

เชื้อเพลิง	แกลบ	เศษจากปาล์มน้ำมัน	ชานอ้อย	เศษไม้
ผลผลิตทั้งหมด (10^6 ตัน/ปี)	20	2.2	50	5.8
ส่วนที่นำไปใช้ได้ (10^6 ตัน/ปี)	2.3–3.7	0.41–0.74	2.25-3.5	1.8
ค่าความร้อนเชื้อเพลิง (kJ/kg)	14,100	10,800	10,000	10,000
อัตราการใช้เชื้อเพลิง (ตัน/ปี/MW)	9,800	14,050	14,100	15,500
ศักยภาพกำลังไฟฟ้ารวม (MW)	234-375	33-53	160-248	118

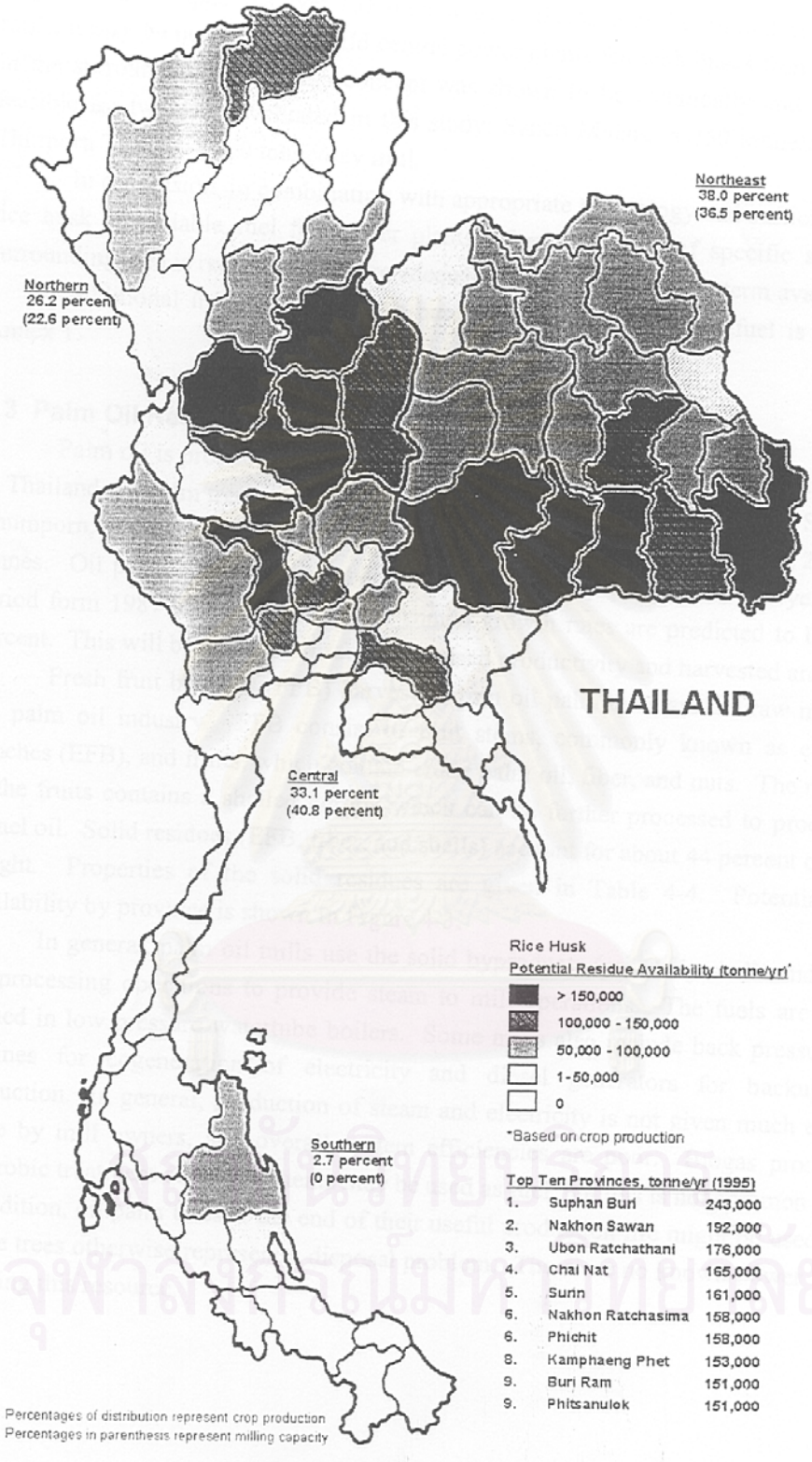
นอกจากข้อมูลของเชื้อเพลิงประเภทข้างต้นแล้ว ยังมีเชื้อเพลิงที่ได้จากเศษวัสดุอื่น ๆ อีก เช่น ซังข้าวโพด มันสำปะหลัง ฯลฯ ซึ่งรวมกันแล้วจะมีศักยภาพสูงสุดถึง 1,043 MW โดยศักยภาพของชีวมวลนี้จะกระจายไปตามพื้นที่ต่าง ๆ โดยแต่ละพื้นที่จะมีชนิดของชีวมวลและปริมาณที่แตกต่างกัน ดังรูป 5.4 ซึ่งแสดงการกระจายปริมาณแกลบของประเทศไทย

5.3 ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าโดยชีวมวล

พลังงานชีวมวลมีหลากหลายประเภท ชนิดของเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นโดยส่วนมากจะเป็นโรงงานไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้แกลบเป็นเชื้อแพลิง ดังนั้นจึงนำข้อมูลของโรงไฟฟ้าชีวมวลเอกชนรายหนึ่งมาทำการวิเคราะห์ข้อมูลทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล โดยเงื่อนไขที่ใช้ในการวิเคราะห์นั้น มีดังนี้ [6]

- เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานความร้อน ขนาดกำลังผลิตสูงสุด 0.5 MW ราคาประมาณ 20,000,000 บาท
- สายไฟฟ้า ราคา 80,000 บาท
- ลูกถ้วย และตัวเชื่อมสาย ราคา 68,000 บาท
- หม้อแปลง ราคา 4,800,000 บาท
- ค่าปฏิบัติงานและซ่อมบำรุง (O&M) เท่ากับ 3.5 % ของต้นทุนเริ่มต้น
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 5.75% และระยะเวลาคืนเงินกู้เท่ากับ 7 ปี
- ค่า Capacity Factor ของโรงงานเท่ากับ 50 %
- ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแกลบ เท่ากับ 0.16 บาท/kWh
- ค่าไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้าเท่ากับ 2.10 บาท/หน่วย

ผลการคำนวณค่าผลตอบแทนนั้นได้นำเสนอในตารางที่ 5.2 และการคำนวณต้นทุนการผลิตแสดงอยู่ในตารางที่ 5.3 – 5.4



รูปที่ 5.4 การกระจายของปริมาณแกลบในประเทศไทย [23]

ตารางที่ 5.2 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบพลังงานชีวมวลโดยใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง ขนาด 500 กิโลวัตต์

ค่าใช้จ่ายโครงการ	
- เครื่องผลิตไฟฟ้า	20,000,000.00
- สายไฟ ACSR (Al steel) 35 mm^2, 3-p delta	80,000.00
-ลูกถ้วย, ตัวเชื่อมสาย	68,000.00
-หม้อแปลง	4,800,000.00
รวมค่าใช้จ่ายของโครงการ	24,948,000.00

ค่าเชื้อเพลิงแกลบ (บาท/kWh)	0.16
อัตราส่วน O&M (%)	3.5
เงินกู้ต่อค่าใช้จ่ายโครงการ (%)	70.00
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	5.75
ระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ (%)	8.00
Capacity factor (net,%)	50.00
ค่าไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้า(/หน่วย)	2.10
-ค่าพลังงานไฟฟ้า	2.10
-Ft	-
-VAT (7%)	-

		1	2	3	4	5	6	7	8-24	25
เงินลงทุนเบื้องต้น	24,948,000.00									
O&M	21,829,500.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00	873,180.00
ค่าดอกเบี้ย	4,016,628.00	1,004,157.00	860,706.00	717,255.00	573,804.00	430,353.00	286,902.00	143,451.00	-	-
เงินคืนเงินกู้	17,463,600.00	2,494,800.00	2,494,800.00	2,494,800.00	2,494,800.00	2,494,800.00	2,494,800.00	2,494,800.00	-	-
ค่าเชื้อเพลิง	8,842,125.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00	353,685.00
ค่าใช้จ่ายรวม	43,309,728.00	4,725,822.00	4,582,371.00	4,438,920.00	4,295,469.00	4,152,018.00	4,008,567.00	3,865,116.00	1,226,865.00	1,226,865.00
รายได้จากการขายไฟ	114,975,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00
รายได้รวม	114,975,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	4,599,000.00	xxx	4,599,000.00
กระแสเงินสดรวม	55,692,432.00	- 7,257,537.00	16,629.00	160,080.00	303,531.00	446,982.00	590,433.00	733,884.00	xxx	3,372,135.00
Discount factor	5.00%	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	0.71	xxx	0.30
อัตราผลตอบแทน(IRR)	18.61%									

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.3 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานชีวมวล ขนาดกำลังติดตั้ง 0.5 MW

	หน่วย	แกลบ
1. ข้อมูลทั่วไป		
- อัตราดอกเบี้ย	%	5.75%
- อายุจริงโครงการ	ปี	25
- อายุโครงการในการวิเคราะห์การเงิน	ปี	15
- Load Factor	%	50
- ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมงต่อปี	4,380
- ประสิทธิภาพในการเปลี่ยนรูปพลังงาน	%	15
- กำลังการผลิตสูงสุด	เมกะวัตต์ (MWp)	0.5
- กำลังการผลิตสุทธิ	เมกะวัตต์ (MWp)	0.4
- ปริมาณการผลิตสุทธิต่อปี	เมกะวัตต์-ชั่วโมง	2,190
2. เงินลงทุน		
- เงินลงทุน	บาท	24,948,000
- เงินลงทุนต่อหน่วย	บาท /kW	49,896
3. ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อปี	บาท / ปี	873,180
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.3987
4. ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง		
- ค่าความร้อนต่ำสุด	กิโลจูลต่อกิโลกรัม	13,400
- ปริมาณการใช้แกลบต่อปี	ตันต่อปี	393
- ราคาแกลบ	บาท / ตัน	900
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง	บาท / ปี	353,700
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.1615
5. ขี้เถ้า		
- สัดส่วนขี้เถ้า/แกลบ	%	20
- ปริมาณการผลิตขี้เถ้า	ตัน / ปี	79
- ราคาขี้เถ้า	บาท / ตัน	400
- มูลค่าขี้เถ้าต่อปี	บาท / ปี	31,440
- มูลค่าขี้เถ้าต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.0144
6. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย		
- อายุโครงการ 15 ปี	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.7284
- อายุโครงการตามจริง	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.4447

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5.4 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานชีวมวลที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง ขนาดติดตั้ง 18 MW

	หน่วย	
1. ข้อมูลทั่วไป		
- อัตราดอกเบี้ย	%	5.75%
- อายุจริงโครงการ	ปี	25
- อายุโครงการในการวิเคราะห์การเงิน	ปี	15
- Load Factor	%	80
- ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมงต่อปี	7,008
- กำลังการผลิตสูงสุด	เมกะวัตต์ (MWp)	18
- กำลังการผลิตสุทธิ	เมกะวัตต์ (MWp)	15
- ปริมาณการผลิตสุทธิต่อปี	เมกะวัตต์-ชั่วโมง	105,120
2. เงินลงทุน		
- เงินลงทุน	บาท	983,500,000
- เงินลงทุนต่อหน่วย	บาท /kW	54,639
3. ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อปี	บาท / ปี	40,122,000
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.3817
4. ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง		
- ค่าความร้อนต่ำสุด	กิโลจูลต่อกิโลกรัม	13,400
- อัตราการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง	ตันต่อชั่วโมง	17.1
- ปริมาณการใช้แกลบต่อปี	ตันต่อปี	142,188
- ราคาแกลบ	บาท / ตัน	350
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิง	บาท / ปี	49,765,800
- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.4734
5. ขี้เถ้า		
- สัดส่วนขี้เถ้า/แกลบ	%	20
- ปริมาณการผลิตขี้เถ้า	ตัน / ปี	28,437
- ราคาขี้เถ้า	บาท / ตัน	400
- มูลค่าขี้เถ้าต่อปี	บาท / ปี	11,374,800
- มูลค่าขี้เถ้าต่อหน่วยผลิตไฟฟ้า	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.1082
6. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (1)		
- อายุโครงการ 15 ปี	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.8027
- อายุโครงการตามจริง	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.5697

หมายเหตุ : (1) ไม่รวมมูลค่าขี้เถ้าที่ขายเป็นผลพลอยได้

(2) ข้อมูลโครงการลงทุนจริงของโรงไฟฟ้าชีวมวลแห่งหนึ่ง

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

อย่างไรก็ดีในการศึกษาครั้งนี้จะนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาด 0.5 MW มาใช้ประกอบการวิเคราะห์เท่านั้น เนื่องจากขนาดของเครื่องไม่ใหญ่เกินไป จึงสามารถผลิตไฟฟ้าจากทรัพยากรที่มีอยู่ในชุมชนเองได้ ซึ่งประเทศไทยมีทรัพยากรเหล่านี้กระจายอยู่ทั่วไปตามเขตชุมชนทำให้ไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมเชื้อเพลิงมาก และเป็นการกระจายรายได้ให้แก่ชาวบ้านในเขตท้องถิ่นนั้นอย่างกระจายและทั่วถึงมากยิ่งขึ้น ส่วนข้อมูลเรื่องราคาต้นทุนต่างๆ นั้นรวบรวมได้จากบริษัทเอกชน

ในการกำหนดค่าราคาเชื้อเพลิงและพลังงานความร้อนที่ได้แกลบนั้น ได้ทำการดัดแปลงจากข้อมูลจากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลโดยมูลนิธิเพื่อสิ่งแวดล้อม [6] ซึ่งได้ทำการเก็บข้อมูลของโรงไฟฟ้าเอกชนรายหนึ่งที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีขนาดกำลังติดตั้งใหญ่เท่ากับ 18 MW แสดงในตารางที่ 5.4 โดยในการวิเคราะห์ต้นทุนผลิตต่อหน่วยในตารางที่ 5.3 ได้ทำการปรับค่าของต้นทุนของแกลบเพิ่มขึ้นจากตารางที่ 5.4 จากราคา 350 บาท/ตัน เป็น 900 บาท/ตัน เนื่องจากในปัจจุบันมีผู้ประกอบการมากขึ้น ทำให้ค่าต้นทุนสูงขึ้นไปตามกลไกตลาด และแกลบยังถูกนำไปใช้ในการผลิตอุตสาหกรรมอื่น ๆ เพิ่มขึ้น

จากตารางที่ 5.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการมีค่าเท่ากับ 18.61% ซึ่งมีอัตราที่น่าสนใจในการลงทุน ประกอบกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนั้นสามารถทำได้ง่ายกว่าการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ขึ้นกับปัจจัยและทรัพยากรธรรมชาติ เช่น เขื่อนพลังงานน้ำ เป็นต้น ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจึงเป็นการผลิตไฟฟ้าที่เป็นไปได้ทั้งเรื่องทางเศรษฐศาสตร์ ทางวิศวกรรม และสิ่งแวดล้อม มากกว่าพลังงานหมุนเวียนอื่น ๆ ในประเทศไทย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของพลังงานชีวมวลที่ 1.445 บาท/kWh นั้น ถือว่ามีค่าต่ำใกล้เคียงกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีค่า 1.357 บาท/kWh [6] จึงเป็นพลังงานหมุนเวียนที่น่าจะสนับสนุนให้เกิดการใช้ประโยชน์ให้มากขึ้นในประเทศไทย

ข้อมูลเรื่องต้นทุนของพลังงานชีวมวลที่แสดงตามข้างต้น จะถูกนำไปประกอบกับผลการศึกษาเรื่องความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียของพลังงานชีวมวล เช่นเดียวกับโฟโตโวลตาอิก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

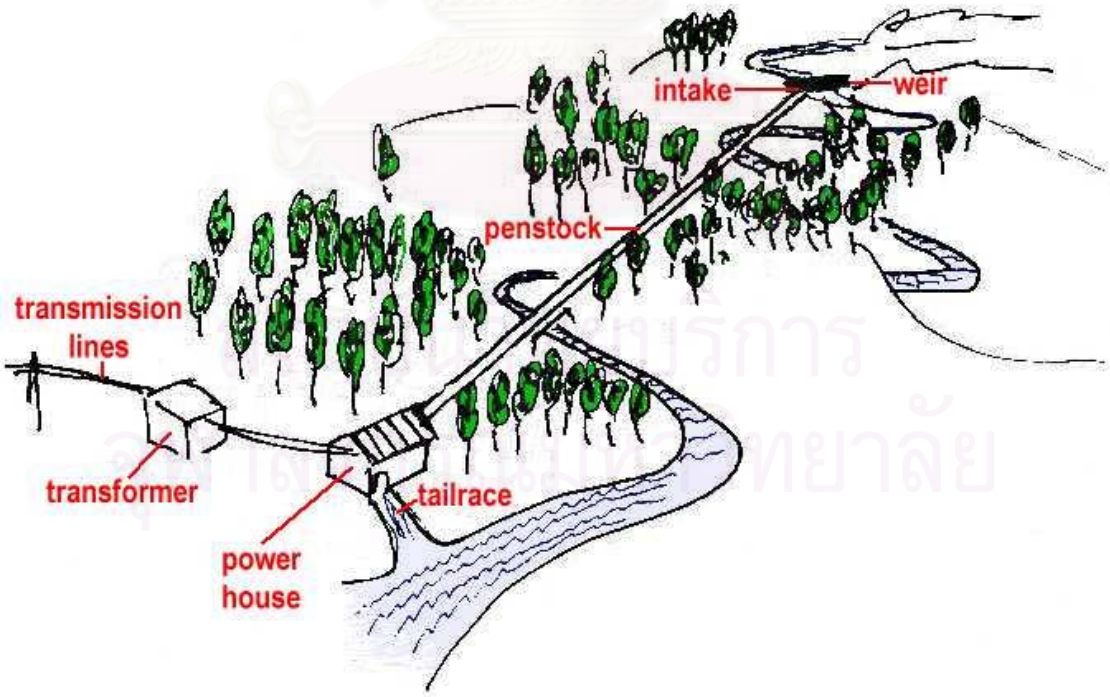
กังหันน้ำขนาดเล็ก

กังหันน้ำขนาดเล็กเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยใช้กำลังน้ำไหล เช่นเดียวกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดใหญ่ใช้ในเขื่อน แต่ได้ปรับให้มีขนาดเล็กลงจนสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้จากสายน้ำที่มีปริมาณน้ำไม่มากนักได้ โดยมากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำนี้จะถูกนำไปติดตั้งในที่ ๆ ไกลจากเครือข่ายไฟฟ้า เช่นบริเวณป่าเขาลึก เป็นต้น

6.1 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กสามารถทำได้ในพื้นที่ที่มีกระแสน้ำลำธารไหลอยู่แล้วตามธรรมชาติโดยพื้นที่ที่เหมาะสมได้แก่ ตามภูเขา หรือร่องเขา ที่มีลำธารไหลลงมาจากหุบเขา ส่วนมากแล้วในพื้นที่เหล่านี้จะมีท่อน้ำชลประทานอยู่แล้ว เพื่อการอุปโภคหรือการเกษตรบางส่วนที่ชาวบ้านได้ทำไว้แล้ว โดยสามารถนำมาดัดแปลงเพื่อผลิตไฟฟ้าเป็นรายได้อีกทางหนึ่งได้ด้วย

กำลังไฟฟ้าที่ได้จากกังหันน้ำขนาดเล็กมีค่าค่อนข้างคงที่ตลอดทั้งปี ทั้งนี้อาจมีค่าต่ำลงบ้างในช่วงฤดูร้อน เนื่องจากค่ากำลังการผลิตขึ้นกับปริมาณของกระแสน้ำที่ไหลด้วย



รูปที่ 6.1 วิธีการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก

6.2 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้

ในการหากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการไหลของน้ำในลำธารหรือแม่น้ำ จะต้องทราบค่า 2 ค่า ซึ่งได้แก่ อัตราการไหลของน้ำ (Flow rate) และ ระดับหัวน้ำ (Head) อัตราการไหลของน้ำ คือ ปริมาณของน้ำที่ไหลผ่านจุด ๆ หนึ่งในช่วงเวลาหนึ่ง หน่วยของอัตราการไหลโดยทั่วๆ ไป คือ ลิตรต่อวินาที หรือ ลูกบาศก์เมตรต่อวินาที ระดับหัวน้ำ คือ ความสูงในแนวดิ่งจากจุดที่กังหันน้ำตั้งอยู่ขึ้นไปยังจุดพักน้ำ หรือระดับท่อส่งน้ำลงมายังเครื่องกังหันน้ำ (Penstock)

กำลังไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้สามารถคำนวณได้จากสมการ 6.1 [20]

$$P = Q \times H \times g \qquad (6.1)$$

โดย P_{ideal} = กำลังไฟฟ้าตามทฤษฎี (kW)

Q = อัตราการไหล (m^3/s)

H = ระดับหัวน้ำ (m)

g = ความเร่งโน้มถ่วงของโลก (ปกติเท่ากับ 9.81 m/s^2)

อย่างไรก็ตาม พลังงานจะมีการสูญเสียทั้งจากการเปลี่ยนรูปพลังงาน หรือแรงเสียดทานของท่อ ทำให้กำลังที่ผลิตได้มีค่าน้อยกว่ากำลังที่คำนวณได้ตามทฤษฎี การประมาณคร่าว ๆ สำหรับระบบเล็ก ๆ สามารถทำได้โดยกำหนดให้ค่าประสิทธิภาพรวมของระบบอยู่ที่ค่าประมาณ 50 เปอร์เซนต์ ดังนั้น ค่ากำลังผลิตที่ได้ตามทฤษฎีให้คูณด้วยด้วย 0.5 โดยผลที่ได้เป็นกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้คร่าว ๆ และมีความเป็นจริงสูงกว่า

ตัวอย่างเช่น เครื่องกังหันน้ำผลิตไฟฟ้าถูกติดตั้งในที่ ๆ มีระดับหัวน้ำสูง 10 เมตร และมีอัตราการไหลของน้ำ 0.3 ลบ.ม./วินาที จะสามารถผลิตไฟฟ้าประมาณ (9.81 x 0.5 x 0.3 x 10 =) 18 กิโลวัตต์

6.3 สถานการณ์พลังงานน้ำขนาดเล็กในปัจจุบัน

ตั้งแต่ปี 1983 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก ซึ่งมีขนาดต่ำกว่า 200 kW ถูกติดตั้งในชุมชนห่างไกล โดยเฉพาะทางภาคเหนือของประเทศ ซึ่งระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้ายังเข้าไปไม่ถึง แม้ว่ากำลังการผลิตติดตั้งของพลังงานน้ำขนาดเล็กนี้จะประมาณ 2 MW แต่ในปัจจุบัน เหลือที่ยังใช่งานอยู่เพียงครึ่งหนึ่งโดยที่เหลืออยู่ในสภาพไร้การซ่อมแซม หรือถูกทิ้งเอาไว้หลังจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) เข้าไปในหมู่บ้าน

การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กนี้ ส่วนมากจะได้รับการติดตั้งโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ตามพื้นที่ห่างไกล ซึ่งส่วนมากจะอยู่ทางภาคเหนือของประเทศ ซึ่งมีภูมิประเทศ เป็นภูเขา และยังมีป่าไม้ซึ่งมีลำธารหรือแหล่งน้ำธรรมชาติไหลสม่ำเสมอ โดยสถานการณ์ปัจจุบันของพลังงานน้ำขนาดเล็ก [3,4,6] สามารถสรุปได้ดังนี้

1) โครงการที่ กฟภ. กำลังขยายระบบฯ เข้าไปถึง มีจำนวน 0 โครงการ
2) โครงการที่ กฟภ. จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบฯแล้ว มีจำนวน 33 โครงการ
3) โครงการที่ กฟภ. จ่ายไฟฟ้าข้าแล้ว และยังใช้ของ พพ. มีจำนวน 9 โครงการ
4) โครงการที่ใช้ของ พพ. อย่างเดียว มีจำนวน 14 โครงการ
5) โครงการที่ไม่มีไฟฟ้าใช้ มีจำนวน 2 โครงการ
6) โครงการที่ใช้ไฟฟ้าจากแหล่งอื่น (ก๊าซ ปตท.) มีจำนวน 1 โครงการ

เมื่อพิจารณาตามสถานการณ์ใช้งานที่ได้จากการสำรวจจริง สรุปได้ดังนี้

1) โครงการที่ยังคงใช้งานอยู่ มีจำนวน 23 โครงการ
2) โครงการที่เลิกใช้งานแล้ว แบ่งเป็น
   2.1) ใช้ของ กฟภ. มีจำนวน 33 โครงการ
   2.2) ไม่มีการใช้ไฟฟ้า มีจำนวน 2 โครงการ
   2.3) ใช้ไฟฟ้าจากแหล่งอื่น (ก๊าซ ปตท.) มีจำนวน 1 โครงการ

นอกจากนี้ ปัญหาที่เกิดขึ้นของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็ก [6] ยังได้แก่ ความไม่มีความรู้ในการดูแลรักษาเครื่องจักร ขาดระบบการบริหารที่ดี ปัญหาการเบื่อการซ่อมแซม บำรุงรักษาเครื่องจักร เป็นต้น

6.4 ต้นทุนของพลังงานน้ำขนาดเล็ก

ต้นทุนของระบบไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็ก ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ส่วน โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ราคาระบบกังหันน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จาก [6] ได้ค่าราคากลางของอุปกรณ์เหล่านี้ ดังตารางที่ 6.1

2) ราคาของงานโยธาในส่วนที่เป็นฝายกั้นน้ำ ท่อส่งน้ำ และอาคารโรงไฟฟ้า ในส่วนของราคาของงานโยธานั้นคิดเป็นร้อยละ 60 ของต้นทุนทั้งหมดของโครงการ ดังนั้นสามารถประมาณการราคากลางในส่วนของงานโยธาในส่วนที่เป็นฝายกั้นน้ำ ท่อส่งน้ำ และอาคารโรงไฟฟ้า จากราคาของระบบกังหันน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังตารางที่ 6.2

ตารางที่ 6.1 ราคาระบบกังหันน้ำ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และระบบควบคุมการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขนาดระบบ (กิโลวัตต์)	ราคาของระบบ (บาท)
20	950,000
40	1,050,000
50	1,200,000
60	1,300,000
80	1,800,000
100	2,000,000

ตารางที่ 6.2 ราคาของงานโยธาในส่วนที่เป็นฝายกั้นน้ำ ท่อส่งน้ำ และอาคารโรงไฟฟ้า

ขนาดระบบ (กิโลวัตต์)	ราคาของระบบ (บาท)
20	1,425,000
40	1,575,000
50	1,800,000
60	1,950,000
80	2,700,000
100	3,000,000

3) ราคาระบบเชื่อมต่อระบบจำหน่ายของการไฟฟ้า [6] ค่าใช้จ่ายราคาดำเนินการโดยเฉลี่ยประมาณ 400,000 บาท

4) เงื่อนไขเพิ่มเติมในการคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุน

- ค่าบำรุงรักษาเครื่องจักร (Operating & Maintenance) คิดเป็นร้อยละ 1.5 ของค่าใช้จ่ายในการ ลงทุนติดตั้งระบบ
- อายุการใช้งานโรงไฟฟ้า กำหนดไว้ที่ 25 ปี
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้อยู่ที่ร้อยละ 5.75 โดยมีระยะเวลากู้ 7 ปี
- ราคาขายไฟฟ้าอยู่ที่หน่วยละ 2.1 บาท
- ช่วงระยะเวลาการเดินเครื่องกำเนิดพลังน้ำขนาดเล็กมาก (Plant Factor, PF)

$$\text{PF (\%)} = \frac{AnnualEnergy\ \text{Pr}oduct(kWh)x100}{InsatalledCapacity(kW)x8760(hr.)}$$

จากโครงการของ พพ. ที่ผ่านมาจะพบว่ามีค่า PF อยู่ที่ระหว่าง 40 -50 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งค่า PF ขึ้นกับปัจจัยหลักของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ต่อเชื่อมเข้ากับระบบ ดังนี้

- ปริมาณน้ำในแต่ละช่วงของปี โดยเฉพาะในช่วงฤดูแล้งว่ามีเพียงพอต่อการเดินระบบหรือไม่ และคุณภาพซึ่งจะส่งผลต่อการสึกหรอของเครื่องจักรอันจะมีผลต่อความจำเป็นของการซ่อมบำรุง
- การบริหารจัดการในการทำ O&M ในการซ่อมบำรุงก่อนที่จะเกิดความเสียหายขึ้น (Preventive Maintenance) ซึ่งจะสามารถลดปัจจัยความเสียงต่อการเกิดการเสียหายที่ไม่คาดได้ เนื่องจากการซ่อมบำรุงดังกล่าวมักใช้เวลามาก โดยเป็นปัญหาจากการที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังน้ำยังไม่ได้มีมาตรฐานในอันที่จะทำให้สามารถใช้อะไหล่ร่วมกันได้ ดังนั้นจะต้องใช้เวลาในหยุดการซ่อมมากจากปัญหาอะไหล่ดังกล่าว รวมถึงพื้นที่ติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังน้ำมักอยู่ในที่เดินทางลำบากมากด้วย

จากสมมุติฐานดังกล่าวข้างต้น สามารถคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบและการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานน้ำขนาดเล็กได้ดังตารางที่ 6.3 และ 6.4 ตามลำดับ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.3 การคำนวณค่าผลตอบแทนการลงทุนของระบบพลังงานน้ำขนาดเล็ก ขนาด 50 กิโลวัตต์

ค่าใช้จ่ายโครงการ	
-กังหัน เครื่องผลิตไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุม	1,200,000.00
-งานด้านโยธา	1,800,000.00
-ค่าเชื่อมโยงเข้าระบบการไฟฟ้า	460,000.00
-รวมค่าใช้จ่าย	3,460,000.00
-ค่าภาษีมูลค่าเพิ่ม (VAT) 7%	242,200.00
รวมค่าใช้จ่ายของโครงการ	3,702,200.00

อัตราส่วน O&M (%)	1.5
- และค่าจ้างพนักงานดูแล (บาท/ปี)	96,000
เงินกู้ต่อค่าใช้จ่ายโครงการ (%)	70.00
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	5.75
ระยะเวลาการชำระคืนเงินกู้ (%)	8.00
Capacity factor (net,%)	50.00
ค่าไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้า(/หน่วย)	2.10
-ค่าพลังงานไฟฟ้า	2.10
-Ft	-
-VAT (7%)	-

		1	2	3	4	5	6	7	8-24	25
เงินลงทุนเบื้องต้น	3,702,200.00									
O&M	3,788,325.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00	151,533.00
ค่าดอกเบี้ย	670,560.98	149,013.55	130,386.86	111,760.16	93,133.47	74,506.78	55,880.08	37,253.39	-	-
เงินคืนเงินกู้	2,591,540.00	323,942.50	323,942.50	323,942.50	323,942.50	323,942.50	323,942.50	323,942.50	-	-
ค่าใช้จ่ายรวม	7,050,425.98	624,489.05	605,862.36	587,235.66	568,608.97	549,982.28	531,355.58	512,728.89	151,533.00	151,533.00
รายได้จากการขายไฟ	22,995,000.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00
รายได้รวม	22,995,000.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00	919,800.00
กระแสเงินสดรวม	14,833,914.03	- 815,349.05	313,937.64	332,564.34	351,191.03	369,817.73	388,444.42	407,071.11	768,267.00	768,267.00
Discount factor	5.00%	1.00	0.95	0.91	0.86	0.82	0.78	0.75	xxx	0.31
NPV โครงการ(Discounted CF)	7,459,122.80	- 815,349.05	298,988.23	301,645.66	303,372.02	304,249.96	304,356.37	303,762.73	xxx	238,214.94
อัตราผลตอบแทน(IRR)	45.93%									

ตารางที่ 6.4 การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานพลังน้ำขนาดเล็ก

	หน่วย	พลังน้ำขนาดเล็ก
1. ข้อมูลทั่วไป		
- อัตราดอกเบี้ย	%	5.75
- อายุจริงโครงการ	ปี	20
- อายุโครงการในการวิเคราะห์การเงิน	ปี	15
- Load Factor	%	50
- ชั่วโมงเดินเครื่อง	ชั่วโมงต่อปี	4,380
- กำลังการผลิตสูงสุด	กิโลวัตต์ (kWp)	50
- ปริมาณการผลิตต่อปี	กิโลวัตต์-ชั่วโมง	219,000
2. เงินลงทุน		
- เงินลงทุน	บาท	3,702,200
- เงินลงทุนต่อหน่วย	บาท / กิโลวัตต์	74,044
3. ค่าใช้จ่ายการดำเนินการ		
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อปี	บาท / ปี	151,533
- ต้นทุนดำเนินการ & ซ่อมบำรุงต่อหน่วย	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.6919
4. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย		
- อายุโครงการ 15 ปี	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	2.4042
- อายุโครงการตามจริง	บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.9831

จากตารางที่ 6.3 เมื่อคำนวณอัตราผลตอบแทนโครงการตามอายุโครงการที่ 25 ปี นั้น จะพบว่ามีค่าถึง 45.93 % ซึ่งถือว่าสูง ผู้ประกอบการสามารถลงทุนได้เอง โดยมิต้องได้รับความช่วยเหลือเรื่องเงินลงทุน แต่ในการคำนวณนี้เราถือว่าน้ำที่ใช้ในการผลิตนั้นไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง ซึ่งในความเป็นจริงอาจจะไม่เป็นเช่นนั้น เพราะลำธารน้ำตามธรรมชาติถือเป็นทรัพยากรของชาวบ้านทุกคน ดังนั้น ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำขนาดเล็กส่วนใหญ่นั้น จะทำอยู่ในรูปของสหกรณ์ของชุมชนในพื้นที่ เช่นเดียวกับเขื่อนขนาดใหญ่ซึ่งต้องลงทุนและเป็นเจ้าของโดยภาครัฐ

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กอยู่ที่ 2.4042 บาท /kWh เมื่อเราคิดที่อายุโครงการที่ 15 ปี และ 1.9831 บาท/kWh คำนวณที่อายุโครงการตามจริงที่ 25 ปี ซึ่งมากกว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของพลังงานชีวมวล แต่อัตราผลตอบแทนการลงทุนของพลังงานน้ำขนาดเล็กมากกว่าพลังงานชีวมวล

บทที่ 7

ผลกระทบด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสีย ของพลังงานหมุนเวียนในระบบไฟฟ้า

จากวิธีการและหลักความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และคุณสมบัติของ PV ชีวมวล และพลังงานน้ำขนาดเล็ก ที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น เราจะนำมาทำการประเมินความเชื่อถือและพลังงานสูญเสียของพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้ที่มีต่อระบบไฟฟ้าเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเหล่านี้และทำการเชื่อมต่อและส่งพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้า โดยจะกำหนดเงื่อนไขการศึกษาในแต่ละชนิดพลังงานให้สอดคล้อง ผลการทดสอบที่ได้จะถูกนำไปใช้ประเมินคุณค่าในบทที่ 8 ต่อไป

7.1 เงื่อนไขในการจำลองระบบ

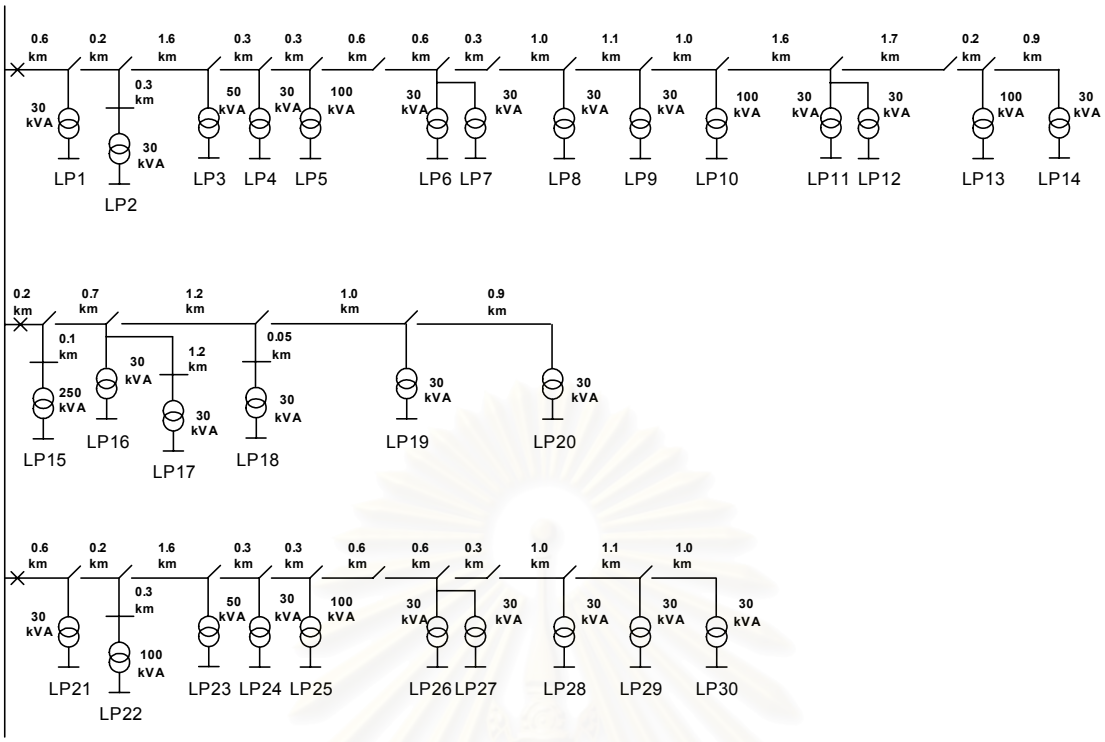
7.1.1 ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่จะใช้ในการศึกษานั้นจะเป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากกำลังผลิตจากพลังงานหมุนเวียนมักมีขนาดต่ำและต่อเชื่อมกับระบบไฟฟ้าที่มีแรงดันต่ำ (ต่ำกว่า 22 kV) โดยรูปแบบของระบบไฟฟ้าจำหน่ายนี้มักเป็นระบบแบบเรเดียล ซึ่งมีแหล่งจ่ายไฟฟ้าอยู่ทางต้นทางเพียงแหล่งจ่ายเดียว

เราจะแบ่งระบบทดสอบบออกเป็น 2 ระบบทดสอบ โดยระบบแรกจะถูกใช้ในการศึกษาพลังงานหมุนเวียนชนิดชีวมวล และ PV เนื่องจากระบบแรกนี้เป็นระบบไฟฟ้าที่ใช้ในพื้นที่ที่มีทั้งบ้านอยู่อาศัย โรงงานอุตสาหกรรมขนาดเล็ก ซึ่งค่อนข้างสอดคล้องกับหลาย ๆ พื้นที่ในประเทศไทย และพลังงานหมุนเวียนสองประเภทนี้มักจะทำการติดตั้งในระบบไฟฟ้าเหล่านี้ ส่วนระบบไฟฟ้าชนิดที่สองใช้ในการศึกษาพลังงานน้ำขนาดเล็ก เนื่องจากพลังงานน้ำขนาดเล็กมักจะใช้ในพื้นที่ที่มีกระแสน้ำไหลผ่านสม่ำเสมอ ซึ่งส่วนมากมักจะเป็นพื้นที่ป่าเขาที่ต้องอาศัยการเดินสายจำหน่ายไฟฟ้าในระยะทางไกล ๆ เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าให้กับบ้านเรือนในพื้นที่นั้น

1) ระบบทดสอบที่ 1

ในระบบทดสอบที่ 1 แต่ละบัสของระบบกำหนดให้มีลักษณะโหลดเป็นแบบที่อยู่อาศัย อุตสาหกรรมขนาดเล็ก [10] โดยมีค่าของข้อมูลของโหลด ณ จุดบัสต่าง ๆ กันไป (รายละเอียดแสดงไว้ในภาคผนวก ก)



รูปที่ 7.1 ระบบทดสอบที่ 1

ตารางที่ 7.1 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบทดสอบที่ 1

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl(ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

โดยที่ Repl คือ ระยะเวลาที่ใช้ในการเปลี่ยนอุปกรณ์ (Replacement time)

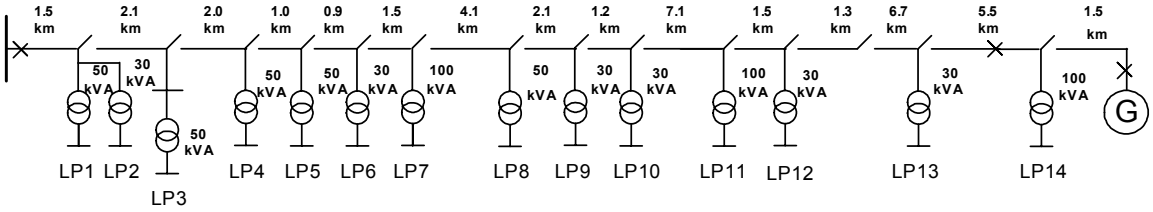
λ คือ อัตราการล้มเหลว (Failure rate)

r คือ ระยะเวลาในการซ่อมแซม (Repair time)

s คือ ระยะเวลาในการสวิตชิ่ง (Switching time)

2) ระบบทดสอบที่ 2

เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าสำหรับพื้นที่ที่อยู่ห่างไกล เช่น ตามป่าเขา หรือหมู่บ้านเล็ก ซึ่งต้องทำการขยายสายจำหน่ายไปยังระยะทางยาว ทำให้มีการลงทุนสูง จุดบัสของโหลดส่วนมากจะเป็นโหลดประเภทที่อยู่อาศัย และมีโหลดประเภทอุตสาหกรรมขนาดเล็กบางส่วน ดังรูปที่ 7.2 (รายละเอียดแสดงไว้ใน ภาคผนวก ก)



รูปที่ 7.2 ระบบทดสอบที่ 2

ตารางที่ 7.2 ค่าสถิติการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้กับระบบทดสอบที่ดัดแปลงจากระบบทดสอบที่ 2

ชนิดของอุปกรณ์	λ (ครั้งต่อปี)	r (ชั่วโมง)	Repl(ชั่วโมง)	s (ชั่วโมง)
หม้อแปลง	0.015	200	10	1
สายเปลือย	0.065/km	5	-	1
เบรกเกอร์	0.006	4	-	1
บัสบาร์	0.001	2	-	1

ข้อมูลค่าความต้านทานของสายตัวนำและของหม้อแปลง และกำลังสูญเสียแกนเหล็กภายในหม้อแปลงของทั้งระบบทดสอบที่ 1 และ 2 ได้นำเสนอรายละเอียดไว้ในภาคผนวก ก โดยค่าเหล่านี้จะนำไปใช้คำนวณค่ากำลังสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่ทำการทดสอบต่อไป

สำหรับการกำหนดให้จุดบัสมีค่าโหลดและประเภทตามที่กล่าวมานั้น มีจุดประสงค์เพื่อให้สามารถสะท้อนภาพที่ใกล้เคียงความเป็นจริงของระบบไฟฟ้าในประเทศ โดยอาศัยข้อมูลของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นพื้นฐาน

7.1.2 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณี PV

เนื่องจาก PV มีขนาดไม่ใหญ่มาก และมีราคาค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับพลังงานประเภทอื่น ทำให้กำลังผลิตติดตั้งของ PV โดยรวมจึงมักมีขนาดเล็กไม่เกินประมาณ 20% เมื่อเทียบกับค่าโหลดสูงสุดของระบบรวม และส่วนใหญ่จะทำการติดตั้งบนหลังคาหรือพื้นที่ว่างที่แสงอาทิตย์ส่องถึงของบ้านเรือนหรืออุตสาหกรรมขนาดเล็กเพื่อผลิตไฟฟ้าสำหรับการใช้ภายใน จากเหตุผลดังกล่าวจึงกำหนดเงื่อนไขดังต่อไปนี้

- ระบบทดสอบใช้ระบบทดสอบที่ 1
- ระบบทดสอบนั้นถือว่าจุดโหลดจุดหนึ่งเป็นจุดโหลดรวม (Lump load) ซึ่งหมายความว่าโหลดบัสชนิดบ้านอยู่อาศัยนั้น ประกอบด้วยบ้านเรือนมากกว่า 1 หลังคาเรือน
- กำหนดให้กำลังไฟฟ้าสูงสุดจาก PV ที่ติดตั้ง ณ บัสใดๆ คิดเป็นเปอร์เซ็นต์ของค่าโหลดสูงสุด ณ บัสนั้น โดยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV ทั้ง 8,760 ชั่วโมงนั้น คำนวณได้ดังนี้

1) นำค่าความเข้มแสงที่ได้จากโปรแกรม HOMER (ข้อมูลความเข้มแสง 8,760 ชั่วโมง) มาหารด้วยค่าความเข้มแสงสูงสุดของข้อมูล (Normalization) เพื่อให้มีค่าความเข้มแสงสูงสุดเท่ากับ 1
2) นำข้อมูลที่ได้จากข้อ 1) มาคูณกับกำลังผลิตสูงสุดจาก PV (คิดเปอร์เซ็นต์ของค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด) โดยจะได้ผลลัพธ์เป็นกำลังผลิตจาก PV ที่บัสนั้น

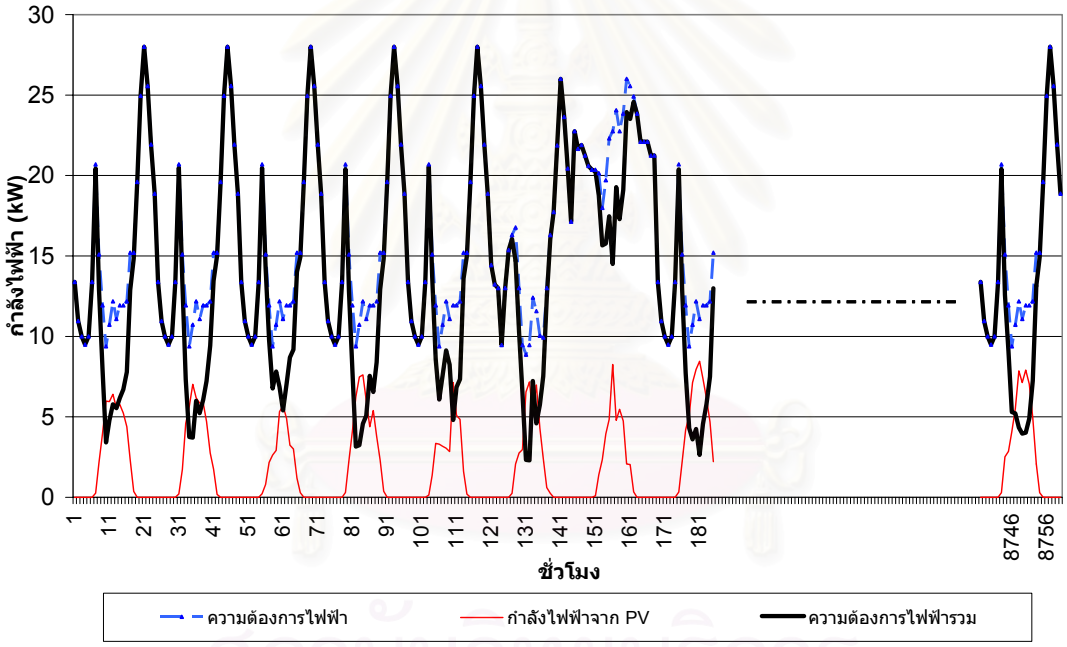
- ความต้องการรวมของโหลดบัสที่มี PV ต่ออยู่มีค่า เท่ากับ ความต้องการของโหลดบัสลบด้วยกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV ดังแสดงในสมการ 7.1 และตัวอย่างการคำนวณในรูป 7.3

$$L_{i,total}(t) = L_i(t) - G_{PV}(t) \quad (7.1)$$

โดย $L_{i,total}(t)$ = ความต้องการรวมของจุดโหลด i ณ เวลา t (kW)

$L_i(t)$ = ความต้องการของจุดโหลด i ณ เวลา t (kW)

$G_{PV}(t)$ = กำลังไฟฟ้าที่ผลิตจาก PV ณ เวลา t (kW)



รูปที่ 7.3 วิธีการคำนวณความต้องการไฟฟ้ารวมของจุดโหลดที่มีการติดตั้ง PV

- ในการศึกษาจะทำการจำลองระบบในระยะเวลา 1 ปี ในวิธีการจำลองแบบมอนติคาร์โล และทำการเปลี่ยนระดับของ PV ที่จ่ายให้กับโหลดบัสในปริมาณที่ต่าง ๆ กัน
- PV สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าขณะเกิดไฟฟ้าดับทางด้านการไฟฟ้าฯ ได้ โดยจ่ายกำลังเท่ากับกำลังที่ PV ผลิตได้ในช่วงเวลานั้น
- ข้อมูลทางสถิติของโฟโตโวลตาอิกกำหนดให้มีค่า FOR = 4%, MTTF = 1920 ชั่วโมง, MTTR = 80 ชั่วโมง [14,15]

- ในการศึกษาได้แบ่งกรณีทดสอบออกเป็น 5 กรณี โดยที่ใช้ตำแหน่งติดตั้ง PV เป็นเกณฑ์การแบ่ง เพื่อให้สามารถนำไปใช้ในการประเมินคุณค่าของ PV ในแต่ละพื้นที่ที่ติดตั้งได้เด่นชัดยิ่งขึ้น โดยแบ่งออกได้ดังนี้
    1) ติดตั้งในโหลดบ้านอยู่อาศัย
    2) ติดตั้งในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อน
    3) ติดตั้งในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายสายป้อน
    4) ติดตั้งในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก
    5) ติดตั้งในทั้งโหลดบ้านอยู่อาศัยและอุตสาหกรรมขนาดเล็ก
- การจำลองระบบจะหาผลกระทบใน 2 ด้าน ได้แก่

  1) ความเชื่อถือได้ของระบบ ได้แก่ พลังงานที่จ่ายโดย PV เมื่อไฟฟ้าดับ (หรือ ENS ที่ลดลงจากปกติ)

  2) ค่าพลังงานสูญเสียรวมของระบบที่ลดลง ผลกระทบที่มีต่อกำลังสูญเสีย เมื่อทำการติดตั้ง PV ที่ระดับการผลิตต่าง ๆ และตำแหน่งการติดตั้งที่ต่างกัน

7.1.3 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณีพลังงานชีวมวล

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลมีขนาดที่ใหญ่กว่า PV และเชื้อเพลิงพลังงานชีวมวลมักจะถูกรวบรวมเพื่อทำการผลิตไฟฟ้า ณ จุด ๆ หนึ่ง ดังนั้นในระบบไฟฟ้าส่วนจำหน่ายในพื้นที่ที่มีพลังงานชีวมวลนั้น มักจะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 1-2 เครื่องเท่านั้น เงื่อนไขในการศึกษามีดังนี้

- ระบบทดสอบใช้ระบบทดสอบที่ 1
- กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวล ทำการติดตั้งอยู่บนบัสที่มีอยู่แล้ว (ไม่สร้างบัสใหม่) และบัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวลอยู่ กำหนดให้เป็นโหลดประเภทควบคุมแรงดัน (Voltage controlled bus)
- เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลสามารถทำได้ง่าย โดยสถานที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้ามักจะขึ้นกับระยะห่างจากแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวล สถานที่ของผู้ประกอบการ และความสะดวกในการรวบรวมชีวมวล เป็นต้น ดังนั้น สถานที่ตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวลจึงเป็นที่แห่งใดก็ได้ในระบบไฟฟ้า ดังนั้นในการศึกษาจึงแบ่งการทดสอบเพื่อให้เห็นถึงผลกระทบของสถานที่ที่แตกต่างกันของการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ โดยแบ่งออกเป็นกรณีดังนี้

  1) ผลของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลใกล้กับโหลดบ้านอยู่อาศัย โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในบัสที่ใกล้กับบริเวณโหลดบ้านอยู่อาศัยในสายป้อนแบบเรเดียลเดียวกัน ที่ตำแหน่งต่างกัน

2) ผลของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลใกล้กับโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก โดยติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในบัสที่ใกล้กับบริเวณโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็กในสายป้อนแบบเรเดียลเดียวกัน ที่ตำแหน่งต่างกัน

- ข้อมูลของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลกำหนดให้มีค่า FOR = 5% , MTTF = 950 ชั่วโมง, MTTR = 50 ชั่วโมง [14,15]
- จากกฎข้อบังคับของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในการเชื่อมโยงเพื่อซื้อขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดให้เมื่อแหล่งจ่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกิดทริป เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ต่อเชื่อมกับระบบฯ ต้องถูกทริปตามไปด้วย และนอกจากนี้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลมักจะเป็นชนิดอินดักชั่น (Induction generator) ที่มีราคาถูกกว่าเครื่องชิงโครนัส (Synchronous generator) และมีความคุ้มค่าทางพาณิชย์มากกว่า โดยที่เครื่องอินดักชันนี้ไม่สามารถทำการจ่ายไฟฟ้าได้เมื่อระบบของการไฟฟ้าเกิดการบกพร่องขึ้น ดังนั้นในวิทยานิพนธ์นี้ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวลจึงอาจไม่สามารถช่วยระบบในเรื่องความเชื่อถือได้ของระบบได้
- การจำลองระบบจะหาผลกระทบในด้านพลังงานสูญเสียรวมของระบบที่จะเปลี่ยนแปลงไป เมื่อทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดชีวมวลที่ระดับการผลิตต่าง ๆ และตำแหน่งการติดตั้งที่ต่างกัน

7.1.4 เงื่อนไขและวิธีการจำลองในกรณีพลังงานน้ำขนาดเล็ก

เนื่องจาก กังหันน้ำขนาดจิ๋ว เหมาะสำหรับการใช้งานในที่ ๆ ห่างไกล ระบบทดสอบจะใช้ระบบทดสอบที่ 2 และทำการศึกษาโดยใช้วิธีการมอนติคาร์โล เป็นระยะเวลา 1 ปี ดังเช่น โฟโตโวลตาอิก และพลังงานชีวมวล โดยข้อมูลของกังหันน้ำขนาดจิ๋วมีค่า FOR = 5% , MTTF = 950 ชั่วโมง, MTTR = 50 ชั่วโมง [3,4] มีเงื่อนไขในการศึกษา มีดังนี้

- เครื่องกังหันน้ำขนาดเล็กจะติดตั้งอยู่ที่ปลายสายของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- เครื่องกังหันน้ำขนาดเล็กเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสามารถจ่ายไฟฟ้าในระบบแยกตัวได้ (Synchronous generator)
- เครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ในเวลาปกติ และเมื่อเกิดไฟฟ้าดับในส่วนของการไฟฟ้านั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้านี้จะทำการจ่ายโหลดได้เฉพาะโหลดบัสที่อยู่ใกล้ที่สุดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยจะเซอร์กิตเบรกเกอร์ตัดโหลดบัสนี้ออกจากระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และจะทำการต่อกลับเข้าไปเมื่อระบบของการไฟฟ้าเป็นปกติ

- การจำลองระบบจะหาผลกระทบใน 2 ด้าน ได้แก่

  1) ความเชื่อถือได้ของระบบ ได้แก่ พลังงานที่จ่ายโดยกังหันน้ำขนาดเล็กเมื่อไฟฟ้าดับ (ENS ที่ลดลงจากปกติ)

  2) ค่าพลังงานสูญเสียรวมของระบบที่ลดลง ผลกระทบที่มีต่อกำลังสูญเสีย เมื่อทำการติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็ก

7.2 ผลการจำลองและการวิเคราะห์ผลการศึกษา

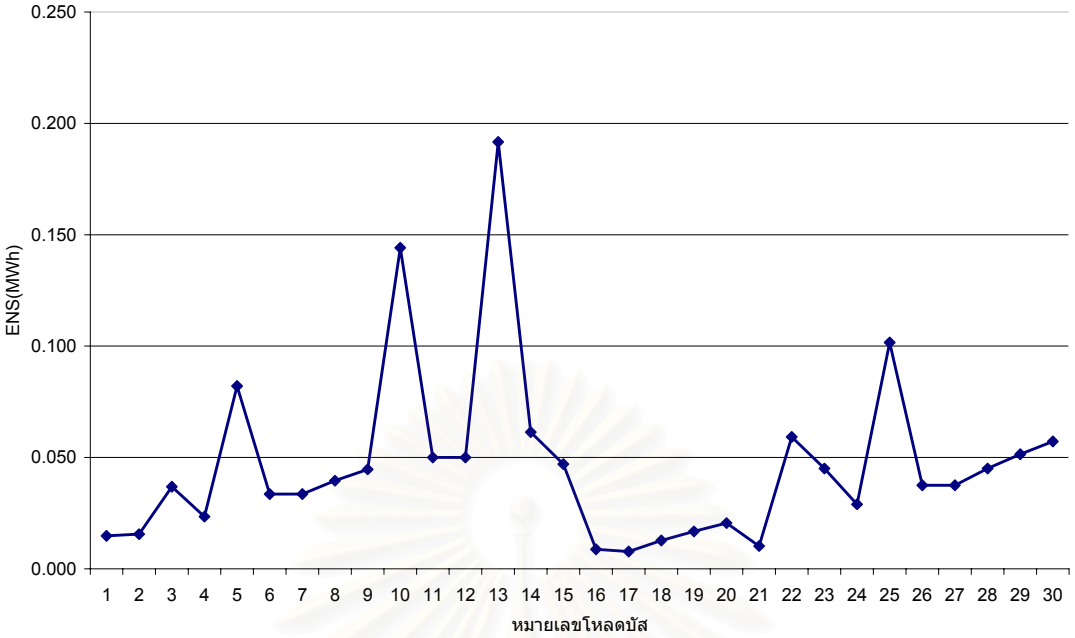
ด้วยกระบวนการจำลองแบบมอนติคาร์โลตามที่กล่าวในบทที่ 2 และ 3 และเงื่อนไขของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทดังกล่าวข้างต้น เราจะได้ผลการทดสอบที่เกิดจากการจำลองระบบตัวอย่าง และทำการวิเคราะห์ผลของการทดสอบที่ได้ เพื่อแสดงให้เห็นภาพที่ชัดเจนยิ่งขึ้น

ในการคำนวณค่า ENS ทั้งในกรณีของ PV และกังหันน้ำขนาดเล็กนั้น จะให้ค่า ENS ของแต่ละจุดโหลดของระบบทดสอบ ดังรูปที่ 7.4 จากนั้นจึงนำค่า ENS ในแต่ละบัสมารวมกันทั้งหมดเป็นค่า ENS รวมของระบบ ซึ่งจากนี้ เราจะแสดงเฉพาะค่า ENS ของระบบโดยรวม เนื่องจากเราจะพิจารณาระบบโดยรวมมากว่าจุดโหลดบัสเฉพาะจุดใดจุดหนึ่ง ส่วนค่ากำลังสูญเสียจะใช้โปรแกรม MATPOWER [8] ซึ่งเป็นโปรแกรมทางวิศวกรรมที่เป็นที่ยอมรับโดยทั่วไป มาใช้ในการหาพลังงานสูญเสียด้วยวิธีการของการไหลของกำลังไฟฟ้า (Power flow) โดยค่าพลังงานสูญเสียที่คำนวณได้นั้นจะประกอบด้วยพลังงานสูญเสียที่เกิดในสายตัวนำและภายในหม้อแปลง

7.2.1 ผลการทดลองระบบ PV

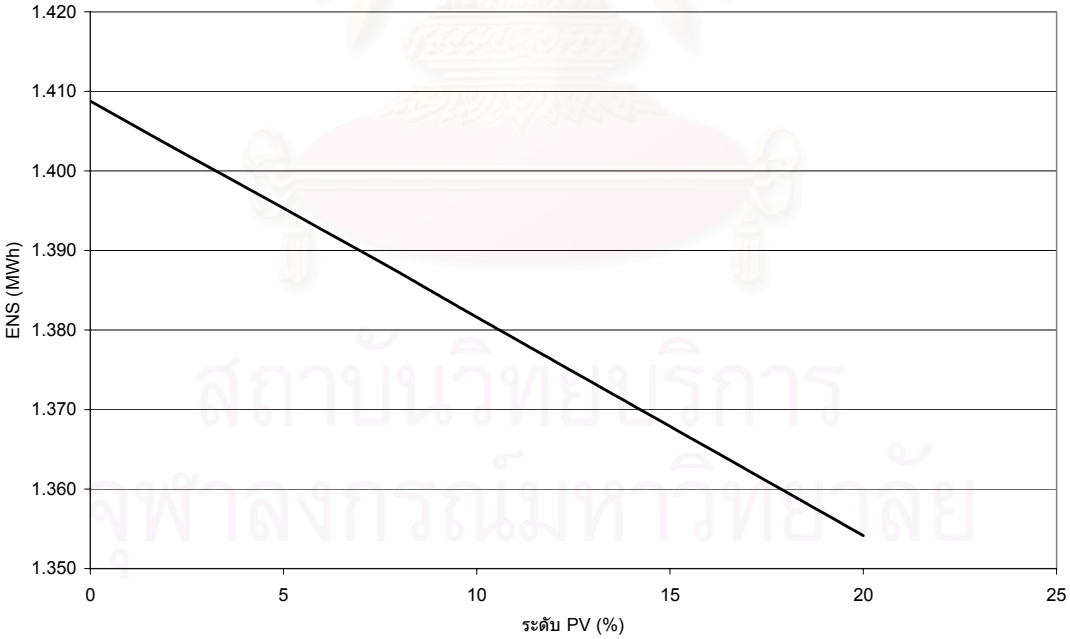
ในแต่ละกรณีทดสอบนั้น จะทำการเพิ่มค่ากำลังติดตั้งของ PV เทียบเป็นเปอร์เซ็นต์กับค่าโหลดสูงสุดของโหลดที่ PV ทำการติดตั้งอยู่ โดยที่ทำการเพิ่มสัดส่วนดังกล่าวขึ้นเรื่อย ๆ จนถึงค่าที่ต้องการ

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

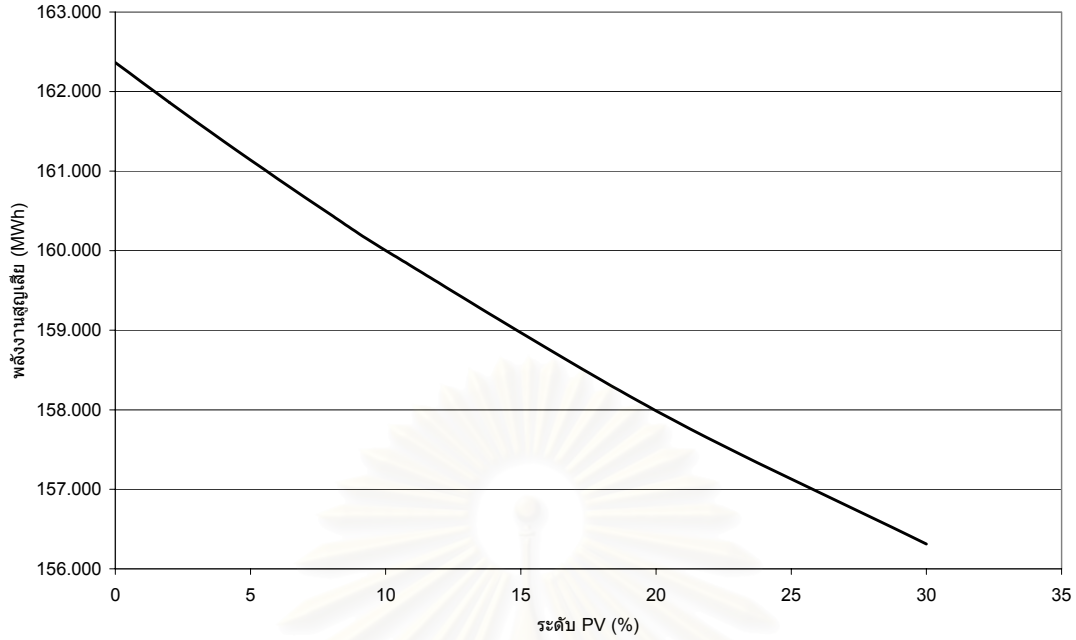


รูปที่ 7.4 ค่า ENS ที่ได้จากการทดสอบระบบ ในกรณีติดตั้ง PV
ในบ้านอยู่อาศัยด้วยขนาด 30% ของโหลดสูงสุดในระบบ

1) ติดตั้ง PV ในโหลดประเภทบ้านอยู่อาศัย



รูปที่ 7.5 แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย



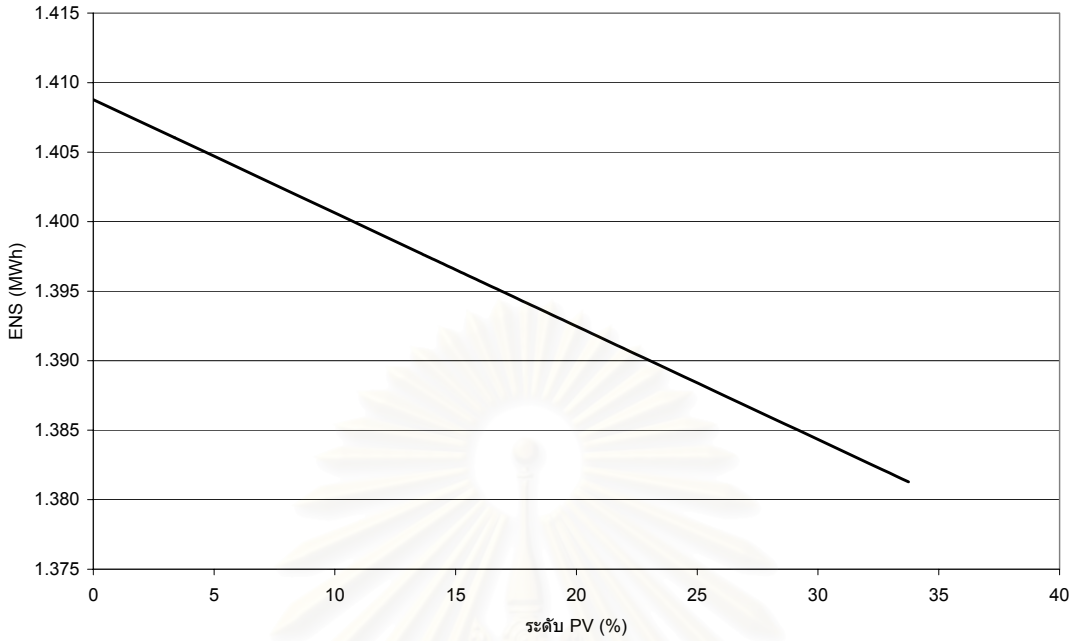
รูปที่ 7.6 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย

รูปที่ 7.5 แสดงค่า ENS ของระบบ PV ที่ติดอยู่กับโหลดบ้านอยู่อาศัย จะเห็นว่าเมื่อทำการเพิ่มระดับกำลังติดตั้งของ PV ในแต่ละโหลดบ้านอยู่อาศัย ค่า ENS จะลดลงเป็นเส้นตรงโดยประมาณ ซึ่งคิดความชันประมาณ 2.731 (kWh)/(%PV) ซึ่งแต่ละเปอร์เซ็นต์ของ PV (เปอร์เซ็นต์กำลังผลิตสูงสุดของ PV เทียบกับความต้องการโหลดสูงสุด ณ บัสนั้น) ในระบบจะสามารถจ่ายพลังงานได้เท่ากับ 12.48 MWh ต่อปี ดังนั้น ค่า ENS เมื่อคิดเทียบกับพลังงานที่จ่ายโดย PV ในระบบจะเท่ากับ 0.219 (kWh)/(MWhofPV)

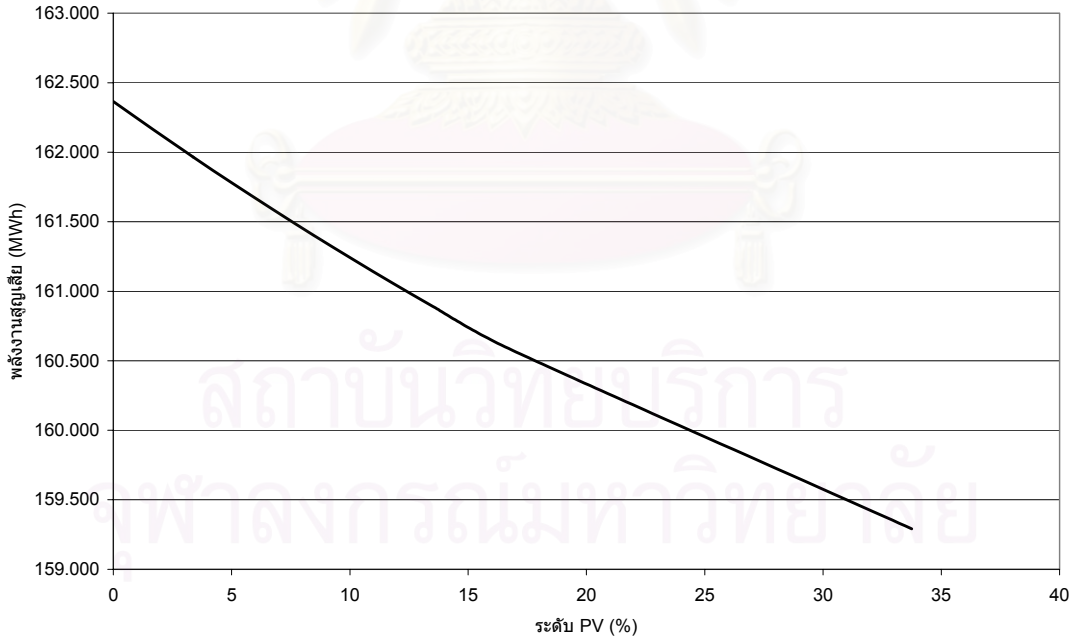
ส่วนรูปที่ 7.6 ค่าพลังงานสูญเสียจะมีค่าลดลงเรื่อย เมื่อเราเพิ่มระดับกำลังของ PV ขึ้น โดยจะมีค่าความชันของกราฟซึ่งแสดงถึงอัตราการเปลี่ยนแปลงของพลังงานสูญเสียในระบบ ในช่วงแรกมากที่สุด ในขณะที่เมื่อสัดส่วนของ PV สูงขึ้น ค่าความชันของกราฟจะลดต่ำ

ทั้งนี้ พลังงานที่ต้องการในระบบรวมตลอดทั้งปีมีค่า 7706.5 MWh โดยมาจากบ้านอยู่อาศัย 3184.6 MWh

2) ติดตั้ง PV ในโหลดประเภทบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อนระบบทดสอบ



รูปที่ 7.7 แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อนของระบบ

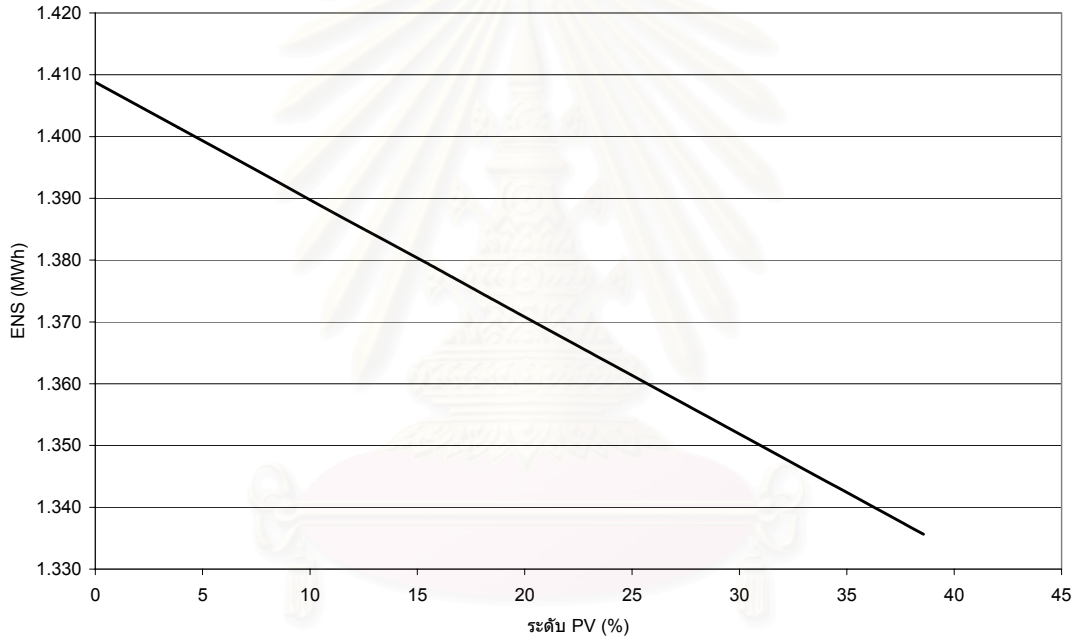


รูปที่ 7.8 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อนของระบบ

รูปที่ 7.7 แสดงค่า ENS ของระบบ PV ที่ติดอยู่กับโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อน ซึ่งได้แก่ บัส LP1, LP2, LP3, LP4, LP5, LP17, LP18 และ LP21 ในระบบทดสอบที่ 1 ลักษณะของกราฟเป็นเส้นตรงเช่นเดียวกับรูปที่ 7.5 คิดความชันประมาณ 0.815 (kWh)/(%PV) ซึ่งแต่ละเปอร์เซ็นต์ของ PV ในระบบนี้จะจ่ายพลังงานได้เท่ากับ 6.66 MWh ต่อปี ดังนั้น ค่า ENS เมื่อคิดเทียบกับพลังงานที่จ่ายโดย PV ในระบบจะเท่ากับ 0.122 (kWh)/(MWhofPV)

ส่วนรูปที่ 7.8 ซึ่งแสดงพลังงานสูญเสียของระบบจะพบว่ามีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีแรก โดยพลังงานของโหลดในระบบรวมตลอดทั้งปีจะเท่ากับ 7706.5 MWh โดยมาจากบ้านอยู่อาศัยส่วนต้นสายป้อน 1546 MWh

3) เมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทบ้านอยู่อาศัย ส่วนปลายสายป้อน

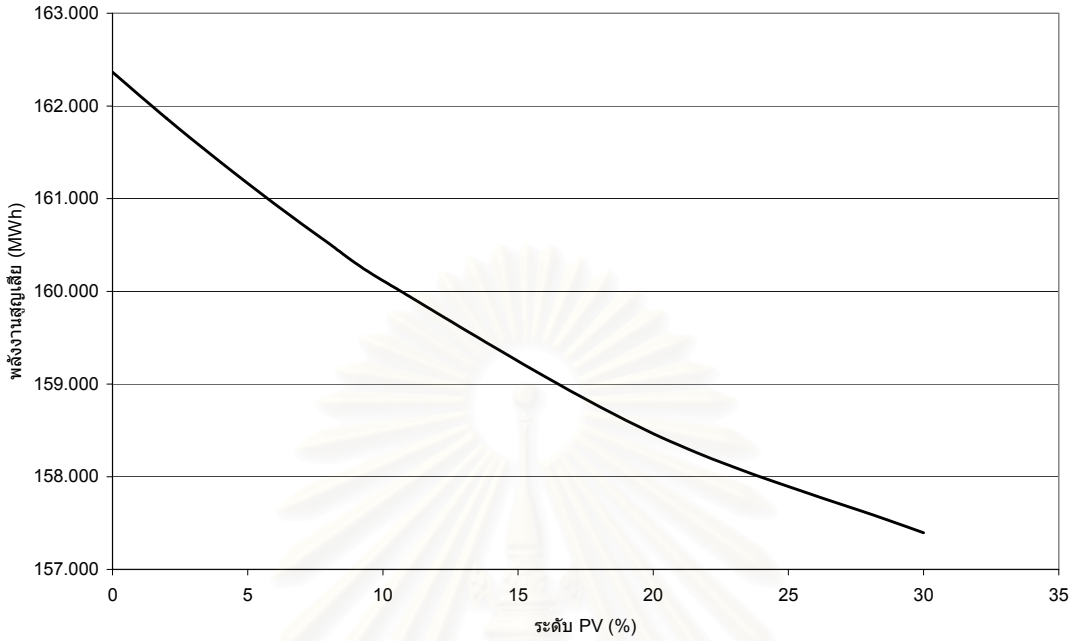


รูปที่ 7.9 แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV
ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายสายป้อนของระบบ

รูปที่ 7.9 สำหรับกรณีของโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายป้อน ซึ่งได้แก่ตำแหน่ง LP10, LP11, LP12, LP13, LP14, LP19 และ LP20 ในระบบทดสอบที่1 จะได้กราฟเส้นตรง คิดความชันได้ประมาณ 1.896 (kWh)/(%PV) โดยแต่ละเปอร์เซ็นต์ของ PV ในระบบจะสามารถจ่ายพลังงานได้เท่ากับ 5.825 MWh ต่อปี ดังนั้น ค่า ENS เมื่อคิดเทียบกับพลังงานที่จ่ายโดย PV ในระบบจะเท่ากับ 0.325 (kWh)/(MWhofPV)

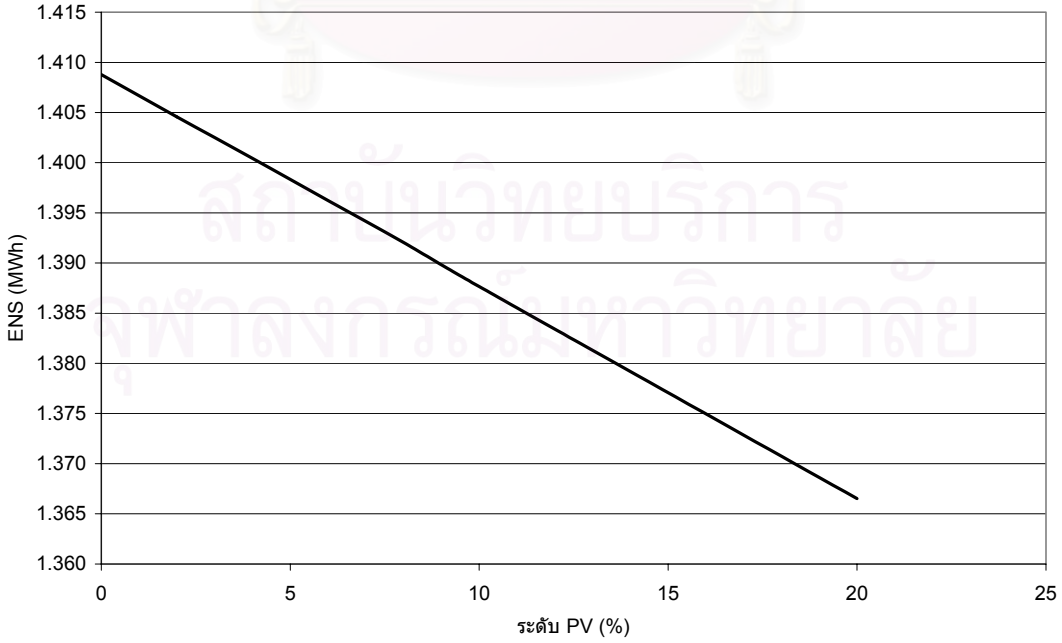
รูปที่ 7.10 ซึ่งแสดงพลังงานสูญเสียของระบบจะพบว่ามีแนวโน้มเดียวกับกรณีที่ผ่านมา โดยพลังงานของโหลดในระบบรวมตลอดทั้งปีมีค่าเท่ากับ 7706.5 MWh โดยมาจากบ้านอยู่อาศัย

ส่วนปลายสายป้อนรวมเท่ากับ 1638.6 MWh

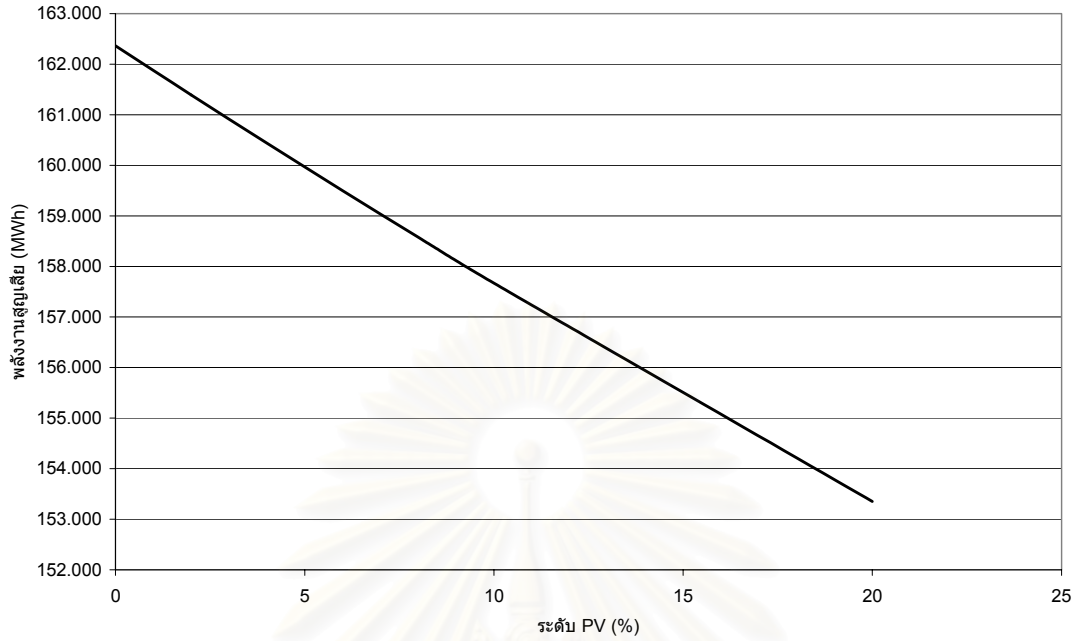


รูปที่ 7.10 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยส่วนปลายสายป้อนของระบบ

4) เมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทอุตสาหกรรมขนาดเล็ก



รูปที่ 7.11 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV ในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก



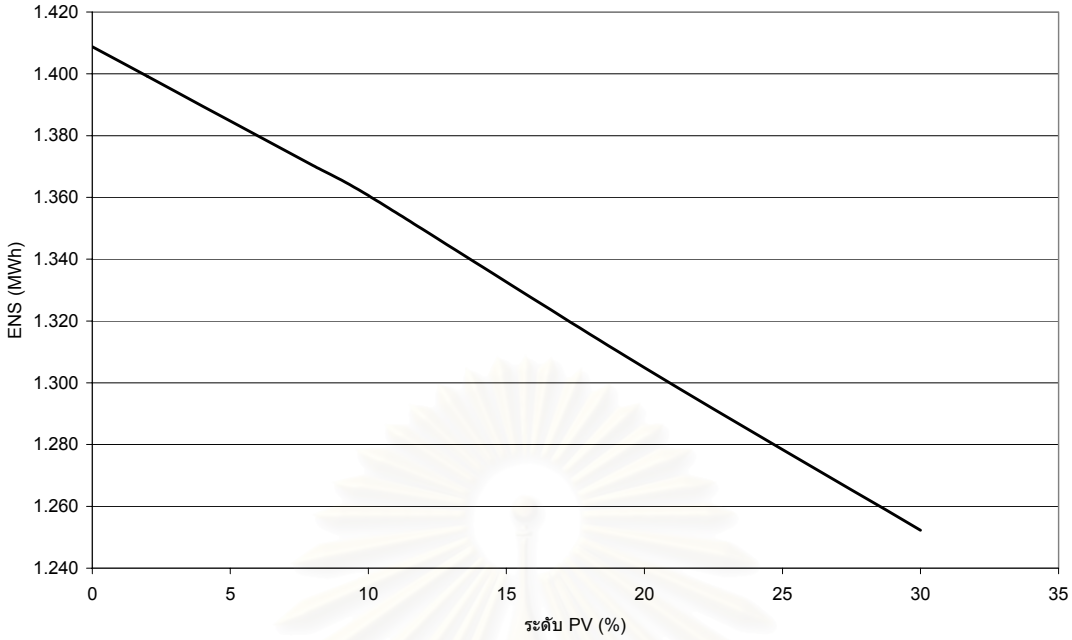
รูปที่ 7.12 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV ในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

รูปที่ 7.11 และรูปที่ 7.12 ได้กราฟที่มีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีที่ผ่านมา โดยรูปที่ 7.11 ได้กราฟเส้นตรง ซึ่งคิดเป็นความชัน ได้เป็น 2.113 (kWh)/(%PV) ซึ่งแต่ละเปอร์เซ็นต์ของ PV ในระบบจะสามารถจ่ายพลังงานได้เท่ากับ 13.81 MWh ต่อปี ดังนั้น ค่า ENS เมื่อคิดเทียบกับพลังงานที่จ่ายโดย PV ในระบบจะเท่ากับ 0.153 (kWh)/(MWhofPV)

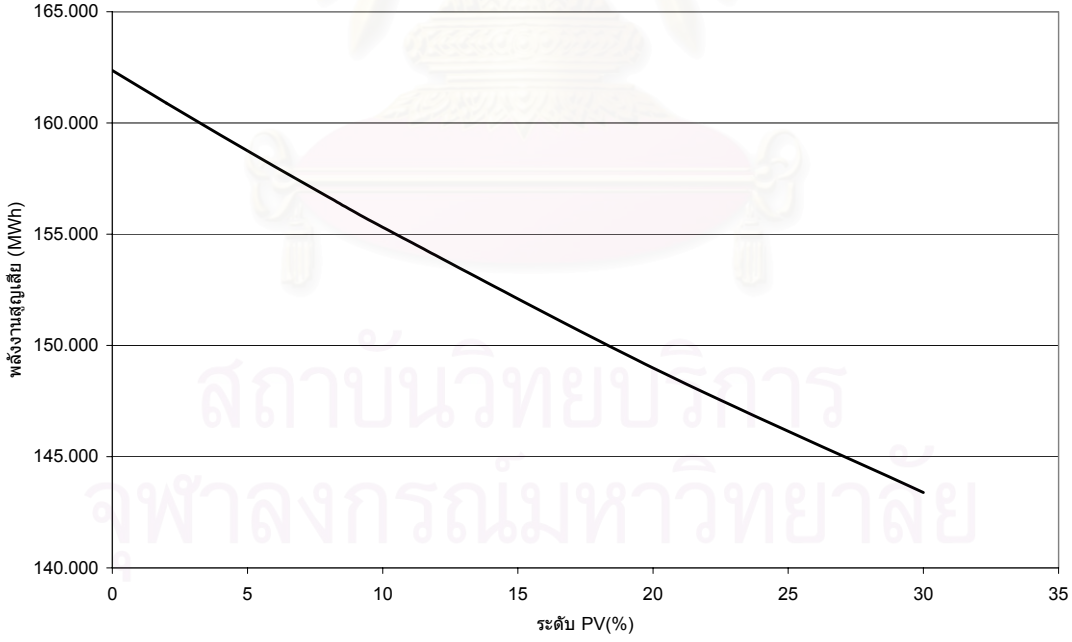
พลังงานของโหลดในระบบรวมตลอดทั้งปีจะเท่ากับ 7706.5 MWh โดยที่โหลดบ้านอยู่อาศัยจะใช้พลังงานรวมเท่ากับ 4521.8 MWh

5) เมื่อติดตั้ง PV ในทั้งโหลดประเภทบ้านอยู่อาศัยและอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

รูปที่ 7.13 และรูปที่ 7.14 ได้กราฟที่มีแนวโน้มเช่นเดียวกับกรณีที่ผ่านมา โดยรูปที่ 7.13 ได้กราฟเส้นตรง ซึ่งคิดเป็นความชันได้เป็น 5.194 (kWh)/(%PV) ซึ่งแต่ละเปอร์เซ็นต์ของ PV ในระบบจะสามารถจ่ายพลังงานได้เท่ากับ 26.29 MWh ต่อปี ดังนั้น ค่า ENS เมื่อคิดเทียบกับพลังงานที่จ่ายโดย PV ในระบบจะเท่ากับ 0.198 (kWh)/(MWhofPV) พลังงานของโหลดในระบบรวมตลอดทั้งปีจะเท่ากับ 7706.5 MWh



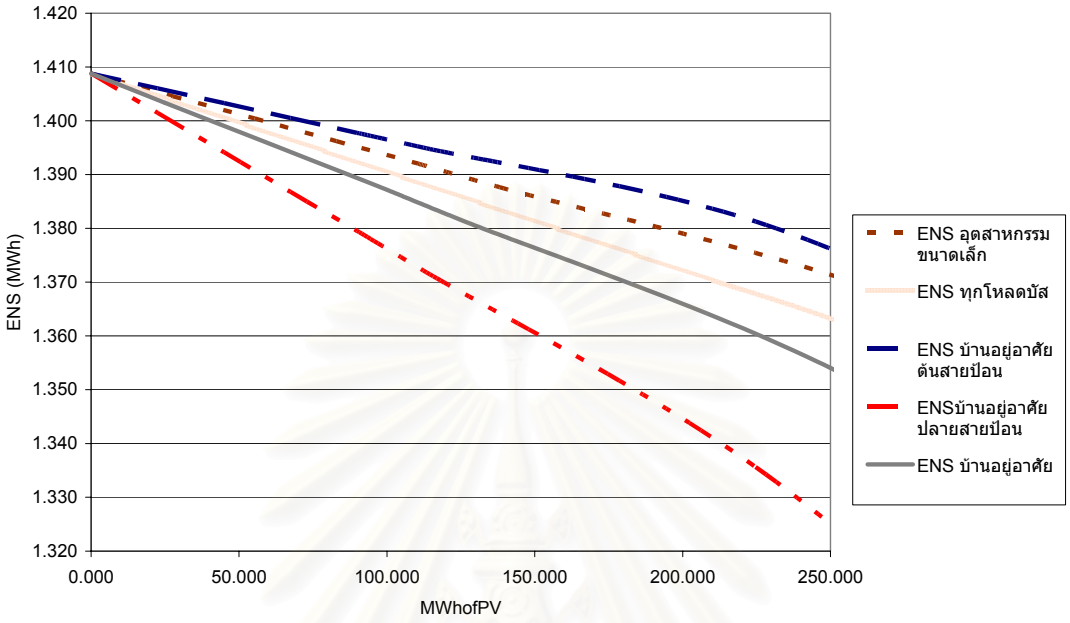
รูปที่ 7.13 แสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบและระดับ PV
ในโหลดบ้านอยู่อาศัยและอุตสาหกรรมขนาดเล็ก



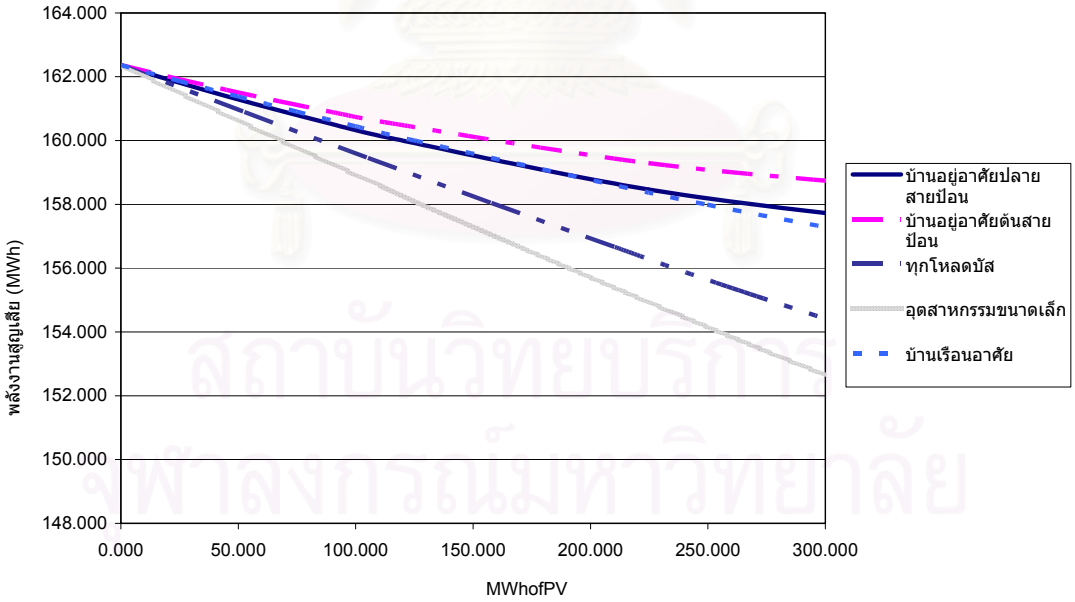
รูปที่ 7.14 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบและระดับ PV
ในโหลดบ้านอยู่อาศัยและอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากข้อมูลข้างต้น เราสามารถเปรียบเทียบ ค่า ENS และพลังงานสูญเสียที่ลดลง ดังรูปที่ 7.15 และ 7.16 และตารางสรุปผลเปรียบเทียบ ดังตารางที่ 7.3



รูปที่ 7.15 เปรียบเทียบค่า ENS เมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทต่าง ๆ



รูปที่ 7.16 เปรียบเทียบค่าพลังงานสูญเสียเมื่อติดตั้ง PV ในโหลดประเภทต่าง ๆ

ตารางที่ 7.3 เปรียบเทียบค่า ENS ที่ลดลงและพลังงานสูญเสียที่ลดลง เมื่อติดตั้ง PV ในบัสต่างกัน

ประเภทโหลด	พลังงานโหลดรวม(MWh/ปี)	ENS ที่ลดลง		พลังงานสูญเสียที่ลดลง (kWh)/(MWhofPV)			
		(kWh)/(%PV)	(kWh)/(MWhofPV)	ระดับ 5%PV	ระดับ 10%PV	ระดับ 15%PV	ระดับ 20%PV
บ้านอยู่อาศัย	3184.60	2.731	0.219	21.06	18.94	18.50	17.48
บ้านอยู่อาศัยต้นสาย	1546.00	0.815	0.122	17.24	16.88	16.26	15.42
บ้านอยู่อาศัยปลายสาย	1638.60	1.896	0.325	40.31	38.35	35.98	33.68
อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	4521.90	2.113	0.153	35.10	34.42	32.99	32.42
ทุกโหลดบัส	7706.50	5.194	0.198	29.01	26.64	26.21	25.76

การติดตั้ง PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัยที่อยู่ปลายสายนั้น สามารถทำให้ค่า ENS ลดลงได้มากที่สุด และค่าพลังงานสูญเสียก็ลดลงมากที่สุดเช่นกัน ส่วนการติดตั้ง PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย ณ ต้นสายป้อนนั้น จะส่งผลต่อ ENS และพลังงานสูญเสียน้อยที่สุด

ค่า ENS นั้น จากการศึกษาในระบบ PV นี้ พบว่าขึ้นกับระยะทางของจุดโหลดกับสถานีไฟฟ้าหรือสายป้อนหลักของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นสำคัญ ส่วนประเภทของโหลดนั้นไม่ส่งผลกระทบ ส่วนพลังงานสูญเสียนั้นจะขึ้นกับประเภทของลักษณะโหลดในระบบ และขึ้นกับระยะทางที่กระแสไฟฟ้าไหลผ่านด้วย

ในตารางที่ 7.3 นั้น จะพบว่าค่า ENS ที่ลดลงเมื่อติดตั้งในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็กนั้นมีค่าน้อยกว่าเมื่อติดตั้งในบ้านอยู่อาศัย แต่กลับกันในกรณีของพลังงานสูญเสียที่ลดลง สาเหตุเนื่องจาก กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก PV นั้นพบว่าจะเกิดขึ้นในช่วงเวลากลางวัน ซึ่งทำให้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าของโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็กที่จะมีค่าสูงในช่วงกลางวันได้ ทำให้กระแสที่จะต้องไหลผ่านในระบบนั้นลดน้อยลง มากกว่าในกรณีที่มี PV ในโหลดบ้านอยู่อาศัย

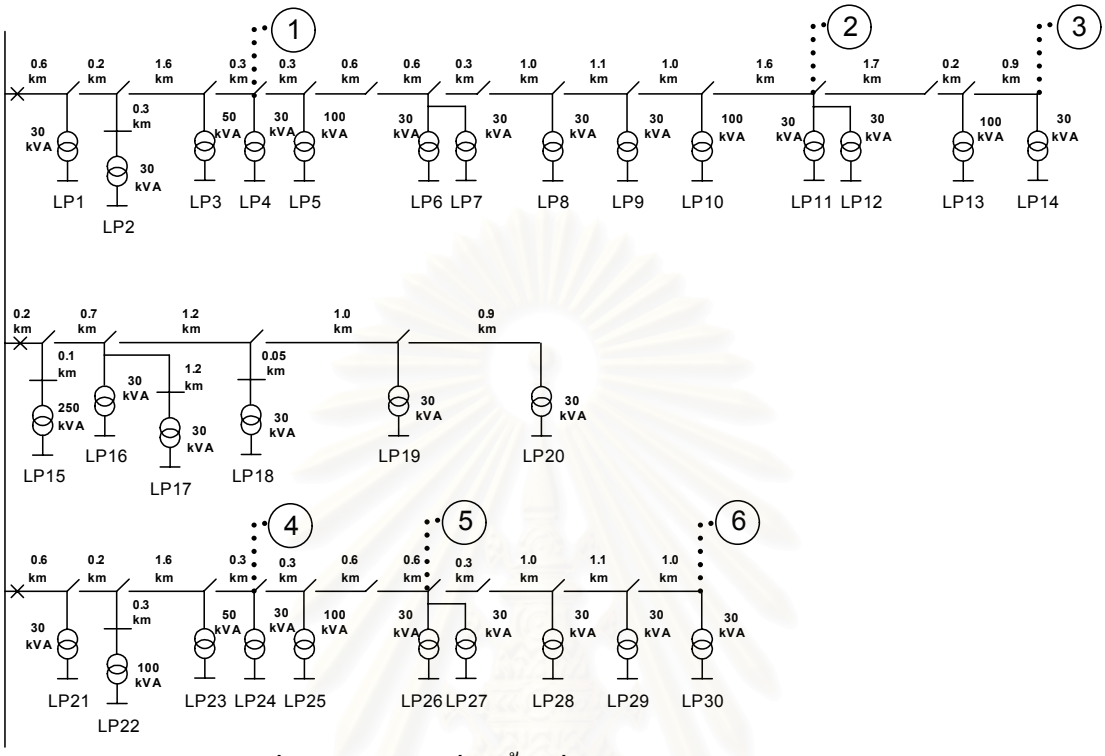
7.2.2 ผลการทดสอบระบบชีวมวล

การทดสอบระบบเมื่อมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเข้ามาในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น เราจะพิจารณาเฉพาะผลกระทบต่อพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง ตามเงื่อนไขที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อ 7.1.3

1) ผลของตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ใกล้กับโหลดบ้านอยู่อาศัย

จากรูป ระบบไฟฟ้าทดสอบที่ 1 สายป้อนเรเดียลเส้นบนสุดจะมีโหลดบ้านอยู่อาศัยอยู่มาก การทดสอบจึงจะทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในสายป้อนเส้นบนสุด ในตำแหน่ง 1, 2 และ 3 ตาม

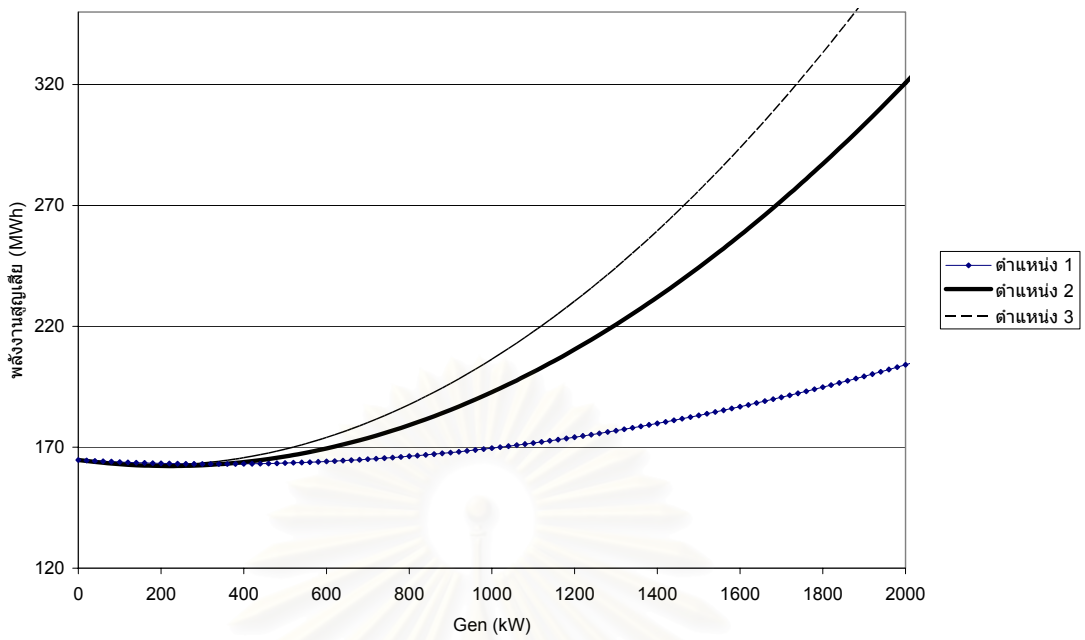
รูปที่ 7.17 เนื่องจากเป็นบัสที่อยู่ใกล้กับโหลดบ้านอยู่อาศัย ตำแหน่งค่อนข้างห่างกัน และขนาดของกำลังโหลดบ้านอยู่อาศัยที่ใกล้กับตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯนั้น มีขนาดเท่ากันทั้ง 3 บัส



รูปที่ 7.17 ตำแหน่งที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในการทดสอบ

สำหรับในการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯอยู่หลังหม้อแปลงจำหน่ายไฟฟ้านั้น เนื่องจากในการทดสอบจะทำการเปลี่ยนแปลงค่ากำลังการผลิตมากขึ้นเรื่อย ๆ ซึ่งถ้าทำการติดตั้งหลังหม้อแปลงแล้ว เราอาจจำเป็นต้องทำการเปลี่ยนขนาดหม้อแปลงตามไปด้วย อีกทั้งในการผลิตไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ นั้น มักจะแยกหม้อแปลงที่แปลงไฟฟ้าจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างหากอยู่แล้ว ดังนั้นเราจึงติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในบัสก่อนหน้าหม้อแปลง เพื่อแยกระหว่างการผลิตกับการใช้ไฟฟ้า

ในการทดสอบได้กำหนดให้บัสที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯเข้ามาต่อในระบบนั้นเป็นบัสควบคุมแรงดัน โดยจะทำการเพิ่มเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ เข้าไปในระบบครั้งละหนึ่งตัวในตำแหน่งที่กำหนดไว้ข้างต้น จากนั้น จะเพิ่มกำลังการผลิตขึ้นเรื่อย ๆ เพื่อวิเคราะห์แนวโน้มของผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้าต่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ผลดังกล่าวแสดงอยู่ในรูปที่ 7.18



รูปที่ 7.18 ผลของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ใกล้กับโหลดบ้านอยู่อาศัย

จากรูปจะพบว่า ค่าพลังงานสูญเสียในระบบนั้นตอนยังไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ นั้นมีค่า 164.7 MWh/ปี เมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 400 kW ทั้งสามตำแหน่งจะทำให้พลังงานสูญเสียในระบบลดน้อยลง ซึ่งตำแหน่งที่ 2 และ 3 จะทำให้พลังงานสูญเสียลดลงมากถึง 2.5 MWh/ปี และ 2.2 MWh/ปี ส่วนตำแน่งที่ 1 ทำให้พลังงานสูญเสียลดลงได้มากที่สุด 1.7 MWh/ปี และเมื่อเพิ่มกำลังผลิตขึ้นเรื่อย ๆ พลังงานสูญเสียจะเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯอยู่ในตำแหน่ง 3, 2 และ 1 ตามลำดับ

ตำแหน่งที่ 3 ซึ่งเป็นตำแหน่งที่ไกลจากสายป้อนหลักของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากที่สุดนั้น จะส่งผลให้พลังงานสูญเสียลดลงได้มากที่สุดเมื่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯเหมาะสม ในขณะเดียวกันก็ทำให้พลังงานสูญเสียมากขึ้นมากที่สุดได้เช่นเดียวกัน ส่วนตำแหน่งที่ 1 ซึ่งใกล้กับสายป้อนหลักนั้น ไม่มีผลกระทบในเรื่องพลังงานสูญเสียมากนัก ถ้ากำลังผลิตไม่มากเกินไป

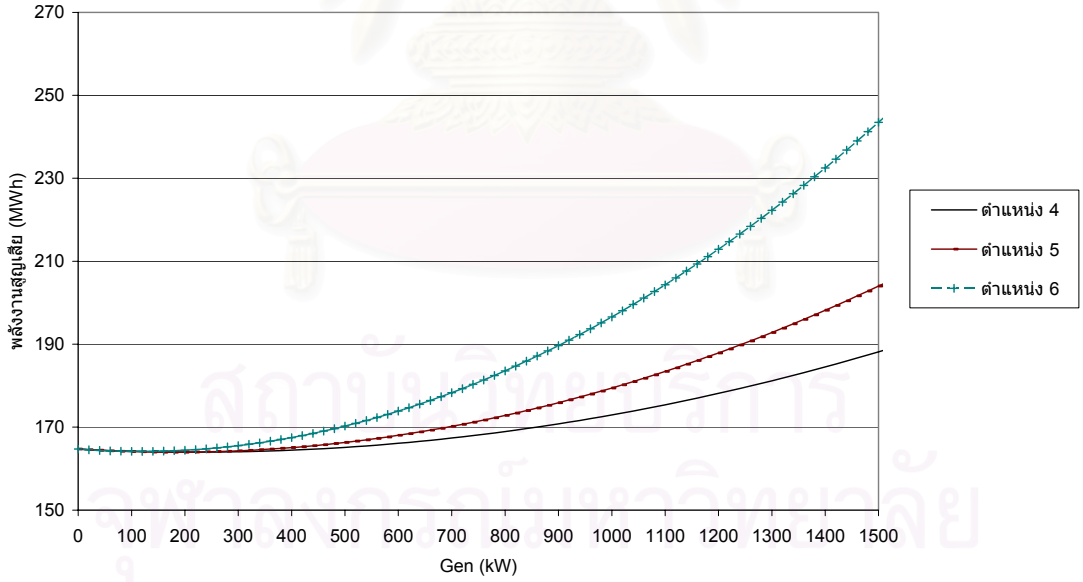
เมื่อพิจารณาข้อมูลของโหลดในสายป้อนบนที่มีโหลดบ้านอยู่อาศัยเป็นจำนวนมาก และเป็นสายป้อนที่ทำการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ตำแหน่งที่ 1,2 และ 3 จะพบว่าค่าโหลดเฉลี่ยของทั้งสายป้อนบน 356.3 kW ค่าโหลดสูงสุด 568.2 kW และค่าโหลดต่ำสุด 210.3 kW ซึ่งกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯที่ทำให้ค่าพลังงานสูญเสียของระบบฯ มีค่ามากกว่ากรณีที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ในตำแหน่งที่ 1, 2 และ 3 มีค่าประมาณ 1050, 480 และ 400 kW ตามลำดับ

สาเหตุที่ทำให้ค่าพลังงานสูญเสียของระบบฯ มีค่าสูงขึ้นมากเมื่อกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ มาก เนื่องจากจะมีกำลังไฟฟ้าที่มากเกินกว่าความต้องการในสายป้อนบนและจะไหลออกจากสายป้อนเข้าสู่ระบบไฟฟ้า ซึ่งโดยปกติกระแสไฟฟ้าจะไหลจากต้นทางมาในปริมาณที่พอดีกับ

ความต้องการภายในของสายป้อนนั้นรวมกับค่ากำลังสูญเสียในสายป้อนนั้น ดังนั้นค่ากระแสที่มากเกินกว่าความต้องการ และระยะทางที่กระแสส่วนเกินนี้ต้องเดินทางกลับไปยังสายป้อนหลักของระบบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้นเป็นสาเหตุหลักให้พลังงานสูญเสียมีค่าสูงมากขึ้น ตามสมการค่ากำลังสูญเสียในสายตัวนำ $P = I^2 \times R$ โดย P คือ กำลังสูญเสีย (kW), I คือ กระแสไฟฟ้า (A) และ R คือ ค่าความต้านทานของสายตัวนำ (Ω/กม.) ซึ่ง R จะมากเมื่อความยาวสายตัวนำมาก จากสมการค่า I ก็คือกระแสไฟฟ้าที่ไหลในสายตัวนำ และ R แสดงถึงระยะทางที่กระแสไฟฟ้าต้องเดินทางผ่าน ดังนั้นถ้ามีกระแสไหลผ่านตัวนำมากจะทำให้กำลังสูญเสียมากขึ้นอย่างรวดเร็ว ตามอัตราส่วนยกกำลังสอง และถ้ากระแสนี้ต้องเดินทางในระยะไกลแล้วก็จะทำให้ค่ากำลังสูญเสียมากขึ้น รายละ- เอียดการศึกษาเพิ่มเติมสามารถศึกษาได้จาก [8, 9]

2) ผลของตำแหน่งติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใกล้กับโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

การทดสอบจะติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในสายจำหน่ายเรเดียลเส้นล่างสุด ซึ่งมีโหลดส่วนใหญ่เป็นโหลดประเภทอุตสาหกรรมขนาดเล็ก โดยจะติดตั้งในตำแหน่งที่ 4, 5 และ 6 และจะทำการทดสอบเช่นเดียวกับกรณีข้างต้น ผลการศึกษา แสดงดังรูปที่ 7.19



รูปที่ 7.19 ผลของตำแหน่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ใกล้กับโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

จากรูปที่ 7.19 นั้น ค่าพลังงานสูญเสียเมื่อไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในระบบนั้นเท่ากับ 164.7 MWh/ปี ค่าพลังงานสูญเสียจะลดลงเมื่อกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ อยู่ไม่เกิน 500 kW ทั้งสามตำแหน่ง โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในตำแหน่งที่ 6 จะทำให้พลังงานสูญเสียใน

ระบบลดลงมากที่สุด 0.7 MWh/ปี ที่กำลังผลิตเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯประมาณ 140 kW แนวโน้มของกราฟคลายคลึงกับรูปที่ 7.18 คือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯในตำแหน่งที่ไกลจากสายป้อนหลักมากที่สุด จะทำให้พลังงานสูญเสียในระบบลดลงได้มากที่สุด แต่ก็จะทำให้พลังงานสูญเสียเพิ่มขึ้นอย่างมากได้ถ้ากำลังผลิตไม่เหมาะสม

ทั้งนี้สายป้อนด้านล่างซึ่งเป็นบริเวณของโหลดอุตสาหกรรม และเป็นตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ที่ตำแหน่ง 4, 5 และ 6 นั้น มีค่าโหลดเฉลี่ย 277.0 kW โหลดสูงสุดเท่ากับ 409.9 kW และค่าโหลดต่ำสุดเท่ากับ 166.2 kW ซึ่งกำลังผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ที่ทำให้ค่าพลังงานสูญเสียของระบบฯ มีค่ามากกว่ากรณีที่ไม่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ในตำแหน่งที่ 4, 5 และ 6 มีค่าประมาณ 460, 360 และ 240 kW ตามลำดับ โดยคำอธิบายของรูปที่ 7.19 เป็นเช่นเดียวกับกรณีของรูปที่ 7.18

จากผลการทดสอบด้านผลกระทบในพลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้าของทั้งสองกรณีนั้น พบว่าเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ อยู่ในบริเวณปลายสายนั้นจะทำให้ระบบสามารถลดพลังงานไฟฟ้าสูญเสียในสายจำหน่ายได้มากที่สุดเมื่อกำลังการผลิตเหมาะสม แต่เมื่อกำลังการผลิตของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯนั้นใหญ่เกินไปกว่าขนาดที่กล่าวมากนั้น จะทำให้ค่าพลังงานสูญเสียมากกว่าเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯที่อยู่ในบริเวณใกล้กับแหล่งจ่ายไฟฟ้าหรือสถานีไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมาก

เมื่อพิจารณาในภาพรวมแล้ว จะพบว่าในระบบไฟฟ้าในแต่ละพื้นที่นั้น เครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯสามารถมีขนาดต่าง ๆ กัน ขึ้นอยู่กับปริมาณของเชื้อเพลิงพลังงานชีวมวล การเก็บรวบรวม ชนิดของของเชื้อเพลิง ฯลฯ ซึ่งสามารถทำให้ค่าพลังงานสูญเสียมีค่ามากขึ้นหรือลดลงกว่าเดิมได้ทั้งสองกรณี ดังนั้นการประเมินผลกระทบของพลังงานชีวมวลในด้านพลังงานสูญเสียนั้นจึงไม่สามารถบอกได้อย่างชัดเจน

อย่างไรก็ดี การติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯที่มีขนาดเล็กหลาย ๆ เครื่องในตำแหน่งที่กระจายนั้น จะสามารถทำให้ค่ากำลังสูญเสียลดลงได้ค่อนข้างแน่นอน อีกทั้งยังช่วยลดปริมาณกำลังไฟฟ้าที่ต้องส่งผ่านสายไฟฟ้าไปยังโหลดบัส ทำให้ชะลอการขยายกำลังของสายส่งและสายจำหน่ายได้

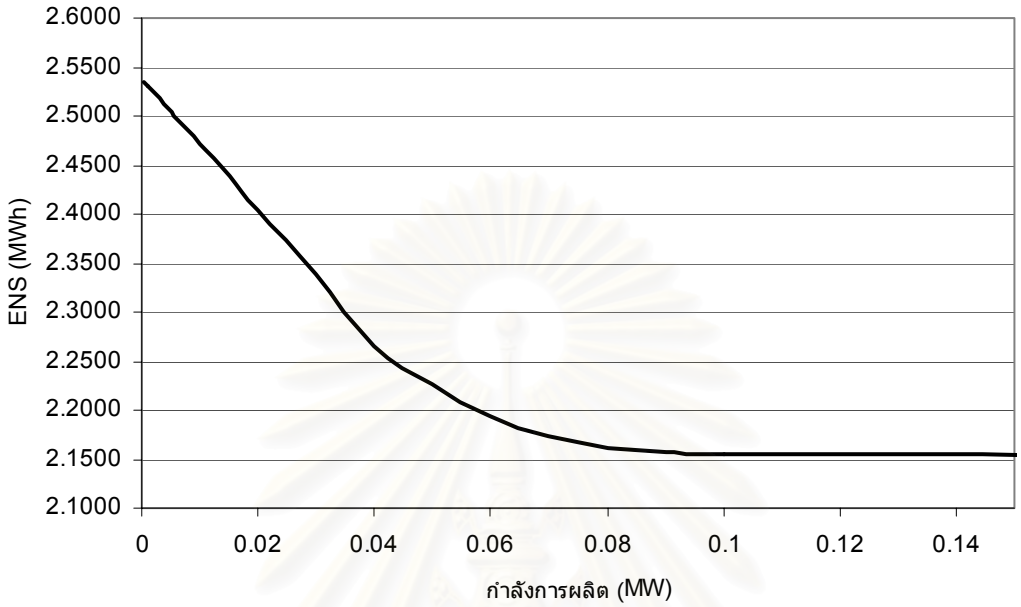
7.2.3 ผลการทดสอบระบบกังหันน้ำขนาดเล็ก

การจำลองระบบกังหันน้ำขนาดเล็กเพื่อหาผลกระทบทางด้านความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียเมื่อติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำเข้าไปในระบบไฟฟ้า ซึ่งระบบมีลักษณะพิเศษ เช่น เป็นระบบเรเดียลที่ต้องทำการเดินสายเป็นระยะทางไกล เป็นต้น ดังที่กล่าวไว้ในบทที่ 6

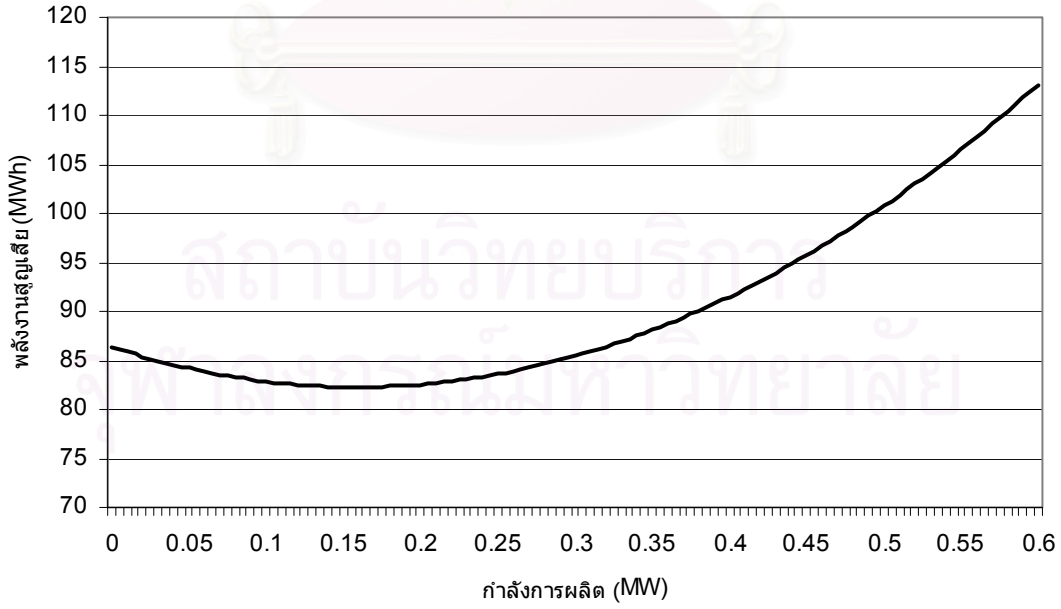
ตามเงื่อนไขในหัวข้อ 7.1.4 ที่กำหนดให้กังหันน้ำขนาดเล็กสามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าให้แก่โหลดบัสเฉพาะโหลดบัสที่อยู่ใกล้ที่สุดกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งในที่นี้ก็คือ ตำแหน่งโหลดบัส LP14 โดยที่กำหนดให้มีลักษณะโหลดแบบบ้านอยู่อาศัย เนื่องจากบริเวณที่ตั้งของกังหันน้ำขนาดเล็กนั้นมักจะมีลักษณะเป็นป่าเขา และมีหมู่บ้านที่ทำการเกษตรเป็นหลักซึ่งทำให้มีลักษณะโหลด

เป็นแบบบ้านที่อยู่อาศัย โดยบัส LP14 มีค่ากำลังสูงสุดเท่ากับ 92 kW ค่ากำลังต่ำสุดที่ 30 kW และค่าโหลดเฉลี่ยเท่ากับ 53.4 kW รายละเอียดของระบบทดสอบที่ 2 ดูจากภาคผนวก ก

เราจะได้ผลการศึกษาจากการจำลองระบบดังรูปที่ 7.20 และ 7.21



รูปที่ 7.20 ความสัมพันธ์ระหว่าง ENS ในระบบกับ
ระดับกำลังการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็ก



รูปที่ 7.21 ความสัมพันธ์ระหว่างพลังงานสูญเสียในระบบกับ
ระดับกำลังการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็ก

ในรูปที่ 7.20 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า ENS ของระบบกับค่ากำลังการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็กจะพบว่าค่า ENS จะลดลงเป็นเส้นตรงในช่วงต้นของกราฟที่กำลังการผลิตอยู่ระหว่าง 0 – 32 kW โดยมีความชันของกราฟเท่ากับ 6.65 (MWh)/(MWกังหันฯ) และในช่วงที่กำลังผลิตมากกว่า 32 kW ไปจนถึง 92 kW ซึ่งเป็นค่ากำลังสูงสุดของบัส LP14 ค่าความชันของกราฟจะลดลงเรื่อย ๆ จนกระทั่งค่าของ ENS จะคงที่ โดยในกรณีค่า ENS เมื่อยังไม่มีกังหันน้ำขนาดเล็กอยู่ที่ 2.54 MWh และเมื่อติดตั้งกังหันฯ จะทำให้ค่า ENS ต่ำที่สุดคือ 2.15 MWh หรือลดลง 0.39 MWh (เท่ากับ 15.35%) ซึ่งเมื่อทำการคำนวณเป็นค่า ENS ที่ลดลงต่อพลังงานจากกังหันฯ แล้ว จะพบว่ามีค่าสูงสุดเท่ากับ 0.7591 (kWh)/(MWhกังหันฯ) ซึ่งอยู่ในช่วงแรกที่ระดับกำลังการผลิตอยู่ระหว่าง 0 – 32 kW ของรูปที่ 7.20 โดยในส่วนที่กำลังผลิตเกินค่า 32 kW จนถึงค่า 92 kW นั้นค่าของ ENS ที่ลดลงต่อพลังงานจากกังหันจะลดลง

เราสามารถสรุปค่าที่สำคัญจากรูปที่ 7.20 ได้ดังตารางที่ 7.4

ตารางที่ 7.4 ผลกระทบความเชื่อถือของระบบเมื่อติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กที่กำลังผลิตแตกต่างกัน

	ที่ระดับการผลิตของกังหันฯ (kW)						
	10	30	50	70	90	110	150
ค่า ENS ที่ลดลง (MWh)	0.0665	0.1995	0.3114	0.3643	0.3815	0.3831	0.3831
ENSที่ลดลง/พลังงานกังหันน้ำขนาดเล็ก (kWh/MWhกังหันฯ)	0.7591	0.7591	0.7110	0.5941	0.4839	0.3976	0.2916

จากกราฟในรูปที่ 7.21 จะพบว่าแนวโน้มของกราฟเรื่องผลกระทบด้านกำลังสูญเสียนี้เหมือนกับการศึกษาที่ผ่านมาทั้งโฟโตโวลตาอิก และพลังงานชีวมวล โดยค่ากำลังการผลิตที่ทำให้พลังงานสูยเสียในระบบทดสอบนี้ลดลงมากที่สุดเท่ากับ 0.16 MW โดยสามารถทำให้พลังงานสูญเสียลดลงจาก 86.36 MWh ในกรณีไม่มีกังหันน้ำขนาดเล็ก ไปที่ค่า 82.28 MWh ลดลง 4.08 MWh (เท่ากับ 4.72%) และค่ากำลังการผลิตที่ไม่เกิน 0.32 MW จะทำให้ค่าพลังงานสูญเสียของระบบลดลง

จากการศึกษา [3,4,6] จะพบว่าโครงการกังหันน้ำขนาดเล็กที่เกิดขึ้นในประเทศไทยมักจะเป็นการติดตั้งเครื่องที่มีกำลังผลิตค่อนข้างเล็กต่ำกว่า 200 kW เกือบทั้งหมด ซึ่งจากผลการศึกษาแล้วค่ากำลังการผลิตที่ต่ำนั้นจะทำให้พลังงานสูญเสียลดลงได้ โดยเราจะสามารถสรุปผลจากรูปที่ 7.21 ได้ดังตารางที่ 7.5

ตารางที่ 7.5 ผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียของระบบเมื่อติดตั้งกังหันฯที่กำลังผลิตแตกต่างกัน

	ที่ระดับการผลิต (kW)		
	50	100	160
พลังงานสูญเสียที่ลดลง (MWh)	2.16	3.51	4.08
พลังงานสูญเสียที่ลดลง/พลังงานกังหันน้ำขนาดเล็ก (kWh/MWhกังหันฯ)	4.9315	4.0068	2.9110

จากผลการศึกษาจะเห็นว่ากังหันน้ำขนาดเล็กนั้นสามารถช่วยปรับปรุงผลของความเชื่อถือได้ของระบบได้ดีกว่า PV ถ้าติดตั้งกังหันน้ำขนาดเล็กขนาดที่เหมาะสม ไม่ใหญ่กว่าโหลดบัสที่กังหันน้ำขนาดเล็กจ่ายไฟได้ตอนระบบของการไฟฟ้าฯ ขัดข้อง เนื่องจากกังหันน้ำฯ สามารถเดินเครื่องได้สม่ำเสมอมากกว่าระบบ PV อีกทั้งในพื้นที่ห่างไกลความผิดพร่องในระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะมากกว่าระบบปกติ ทำให้การมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำขนาดเล็กสามารถช่วยจ่ายไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

ในส่วนของการลดค่าพลังงานสูญเสียในระบบนั้น เมื่อเทียบกันในค่าพลังงานสูญเสียที่ลดลงต่อพลังงานที่ผลิตได้ ระบบ PV จะช่วยลดกำลังสูญเสียได้มากกว่ากรณีของกังหันน้ำฯ เพราะว่าค่ากำลังสูญเสียที่มีค่ามากมักจะเกิดขึ้นในช่วงกลางวันที่มีการใช้กำลังไฟฟ้าสูง ซึ่งตรงกับช่วงที่ระบบ PV สามารถผลิตไฟฟ้า และลดค่ากำลังต้องการไฟฟ้าในโหลดบัสได้

การนำเอาข้อดีและข้อเสียของแต่ละการผลิตพลังงานไปผสมผสานในการวางแผนการผลิตไฟฟ้า หรือวางกรอบของพลังงานในภาพรวม สมควรได้รับการพิจารณาในอนาคตเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้แก่ระบบไฟฟ้า

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 8

คุณค่าของพลังงานหมุนเวียน

คุณค่าของพลังงานหมุนเวียนนั้น นอกเหนือจากราคาและต้นทุนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนต่าง ๆ หรือความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์แล้ว สมควรที่จะนำประโยชน์ของพลังงานหมุนเวียนด้านอื่น ๆ มาทำการพิจารณาเพิ่มเติมเข้าไปด้วย ซึ่งในบทนี้จะเพิ่มเติมผลการศึกษาในบทที่ผ่านมาแล้ว ในเรื่องของผลกระทบในเรื่องความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสียของระบบไฟฟ้า โดยมาทำการพิจารณาแปลงผลกระทบเหล่านี้เป็นมูลค่าทางการเงินของพลังงานหมุนเวียนทั้งสามประเภท และนำไปเพิ่มเติมเข้ากับต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าเพื่อให้สามารถสะท้อนถึงผลประโยชน์ของพลังงานเหล่านี้ให้เด่นชัดมากขึ้น

8.1 ผลกระทบในด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า

เมื่อทำการติดตั้ง PV ชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็กในระบบไฟฟ้านั้น จากการศึกษาที่ผ่านมาซึ่งได้พิจารณาถึงค่า ENS เป็นหลักนั้น เราสามารถเปลี่ยนค่าดัชนี ENS นี้ให้เป็นมูลค่าทางการเงินได้ โดยอาศัยอัตราความเสียหายในโหลดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ดังตารางที่ 8.1

ตารางที่ 8.1 อัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ [9]

ประเภทโหลด	อัตราความเสียหาย (บาท/kWh)
บ้านอยู่อาศัย	15.66
อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	245.10
เฉลี่ยทุกประเภทโหลด	60.165

จากผลการศึกษาในบทที่ผ่านมา เราสามารถประเมินผลกระทบในเรื่องความเชื่อถือได้ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท โดยพิจารณาค่า ENS ที่ลดลงของแต่ละประเภทพลังงานมาเปลี่ยนเป็นมูลค่าทางการเงิน โดยนำค่า ENS ที่ลดลงต่อพลังงานการผลิตมาคูณด้วยอัตราเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ ตามแต่ประเภทของโหลดที่พลังงานหมุนเวียนนั้นสามารถลดค่า ENS

คุณค่าผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ของพลังงานหมุนเวียนทั้งสามประเภท แสดงได้ดังตารางที่ 8.2

ตารางที่ 8.2 คุณค่าของ PV พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็กในด้านความเชื่อถือได้

ประเภทพลังงานหมุนเวียน	ENS (kWh/MWhของการผลิต)	คุณค่าด้านความเชื่อถือได้ (บาท/MWhของการผลิต)
โฟโตโวลตาอิก, PV		
-ในโหลดบ้านอยู่อาศัย	0.219	3.430
-ในโหลดบ้านอยู่อาศัยต้นสาย	0.122	1.911
-ในโหลดบ้านอยู่อาศัยปลายสาย	0.325	5.010
-ในโหลดอุตสาหกรรมขนาดเล็ก	0.153	37.500
-ในทุกโหลดบัส	0.198	11.913
พลังงานชีวมวล	-	-
กังหันน้ำขนาดเล็ก		
-ที่กำลังผลิตน้อยกว่าโหลดต่ำสุด	0.7591	11.888
-ที่กำลังผลิตประมาณค่าเฉลี่ยโหลด	0.5941	9.3036
-ที่กำลังผลิตมากว่าโหลดสูงสุด	0.2916	4.5665

ผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ในตารางที่ 8.2 เป็นการพิจารณาในภาพรวมของระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายโดยทั่วไป ซึ่งจะแตกต่างกับการพิจารณาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย ซึ่งมีความต้องการความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าต่าง ๆ กัน ดังนั้น การศึกษาผลกระทบของพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้สำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าแต่ละราย เช่น โรงงานอุตสาหกรรมต้องการติดตั้ง PV เพื่อเพิ่มความมั่นคงในกับระบบนั้น สมควรได้รับการพิจารณาเป็นกรณีเฉพาะ

8.2 ผลกระทบในด้านพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า

ผลกระทบในด้านพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้านั้น เราจะแบ่งเกณฑ์การพิจารณาของพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดต่างกันไป

8.2.1 ผลกระทบพลังงานสูญเสียของระบบ PV

เนื่องจากระบบ PV นั้นมักจะมีขนาดเล็ก และกำลังผลิตรวมของ PV น้อยเมื่อเทียบกับความต้องการไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าโดยรวม ซึ่งพบว่า PV จะทำให้พลังงานสูญเสียโดยรวมของระบบลดลง ดังนั้นเราจะพิจารณาโดยใช้ผลการศึกษาที่ผ่านมาดังตารางที่ 7.3 มาทำการหามูลค่าของพลังงานสูญเสียที่ลดลงโดยการติดตั้ง PV ในระบบ โดยปกติแล้วพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้นเป็นความรับผิดชอบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายที่มีหน้าที่รับไฟฟ้าที่ส่งมากการไฟฟ้าฝ่าย

ผลิตมาทำการจำหน่ายให้กับผู้ใช้ไฟฟ้า ดังนั้นมูลค่าของพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นจึงเท่ากับพลังงานสูญเสียในระบบคูณด้วยราคาค่าไฟฟ้าขายส่งที่ซื้อมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ผลกระทบดานพลังงานสูญเสียของ PV แสดงดังตารางที่ 8.3 โดยในที่นี้กำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าที่ต้องสูญเสียในสายจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น มีค่าไฟฟ้ารวม 2.35 บาท/kWh ซึ่งประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน 2.10 บาท/kWh และค่า Ft 0.25 บาท/kWh

ตารางที่ 8.3 คุณค่าของ PV ในด้านพลังงานสูญเสียในระบบ

ประเภทโหลด	มูลค่าพลังงานสูญเสียที่ลดลง (บาท/MWh)			
	ระดับ 5%PV	ระดับ 10%PV	ระดับ 15%PV	ระดับ 20%PV
บ้านอยู่อาศัย	49.491	44.509	43.475	41.078
บ้านอยู่อาศัยต้นสาย	40.514	39.668	38.211	36.237
บ้านอยู่อาศัยปลายสาย	94.73	90.13	84.56	79.15
อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	82.50	80.90	77.53	76.18
ทุกโหลดบัส	68.17	62.60	61.59	60.54

ระดับเป็นเปอร์เซ็นต์ของการติดตั้งของ PV เทียบกับโหลดสูงสุดในระบบไม่ได้แสดงถึงปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จาก PV ดังนั้นในการพิจารณาควรนำพลังงานที่ผลิตได้ทั้งหมดจาก PV มาประกอบด้วย ดังผลการศึกษาในรูปที่ 7.15 ของบทที่ 7

8.2.2 ผลกระทบพลังงานสูญเสียของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานชีวมวล

การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงนั้นมีขนาดกำลังการผลิตที่อยู่ในช่วงที่กว้างมากตั้งแต่ขนาดเล็กหลักร้อยกิโลวัตต์ไปจนถึงหลักสิบเมกกะวัตต์ ซึ่งมีผลทำให้พลังงานสูญเสียทั้งลดลงและเพิ่มขึ้น ดังนั้นผลกระทบด้านนี้ของพลังงานชีวมวลจึงไม่เด่นชัด

8.2.3 ผลกระทบพลังงานสูญเสียของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กังหันน้ำขนาดเล็ก

ระบบกังหันน้ำขนาดเล็กมีกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำ ซึ่งผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าสามารถลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้ การพิจารณาคุณค่าด้านนี้สามารถพิจารณาเช่นเดียวกับกรณี PV โดยจากตารางที่ 7.5 มาทำการคำนวณมูลค่าจะได้ดังตารางที่ 8.4 โดยกำหนดให้อัตราค่าไฟฟ้าที่ต้องสูญเสียในสายจำหน่ายของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้น มีค่าไฟฟ้ารวม 2.35 บาท/kWh ซึ่งประกอบด้วยค่าไฟฟ้าฐาน 2.10 บาท/kWh และค่า Ft 0.25 บาท/kWh

ตารางที่ 8.4 คุณค่าของกังหันน้ำขนาดเล็กในด้านพลังงานสูญเสียในระบบ

ระดับกำลังผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็ก	มูลค่าพลังงานสูญเสียที่ลดลง (บาท/MWh)
50 kW	11.5890
100 kW	9.4161
160 kW	6.8408

8.3 คุณค่าของ PV ชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก

นอกจากไฟฟ้าที่ได้จากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้แล้ว พลังงานหมุนเวียน ยังมีประโยชน์ต่อระบบไฟฟ้าอีกด้วย เราจึงนำผลกระทบด้านคุณค่าความเชื่อถือได้ และพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้ามาพิจารณาเพิ่มเติม เพื่อเพิ่มคุณค่าที่นอกเหนือจากปริมาณไฟฟ้าที่เป็นส่วนพื้นฐานอยู่แล้ว หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง ก็คือคุณค่าที่เพิ่มขึ้นมากกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในระบบไฟฟ้าที่เป็นอยู่ในปัจจุบัน ก็จะทำให้แสดงถึงมูลค่าที่ชัดเจนมากยิ่งขึ้น ซึ่งทำให้ต้นทุนของพลังงานเหล่านี้ลดลง โดยส่วนที่ลดลงนั้นควรเป็นส่วนช่วยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสามารถลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทลงได้ โดยอาจได้รับการสนับสนุนด้านเงินลงทุน หรือราคาขายตามคุณค่าที่ศึกษาได้ คุณค่าที่ได้จากการศึกษาจะละเลยส่วนของ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมของการผลิตไฟฟ้า (Externality cost)

ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยตามอายุโครงการตามจริงในตารางที่ 4.8, 5.3 และ 6.4 ของระบบ PV พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก มีค่าเท่ากับ 8.5289, 1.4447 และ 1.9831 บาท/kWh ตามลำดับ ต้นทุนเหล่านี้จะนำมาหักออกจากผลการศึกษาในหัวข้อ 8.1 และ8.2 เพื่อหาต้นทุนหลังจากได้รับผลประโยชน์จากการช่วยเหลือระบบในเรื่องความเชื่อถือได้และพลังงานสูญเสีย

8.3.1 คุณค่าของ PV

PV มีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอยู่ที่ 11.913 บาท/MWh ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยโดยคิดประมาณจากโหลดทุกประเภท ส่วนผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียจะคิดจากระดับ PV ที่ 10% ซึ่งมีค่า 62.60 บาท/MWh ดังนั้น คุณค่าจากผลกระทบทั้งสองจะมีค่ารวม 74.51 บาท/MWh หรือ 0.0745 บาท/kWh

เมื่อนำคุณค่าในด้านดังกล่าวไปหักลบออกจากต้นทุนการผลิตของ PV นั้น จะทำให้ต้นทุนการผลิตของ PV นั้น ลดลงมาอยู่ที่ 8.4544 บาท/kWh

แม้ว่าในท้ายที่สุดแล้ว ต้นทุนของ PV ยังคงมีค่าสูงมากเมื่อเทียบกับการผลิตโดยพลังงานประเภทอื่น ๆ แต่การพัฒนาเทคโนโลยีในปัจจุบันของ PV มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว อีกทั้ง

ศักยภาพของแสงอาทิตย์นั้นสูงมาก และถือเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญที่สุดของโลก ดังนั้น PV จึงน่าจะทวีความสำคัญมากขึ้นในอนาคต

8.3.2 คุณค่าของพลังงานชีวมวล

การที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลไม่สามารถทำการจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ เมื่อเกิดไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้านั้น เนื่องจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลมักเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดเหนี่ยวนำ (Induction generator) ที่ไม่สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าได้เมื่อไฟฟ้าในระบบไฟฟ้าดับ และกฎเกณฑ์การเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่กำหนดให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าต้องตัดออกจากระบบทันทีเมื่อระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขัดข้อง ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลไม่มีผลกระทบต่อด้านความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า และจากผลการศึกษาที่ผ่านมาเครื่องกำเนิดไฟฟ้าพลังงานชีวมวลก็ไม่ได้ส่งกระทบด้านพลังงานสูญเสียอย่างชัดเจน ดังนั้นคุณค่าของพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติมในระบบไฟฟ้าส่วนจำหน่ายจึงไม่เด่นชัด

อย่างไรก็ตาม ต้นทุนของชีวมวลนั้นค่อนข้างต่ำ ซึ่งพอที่จะสามารถแข่งขันกับพลังงานจำพวกฟอสซิลได้ นอกจากนี้เนื่องจากศักยภาพชีวมวลในประเทศไทยมีค่อนข้างมาก และค่อนข้างกระจายไปในพื้นที่ต่าง ๆ เมื่อมองในภาพรวมแล้ว พลังงานชีวมวลอาจจะสามารถลดพลังงานสูญเสียที่เกิดขึ้นกับสายจำหน่ายและสายส่งได้ ถ้ามีการกระจายกำลังการผลิตจากพลังงานชีวมวล อีกทั้งยังทำให้สามารถชะลอการลงทุนในสายส่งหรือสายจำหน่ายเพิ่มเติมเพื่อรองรับกับปริมาณความต้องการไฟฟ้าที่จะมากขึ้นเรื่อย ๆ ในอนาคต ซึ่งสมควรต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม

8.3.3 คุณค่าของกังหันน้ำขนาดเล็ก

กังหันน้ำขนาดเล็กมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอยู่ที่ 9.3036 บาท/MWh ซึ่งเป็นค่าเมื่อกังหันน้ำขนาดเล็กมีกำลังผลิตที่ประมาณค่าโหลดเฉลี่ยของบัสที่กังหันน้ำขนาดเล็กสามารถจ่ายไฟได้เมื่อไฟฟ้าทางต้นทางของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเกิดขัดข้อง ส่วนผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียจะคิดจากระดับกำลังผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็กที่ค่า 50 kW ซึ่งมีค่า 11.5890 บาท/MWh ดังนั้น คุณค่าจากผลกระทบทั้งสองจะมีค่ารวม 20.8926 บาท/MWh หรือ 0.0209 บาท/kWh

เมื่อนำคุณค่าในด้านดังกล่าวไปหักลบออกจากต้นทุนการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็กนั้น จะทำให้ต้นทุนการผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็กลดลงมาอยู่ที่ 1.9622 บาท/kWh

แม้ว่าในภาพรวมของระบบไฟฟ้าจำหน่ายนั้น กังหันน้ำขนาดเล็กจะส่งผลกระทบต่อความเชื่อถือได้ของระบบน้อย เนื่องจากกำลังผลิตของกังหันน้ำขนาดเล็กนั้นเล็กมากเมื่อเทียบกับความต้องการรวมของระบบไฟฟ้า อย่างไรก็ตาม ผลกระทบต่อโหลดบัสที่กังหันน้ำขนาดเล็กสามารถจ่ายไฟฟ้าให้ได้เมื่อเกิดเหตุขัดข้องกับไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายนั้นค่อนข้างมาก เนื่องจากค่า ENS ที่ลดลงเกิดจาก ENS ในบัสเดียวที่ใกล้กับกังหันน้ำฯ

บทที่ 9

สรุปผลการวิจัย

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาคุณค่าของพลังงานหมุนเวียน 3 ประเภท ได้แก่ โฟโตโวลตาอิก พลังงานชีวมวล และกังหันน้ำขนาดเล็ก โดยได้คำนวณผลกระทบทางความเชื่อถือได้และผลกระทบทางด้านพลังงานสูญเสียที่มีต่อระบบไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานเหล่านี้ จากนั้นจึงจะประมาณมูลค่าทางการเงินของแหล่งพลังงาน และนำไปรวมกับต้นทุนการผลิตของพลังงานแต่ละประเภท เพื่อทำการคำนวณหาคุณค่าและต้นทุนที่เหมาะสมยิ่งขึ้นของพลังงานแต่ละประเภท อย่างไรก็ตามค่าต้นทุนการผลิต คุณค่าด้านความเชื่อถือได้ และคุณค่าด้านพลังงานสูญเสียต่อระบบไฟฟ้าที่ได้จากศึกษาครั้งนี้ จะมีความถูกต้องเมื่ออยู่ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนดในวิทยานิพนธ์ ซึ่งวิทยานิพนธ์นี้ได้เสนอแนวทางในการศึกษาเท่านั้น จึงจำเป็นต้องศึกษาเพิ่มเติมสำหรับในกรณีที่รายละเอียดและเงื่อนไขการศึกษาเปลี่ยนไป

การจำลองระบบเพื่อหาผลกระทบข้างต้นได้ใช้วิธีการการจำลองแบบมอนติคาร์โล ซึ่งเป็นการจำลองที่อาศัยกระบวนความน่าจะเป็น และสามารถจำลองระบบที่มีความซับซ้อนได้เป็นอย่างดี ในการศึกษาได้ทำการพัฒนาโปรแกรมจำลองระบบ ด้วยกระบวนแบบมอนติคาร์โลบนโปรแกรม MATLAB และนำข้อมูลจากแหล่งต่าง ๆ ที่เชื่อถือมาใช้ในการศึกษา

ผลการศึกษาของโฟโตโวลตาอิก ปรากฏว่า โฟโตโวลตาอิกมีผลกระทบด้านความเชื่อถือได้ต่อระบบไฟฟ้าตัวอย่างคิดเป็นมูลค่าประมาณ 11.913 บาท/MWh ผลกระทบต่อพลังงานสูญเสียมีค่าประมาณ 62.60 บาท/MWh และคุณค่าจากผลกระทบทั้งสองจะมีค่ารวมประมาณ 74.51 บาท/MWh หรือ 0.0745 บาท/kWh ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงจาก 8.5289 มาอยู่ที่ประมาณ 8.4544 บาท/kWh

ผลกระทบของพลังงานชีวมวลทั้งด้านความเชื่อถือได้ของระบบและพลังงานสูญเสียนั้นไม่เด่นชัด โดยต้นทุนการผลิตต่อหน่วยของพลังงานชีวมวลอยู่ที่ประมาณ 1.4447 บาท/kWh ส่วนกังหันน้ำขนาดเล็กนั้นมีผลต่อความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้าอยู่ที่ 9.3036 บาท/MWh ผลกระทบด้านพลังงานสูญเสียมีค่า 11.5890 บาท/MWh และคุณค่าจากผลกระทบทั้งสองจะมีค่ารวม 20.8926 บาท/MWh หรือ 0.0209 บาท/kWh ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงจาก 1.9831 มาอยู่ที่ 1.9622 บาท/kWh โดยประมาณ

เครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งมักจะผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ต่อกับระบบไฟฟ้าจำหน่ายนั้นสามารถเพิ่มความเชื่อถือได้ของผู้มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและระบบไฟฟ้าโดยรวมได้ โดยหากสถานประกอบการมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นของตนเองอาจจะสามารถลดการพึ่งพาระบบไฟฟ้า

ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเพียงแหล่งเดียว และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก็อาจเพิ่มความเชื่อถือได้ของระบบโดยการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพิ่มเติมในส่วนที่เกิดไฟฟ้าดับบ่อย

การนำเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กมาเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการช่วยลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า ซึ่งผลการศึกษาพบว่าสามารถลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้าได้อย่างมีนัยสำคัญ แต่ตำแหน่งติดตั้งของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าฯ ประเภทของความต้องการไฟฟ้าในระบบ และลักษณะของการผลิตไฟฟ้าของแต่ละชนิดแหล่งพลังงาน ก็ส่งผลที่สำคัญต่อการลดพลังงานสูญเสียในระบบไฟฟ้า

การวางแผนและการศึกษาเพิ่มเติมในการนำพลังงานหมุนเวียนไปช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของระบบไฟฟ้าสมควรได้รับการสนับสนุนและวิจัยเพิ่มเติม เพื่อให้สามารถนำพลังงานหมุนเวียนซึ่งเป็นพลังงานที่มีศักยภาพสูงมาใช้แทนที่เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนในอนาคต ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

[1] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย.โครงการสาธิตระบบผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ระยะที่ 2 ขนาดกำลังติดตั้ง 3.06 kW ,กันยายน 2545.

[2] ณัฐวุฒิ จินตวิวัฒน์. การวิเคราะห์ความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้ากำลังโดยคำนึงถึงแรงดันตกชั่วขณะ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ .จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

[3] ประสาน แสงจุ่น. การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของการขนานระบบสำหรับโรงไฟฟ้าแม่คำปองโครงการ 3 เข้ากับเครือข่ายของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค, วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ .มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2546.

[4] ประเสริฐ อินทับ.ขนาดกำลังที่เหมาะสมสำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กระดับหมู่บ้านในเขตภาคเหนือของประเทศไทย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ .มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2546.

[5] พงศกร ยุทธโกวิท. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบจำหน่ายโดยคำนึงถึงผลของแรงดันตก. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.

[6] มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม.โครงการศึกษาแนวทางการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์, 2003.

[7] วรพงษ์ ดีอารมย์. การประเมินดัชนีความเชื่อถือได้และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าดับในระบบจำหน่ายไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539

[8] ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.โครงการศึกษาผลกระทบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต่อการสูญเสียพลังงานในระบบไฟฟ้า, รายงานฉบับสมบูรณ์ เสนอ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, กันยายน 2546.

[9] สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. การศึกษาอัตราความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับ, รายงานฉบับสมบูรณ์ เสนอ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ, พฤษภาคม 2544.

[10] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายและแผนพลังงาน, 1996 Annual Load Research Report for the Thailand Electric System.

[11] อนุบุตร สง่าราศรี, ชรินรัตน์ พานิชชาติ, สุรชัย ชัยทัศนีย์, แนบบุญ หุนเจริญ, บัณฑิต เอื้ออาภรณ์. การศึกษาผลกระทบของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต่อกำลังสูญเสียในระบบจำหน่ายไฟฟ้า, การประชุมวิชาการทางวิศวกรรมไฟฟ้า ครั้งที่ 26, พฤศจิกายน 2546.

[12] Amit Jain.,Jacho Choi, andByoungjin Kim, Impact of Integrating the PV and Wind Energy Sources on Generation System Reliability and Operation Economics, IEEE.

[13] Billinton R. and Allan R.N. Reliability Evaluation of Power Systems. Pitman Advanced Publishing Program, 1984.

[14] Billinton R. and Karki R. Implications of PV and Wind Energy Utilization in Small Isolated Power Systems, IEEE Transactions on Energy Conversion Vol 16, No 4, Dec 2001.

[15] Billinton R. and Karki R. Capacity Expansion of Small Isolated Power Systems Using PV and Wind Energy, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, No 4, Nov 2001.

[16] Billinton R. and Karki R. Capacity Planning in Small Isolated Power Systems Using Probabilistic Methods, , IEEE Transactions on Power Systems, Vol 16, No 4, Nov 2001.

[17] Billinton R. and Karki R. Application of Monte Carlo Simulation to Generating System Well-being Analysis, IEEE Transactions on Power Systems, Vol 14, No 3, Aug 1999.

[18] Gereth P. Harrison and Herbert W. Whittington, Investment in Renewable Energy Accounting for Climate Change, IEEE 2002.

[19] Glenn W. Stagg, Almed H. El-Abiad, Computer Methods in Power System Analysis. International Student Edition, 1985.

[20] Intermediate Technology Development Group.Micro-Hydro Power, http://www.itdg.org

[21] John Twidell, Renewable Energy : Implemention and Benefits, IEE 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Dec 1993.

[22] Lasnier F. and Ang TG. Photovoltaic Engineering Handbook. Adam Hilger, Bristol and NewYork, 1990.

[23] National Energy Policy Office, Final Report, Thailand Biomass-based Power Generation and Co-Generation within Small Rural Industries by B&V(Thailand), November 2000.

[24] National Renewable Energy Lab, HOMER Express 0.9.17 Beta, Copyright 1999.

[25] PV Energy Systems, March 2000.

[26] Roger C. Dugan and Thomas E. Mcdermott. Planning for Distributed Generation, IEE Industry Applications Magazine, March/April 2001.

[27] William D. Stevenson, Elements of Power System Analysis. International Edition, 1982.

[28] http://www.dede.go.th

[29] http://www.efe.or.th

[30] http://www.netmeter.org

[31] http://www.solarbuzz.com

ภาคผนวก

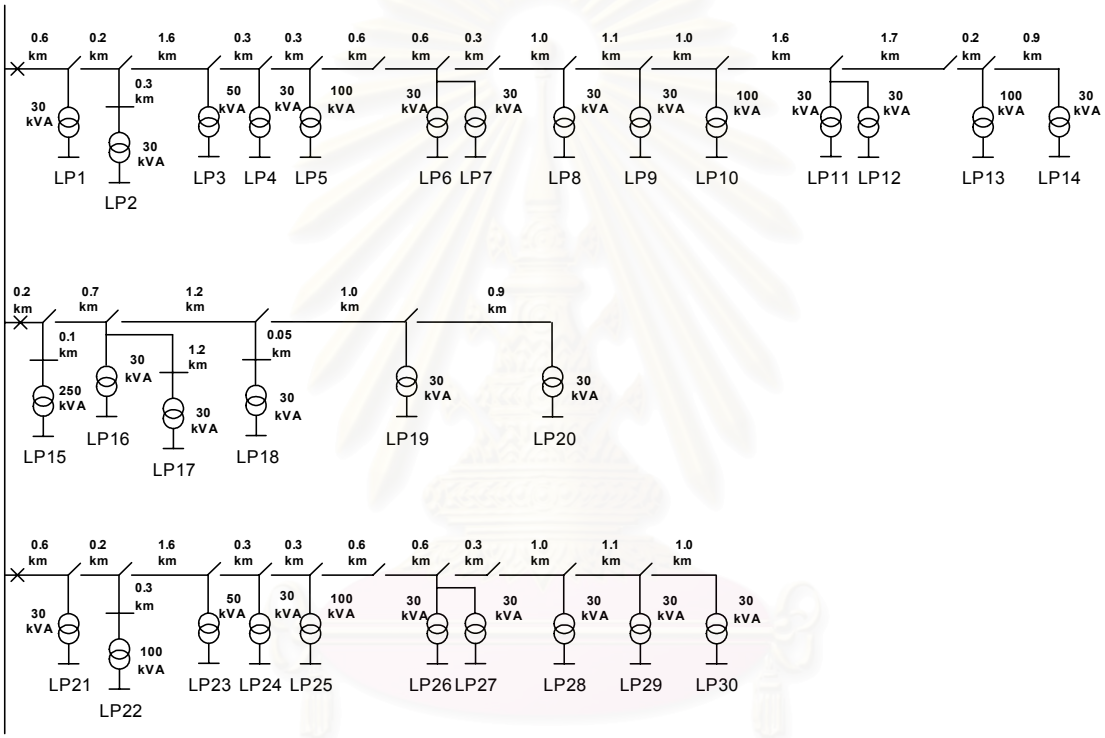
สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก

ระบบทดสอบ

ระบบทดสอบที่ 1

ระบบทดสอบที่ 1 เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ขนาดแรงดันของระบบ 22 kV โดยมีส่วนประกอบของระบบทดสอบที่ 1 ดังข้อมูลข้างล่าง



รูปที่ ก.1 ระบบทดสอบที่ 1

สายจำหน่ายเป็นสายเปลือยมีค่า R = 0.215 Ω/km, X = 0.335 Ω/km

ตาราง ก.1 ข้อมูลของหม้อแปลงในระบบทดสอบที่ได้จากระบบของ กฟภ. ในระบบทดสอบที่ 1

ขนาดหม้อแปลง (kVA)	กำลังสูญเสียแกนเหล็ก (W)	%Z (%)	R (Ω)	X (Ω)
30	130	4	268.89	586.65
50	210	4	203.28	329.55
100	340	4	84.7	174.09
250	670	4	25.17	73.24

โดย %Z คือ เปอร์เซนต์อิมพีแดนซ์ของหม้อแปลงเทียบกับอิมพีแดนซ์ฐานของหม้อแปลง

R คือ ความต้านทานของหม้อแปลง (Ω)

X คือ รีแอคแตนซ์ของหม้อแปลง (Ω)

ตาราง ก.2 แสดงข้อมูลของโหลดบัสในระบบทดสอบที่ 1

โหลดบัส	ประเภทลักษณะโหลด	ค่ากำลังสูงสุด (kW)		
		จันทร์ – ศุกร์	เสาร์	อาทิตย์
LP1	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP2	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP3	บ้านเรือนอยู่อาศัย	46	44	44
LP4	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP5	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88
LP6	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP7	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP8	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP9	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP10	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88
LP11	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP12	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP13	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88
LP14	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP15	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	231	221	221
LP16	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP17	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP18	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP19	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP20	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP21	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP22	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	92	88	88
LP23	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	46	44	44
LP24	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26

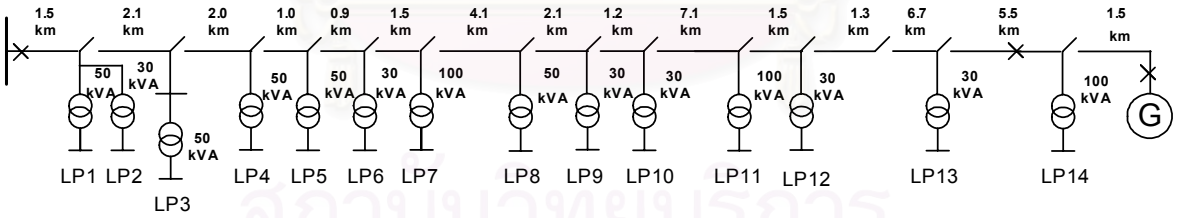
LP25	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	92	88	88
LP26	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP27	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP28	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP29	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP30	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26

หมายเหตุ : การกำหนดค่าโหลดของแต่ละโหลดบัสนั้น คิดโดยให้โหลดเฉลี่ยของแต่ละบัสเท่ากับ 60 เปอร์เซนต์ของขนาดหม้อแปลง โดยประมาณ

ระบบทดสอบที่ 1 จะมีค่าโหลดสูงสุดของระบบเท่ากับ 1166.8 kW ที่ชั่วโมงที่ 21 ของวันธรรมดา (วันจันทร์ – วันศุกร์) ส่วนค่าโหลดรวมของโหลดบ้านเรือนอยู่อาศัยจะมีค่าสูงสุดเท่ากับ 630 kW ที่ชั่วโมงที่ 21 ของวันธรรมดา และค่าโหลดรวมของโหลดประเภทอุตสาหกรรมขนาดเล็กจะมีค่าสูงสุดเท่ากับ 769 kW ที่ชั่วโมงที่ 14 ของวันธรรมดา.

ระบบทดสอบที่ 2

ระบบทดสอบที่ 2 เป็นระบบจำหน่ายไฟฟ้าที่ดัดแปลงมาจากระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ในบริเวณที่มีกังหันน้ำขนาดเล็กติดตั้งอยู่ ขนาดแรงดันของระบบ 22 kV โดยมีส่วนประกอบของระบบทดสอบที่ 2 ดังข้อมูลข้างล่าง



รูปที่ ก.2 ระบบทดสอบที่ 2

สายจำหน่ายเป็นสายเปลือยมีค่า R = 0.176 Ω/km, X = 0.347 Ω/km

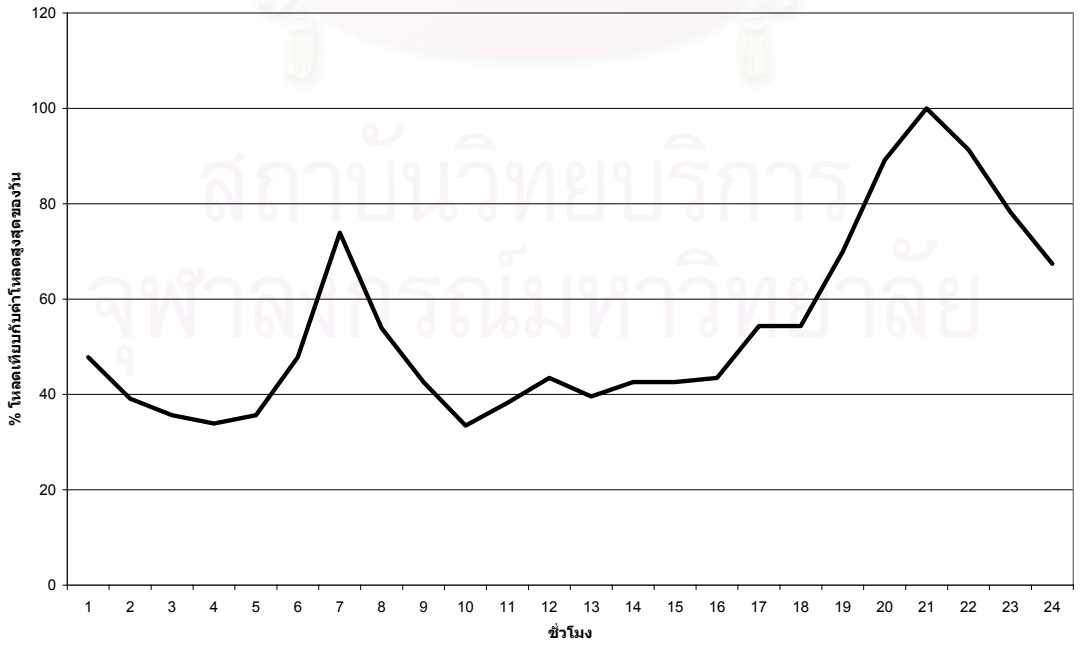
ตาราง ก.3 ข้อมูลของหม้อแปลงในระบบทดสอบที่ได้จากระบบของ กฟภ. ในระบบทดสอบที่ 2

ขนาดหม้อแปลง (kVA)	กำลังสูญเสียแกนเหล็ก (W)	% Z (%)	R (Ω)	X (Ω)
30	130	4	268.89	586.65
50	210	4	203.28	329.55
100	340	4	84.7	174.09

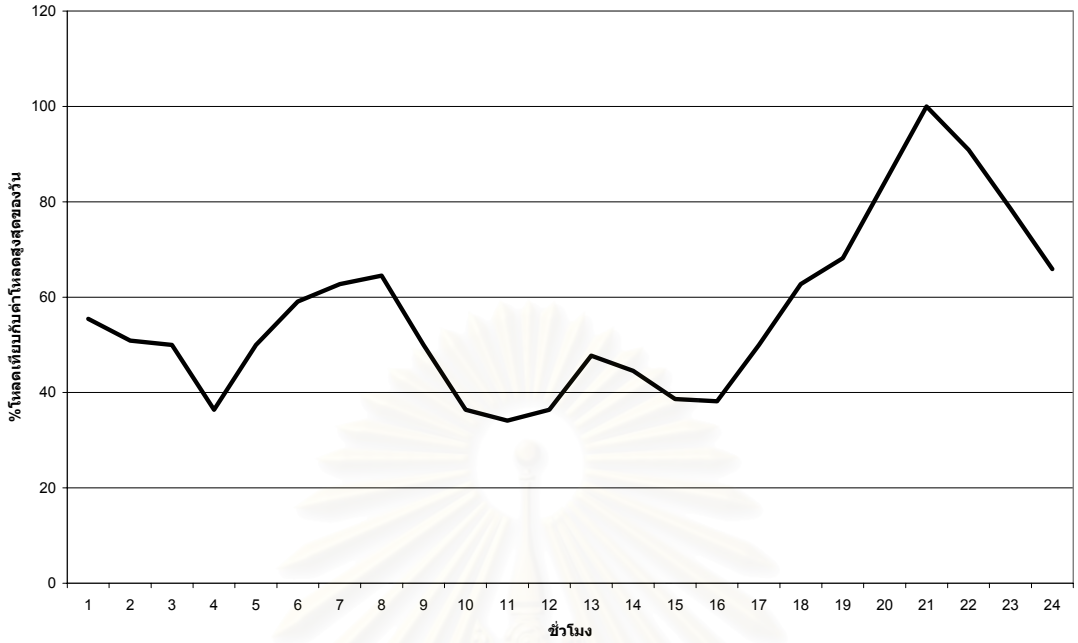
ตาราง ก.4 แสดงข้อมูลของโหลดบัสในระบบทดสอบที่ 2

โหลดบัส	ประเภทลักษณะโหลด	ค่ากำลังสูงสุด (kW)		
		จันทร์ – ศุกร์	เสาร์	อาทิตย์
LP1	บ้านเรือนอยู่อาศัย	46	44	44
LP2	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP3	บ้านเรือนอยู่อาศัย	46	44	44
LP4	บ้านเรือนอยู่อาศัย	46	44	44
LP5	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	46	44	44
LP6	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	28	26	26
LP7	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88
LP8	อุตสาหกรรมขนาดเล็ก	46	44	44
LP9	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP10	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP11	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88
LP12	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP13	บ้านเรือนอยู่อาศัย	28	26	26
LP14	บ้านเรือนอยู่อาศัย	92	88	88

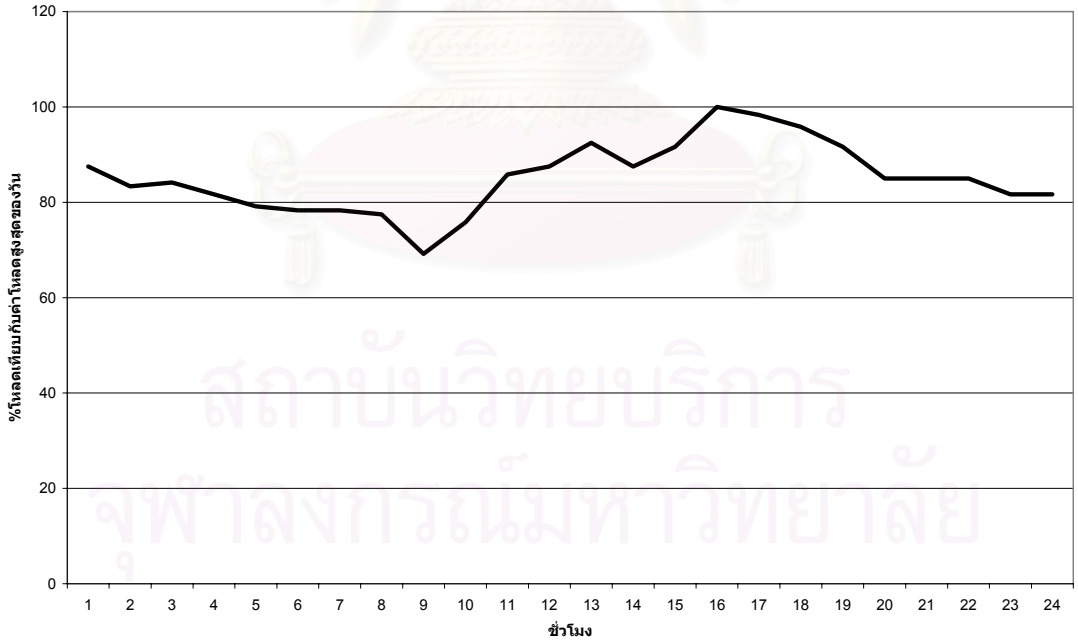
ลักษณะโหลด



รูปที่ ก.3 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันจันทร์ – วันศุกร์

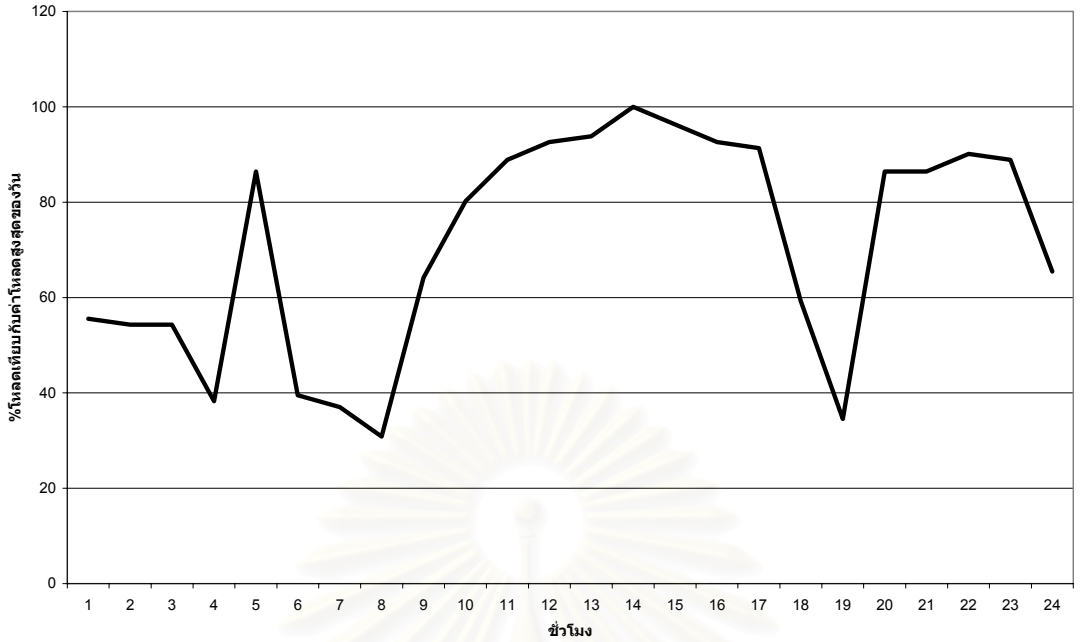


รูปที่ ก.4 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันเสาร์

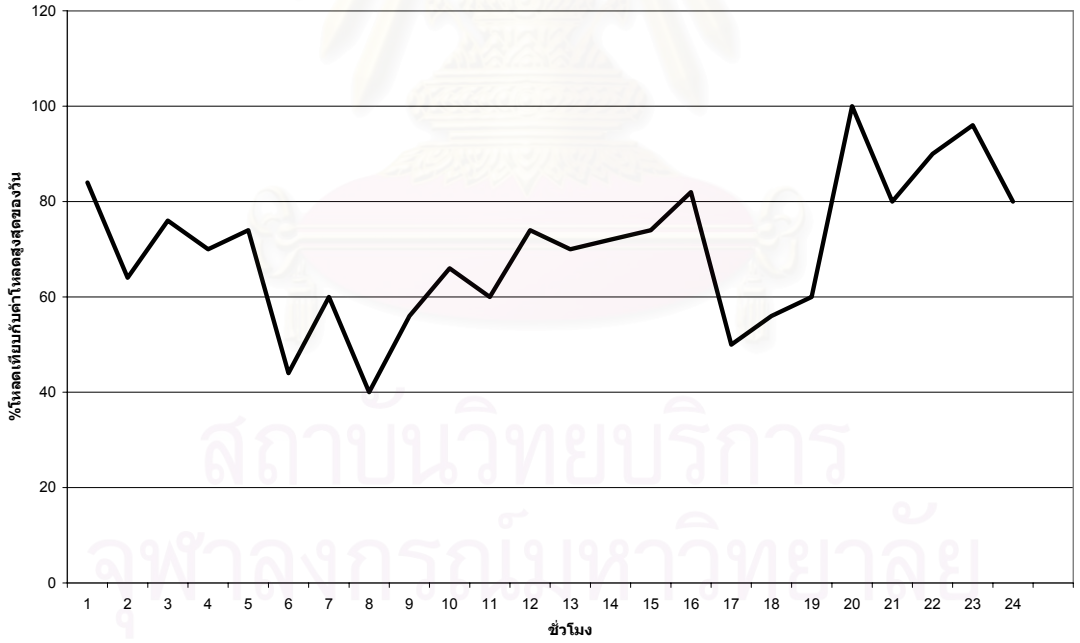


รูปที่ ก.5 ลักษณะโหลดของบ้านเรือนอยู่อาศัย วันอาทิตย์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

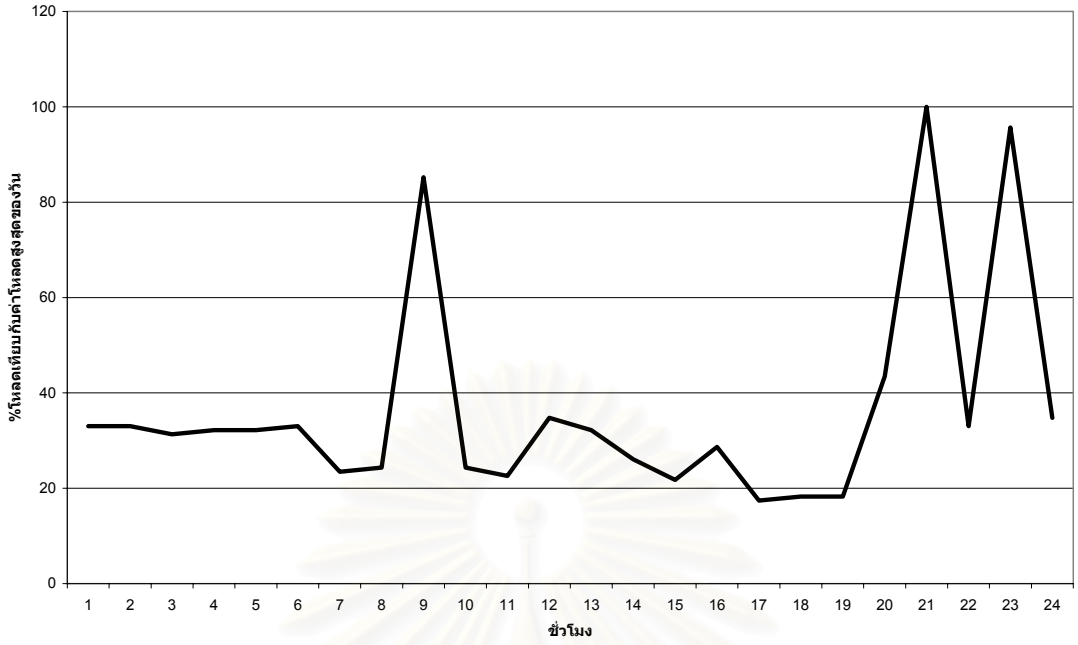


รูปที่ ก.6 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันจันทร์ - วันศุกร์



รูปที่ ก.7 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันเสาร์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ ก.8 ลักษณะโหลดของอุตสาหกรรมขนาดเล็ก วันอาทิตย์

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมของการผลิตไฟฟ้า (Externality Cost)

ในการผลิตไฟฟ้า แม้ว่าจะได้กระแสไฟฟ้าซึ่งเป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดการพัฒนา ทั้งในด้านความเป็นอยู่ของประชาชนและเป็นสิ่งขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ แต่การผลิตไฟฟ้ายังมีผลกระทบในเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมด้วยเช่นกัน โดยผลกระทบดังกล่าวไม่ถูกรวมเป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากไม่ได้เป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้า แต่เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นกับผู้ที่อยู่นอกธุรกิจการผลิตไฟฟ้าซึ่งได้รับผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนในส่วนนี้จึงเรียกว่า ต้นทุนจากผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมจากการผลิตไฟฟ้า หรือ Externality Cost

หลักการ Externality cost ของการผลิตไฟฟ้า จะหมายถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ซึ่งผู้บริโภคจะเป็นผู้ได้รับผลกระทบในที่สุด ตามปกติแล้วการใช้พลังงานประเภทฟอสซิลจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าเชื้อเพลิงที่เป็นพลังงานหมุนเวียน นอกจากนี้แล้วหากต้องพึ่งพาการนำเข้า จะมีต้นทุนหรือภาระของประเทศในแง่ความจำเป็นต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงาน ซึ่งทำให้เกิดต้นทุนด้านความมั่นคงต่อการจัดหา และความผันผวนของราคาพลังงานที่ไม่สามารถควบคุมได้ และยังต้องสูญเสียเงินตราต่างประเทศเปรียบเทียบกับพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตได้ในประเทศ ซึ่งปล่อยมลพิษในระดับต่ำ พลังงานหมุนเวียนจึงมี externality cost ต่ำกว่าเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล ผลกระทบต่อภายนอกของการผลิตไฟฟ้าที่สำคัญ คือผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ที่ทำให้เกิดมลพิษทางอากาศ (Air Pollutants) ซึ่งจะหมายถึงก๊าซหรือสิ่งที่ได้จากการเผาไหม้และกระจายออกสู่อากาศ ได้แก่ ซัลเฟอร์ออกไซด์ (SO_X) ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) ฝุ่นละอองและโลหะหนักที่ฟุ้งกระจาย กลิ่นและสีที่ฟุ้งกระจาย ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของประชาชน และก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีผลให้เกิดภาวะโลกร้อน ได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์และคาร์บอนไดออกไซด์ (CO, CO_2) มีเทน ซึ่งส่งผลกระทบต่อการทำเกษตรกรรม และสุขภาพอนามัยของประชาชน การประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม (Externality Cost) กระทำได้ยาก เนื่องจากมูลค่าของผลกระทบไม่ได้ถูกกำหนดด้วยราคาตลาด ดังนั้นจึงต้องมีการกำหนดวิธีการศึกษาผลกระทบดังกล่าว และแปลงเป็นมูลค่าหรือราคาด้วยวิธีการทางเศรษฐศาสตร์

การทบทวนผลการศึกษา Externality Cost ในอดีต

ระดับของมูลค่าผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมจากการผลิตไฟฟ้า ที่ Thomas Sundqvist (2002) ได้ทำการทบทวน พบว่าความแตกต่างของต้นทุนผลกระทบจากการผลิตไฟฟ้าดังกล่าว มีความแตกต่างในช่วงกว้างมาก ขึ้นกับวิธีการศึกษาและปัจจัยที่ใช้พิจารณา แสดงในรูปที่ ข.1 การ

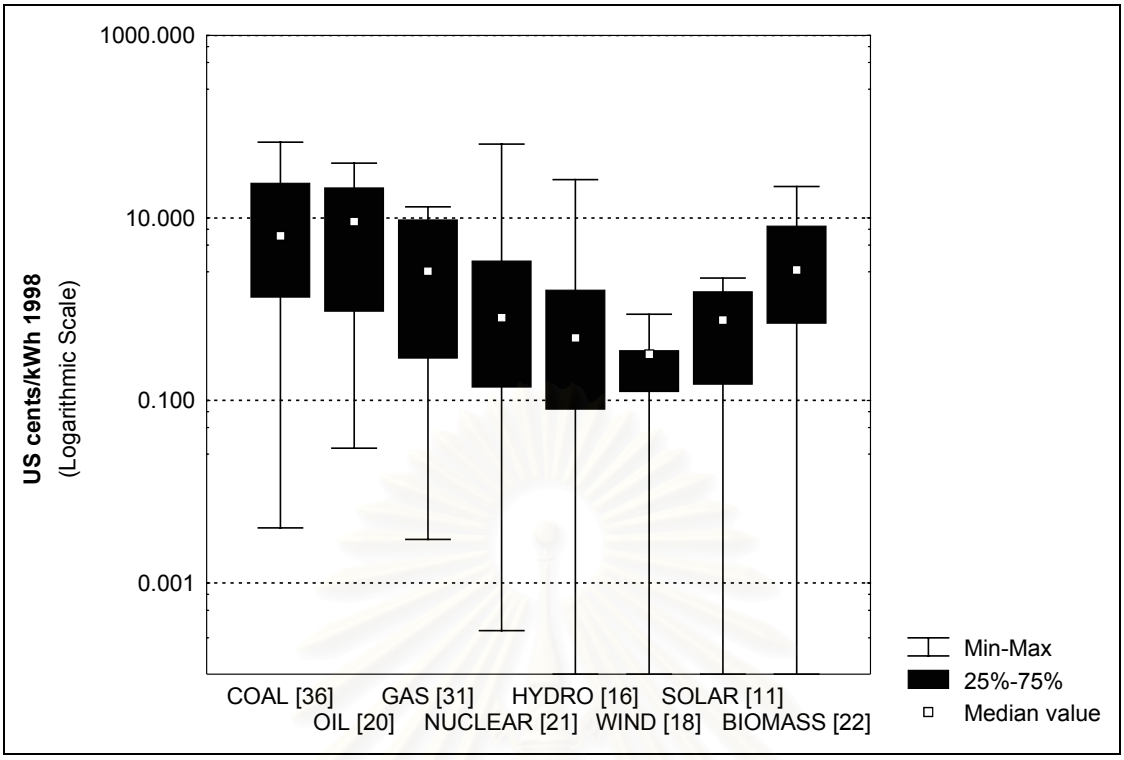
วิเคราะห์ทางสถิติของระดับ Externality Cost ที่ Sundqvist T ได้รวบรวมทั้งหมดแสดงในตารางที่ ข. 1

ตารางที่ ข.1 การวิเคราะห์ทางสถิติของ Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ

หน่วย (US Cents/kWh)	**ถ่านหิน**	**น้ำมันI**	**ก๊าซธรรมชาติ**	**นิวเคลียร์**	**พลังน้ำ**	**ลม**	**แสงอาทิตย์**	**ชีวมวล**
ค่าต่ำสุด	0.004	0.03	0.003	0.0003	0	0	0	0
ค่าสูงสุด	67.72	39.93	13.22	64.45	26.26	0.88	2.20	22.09
ความแตกต่าง	16930%	1331%	441%	214833%	--	--	--	--
ค่าเฉลี่ย (Mean)	14.01	12.32	4.61	7.12	3.36	0.31	0.84	4.95
ค่ามัธยฐาน(Median)	6.38	9.11	2.62	0.81	0.32	0.32	0.76	2.68
Std. Dev.	15.99	12.45	4.58	16.96	7.59	0.24	0.74	5.57
จำนวนการศึกษา	36	20	31	21	16	18	11	22

ที่มา : Thomas Sundqvist (2002)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



ที่มา : Thomas Sundqvist, Journal of Energy Literature 2/2002

รูปที่ ข.1 : รูปแสดงช่วงของค่า Externality Cost ที่ได้จากการศึกษา

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากการศึกษาของ Sundqvist ซึ่งทบทวนผลการศึกษา Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าในอดีต พบว่าระดับความแตกต่าง Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลงชนิดเดียวกันจะมีความแตกต่างกันระหว่างการศึกษา เนื่องมาจากวิธีการศึกษาและขอบเขตการศึกษาที่แตกต่างกัน แต่เมื่อจำกัดขอบเขตของระดับค่า Externality Cost โดยตัดการกระจายของข้อมูลที่มีระดับสูงและต่ำผิดปกติออกไป (น้อยกว่า 25% และมากกว่า 75% ของการกระจายของค่าหรือข้อมูล Externality Cost) จะทำให้การกระจายของมูลค่าผลกระทบของการผลิตไฟฟ้าของเชื้อเพลิงแต่ละชนิดแคบลง และแสดงความใกล้เคียงของระดับผลการศึกษา หากพิจารณาเบื้องต้นถึงค่าเฉลี่ยของ Externality Cost สำหรับเชื้อเพลิงแต่ละชนิด โดยใช้ค่าเฉลี่ยมัธยฐาน (Median) ด้วยเหตุผลที่ลักษณะการกระจายของข้อมูลไม่ใช่การกระจายแบบปกติ จึงอาจใช้หลักการของค่ากลางที่ใกล้เคียงหรือได้จากการศึกษาจริง ความแตกต่างของผลกระทบของเชื้อเพลิงสะอาดเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล แสดงในตารางที่ ข.2 ดังนี้

ตารางที่ ข.2 เปรียบเทียบ Externality Cost ด้วยค่าเฉลี่ย Median ระหว่างเชื้อเพลิง (ใช้ผลการศึกษาของ Sundqvist T)

ประเภทเทคโนโลยี	Externality Cost (US cents/kWh)			Externality Cost (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)		
	ระดับ	ความแตกต่าง		ระดับ	ความแตกต่าง	
		เทียบก๊าซฯ	เทียบน้ำมัน		เทียบก๊าซฯ	เทียบน้ำมัน
ถ่านหิน	6.38			2.552		
น้ำมัน	9.11			3.644		
ก๊าซธรรมชาติ	2.62			1.048		
ชีวมวล	2.68	-0.06	6.43	1.072	-0.024	2.572
พลังน้ำ	0.32	2.3	8.79	0.128	0.92	3.516
พลังลม	0.32	2.3	8.79	0.128	0.92	3.516
แสงอาทิตย์	0.76	1.86	8.35	0.304	0.744	3.34

*อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์ สหรัฐฯ = 42 บาท

อย่างไรก็ตาม ในการอ้างอิงค่า Externality Cost ในลักษณะข้อมูลค่าเดียว จากช่วงที่ยอมรับได้ ซึ่งข้อมูลในช่วงดังกล่าวเกิดจากการศึกษาที่มีความแตกต่างกันทั้งในด้านวิธีการและขอบเขตการศึกษา ค่าเฉลี่ยมัธยฐานจึงอาจไม่สะท้อนมูลค่าของข้อมูลที่แท้จริง ดังนั้น การใช้ตัวแทนค่าเฉลี่ยคณิตศาสตร์ (Mean) และค่าเฉลี่ยมัธยฐาน (Mean) จึงถือได้ว่าไม่ได้มีความแตกต่างกันในเชิงคุณภาพของข้อมูล และด้วยเหตุผลที่ค่าเฉลี่ยคณิตศาสตร์เป็นค่าเฉลี่ยซึ่งอยู่ในระดับกึ่งกลาง

ของช่วงที่ยอมรับได้ จึงเป็นตัวแทนของการสะท้อนค่า Externality Cost ที่ยอมรับได้มากที่สุด โดยค่าเฉลี่ย Externality Cost ของการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงที่แตกต่างกันจากข้อมูลของ Sundqvist จะอยู่ในระดับ 0.35-5.89 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ตามแต่ชนิดเชื้อเพลิง รายละเอียดรวมถึงความแตกต่างระหว่างการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงสะอาดและเชื้อเพลิงฟอสซิลจะแสดงในตารางที่ ข.3

ตารางที่ ข.3 เปรียบเทียบ Externality Cost ด้วยค่าเฉลี่ย Mean ระหว่างเชื้อเพลิง (ใช้ผลการศึกษาของ Sundqvist T)

ประเภทเทคโนโลยี	Externality Cost (US cents/kWh)			Externality Cost (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)		
	ระดับ	ความแตกต่าง		ระดับ	ความแตกต่าง	
		เทียบก๊าซฯ	เทียบน้ำมัน		เทียบก๊าซฯ	เทียบน้ำมัน
ถ่านหิน	14.04			5.8968		
น้ำมัน	12.32			5.1744		
ก๊าซธรรมชาติ	4.61			1.9362		
ชีวมวล	4.95	0.34	-7.37	2.079	0.14	-3.10
พลังน้ำ	3.63	-0.98	-8.69	1.5246	-0.41	-0.41
พลังลม	0.31	-4.30	-12.01	0.1302	-1.81	-1.95
แสงอาทิตย์	0.84	-3.77	-11.48	0.3528	-1.58	-1.17

*อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลลาร์ สหรัฐฯ = 42 บาท

ในการอ้างอิงผลการศึกษา Externality Cost ของการศึกษาอื่น เนื่องจากประเทศที่ทำการศึกษาดังกล่าว มีความแตกต่างกับประเทศที่นำผลการศึกษามาใช้อ้างอิงในด้านต่างๆ เช่น สภาพภูมิประเทศ สภาพภูมิอากาศ และสภาพความเป็นอยู่ของประชาชน เป็นต้น ดังนั้น จึงจำเป็นต้องทำการปรับค่า Externality Cost ให้เหมาะสมและสอดคล้องกับสภาพของประเทศที่นำผลการศึกษาไปใช้.

ภาคผนวก ค
รายละเอียดเพิ่มเติมของพลังงานชีวมวล

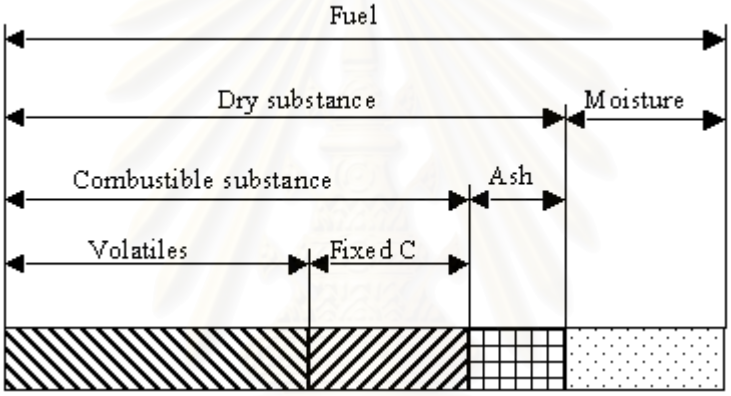
องค์ประกอบของชีวมวล

องค์ประกอบของชีวมวลหรือสสารทั่วไปจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลัก ดังรูป ค. 1 คือ

1. ความชื้น (Moisture) หมายถึงปริมาณน้ำที่มีอยู่

2. ส่วนที่เผาไหม้ได้ (Combustible substance) ส่วนที่เผาไหม้ได้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ Volatiles matter และ Fixed Carbon Volatiles matter คือส่วนที่ลุกเผาไหม้ได้ง่าย ดังนั้นชีวมวลใดที่มีค่า Volatiles matter สูงแสดงว่าติดไฟได้ง่าย

3. ส่วนที่เผาไหม้ไม่ได้ คือขี้เถ้า (Ash)



รูปที่ ค.1 องค์ประกอบของชีวมวลที่มีผลต่อการผลิตไฟฟ้า

สิ่งที่มีผลต่อค่าความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ชีวมวล

1. ขนาดของชีวมวล ถ้าชีวมวลมีขนาดใหญ่ เช่น เศษไม้หรือปลายไม้ จากสวนป่ายางพารา และปีกไม้ที่ได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา เป็นต้น จะมีขนาดใหญ่เกินไปจึงไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้เป็น เชื้อเพลิงโดยตรง เพราะประสิทธิภาพการเผาไหม้จะต่ำ ความชื้น

2. ความชื้นของชีวมวล เป็นสิ่งที่ต้องคำนึงถึงในการนำมาเป็นเชื้อเพลิง ถ้าชีวมวลมีความชื้นสูงมาก เช่น กากมันสำปะหลังหรือส่าเหล้า ซึ่งมีความชื้นประมาณ 80-90% ไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้ แต่อาจจะนำมาผ่านกระบวนบีบอัด (Dewatering) เพื่อลดความชื้นก่อนนำไปเผา หรือนำมาผ่านกระบวนการบำบัดแบบไร้อากาศเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ ซึ่งสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าได้เช่นกัน ในกรณีของเศษไม้ มีความชื้นประมาณ 50-60% ถ้านำมาเก็บไว้ล่วงหน้าระยะหนึ่ง ความชื้นจะลดลงโดยธรรมชาติ แต่มีข้อเสียคือ เสียพื้นที่ในการจัดเก็บ และถ้าเก็บไว้นานไปไม้มีโอกาสผุได้

3. สิ่งเจือปนในชีวมวล มีหลายอย่างเช่น เศษดิน หิน กรวดทราย และคราบน้ำมันปาล์ม เป็นต้น สิ่งเจือปนที่ต้องระมัดระวังให้มากคือ คราบน้ำมันปาล์มที่ติดอยู่ในทะลายปาล์ม และกะลาปาล์ม เพราะเมื่อคราบน้ำมันปาล์มถูกความร้อนจะกลายเป็นยางเหนียวเกาะติดในห้องเผาไหม้ ดังนั้นในการออกแบบห้องเผาไหม้ต้องพิจารณาจุดนี้เป็นพิเศษ

4. ปริมาณขี้เถ้าของชีวมวล มีผลต่อการเผาไหม้เช่นกัน โดยเฉพาะแกลบจะมีปริมาณขี้เถ้า 16% โดยน้ำหนัก ดังนั้นการออกแบบห้องเผาไหม้จะต้องพิจารณาถึงการรวบรวมขี้เถ้าออกจากห้องเผาไหม้อย่างมีประสิทธิภาพ

เศษเหลือจากการเกษตรที่มีศักยภาพ

1. แกลบ

ลักษณะทั่วไป มีขนาดเล็ก ยาวไม่เกิน 5 มม. และหนาไม่เกิน 2 มม. สีเหลือง แกลบได้มาจากการสีข้าวเปลือก ซึ่งต้องมีความชื้นไม่เกิน 15 % ก่อนสี ดังนั้นความชื้นของแกลบจึงไม่เกิน 15 %

แหล่ง ส่วนใหญ่มาจากโรงสีข้าว

การนำไปใช้งาน แกลบสามารถนำไปใช้งานได้หลายอย่าง เช่น เป็นเชื้อเพลิง ผสมลงในดินเพื่อปรับสภาพดินก่อนเพาะปลูก และใช้โปรยใต้โรงเลี้ยงไก่เพื่อรองรับมูลไก่ เป็นต้น

จุดเด่น มีความชื้นต่ำและขนาดเล็ก เหมาะเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ขี้เถ้าแกลบมีมูลค่าสูงถ้าสามารถควบคุมคุณสมบัติ ให้ได้ตามที่ผู้ซื้อกำหนด

จุดด้อย มีปริมาณขี้เถ้า 16-18 % โดยน้ำหนัก ดังนั้นใน การเผาไหม้ควรคำนึงถึงจุดนี้ อีกประการหนึ่งเนื่องจาก แกลบมีน้ำหนักเบา(1 ลบ.ม. หนัก 123 กก.) ควรวางแผนในการขนส่งให้ดี

2. ฟางข้าว

ลักษณะทั่วไป ขนาดเล็กยาวแต่กลวง ได้มาหลังการเกี่ยวข้าว

แหล่ง ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยแรงคน ฟางข้าวจะกองอยู่บริเวณลานตากข้าวตามหมู่บ้าน ถ้าเกี่ยวข้าวด้วยเครื่องจักร ฟางข้าวจะถูกทิ้งไว้ในนาข้าว

การนำไปใช้งาน ฟางข้าวมีประโยชน์หลายอย่าง เช่น เป็นอาหารสัตว์ คลุมดิน เพาะเห็ดฟาง ทำโครงพวงหรีดดอกไม้ และใช้ในอุตสาหกรรมทำกระดาษ เป็นต้น แต่ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ คาดว่าประมาณ 1ใน 3 ของส่วนที่เหลือถูกเผาทิ้ง

จุดเด่น ยังมีฟางข้าวอีกมากที่ไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์

จุดด้อย รวบรวมได้ยากถ้าใช้แรงคน เพราะอยู่กระจัดกระจาย ต้อง ใช้เครื่องทุ่นแรง (Straw baler) มาช่วยในการรวบรวม

3. เศษไม้ยางพารา

ลักษณะทั่วไป ไม้ยางพาราเมื่อมีอายุถึง 20 -25 ปีจะถูกตัด เพื่อปลูกใหม่ ไม้ยางพาราที่ถูกตัดจะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รากหรือตอไม้ ปลายไม้มีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 3 นิ้วลงมา และไม้ท่อนมีขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 4 นิ้วขึ้นไป ไม้ท่อนจะถูกตัดให้ได้ความยาว1.05ม.เพื่อส่งโรงเลื่อยและโรงงานเฟอร์นิเจอร์ซึ่งจะได้เศษไม้หลายแบบคือ ปีกไม้ ตาไม้(ส่วนที่มีตำหนิ) ขี้เลื่อย และขี้กบ

แหล่ง ปีกไม้และขี้เลื่อย จะหาได้จากโรงเลื่อยไม้ยางพารา ตาไม้และขี้กบ จะหาได้จากโรงงานเฟอร์นิเจอร์ไม้ยางพารา ปลายไม้และรากไม้ จะหาได้จากสวนยางพารา

การนำไปใช้งาน ในส่วนของขี้เลื่อยจะนำไปเพาะเห็ดทำธูป ใช้คลุมเผาถ่าน เศษไม้อื่นๆจะนำไปเป็นเชื้อเพลิง

สำหรับโรงบ่มยางพารา เผาถ่าน ใช้ในขบวนการผลิตใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับ ไม้อัดยางพารา (Plywood)

Medium density board และ Chip board นอกจากนี้ยังนำไปใช้ในงานก่อสร้าง เช่นเสาเข็ม ใช้ทำเป็นพาเล็ท ลังไม้ เป็นต้น

จุดเด่น ยังมีเศษไม้ยางพาราคือ รากไม้ ปลายไม้ และปีกไม้ เหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน

จุดด้อย มีขนาดใหญ่ และถ้าเป็นเศษไม้สดจะมีความชื้นค่อนข้างสูง ประมาณ 50 % ประสิทธิภาพในการเผาไหม้จึงไม่ค่อยสมบูรณ์ ดังนั้นอาจจะต้องเพิ่มขบวนการย่อยและลดความชื้นก่อนนำไปเผา

4. **กากอ้อย**

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเป็นขุย ได้จากการผลิตน้ำตาลดิบ โดยนำอ้อยมาคั้นน้ำออก ส่วนที่เป็นน้ำนำไปผลเป็นน้ำตาลดิบ ส่วนที่เหลือคือกากอ้อย

แหล่ง โรงงงานน้ำตาล ซึ่งมีอยู่ประมาณ 46 โรง

การนำไปใช้งาน ส่วนใหญ่ใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิต น้ำตาลดิบประมาณ 80 % ส่วนที่เหลืออีก 20 % นำไปเป็นวัตถุดิบสำหรับผลิตกระดาษ และ MDF Board

จุดเด่น ยังมีกากอ้อยเหลืออีกส่วนหนึ่งที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน

จุดด้อย น้ำหนักเบา และความชื้นสูง

5. **ใบอ้อยและยอดอ้อย**

ลักษณะทั่วไป มีลักษณะเรียวยาว จะถูกตัดออกจากลำต้นอ้อยก่อนส่งไปโรงงาน ช่วงเดือนธันวาคมถึงเมษายนดังนั้นใบอ้อยและยอดอ้อยจะกระจายไปทั่วไร่อ้อย แต่บางครั้งชาวไร่อ้อยจะใช้วิธีการเผาแทนการตัด ซึ่งจะทำให้ไม่มีใบอ้อยและยอดอ้อยหลงเหลืออยู่

แหล่ง ตามไร่อ้อยทั่วไป

การนำไปใช้งาน ยอดอ้อยสามารถนำมาเป็นอาหารสัตว์

จุดเด่น ใบอ้อยและยอดอ้อยส่วนใหญ่จะถูกเผาทิ้งในไร่ ยังไม่มีการนำไปใช้ประโยชน์

จุดด้อย มีเฉพาะเดือนธันวาคมถึงเมษายนของทุกปี และการรวบรวมเก็บ ค่อนข้างใช้แรงงานมาก จำเป็นต้องหาเครื่องทุ่นแรงมาช่วย

6. **เหง้ามันสำปะหลัง**

ลักษณะทั่วไป เหง้ามันเป็นส่วนที่ถูกตัดออกจากหัวมัน ด้านบนมีลักษณะเป็นลำต้นค่อนข้างกลม ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 15 มม. ยาวประมาณ 30 ซม. ส่วนอีกด้านหนึ่งมีรูปร่างไม่แน่นอน

แหล่ง ตามไร่มันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน ปัจจุบันยังไม่ค่อยนำไปใช้งาน จึงมักถูกเผาทิ้งตามไร่

จุดเด่น เนื่องจากส่วนมากยังไม่ได้นำไปใช้ให้เป็นประโยชน์ จึงไม่มีคู่แข่งในการจัดหา

จุดด้อย ความชื้นโดยเฉลี่ย 40 % และมีขนาดรูปทรงไม่แน่นอน จึงต้องมีขบวนการทำให้เล็กลงก่อนนำไปเป็นเชื้อเพลิง

7. **เปลือกและกากมันสำปะหลัง**

ลักษณะทั่วไป เปลือกมีลักษณะเป็นขุย สีน้ำตาล กากมันมีลักษณะละเอียด สีขาว ความชื้นสูงประมาณ 75 %

แหล่ง เป็นเศษที่เหลือจากการผลิตแป้งมันสำปะหลัง

การนำไปใช้งาน นำไปใช้ผสมอาหารสัตว์ในมันเส้น ทำปุ๋ย

จุดเด่น เนื่องจากส่วนยังมีส่วนหนึ่งที่ขายไม่ได้ ทางโรงงานต้องนำไปฝังกลบ เพราะยังไม่ได้ศึกษานำไปใช้ให้เป็นประโยชน์อย่างอื่น

จุดด้อย ความชื้นสูง จึงต้องมีขบวนการลดความชื้น ถ้าต้องการนำไปเป็นเชื้อเพลิง

8. **กากปาล์ม**

ลักษณะทั่วไป กากปาล์มเป็นเศษเหลือจากการ สกัดน้ำมันปาล์มดิบจากทะลายปาล์มสด มี 3 แบบคือ ไฟเบอร์มีลักษณะเป็นขุย กะลามีลักษณะเป็นคล้ายกะลามะพร้าวแต่มีขนาดเล็กกว่ามาก

โตประมาณ 1-2 ซม. และทะลายปาล์มเปล่า

แหล่ง จะได้จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมาตรฐาน อย่างไรก็ตามยังโรงงานสกัดอีกประเภทหนึ่งคือ นำเฉพาะผลปาล์มสดไม่รวมทะลายมาสกัด เศษที่ได้จะนำมาเป็นอาหารสัตว์

การนำไปใช้งาน ไฟเบอร์นำมาเป็นเชื้อเพลิง ในขบวนการผลิตน้ำมันปาล์มดิบ จึงมีเหลือไม่มาก ส่วนทะลายเปล่านำไปเพาะเห็ด

จุดเด่น กะลาปาล์มมีค่าความร้อนสูงสุด เหมาะนำมาเป็นเชื้อเพลิง แต่ต้องระวังเศษน้ำมันที่ตกค้างอยู่ ส่วนทะลายปาล์มเปล่ามีเหลืออีกมากที่ยังไม่ได้นำมาใช้ และถ้านำมาเผา จะได้ขี้เถ้าที่มีแร่ธาตุโปตัสเซียมสูงมาก

จุดด้อย การที่จะนำทะลายปาล์มเปล่ามาเป็นเชื้อเพลิง ต้องนำมาผ่านขบวนการย่อยหรือตัดก่อน เพราะมีขนาดใหญ่ นอกจากนี้ยังมีสารประกอบคลอไรด์สูง อาจจะทำให้ท่อน้ำในหม้อน้ำผุกร่อนได้ง่าย

9. ใบปาล์มและต้นปาล์ม

ลักษณะทั่วไป ใบปาล์มจะถูกตัดออกเพื่อนำทะลาย ปาล์มสดลงจากลำต้น มีขนาดยาวประมาณ 2-3 เมตร ติดมาพร้อมก้านหรือทางปาล์ม ส่วนลำต้นจะถูกโค่นเมื่ออายุ 20-25 ปี หรือเมื่อไม่สามารถให้ผลผลิตได้ดี

แหล่ง จากสวนปาล์ม

การนำไปใช้งาน ใบปาล์มใช้คลุมดิน ส่วนลำต้นยังไม่ได้มีการตัดหรือโค่นเพราะอายุยังไม่ครบกำหนด แต่คาดว่าอีกประมาณ 5 ปีข้างหน้า เริ่มทยอยตัด

จุดเด่น ยังไม่มีการศึกษานำไปใช้ประโยชน์เป็นอย่างอื่น

จุดด้อย มีขนาดใหญ่

10. ซังข้าวโพดและลำต้น

ลักษณะทั่วไป ซังข้าวโพดได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำ เมล็ดมาใช้งาน ส่วนใหญ่เป็นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ในส่วนของลำต้นจะถูกตัดหลังจากการเก็บเกี่ยวแล้ว

แหล่ง ปัจจุบันการสีข้าวโพดจะใช้เครื่องจักรที่สามารถ เคลื่อนที่ไปตามไร่ข้าวโพด ดังนั้นจะสามารถหาซังข้าวโพดและต้นข้าวโพด ได้ตามไร่ข้าวโพดทั่วไป

การนำไปใช้งาน ซังข้าวโพดมีประโยชน์หลายอย่าง นำไปเป็นวัตถุดิบผลิตอัลกอฮอล์ เป็นเชื้อเพลิง ผสมกับโมลาสเพื่อเลี้ยงสัตว์ เป็นต้น ส่วนลำต้น นำไปเลี้ยงสัตว์ได้เช่นกัน

จุดเด่น ซังข้าวโพดมีค่าความร้อนสูง เมื่อเทียบกับชีวมวลอื่นๆ ส่วนลำต้นข้าวโพดมีส่วนหนึ่งที่ไม่ได้นำไปใช้งาน ชาวไร่ข้าวโพดจะไถฝังกลบในไร่

จุดด้อย ซังข้าวโพดมีการนำไปใช้ประโยชน์หลายอย่าง ดังนั้นต้องพิจารณาถึงแหล่งที่มีการนำไปใช้งานน้อยที่สุด เพื่อไม่ให้มีการแก่งแย่งกันซื้อ ส่วนลำต้น ข้าวโพดจะเก็บรวบรวมลำบาก ต้องใช้แรงคนมาก

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ง
การตรวจสอบความถูกต้องของโปรแกรมที่ใช้ในการคำนวณ

การดัดแปลงค่าพารามิเตอร์ λ ของสายเปลือย ซึ่งมีหน่วยเป็น (ครั้งต่อปี) โดยการถ่วงน้ำหนักของค่าของ λ ให้มากขึ้น (Aging) เพื่อให้การจำลองของระบบมีการลู่เข้าที่รวดเร็วมากยิ่งขึ้น โดยมีเงื่อนไขกำหนดให้โหลดของทุกจุดมีค่าเท่ากัน ๆ ในแต่ละปีที่ทำการจำลองระบบ และค่าดัชนีที่สนใจและใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ คือ ค่า ENS

การพิสูจน์ทางคณิตศาสตร์

การคำนวณค่า ENS โดยปกติ ในช่วงระยะเวลา 1 ปี (8760 ชั่วโมง) จะได้

$$ENS = \sum_i \sum_{k=1}^{8760} L_{i,k}\, r_i\, \lambda_i$$

การคำนวณค่า ENS โดยวิธีการเร่งค่าของ λ ให้มากขึ้น โดยการคูณจำนวนปีเข้าไปด้วย จะได้

$$ENS = \frac{\left\{ \sum_i \sum_{k=1}^{8760} L_{i,k}\, r_i \left(n \times \lambda_i\right) \right\}}{n}$$

$$= \frac{n \times \left\{ \sum_i \sum_{k=1}^{8760} L_{i,k}\, r_i\, \lambda_i \right\}}{n}$$

$$= \sum_i \sum_{k=1}^{8760} L_{i,k}\, r_i\, \lambda_i$$

โดยกำหนดให้ i คือ จำนวนโหลดบัสในระบบ

λ คือ อัตราล้มเหลวของอุปกรณ์

r คือ ระยะเวลาที่เกิดเหตุขัดข้องของอุปกรณ์

k คือ เวลา (ชั่วโมง) เริ่มตั้งแต่ ชั่วโมงที่ 1 ไปจนถึงชั่วโมงที่ 8760

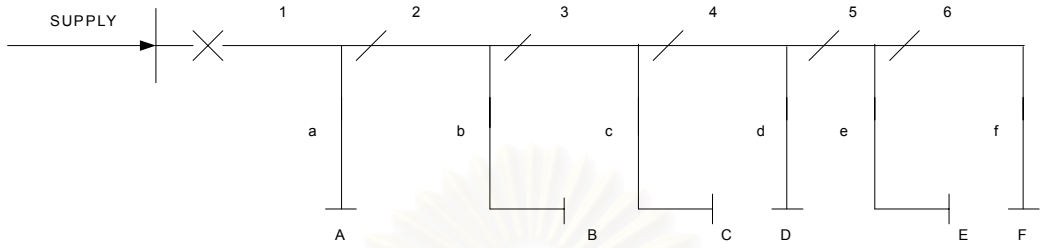
L คือ ค่าโหลดที่จุดโหลดบัส i

n คือ จำนวนปีที่ทำการ เร่งค่าของอัตราล้มเหลวของอุปกรณ์

โดยจะพบว่าค่าที่ได้จากการพิสูจน์นั้นเท่ากับค่าที่เกิดจากการคำนวณโดยวิธีการปกติ

การทดสอบโปรแกรมกับระบบทดสอบโปรแกรม

โปรแกรมที่ใช้ในวิทยานิพนธ์นี้ ในการหาค่าดัชนีความเชื่อถือได้ของระบบไฟฟ้า ได้ถูกทดสอบกับระบบทดสอบโปรแกรมดังรูป ง.1 ซึ่งใกล้เคียงกับระบบที่ใช้ในการทดสอบในวิทยานิพนธ์นี้



รูปที่ ง.1 ระบบทดสอบโปรแกรม

ตารางที่ ง.1 ค่าพารามิเตอร์ของระบบทดสอบโปรแกรม

สายป้อน	ค่าความยาวสาย (กม.)	λ (ครั้ง/ปี)	r (ชั่วโมง)
1	1	0.065	5
2	1	0.065	5
3	1	0.065	5
4	1	0.065	5
5	1	0.065	5
6	1	0.065	5

โดยกำหนดให้ทุก ๆ โหลดบัสมีค่าโหลดเท่ากับ 1 pu และ Switching Time ของเบรกเกอร์เท่า กับ 1 ชั่วโมง ได้ผลการคำนวณจากวิธีการปกติและวิธีการมอนติคาร์โลโดยการแปลงค่า λ โดยใช้เวลา n = 20 ปีถ่วง และจำนวนรอบที่ทำการจำลอง คือ 5000 รอบ ได้ค่าเปรียบเทียบตารางที่ ง.2

ตารางที่ ง.2 ตารางเปรียบเทียบค่าที่ได้จากโปรแกรมและจากวิธีการปกติ

	วิธีการคำนวณปกติ	วิธีการที่ใช้ในวิทยานิพนธ์	% คลาดเคลื่อน
ค่า ENS ที่จุดโหลด A	0.65	0.645	-0.715
ค่า ENS ที่จุดโหลด B	0.91	0.902	-0.934
ค่า ENS ที่จุดโหลด C	1.17	1.158	-1.034
ค่า ENS ที่จุดโหลด D	1.43	1.414	-1.105
ค่า ENS ที่จุดโหลด E	1.69	1.671	-1.139

ค่า ENS ที่จุดโหลด F	1.95	1.927	-1.156
ค่า ENS รวมของระบบ	7.80	7.717	-1.062

จากตารางข้างต้นจะพบว่าค่าที่ได้จากโปรแกรมนั้น มีความผิดพลาดที่อยู่ในเกณฑ์ยอมรับได้ และค่าที่คลาดเคลื่อนนั้น เป็นธรรมชาติของการจำลองความน่าจะเป็นแบบมอนติคาร์โลอยู่แล้ว ดังนั้นวิธีการเปลี่ยนแปลงค่าของอัตราความล้มเหลวของอุปกรณ์โหลดในแต่ละรอบที่ทำการพิจารณานั้นจึงมีความถูกต้องอยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสม

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก จ

วิธีการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

วิธีทำการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยใช้วิธีการ Discounted Cash Flow Analysis โดยจะคำนวณออกมาเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ปกติทั่วไปต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจะขึ้นกับเงินลงทุนตั้งต้น (Capital Cost) ค่าเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษา (O&M Cost) ผลตอบแทนเบื้องต้น ใช้สมมุติฐานของค่าใช้จ่ายจากภาระการกู้เงินซึ่งหมายถึงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ความสามารถในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละเทคโนโลยี และอายุของโครงการ โดยหากเป็นพลังงานหมุนเวียนประเภทแสงอาทิตย์และพลังน้ำขนาดเล็กจะไม่มีค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Electricity Generating Cost) ของเทคโนโลยีเชื้อเพลิงต่างๆ จะเท่ากับความสามารถในการคืนทุนต่อปี ต่อปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อปี บวกด้วยค่าเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษา โดยสามารถคำนวณได้จากสูตร ต่อไปนี้

$$G = [CR / E] + f + m$$

โดย $$R = r / [1 - (1+r)^{(-n)}]$$

โดยที่ G : ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

C : เงินลงทุนตั้งต้นต่อหน่วยการติดตั้ง (บาท ต่อ กิโลวัตต์)

R : Discount Factor

r : อัตราดอกเบี้ย (Interest Rate)

E : ปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในช่วงปี (kW-ชั่วโมง ต่อ กิโลวัตต์)

f : ค่าเชื้อเพลิง (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

m : ค่าดำเนินการและซ่อมบำรุงรักษา (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียน

นายอนุบุตร สง่าราศรี เกิดเมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2524 ที่จังหวัดกรุงเทพ สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมไฟฟ้า ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เมื่อปี พ.ศ. 2545 จากนั้นได้ศึกษาต่อในหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สถาบันวิทยบริการ
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย