แนวทางการตรวจวัด และพิสูจน์ผล การประหยัดพลังงาน (M&V)

สนับสนุนโดย

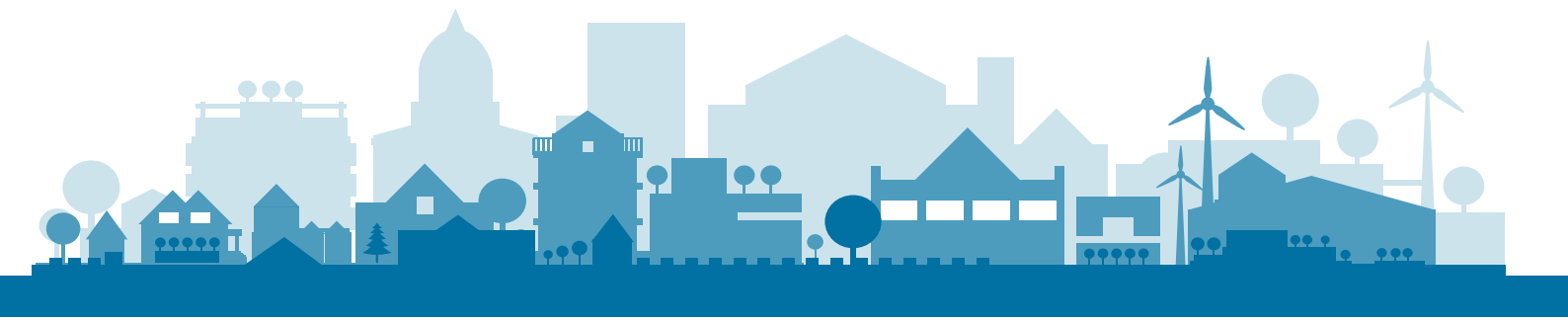
สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม
สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทน
และอนุรักษ์พลังงาน
กระทรวงพลังงาน

จัดทำโดย

Thai ESCO Association
สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย

แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล การประหยัดพลังงาน (M&V)



สนับสนุนโดย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

จัดทำโดย

Thai ESCO Association สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย

คำนำ

นับตั้งแต่ปี 2555-2557 ที่ผ่านมา กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ได้มอบหมายให้สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม ดำเนินการพัฒนาแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (Measurement and Verification; M&V) ที่เหมาะสมสำหรับโครงการที่ดำเนินการด้วยกลไกบริษัทจัดการพลังงาน ซึ่งได้จัดทำไปแล้วทั้งสิ้น 8 มาตรการ โดยพิจารณาเลือกมาตรการที่มีการดำเนินการแพร่หลาย มีศักยภาพการอนุรักษ์พลังงานสูง และมีศักยภาพในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ เพื่อใช้เป็นแนวทางในการดำเนินโครงการสำหรับกลุ่มผู้ประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) รวมทั้งบริษัทที่ปรึกษาด้านพลังงาน ให้มีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยอ้างอิงถึงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance and Verification Protocol) ซึ่งมีการนำไปใช้แล้วกว่า 40 ประเทศทั่วโลก

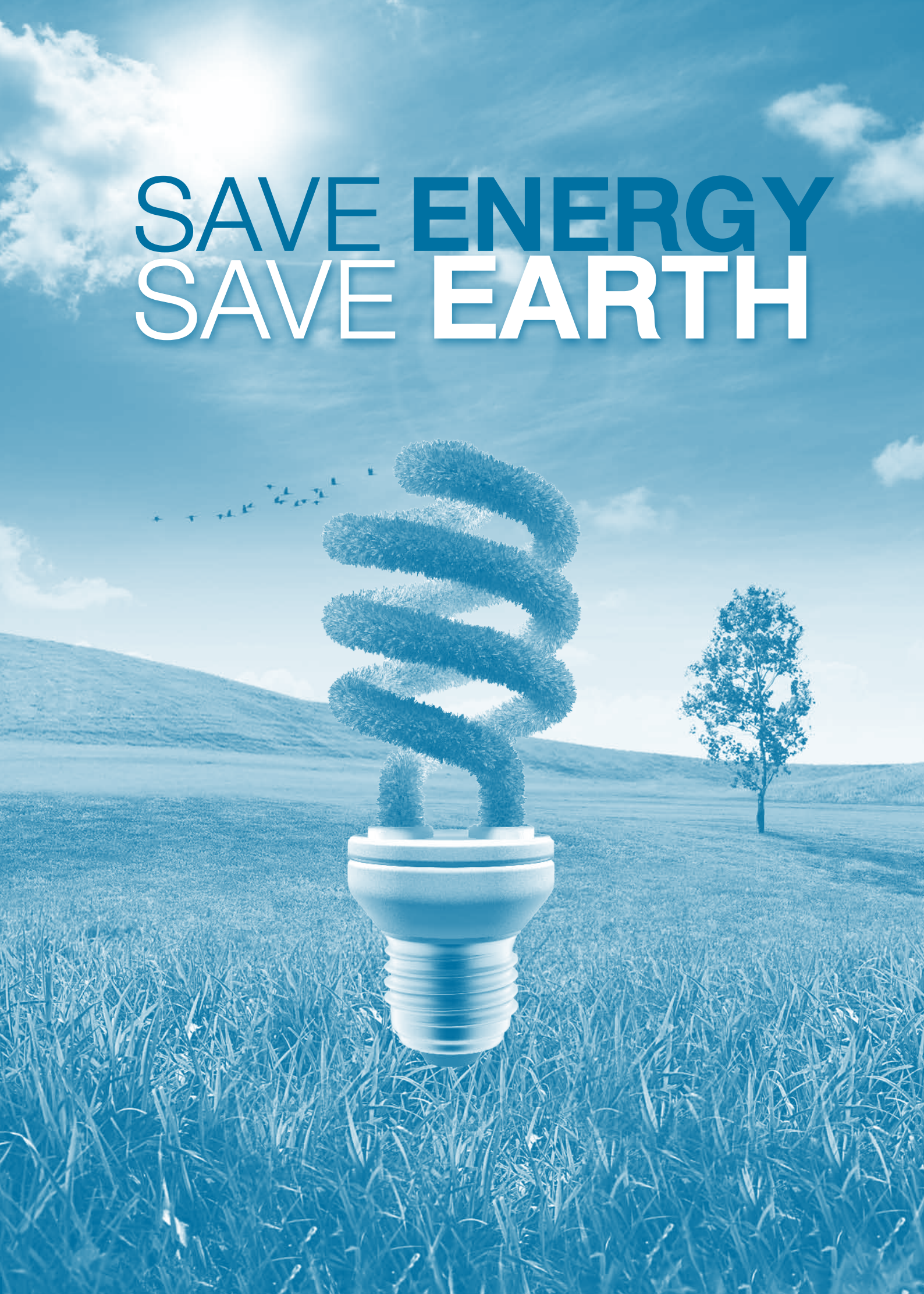
ทางสถาบันพลังงานฯ เห็นว่าการพัฒนาแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (Measurement and Verification; M&V) อย่างต่อเนื่องจะช่วยส่งเสริมและควบคุมให้บริษัทจัดการพลังงานดำเนินการพิสูจน์และรับประกันผลการประหยัดพลังงานในโครงการ ESCO ต่างๆ ได้อย่างถูกต้องแม่นยำ โปร่งใสเป็นกลาง และเป็นที่ยอมรับของผู้ประกอบการ ในปี 2558 นี้ ทางสถาบันพลังงานฯ จึงร่วมกับสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย จัดทำแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานเพิ่มเติมจากที่ทำไว้เดิมขึ้นอีก 4 มาตรการใหม่ ซึ่งได้แก่ มาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานร่วม มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบ On Grid เพื่อจำหน่าย และมาตรการระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง (Waste Heat Recovery) เพื่อใช้เป็นแนวทางอ้างอิงในการดำเนินโครงการอนุรักษ์พลังงานด้วยกลไกบริษัทจัดการพลังงาน

คณะผู้จัดทำขอขอบคุณกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ที่ได้ให้การสนับสนุนในการดำเนินการโครงการ และหวังเป็นอย่างยิ่งว่าแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานฉบับนี้ จะเป็นประโยชน์ต่อผู้ที่เกี่ยวข้องในธุรกิจ ESCO ทั้งในส่วนผู้ให้บริการและผู้รับบริการ อันจะเป็นกลไกที่จะช่วยให้การดำเนินการอนุรักษ์พลังงานบรรลุเป้าหมายได้ดียิ่งขึ้น

คณะผู้จัดทำ

คณะผู้จัดทำ

1.	นายสาร์รัฐ ประกอบชาติ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
2.	ดร.พงศ์พันธุ์ วรสายัณห์	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
3.	นายสยาม มัชฌิมา	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
4.	นายพีนัท ประจักษ์วงศ์	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
5.	นายนรวัฒน์ วงศ์คำ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
6.	นายวิศรุต เมธาสิทธิ์	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	ที่ปรึกษา
7.	นายหิน นววงศ์	สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม	ที่ปรึกษา
8.	นายณรงค์ บัณฑิตกมล	สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม	ที่ปรึกษา
9.	นายรุ่งเรือง สายพวรรณ์	สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม	ที่ปรึกษา
10.	นายอาทิตย์ เวชกิจ	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	คณะทำงาน
11.	นายรวิวัฒน์ พนาสันติภาพ	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	คณะทำงาน
12.	นายศรัณย์ ศรีพิพัฒน์	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ
13.	นายชนพันธ์ ถนัดช่าง	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ
14.	นายปรีชา ปรีดาวิจิตร	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ
15.	นายสุรสิทธิ์ ศรีใส	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ
16.	นางสาวพิชญ์นันท์ ติยะพรรณ	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ
17.	นายสุพจน์ เพ็งพิศ	สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย	ผู้เชี่ยวชาญ


SAVE ENERGY
SAVE EARTH

สารบัญ

คำนำ

รายชื่อคณะผู้จัดทำ

บทที่ 1 นิยามการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

1.1 ที่มาและความสำคัญ 1

1.2 วัตถุประสงค์ 1

1.3 นิยามการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 2

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ 3

บทที่ 2 รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

2.1 รูปแบบ A การตรวจวัดเฉพาะตัวแปรหลักแยกรายมาตรการ 5

2.2 รูปแบบ B การตรวจวัดตัวแปรทุกตัวแยกรายมาตรการ 6

2.3 รูปแบบ C การวิเคราะห์จากปริมาณการใช้พลังงานโดยรวม 7

2.4 รูปแบบ D การจำลองผลด้วยแบบจำลองซึ่งผ่านการสอบเทียบ 9

บทที่ 3 แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

3.1 การวางแผนตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 13

3.2 ขั้นตอนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 14

3.3 การดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 16

3.4 การวิเคราะห์การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 18

3.5 การจัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน 19

บทที่ 4 ตัวอย่าง แนวทาง และกรณีศึกษาการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

4.1 มาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา 21

4.2 มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานร่วม 46

4.3 มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบ On Grid เพื่อจำหน่าย 75

4.4 มาตรการระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง 91

เอกสารอ้างอิง 110

บทที่ 1

นิยามการตรวจวัด และพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

1.1 ที่มาและความสำคัญ

ในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน (Measurement and Verification: M&V) นั้น ก่อนนำผลที่ได้มาคำนวณหาผลการประหยัดพลังงานที่แท้จริงของโครงการ จะต้องมีกระบวนการตรวจวัดค่าการใช้พลังงานที่ได้รับการยอมรับ อาทิ การกำหนดสิ่งที่ต้องดำเนินการในระหว่างการตรวจวัด การเข้าไปติดตั้งเครื่องมือวัดต่างๆ การสอบเทียบ และการบำรุงรักษาเครื่องมือวัด การรวบรวม/กลั่นกรองข้อมูลที่ได้ การพัฒนาวิธีการคำนวณหาผลการประหยัดพลังงานซึ่งเป็นที่ยอมรับของทุกฝ่าย การจัดทำรายงาน และการรับประกันคุณภาพเหล่านี้ เป็นต้น

สำหรับการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานในประเทศไทยจะอ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งพัฒนาขึ้นโดย EVO (Efficiency Valuation Organization) โดย IPMVP ได้ให้คำจำกัดความและแนวคิดการทำ M&V ทางเลือกในการทำ M&V รูปแบบต่างๆ รวมทั้งวิธีการวางแผนและการจัดทำรายงาน M&V สำหรับโครงการอนุรักษ์พลังงาน

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อนำเสนอวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V) สำหรับการนำไปประยุกต์ใช้กับโครงการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ ซึ่งจะทำให้การตรวจวัดและการรายงานผลการประหยัดพลังงานมีความถูกต้อง แม่นยำ และน่าเชื่อถือ

2) เพื่อส่งเสริมและกระตุ้นให้บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ในประเทศไทยมีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานให้เป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยอ้างอิงระเบียบวิธีการ IPMVP ซึ่งจะช่วยยกระดับการดำเนินงานของบริษัทจัดการพลังงานไทยให้มีความน่าเชื่อถือในระดับสากล

3) เพื่อให้กระบวนการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงานมีความถูกต้องแม่นยำ น่าเชื่อถือ เป็นธรรม สร้างความเชื่อมั่นให้เกิดการลงทุน และช่วยผลักดันให้เกิดการดำเนินโครงการที่เป็นระบบ และเกิดผลประหยัดพลังงานตามเป้าหมาย

1.3 นิยามการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V)

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (Measurement and Verification: M&V) คือ การตรวจสอบว่ามาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ดำเนินการอยู่ยังคงทำให้เกิดการประหยัดพลังงาน โดยคำนวณผลการประหยัดพลังงานที่ได้รับจากการตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานก่อน และหลังการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานดังแสดงตามสมการ

ผลการประหยัดพลังงาน = (ระดับการใช้พลังงานปกติ)$_{\text{ปรับแก้}}$ - (ระดับการใช้พลังงานหลังการดำเนินการ)

ในการตรวจสอบว่ามาตรการอนุรักษ์พลังงานนั้นยังคงประหยัดพลังงานอยู่ จะต้องพิจารณาว่าวิธีการหาระดับการใช้พลังงานปกติมีความเที่ยงตรงและถูกต้อง นอกจากนี้ยังต้องพิจารณาว่าระบบ หรือเครื่องจักร อุปกรณ์ที่ติดตั้งไปนั้นทำงานได้ตามที่ระบุในข้อกำหนดคุณสมบัติ (Specification) และทำให้เกิดการประหยัดพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V) ถือเป็นกระบวนการที่สำคัญในการกำหนดและควบคุมความเสี่ยง (Performance Risk) ต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทจัดการพลังงาน ถึงแม้ว่าโครงการจะมีการออกแบบ หรือการก่อสร้างติดตั้งที่ดี แต่ถ้าไม่มีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานแล้วอาจทำให้ผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้นไม่เป็นไปตามที่ระบุไว้ในสัญญาพลังงานได้ การตรวจวัดและพิสูจน์ผลซึ่งมีความน่าเชื่อถือโดยอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่สามารถตรวจสอบได้ จะทำให้บริษัทจัดการพลังงานและเจ้าของสถานประกอบการเกิดความมั่นใจได้ว่าผลการประหยัดพลังงานจะเป็นไปตามการคำนวณทางวิศวกรรมตลอดระยะเวลาของโครงการ ทั้งนี้ในสัญญาพลังงานจะต้องมีการกำหนดระดับการใช้พลังงานฐาน (Baseline Energy Use) ของสถานประกอบการซึ่งเป็นระดับการใช้พลังงานปกติซึ่งเป็นที่ยอมรับทั้งสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V) เป็นกระบวนการหรือขั้นตอนในการหาผลการประหยัดพลังงานที่เกิดจากมาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ โดยเลือกจากรูปแบบมาตรฐาน 4 รูปแบบด้วยกันซึ่งจะกล่าวถึงต่อไป บ่อยครั้งที่มักเกิดความสับสนระหว่างความหมายของคำว่า “การตรวจวัดผลการประหยัดพลังงาน” (Measurement of Saving) และ “การตรวจติดตามผลการประหยัดพลังงาน” (Monitoring of Saving) ทำให้เกิดความเข้าใจผิดในการทำ M&V และอาจจะทำให้เกิดค่าใช้จ่ายสูงเกินความเป็นจริง โดยหลักการแล้ว “การตรวจวัดผลการประหยัดพลังงาน” จะหมายถึงการวัดข้อมูลและวิเคราะห์หาจำนวนหรือปริมาณของผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้น ส่วน “การตรวจติดตามผลการประหยัดพลังงาน” จะหมายถึงการประเมินค่าผลการประหยัดพลังงานที่ได้และ/หรือการกระทำใดๆ เพื่อตอบสนองต่อผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้น ซึ่งอาจจะหมายถึงการปรับเปลี่ยนวิธีการหรืออุปกรณ์ ดังนั้นการตรวจวัดผลการประหยัดพลังงานจึงไม่จำเป็นที่จะต้องทำแบบต่อเนื่องหรือต้องเก็บข้อมูลตลอดเวลา อาจจะทำเป็นครั้งคราวได้ นอกจากนี้แล้วการใช้คำว่า “การตรวจวัดผลการประหยัดพลังงาน” อาจจะไม่ถูกต้องมากนัก เนื่องจากในความเป็นจริงแล้วผลการประหยัดพลังงานไม่สามารถตรวจวัดได้ สิ่งที่สามารถวัดได้จริงคือปริมาณพลังงานที่ใช้ไป ผลการประหยัดพลังงานเกิดจากความแตกต่างของปริมาณพลังงานที่ใช้ก่อนและหลังการใช้มาตรการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งจะต้องนำปริมาณพลังงานทั้งสองครั้งมาวิเคราะห์เพื่อหาผลการประหยัดพลังงานต่อไป

1.4 ประโยชน์ที่ได้รับ

1) ช่วยลดความเสี่ยง (Performance Risk) และการบริหารความเสี่ยงต่อการลงทุนในโครงการอนุรักษ์พลังงาน ทำให้เกิดความน่าเชื่อถือกับสถาบันการเงินหรือแหล่งเงินทุนในการปล่อยสินเชื่อให้กับธุรกิจบริษัทจัดการพลังงาน

2) ช่วยลดข้อขัดแย้งในการตรวจวัดผลการประหยัดพลังงานระหว่างบริษัทจัดการพลังงาน และสถานประกอบการในการลงทุนมาตรการอนุรักษ์พลังงานต่างๆ ทำให้รายงานเป็นที่ยอมรับจากทุกๆ ฝ่าย รวมทั้งสถาบันการเงินหรือผู้เกี่ยวข้องอื่นๆ

3) เพื่อให้เกิดการประหยัดพลังงานที่มีการประเมินผลการประหยัดพลังงานได้ครบถ้วน

4) ประหยัดเวลาในการจัดทำสัญญาพลังงาน ซึ่งการทำ M&V สามารถลดข้อขัดแย้งในการพิสูจน์หาผลการประหยัดพลังงาน จึงช่วยประหยัดเวลาในการเจรจาจัดทำสัญญาพลังงานกับลูกค้า

5) ช่วยให้เกิดการขยายตลาดไปในต่างประเทศ เนื่องจากการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามระเบียบวิธีการตาม IPMVP ซึ่งได้รับความเชื่อถือและการยอมรับอย่างกว้างขวางในระดับสากล ซึ่งจะส่งผลให้บริษัทจัดการพลังงานไทยสามารถขยายตลาดไปยังต่างประเทศได้

บทที่ 2

รูปแบบการตรวจวัด และพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

2.1 รูปแบบ A การตรวจวัดเฉพาะตัวแปรหลักแยกรายมาตรการ (Option A : Retrofit Isolation with Key Parameter Measurement)

2.1.1 การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรูปแบบ A ใช้การประเมินการอนุรักษ์พลังงานระดับอุปกรณ์หรือระบบ โดยตรวจวัดตัวแปรหลักของระบบหรืออุปกรณ์ที่สามารถตรวจวัดได้ เช่น ความสามารถในการทำความเย็นของเครื่องทำความเย็น กำลังไฟฟ้าที่ใช้ของเครื่องทำความเย็น ชั่วโมงทำงานของระบบแสงสว่าง ชั่วโมงการทำงานของเครื่องทำความเย็น เป็นต้น โดยเป็นการสุ่มตรวจวัดหรือตรวจวัดเป็นระยะเวลาสั้นๆ ระหว่างช่วงเวลาการทำงานก่อนการปรับปรุงกับช่วงเวลาหลังการปรับปรุง สำหรับตัวแปรที่ไม่สามารถวัดได้อาจจะใช้ข้อมูลในอดีตหรือข้อมูลจากผู้ผลิต ซึ่งเป็นข้อมูลเฉลี่ยของอุปกรณ์

2.1.2 ระยะเวลาการตรวจวัด

การตรวจวัดในรูปแบบ A อาจจะเป็นการตรวจวัดเป็นจุดในช่วงระยะเวลาสั้นๆ หรือบันทึกข้อมูลอย่างต่อเนื่อง ขึ้นอยู่กับความผันผวนของข้อมูลที่ต้องการตรวจวัด ทั้งนี้สำหรับข้อมูลที่มีค่าค่อนข้างคงที่อาจทำการตรวจวัดแบบจุดหรือตรวจวัดเพียงช่วงระยะเวลาสั้นๆ แต่ถ้าเป็นข้อมูลที่เปลี่ยนแปลงตลอดเวลา ก็ควรทำการตรวจวัดอย่างต่อเนื่อง

2.1.3 การสุ่มตัวอย่าง

ในการตรวจวัดเพื่อหาค่าพลังงานที่ประหยัดได้ของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ถ้าอุปกรณ์ในระบบมีจำนวนน้อยอาจจะทำการตรวจวัดอุปกรณ์ทุกตัว แต่ในกรณีที่อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องมีจำนวนมากอาจจะต้องทำการสุ่มตัวอย่างของอุปกรณ์ที่จะทำการตรวจวัด โดยการจำแนกออกเป็นกลุ่มตัวอย่างซึ่งมีลักษณะการทำงานหรือมีชั่วโมงการใช้งานที่คล้ายคลึงกัน แล้วจึงตรวจวัดกลุ่มตัวอย่างที่ได้จำแนกไว้ให้ครบถ้วน

2.1.4 ค่าใช้จ่ายในการทำ M&V รูปแบบ A

การหาค่าพลังงานที่ประหยัดได้โดยรูปแบบ A สามารถใช้วิธีประมาณค่าได้โดยไม่ต้องทำการตรวจวัด ค่าใช้จ่ายต่างๆ ประกอบด้วย

- เครื่องมือวัดที่ติดตั้งอย่างถาวร
- การเริ่มเดินเครื่องและการบำรุงรักษา
- การวิเคราะห์ค่าที่จะทำการประมาณ
- ค่าใช้จ่ายในการอ่านและบันทึกข้อมูล

เพราะฉะนั้นค่าใช้จ่ายในการหาค่าพลังงานที่ประหยัดได้ จะขึ้นอยู่กับความซับซ้อนของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน และจำนวนของข้อมูลที่ต้องทำการตรวจวัด

2.1.5 รูปแบบ A เหมาะสมกับระบบต่างๆ ดังนี้

- มาตรการอนุรักษ์พลังงานมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพการทำงานของระบบที่ได้รับการปรับปรุงเท่านั้น
- สามารถแยกระบบเฉพาะที่ทำการปรับปรุงออกจากระบบที่เหลือทั้งหมด
- ตัวแปรอิสระซึ่งมีผลกระทบต่อการใช้พลังงานไม่ซับซ้อนมากนัก หรือมีค่าใช้จ่ายไม่สูงเกินไปในการตรวจวัด
- มีเครื่องวัดย่อยติดตั้งอยู่แล้วในการแยกมาตรการอนุรักษ์พลังงานออกจากระบบที่ไม่ได้ทำการปรับปรุง
- ปกติแล้วค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรูปแบบ A มีค่าประมาณ 1-3% ของผลการประหยัดพลังงาน*

2.1 รูปแบบ A การตรวจวัดเฉพาะตัวแปรหลักแยกรายมาตรการ (Option A : Retrofit Isolation with Key Parameter Measurement)

รูปแบบ B เหมาะสำหรับการตรวจวัดและประเมินผลการประหยัดพลังงานที่มุ่งเน้นการหาประสิทธิภาพ และปัจจัยการทำงานของอุปกรณ์และระบบที่สามารถตรวจวัดได้โดยตรง โดยใช้วิธีการตรวจวัดช่วงสั้นๆ หรือตรวจวัดแบบต่อเนื่อง ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของข้อมูลที่จะนำมาใช้

รูปแบบ B จะมีลักษณะคล้ายกับรูปแบบ A แต่จะมีการตรวจวัดข้อมูลที่มากกว่าและใช้ระยะเวลานานกว่า เพื่อให้เข้าใจถึงผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้นจริง ตามปกติการตรวจวัดจะทำเพียงช่วงระยะเวลาสั้นๆ ยกเว้นในกรณีที่ตัวแปรหลายตัวมีการเปลี่ยนแปลงหลังจากติดตั้งอุปกรณ์ อาจจำเป็นที่จะต้องทำการตรวจวัดอย่างต่อเนื่อง

รูปแบบ B เหมาะสมกับระบบต่างๆ ดังนี้

- สำหรับโครงการเปลี่ยนอุปกรณ์ที่มีผลการประหยัดพลังงานน้อยกว่า 20% ของการใช้พลังงานรวมของระบบ
- เมื่อตัวแปรอิสระที่มีผลกระทบต่อการใช้พลังงานไม่ซับซ้อนมากนัก หรือมีค่าใช้จ่ายไม่สูงเกินไปในการตรวจวัด
- มีเครื่องมือวัดย่อยติดตั้งอยู่แล้วในการแยกมาตรการอนุรักษ์พลังงานออกจากระบบที่ไม่ได้ทำการปรับปรุง
- ปกติแล้วค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรูปแบบ B มีค่าประมาณ 3-10% ของผลการประหยัดพลังงาน*

2.3 รูปแบบ C การวิเคราะห์จากปริมาณการใช้พลังงานโดยรวม (Option C: Whole Facility Measurement)

2.3.1 การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรูปแบบ C ใช้มิเตอร์วัดการใช้ไฟฟ้ารวมของการไฟฟ้าหรือมิเตอร์วัดการใช้พลังงานรวมของผู้จำหน่ายพลังงาน หรือใช้มิเตอร์ย่อยทั้งหมดที่ติดตั้งในระบบหรืออาคารต่างๆ ของสถานประกอบการ การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามรูปแบบนี้จะไม่ประเมินผลการประหยัดพลังงานแยกตามมาตรการ แต่จะประเมินผลการประหยัดพลังงานโดยรวมสำหรับมาตรการทั้งหมด ซึ่งผลการประหยัดพลังงานที่ประเมินได้จากรูปแบบ C นี้จะรวมถึงผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานของสถานประกอบการด้วย

รูปแบบนี้อาจจะนำมาใช้ในกรณีที่มีผลกระทบระหว่างมาตรการอนุรักษ์พลังงาน หรือระหว่างมาตรการอนุรักษ์พลังงานกับส่วนของสถานประกอบการที่ไม่ได้ทำการปรับปรุงประสิทธิภาพ หรือในกรณีที่การแยกรายมาตรการอาจจะทำได้ยากหรือมีค่าใช้จ่ายสูง

รูปแบบ C สามารถนำมาใช้กับโครงการซึ่งผลการประหยัดพลังงานที่ได้คาดการณ์ไว้ มีค่ามากเพียงพอจนไม่จำเป็นที่จะต้องพิจารณาผลจากการเปลี่ยนแปลงการใช้พลังงานที่ไม่สามารถอธิบายได้ โดยทั่วไปผลการประหยัดพลังงานควรมีค่ามากกว่า 10% ของการใช้พลังงานทั้งปีก่อนการดำเนินโครงการ นอกจากนั้นควรมีการตรวจสอบการใช้พลังงานของอุปกรณ์ทั้งหมดและการใช้งานภายในอาคารเป็นช่วงๆ สม่ำเสมอภายหลังดำเนินการมาตรการอนุรักษ์พลังงาน

2.3.2 ข้อมูลพลังงาน

การใช้พลังงานของสถานประกอบการอาจตรวจวัดแยกแต่ละอุปกรณ์ใช้งานหรือแยกตามประเภทของพลังงาน เช่น ในกรณีที่ตรวจวัดการใช้พลังงานของอาคารในมหาวิทยาลัย จะตรวจวัดการใช้พลังงานของอาคารแยกแต่ละอาคาร เพื่อให้สามารถประเมินการประหยัดพลังงานได้

การประเมินผลการประหยัดพลังงานโดยรวมจะใช้การตรวจวัดการใช้พลังงานจากเครื่องมือวัดหลายๆ เครื่องตามประเภทพลังงาน หรือตามส่วนย่อยๆ ของสถานประกอบการ เมื่อเครื่องวัดสามารถตรวจวัดการใช้พลังงานส่วนย่อยมาได้แล้ว ก็จะรวมผลเป็นการใช้พลังงานทั้งหมดของสถานประกอบการเพื่อหาผลการประหยัดพลังงาน สำหรับการตรวจวัดเพื่อหาผลการประหยัดค่าความต้องการพลังไฟฟ้าควรมีการตรวจสอบกับใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าหลายๆ เดือน เพื่อยืนยันความถูกต้องของการหาผลการประหยัดพลังงาน ในกรณีที่ไม่ใช้ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าก็ควรมีอุปกรณ์วัดความต้องการพลังไฟฟ้าติดตั้งแยกต่างหาก

2.3.3 ใบแจ้งหนี้ค่าพลังงาน (Energy invoices)

เมื่อใช้ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าจากการไฟฟ้าสำหรับการประเมินการใช้พลังงาน ควรคำนึงด้วยว่า การอ่านค่าจากเครื่องมือวัดของการไฟฟ้าอาจจะไม่มีความถูกต้องแม่นยำนัก ใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าจะให้ข้อมูลโดยประมาณโดยเฉพาะสำหรับสถานประกอบการขนาดย่อม การอ่านเครื่องมือวัดโดยประมาณนั้นอาจจะทำให้เกิดความผิดพลาดในการประเมินผลการประหยัดพลังงานได้

2.3.4 ตัวแปรอิสระ

ในที่นี้ตัวแปรอิสระ หมายถึง ลักษณะเฉพาะหรือสภาวะแวดล้อมของการใช้สถานประกอบการที่มีผลต่อการใช้พลังงาน เช่น สภาวะอากาศ และจำนวนผู้ใช้พื้นที่อาคาร โดยควรทำการตรวจวัดและบันทึกค่าตัวแปรอิสระในช่วงเวลาเดียวกันกับที่เครื่องวัดพลังงานบันทึก เช่น ช่วงเวลาการเก็บข้อมูลปริมาณคนไข้ของโรงพยาบาลก็ควรจะเป็นช่วงเดือนเดียวกันกับใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า

2.3.5 การวิเคราะห์ข้อมูลและแบบจำลอง

โดยทั่วไปรูปแบบ C จะใช้จำนวนข้อมูล 12, 24 หรือ 36 เดือน จากข้อมูลการใช้พลังงานก่อนปรับปรุง และข้อมูลต่อเนื่องในช่วงหลังปรับปรุง อย่างไรก็ตามก็สามารถใช้ข้อมูลประจำช่วงเวลาที่มากหรือน้อยกว่านี้ (เช่น 13, 14, 15 หรือ 9, 10, 11 เดือน) ได้

สำหรับอาคารบางประเภท (เช่น โรงเรียน) ซึ่งมีค่าความแตกต่างที่สำคัญระหว่างการใช้พลังงานของอาคารในช่วงเวลาเปิดเทอมและปิดเทอม ควรจะมีการสร้างแบบจำลองถดถอย (Regression Analysis) แยกกันสำหรับช่วงเวลาการใช้งานที่ต่างกันนี้

2.3.6 ค่าใช้จ่าย

ค่าใช้จ่ายของวิธีในรูปแบบ C จะขึ้นอยู่กับปริมาณข้อมูลพลังงานจากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า หรือจากเครื่องวัดพิเศษอื่นๆ ซึ่งในกรณีที่มีเครื่องวัดย่อยในสถานประกอบการอยู่แล้ว ก็จะไม่มีค่าใช้จ่ายพิเศษเกิดขึ้น ค่าใช้จ่ายหลักของรูปแบบ C ได้แก่ (1) การจัดการข้อมูลค่าไฟฟ้า และการดำเนินงานโปรแกรมด้วยข้อมูลค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และ (2) การติดตามและปรับแก้ค่าให้สอดคล้องกับสภาพเงื่อนไขที่เปลี่ยนแปลงหลังจากการปรับปรุง

2.3.7 รูปแบบ C เหมาะสมกับระบบต่างๆ ดังนี้

- มีการประเมินการใช้พลังงานรวมของสถานประกอบการ
- มีมาตรการอนุรักษ์พลังงานหลายประเภทในสถานประกอบการ
- มีมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมที่ไม่สามารถแยกออกมาต่างหากจากส่วนอื่นได้โดยง่าย เช่น การเปลี่ยนผนังหรือหน้าต่างให้มีคุณภาพดีขึ้น
- การประหยัดมีค่ามากพอที่จะแยกออกมาจากค่าการใช้พลังงานส่วนย่อยๆ ในข้อมูลของปีฐานในช่วงเวลาที่มีการตรวจวัด
- ผลกระทบระหว่างมาตรการอนุรักษ์พลังงาน หรือระหว่างมาตรการอนุรักษ์พลังงานกับอุปกรณ์อื่นของสถานประกอบการมีค่ามาก ถ้าใช้รูปแบบ A และ B จะมีความซับซ้อนมากเกินไป
- ไม่มีการเปลี่ยนแปลงหลักๆ ในสถานประกอบการในอนาคตอันใกล้ เช่น ไม่มีการเปลี่ยนแปลงกระบวนการผลิตตลอดช่วงที่มีการหาค่าผลการประหยัดพลังงาน
- ตามปกติค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรูปแบบ C มีค่าประมาณ 1-10% ของผลการประหยัดพลังงาน*

หมายเหตุ: อ้างอิงจาก U.S. Federol Energy Management Program (FEMP) M&V Guidelines : Measurement and Verification for Federol Energy Projects, Version 2.2, DOE100 -102000 - 0960, September 2000

2.4 รูปแบบ D การจำลองผลด้วยแบบจำลองซึ่งผ่านการสอบเทียบ (Calibrated Simulation)

รูปแบบ D ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์จำลองการใช้พลังงานก่อนและหลังการดำเนินมาตรการของสถานประกอบการ สามารถใช้ได้ทั้งแบบรายมาตรการหรือหลายมาตรการรวมกัน แบบจำลองในการคำนวณจะต้องมีการสอบเทียบเพื่อที่จะสามารถใช้ทำนายการใช้พลังงานและความต้องการพลังไฟฟ้าได้ใกล้เคียงความเป็นจริงไม่ว่าจะเป็นช่วงก่อนหรือหลังการปรับปรุง โดยปกติรูปแบบนี้จะใช้ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลการใช้พลังงานของปีฐาน (Base Year)

อย่างไรก็ดีในทางปฏิบัตินั้นรูปแบบ D มีการนำมาใช้น้อยมาก เนื่องจากจำเป็นต้องมีผู้ชำนาญการใช้โปรแกรมในการสร้างแบบจำลองอย่างแท้จริง และยากในการอธิบายผลการคำนวณที่ได้จากการจำลองการใช้พลังงานให้กับบุคคลทั่วไปเข้าใจ จึงเป็นอุปสรรคสำคัญในการยอมรับของสถานประกอบการ ตัวอย่างโปรแกรมที่ใช้สำหรับจำลองการใช้พลังงานที่นิยมใช้ในปัจจุบัน อาทิเช่น DOE-2, BLAST, Energy Plus เป็นต้น

จากรูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V) ที่กล่าวมาทั้ง 4 รูปแบบนั้น อาจเป็นการยากที่จะกล่าวว่า M&V รูปแบบใดจะมีค่าใช้จ่ายมากหรือน้อยกว่ากัน อย่างไรก็ตามโดยปกติแล้วการดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานไม่ว่ารูปแบบใดก็ตามไม่ควรมีค่าใช้จ่ายเกิน 10% ของผลการประหยัดพลังงาน

ตารางที่ 2-1 สรุปรูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามระเบียบวิธีการ IPMVP

หลักการ	การคำนวณผลประหยัด	ตัวอย่าง
รูปแบบ A การตรวจวัดเฉพาะตัวแปรหลักแยกรายมาตรการ (Option A: Retrofit Isolation with Key Parameter Measurement) คำนวณผลประหยัดพลังงานโดยการตรวจวัดเฉพาะตัวแปรหลักที่มีผลต่อการใช้พลังงานของอุปกรณ์หรือระบบที่ดำเนินการมาตรการ การตรวจวัดอาจทำแบบชั่วขณะหรือต่อเนื่องขึ้นอยู่กับความผันผวนของค่าตัวแปรและรอบระยะเวลาการรายงานผล สำหรับตัวแปรรองซึ่งไม่ได้ตรวจวัดให้ใช้การประเมินค่าจากข้อมูลในอดีต หรือจากข้อมูลผู้ผลิตอุปกรณ์ หรือจากการประมาณการทางวิศวกรรม โดยต้องแสดงเอกสารหลักฐาน หรือหลักการที่ใช้ในการประเมินค่า ค่าผิดพลาดของการคำนวณผลประหยัดจากรูปแบบนี้มักมาจากการประเมินค่าตัวแปรมากกว่าค่าผิดพลาดจากการตรวจวัด	คำนวณปริมาณการใช้พลังงานฐานและปริมาณการใช้พลังงานหลังดำเนินการมาตรการ จากการตรวจวัดตัวแปรหลักแบบชั่วขณะหรือต่อเนื่อง ร่วมกับการประเมินค่าตัวแปรรอง โดยอาจมีการปรับค่าเป็นประจำหรือการปรับค่าเป็นครั้งคราว (Routine and Non-routine Adjustments) ตามความจำเป็น	มาตรการปรับปรุงระบบแสงสว่าง ซึ่ง 1) ตรวจวัดกำลังไฟฟ้าซึ่งเป็นตัวแปรหลักเป็นระยะ ร่วมกับ 2) การประเมินชั่วโมงใช้งานตามชั่วโมงทำงานของอาคารและพฤติกรรมการใช้พื้นที่ของผู้ใช้อาคาร
รูปแบบ B การตรวจวัดตัวแปรทุกตัวแยกรายมาตรการ (Option B: Retrofit Isolation with All Parameter Measurement) คำนวณผลประหยัดพลังงานโดยการตรวจวัดตัวแปรทุกตัวที่มีผลต่อการใช้พลังงานของอุปกรณ์หรือระบบที่มีการดำเนินการมาตรการ การตรวจวัดอาจเป็นแบบชั่วขณะหรือต่อเนื่องขึ้นอยู่กับความผันผวนของค่าตัวแปรและรอบระยะเวลาการรายงานผล	คำนวณปริมาณการใช้พลังงานฐานและปริมาณการใช้พลังงานหลังดำเนินการมาตรการ จากการตรวจวัดตัวแปรแบบชั่วขณะหรือต่อเนื่อง หรือใช้การคำนวณทางวิศวกรรมจากการวัดตัวแปรที่เป็นตัวแทนการใช้พลังงาน โดยอาจมีการปรับค่าเป็นประจำหรือการปรับค่าเป็นครั้งคราว (Routine and Non-routine Adjustments) ตามความจำเป็น	มาตรการปรับความเร็วรอบมอเตอร์เพื่อควบคุมปริมาณการไหลของปั๊มโดยติดตั้งมิเตอร์วัดกำลังไฟฟ้าที่ป้อนเข้ามอเตอร์โดยอ่านค่าทุกนาที ในการวัดปริมาณการใช้พลังงานฐานจะติดตั้งมิเตอร์เป็นระยะเวลาหนึ่งสัปดาห์เพื่อตรวจสอบความคงที่ของภาระใช้งานและติดตั้งมิเตอร์ตลอดช่วงรายงานผลเพื่อตรวจติดตามการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า

หลักการ	การคำนวณผลประหยัด	ตัวอย่าง
รูปแบบ C การพิจารณาการใช้พลังงานโดยรวมของสถานประกอบการ (Option C: Whole Facility Measurement) คำนวณผลประหยัดพลังงานโดยการตรวจวัดการใช้พลังงานรวมของสถานประกอบการ หรือตรวจวัดในระดับอาคารหรือโรงงานย่อย การตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานรวมของสถานประกอบการจะดำเนินการอย่างต่อเนื่องตลอดรอบระยะเวลาการรายงานผล	คำนวณปริมาณการใช้พลังงานฐานและปริมาณการใช้พลังงานหลังดำเนินการมาตรการโดยใช้ข้อมูลจากมิเตอร์วัดปริมาณการใช้พลังงานรวม โดยอาจมีการปรับค่าเป็นประจำ (Routine Adjustments) โดยใช้เทคนิคต่างๆ เช่น การเปรียบเทียบหรือการวิเคราะห์สมการถดถอย (Regression Analysis) หรือการปรับค่าเป็นครั้งคราว (Non-routine Adjustments) ตามความจำเป็น	การบริหารจัดการพลังงานที่มีการดำเนินการหลายมาตรการพร้อมกันในหลายระบบของสถานประกอบการ โดยใช้ข้อมูลจากมิเตอร์วัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและมิเตอร์วัดปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวม เพื่อตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานฐานเป็นระยะเวลา 12 เดือน และเก็บข้อมูลต่อเนื่องตลอดช่วงรายงานผล
รูปแบบ D การจำลองผลโดยใช้แบบจำลองซึ่งผ่านการสอบเทียบ (Option D: Calibrated Simulation) คำนวณผลประหยัดพลังงานโดยใช้การจำลองผลการใช้พลังงานรวมของสถานประกอบการ หรือจำลองผลในระดับอาคารหรือโรงงานย่อย อย่างไรก็ตามวิธีการจำลองผลจะต้องผ่านการสอบเทียบก่อนนำมาใช้ประเมินการใช้พลังงานจริง การใช้รูปแบบนี้ต้องการทักษะความเชี่ยวชาญสูงในการจัดทำแบบจำลองการใช้พลังงาน	คำนวณปริมาณการใช้พลังงานฐานและปริมาณการใช้พลังงานหลังดำเนินการมาตรการโดยใช้แบบจำลองการใช้พลังงาน ซึ่งผ่านการสอบเทียบกับข้อมูลจากมิเตอร์วัดปริมาณการใช้พลังงานรวมรายชั่วโมงหรือรายเดือน (โดยอาจใช้ข้อมูลจากมิเตอร์วัดปริมาณการใช้พลังงานในฝั่งผู้ใช้งานประกอบเพื่อช่วยในการปรับปรุงแบบจำลองให้แม่นยำขึ้น)	การบริหารจัดการพลังงานที่มีการดำเนินการหลายมาตรการพร้อมกันในหลายระบบของสถานประกอบการ ซึ่งไม่สามารถติดตั้งมิเตอร์เพื่อเก็บข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานฐานได้ ข้อมูลจากมิเตอร์วัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและมิเตอร์วัดปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมซึ่งติดตั้งภายหลังจะใช้ในการสอบเทียบแบบจำลอง การคำนวณผลประหยัดจะประเมินจากการจำลองปริมาณการใช้พลังงานฐานเปรียบเทียบกับการจำลองปริมาณการใช้พลังงานหลังดำเนินการมาตรการ

ที่มา : EVO 10000-1:2014, International Performance Measurement & Verification Protocol, Core Concepts, June 2014

บทที่ 3

แนวทางการตรวจวัด และพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

3.1 การวางแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานที่ดี ควรมีการจัดทำแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Plan) ซึ่งประกอบไปด้วยข้อมูลหลัก ดังต่อไปนี้

3.1.1 วัตถุประสงค์ รายละเอียดของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน และผลการประหยัดพลังงานที่คาดว่าจะได้รับ

3.1.2 ขอบเขตของการตรวจวัด เพื่อใช้ตัดสินผลการประหยัดพลังงาน ซึ่งครอบคลุมทั้งในส่วนเฉพาะเจาะจง เช่น การไหลของน้ำเย็นในระบบปรับอากาศ ปริมาณอากาศและจำนวนเชื้อเพลิงในเตาเผาและอื่นๆ หรือครอบคลุมขอบเขตที่กว้าง เช่น พลังงานทั้งหมดที่ใช้ของสถานประกอบการ โดยแยกเป็นการใช้พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน เป็นต้น

3.1.3 รายละเอียดที่มาของเงื่อนไขพื้นฐาน และข้อกำหนดต่างๆ สำหรับใช้อ้างอิงเป็นปีฐาน (Base Year) และประมาณการใช้พลังงานในปีฐานของสถานประกอบการ ประกอบด้วย

1) ปริมาณการใช้พลังงาน และลักษณะความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้า
2) ประเภทการใช้พื้นที่ และช่วงเวลาการใช้งาน
3) สภาวะอากาศ หรือผลผลิตสำหรับแต่ละฤดูกาล
4) ข้อมูลอุปกรณ์ที่ใช้ในสถานประกอบการ อาจจะแยกย่อยออกเป็นระบบๆ ภายในสถานประกอบการ
5) การปรับตั้งค่าการใช้งานของอุปกรณ์ (Set Point)

3.1.4 ระบุวิธีการหรือแผนการต่างๆ ที่จะใช้ในการเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขที่ใช้อ้างอิง

3.1.5 กำหนดงบประมาณการลงทุน และระยะเวลาการคืนทุนของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน

3.1.6 กำหนดเงื่อนไข ซึ่งจะใช้ในการปรับเปลี่ยนวิธีการตรวจวัด

3.1.7 กำหนดกระบวนการจัดเก็บข้อมูลสมมติฐาน และวิธีการวิเคราะห์ข้อมูลอย่างชัดเจน

3.1.8 กำหนดรายละเอียด ตำแหน่ง เวลา ที่จะทำการตรวจวัด ลักษณะคุณสมบัติของเครื่องวัด การเปรียบเทียบเครื่องมือวัด

3.1.9 การอ่านค่า และการเป็นพยาน (Witnessing Protocol) ในการอ่านค่าจากเครื่องมือวัด ขั้นตอนการส่งมอบเครื่องมือวัด การปรับเปลี่ยนเครื่องมือวัด และวิธีการแก้ไขเมื่อข้อมูลสูญหายหรือไม่สามารถตรวจวัดได้

3.1.10 กำหนดวิธีการประกันคุณภาพของโครงการ

3.1.11 กำหนดรูปแบบของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Report) และการนำเสนอผลการประหยัดพลังงานในแต่ละปี

3.2 ขั้นตอนหลักของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

การที่โครงการอนุรักษ์พลังงานซึ่งดำเนินการโดยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) จะมีความน่าเชื่อถือมากขึ้น บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ควรมีขั้นตอนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานที่เป็นมาตรฐาน เพื่อลดความขัดแย้งในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานอันเกิดจากการเปรียบเทียบระหว่างโครงการอนุรักษ์พลังงานที่มีรูปแบบคล้ายคลึงกัน โดยมาตรฐานขั้นต่ำของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานควรดำเนินการตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) แต่งตั้งคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

สถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) พิจารณาเลือกและแต่งตั้งหน่วยงานที่จะมาทำงานเป็นคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Unit)

2) สำรวจพื้นที่ตามมาตรการอนุรักษ์พลังงาน

ตัวแทน M&V Unit สำรวจพื้นที่และเครื่องจักรที่จะทำการเปลี่ยนหรือปรับปรุงเพื่อประเมินค่าใช้จ่ายในการตรวจ วัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานรวมถึงค่าใช้จ่ายในการจัดทำรายงาน

3) จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

M&V Unit จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานส่งผ่านบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) เพื่อแนบท้ายสัญญาพลังงาน (Energy Performance Contract: EPC)

4) เตรียมพื้นที่และเครื่องจักรสำหรับการตรวจวัดก่อนปรับปรุง

สถานประกอบการจัดเตรียมพื้นที่และนัดหมาย M&V Unit เพื่อเข้าปฏิบัติการ ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

5) ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนปรับปรุง

M&V Unit เข้าปฏิบัติการ ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง เพื่อวิเคราะห์การใช้พลังงานปีฐาน (Baseline) และส่งมอบรายงานให้กับคู่สัญญาพิจารณา

6) เตรียมพื้นที่และเครื่องจักรสำหรับการตรวจวัดหลังปรับปรุง

บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ดำเนินการปรับปรุง/เปลี่ยน เครื่องจักร อุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตให้มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นพร้อมทำการปรับตั้งให้เกิดประสิทธิภาพสูงที่สุดแล้วจึงนัดหมาย M&V Unit เข้าปฏิบัติการ ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

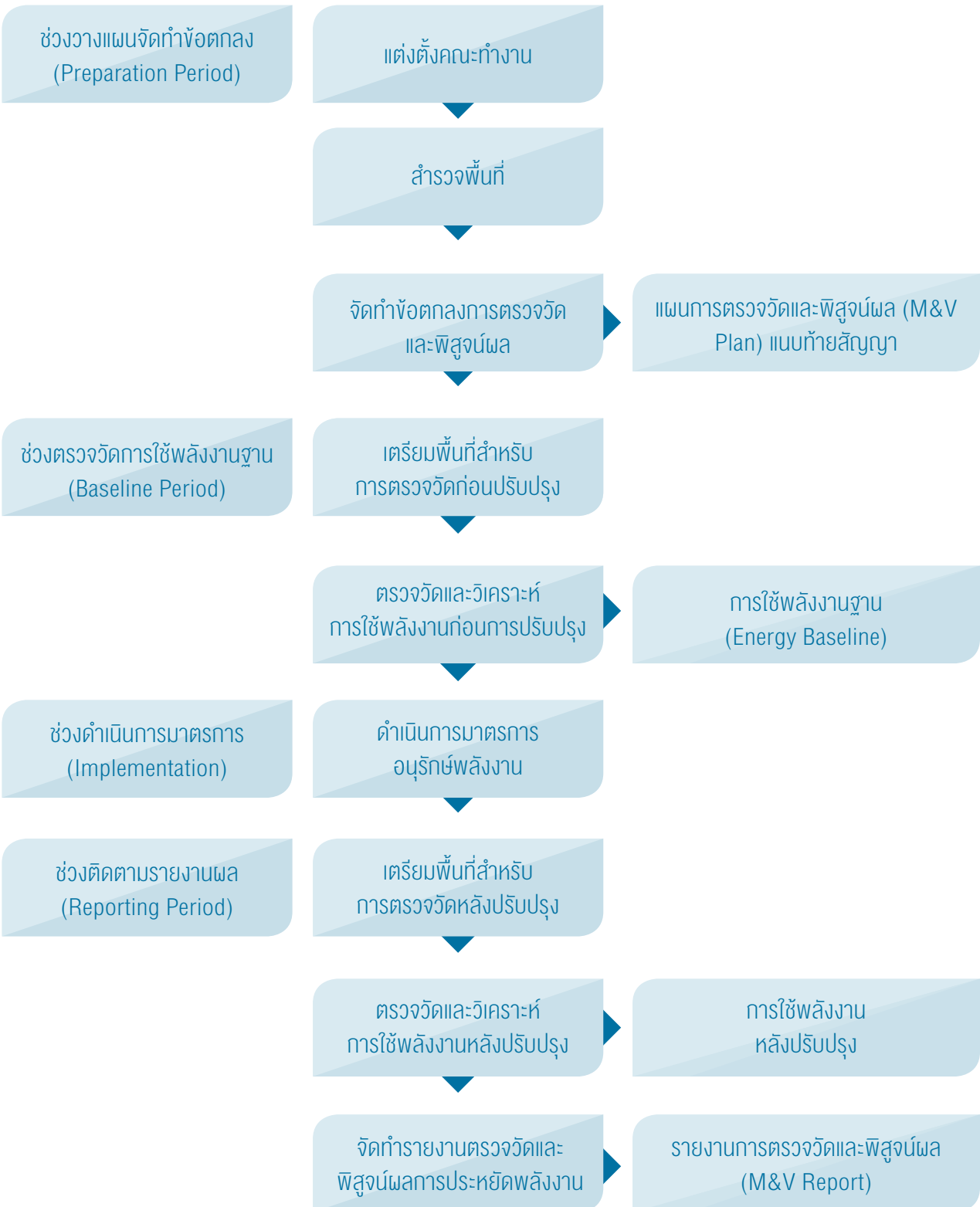
7) ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังปรับปรุง

M&V Unit เข้าปฏิบัติการ ตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

8) จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

M&V Unit จัดส่งรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานให้สถานประกอบการลงนามในรายงานและเบิกค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน และรายงานจากผู้ว่าจ้าง (กรณี M&V Unit ที่มาจากหน่วยงานภายนอก)

รูปที่ 3.2-1 แผนภูมิแสดงขั้นตอนหลักของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน



หมายเหตุ:

1. กรณีที่ผลการประหยัดพลังงานไม่เป็นไปตามการรับประกันของบริษัทจัดการพลังงาน อันเนื่องมาจากการปรับตั้งอุปกรณ์พลังงานของบริษัทจัดการพลังงาน ยังไม่เป็นไปตามสภาวะใช้งานที่กำหนดของอุปกรณ์นั้นๆ หรืออาจเกิดจากการผิดพลาดของทีมวิศวกรรมของบริษัทจัดการพลังงานที่ประเมินโครงการผิดพลาด ให้บริษัทจัดการพลังงานเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดหากต้องการการตรวจวัดใหม่อีกครั้ง (กรณี M&V Unit ที่มาจากหน่วยงานภายนอก)
2. หาก M&V Unit มีการตรวจวัดผิดพลาดจนต้องทำการตรวจวัดใหม่ ให้ M&V Unit รับผิดชอบค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมที่เกิดขึ้นในส่วนนี้
3. สถานประกอบการจะต้องเป็นผู้ดูแลรักษาเครื่องมือของ M&V Unit ขณะทำการตรวจวัดและหากเครื่องมือสูญหายหรือเสียหายจากกิจกรรมการทำงานของสถานประกอบการ ให้สถานประกอบการรับผิดชอบค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในส่วนนี้
4. หากมีการยกเลิกโครงการหลังจากที่ M&V Unit เริ่มดำเนินการแล้ว ให้บริษัทจัดการพลังงานเป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดที่เกิดขึ้นจริง

3.3 การดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Process)

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานนั้น มีความสำคัญอย่างยิ่งในการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานโดยใช้กลไก ESCO ความถูกต้องในการตรวจวัดและการพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานจะส่งผลถึงระยะเวลาคืนทุน

3.3.1 ขั้นตอนการดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน ตามระเบียบวิธีการ IPMVP นั้น สามารถสรุปได้ดังนี้

1) เลือกรูปแบบการตรวจวัดพลังงาน (Option A, B, C, D) ให้เหมาะสมกับมาตรการอนุรักษ์พลังงานพร้อมทั้งกำหนดค่าปรับแก้ หากมีการเปลี่ยนแปลงลักษณะการใช้พลังงาน

2) รวบรวมข้อมูลการปฏิบัติและพลังงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงในปีฐาน (Base Year) และประกอบการประเมินผลการประหยัดพลังงานที่จะเกิดขึ้น

3) กำหนดวิธีการวิเคราะห์ข้อมูล และค่าใช้จ่าย เนื่องจากการวิเคราะห์ข้อมูลที่สลับซับซ้อนอาจจะมีค่าใช้จ่ายสูง อีกทั้งค่าใช้จ่ายจะแปรเปลี่ยนไปตามจำนวนข้อมูลที่ต้องการ ระยะเวลา ความยากง่ายในการเก็บข้อมูล

4) จัดเตรียมแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V Plan)

5) ออกแบบ ติดตั้ง และทดสอบอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องใช้ภายใต้แผน M&V ที่กำหนด

6) หลังจากดำเนินการตามมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่กำหนดแล้ว ต้องทำการตรวจสอบอุปกรณ์ที่ติดตั้ง พร้อมทั้งปรับปรุงวิธีการใช้งานอุปกรณ์ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าผลการประหยัดพลังงานที่ได้รับสอดคล้องตามที่กำหนดไว้

7) รวบรวบข้อมูลการเดินเครื่อง และการใช้พลังงานของอุปกรณ์ หลังจากปรับปรุงตามมาตรการที่กำหนดแล้วนำมาเปรียบเทียบกับข้อมูลอ้างอิงก่อนปรับปรุง การเก็บข้อมูลนี้ควรรวมถึงการตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์เป็นระยะ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าอุปกรณ์สามารถใช้งานได้ตามแผนที่วางไว้

8) คำนวณและจัดทำรายงานผลการประหยัดพลังงานให้สอดคล้องกับแผนงาน (M&V Plan) ที่ได้วางไว้ ทั้งนี้การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานอาจจะกระทำโดยหน่วยงานกลางเพื่อให้มั่นใจต่อผลการตรวจวัดที่เกิดขึ้น

3.3.2 ประเด็นที่ควรพิจารณาในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ในการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานโดยใช้บริษัทจัดการพลังงานนั้น มีหลายๆ ประเด็นที่ผู้ประกอบการ และเจ้าของสถานประกอบการแต่ละแห่ง ควรให้ความสนใจในประเด็นหลักต่างๆ ดังนี้

3.3.2.1 ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อผลการประหยัดพลังงาน (Factors Affecting the Energy Savings Performance)

ปัจจัยดังกล่าวแบ่งเป็น 2 ชนิด คือ ปัจจัยที่สามารถทำนายล่วงหน้าได้ เช่น การเติบโตของสถานประกอบการ และจำนวนชั่วโมงที่จะใช้งานในอนาคต และปัจจัยที่สามารถวัดได้ โดยหากเป็นปัจจัยที่สามารถทำนายล่วงหน้าได้และวัดได้ เราควรนำไปปรับค่าฐานการใช้พลังงานเป็นประจำ (Routine Adjustment) และหากเป็นปัจจัยที่ไม่สามารถทำนายล่วงหน้าได้ แต่สามารถวัดได้ก็ควรนำไปปรับค่าฐานแบบเป็นครั้งคราว (Non-Routine Adjustment)

3.3.2.2 ความไม่แน่นอนในการประเมินผลการประหยัดพลังงาน (Evaluating Saving Uncertainty)

ประเด็นดังกล่าวอาจส่งผลต่อการคำนวณผลการประหยัดพลังงานที่เกิดขึ้น โดยความไม่แน่นอนอาจจะเกิดจากความคลาดเคลื่อนของกระบวนการดังต่อไปนี้

1) ความคลาดเคลื่อนจากเครื่องมือวัด ดังนั้นควรทำการทดสอบเครื่องมือที่ใช้กับค่าเครื่องมือมาตรฐานอย่างน้อยปีละครั้ง
2) ความคลาดเคลื่อนจากแบบจำลอง
3) ความคลาดเคลื่อนจากการเก็บตัวอย่าง ดังนั้นควรเก็บจำนวนตัวอย่างให้เพียงพอต่อการวิเคราะห์ข้อมูล
4) ความคลาดเคลื่อนจากสมมติฐาน

การลดความคลาดเคลื่อนเหล่านี้ โดยทั่วไปสามารถดำเนินการได้ 2 แนวทาง ดังนี้

1. ลดความโน้มเอียง (Bias) ของข้อมูล โดยอาจใช้ค่าจากการวัดจริงแทนค่าจากการประมาณ
2. ลดความคลาดเคลื่อนแบบสุ่ม (Random Errors) โดยการเพิ่มจำนวนการจากสุ่มวัด หรือเพิ่มความแม่นยำของอุปกรณ์ตรวจวัด

3.3.2.3 การทำงานขั้นต่ำของอุปกรณ์ (Minimum Operating Conditions)

ก่อนการดำเนินงานบริษัทจัดการพลังงานและสถานประกอบการ ควรปรึกษาหารือเพื่อทำบันทึกความเข้าใจ กำหนดเงื่อนไขการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่จะดำเนินการ เช่น การทำงานของเครื่องปรับอากาศ 8 ชั่วโมงต่อวัน เป็นต้น เพื่อให้มาตรการอนุรักษ์พลังงานมีความชัดเจน และสามารถบรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้

3.3.2.5 การพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานโดยบุคคลที่สาม (Verification by A Third Party)

เนื่องจากสถานประกอบการมักไม่ชำนาญในด้านการอนุรักษ์พลังงาน ดังนั้นจึงอาจทำการว่าจ้างบุคคลที่ 3 ช่วยตรวจสอบและวิเคราะห์ขั้นตอนการดำเนินงานตามมาตรการอนุรักษ์พลังงานว่ามีโอกาสประสบสำเร็จตามที่ ESCO ได้เสนอไว้หรือไม่ รวมถึงการกำหนดค่ามาตรฐานและระเบียบวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน เพื่อให้ทั้งสองฝ่ายเห็นพ้องต้องกัน ทั้งนี้บุคคลที่ 3 ควรเป็นหน่วยงานกลางที่มีประสบการณ์ด้านการอนุรักษ์พลังงานสูง

3.3.2.6 การปรับค่าฐานการใช้พลังงาน (Baseline Adjustments)

การปรับค่าฐานการใช้พลังงาน เป็นการปรับเพื่อให้การคำนวณผลการอนุรักษ์พลังงานมีความแม่นยำมากขึ้น โดย

1) การเปลี่ยนแปลงเครื่องปรับอากาศ หรือจำนวนชั่วโมงการใช้งาน
2) การเปลี่ยนแปลงจำนวนอุปกรณ์หลักๆ ที่มีผลต่อการใช้พลังงาน
3) การเปลี่ยนแปลงสภาวะการใช้งานของอุปกรณ์ เช่น ความสว่างของพื้นที่ใช้งาน อุณหภูมิของเครื่องปรับอากาศ เป็นต้น

ในบางครั้งการเปลี่ยนแปลงที่เกิดขึ้นอาจไม่จำเป็นต้องปรับค่าฐาน หาก

1) สิ่งที่ปรับเปลี่ยนนั้นถูกรวมเข้าไปในแบบจำลองที่ใช้ในการคำนวณเรียบร้อยแล้ว
2) สิ่งที่ปรับเปลี่ยนนั้นถูกจัดการในขั้นตอนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน
3) สิ่งที่ปรับเปลี่ยนไม่อยู่ในขอบเขตของการพิจารณาผลการอนุรักษ์พลังงาน

3.3.2.7 ค่าใช้จ่าย (Cost)

ค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการประหยัดพลังงานขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น

1) รูปแบบในการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน
2) จำนวนและความซับซ้อนของมาตรการอนุรักษ์พลังงาน
3) จำนวนและความซับซ้อนของอุปกรณ์ที่ใช้ในการตรวจวัด
4) จำนวนบุคลากรที่ต้องใช้ในการดำเนินการ
5) จำนวนการสุ่มวัด ความละเอียดและความถูกต้องในการวัด

ดังนั้น ค่าใช้จ่ายจึงขึ้นอยู่กับความเหมาะสม และดุลยพินิจของสถานประกอบการ

3.4 การวิเคราะห์การตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

เป็นการคำนวณหาปริมาณพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าที่ประหยัดได้ สามารถหาได้จากการเปรียบเทียบปริมาณพลังงานหรือกำลังไฟฟ้าที่ใช้ก่อนและหลังการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งสรุปเป็นความสัมพันธ์ดังนี้

พลังงานที่ประหยัดได้ = พลังงานที่ใช้ (ก่อนการปรับปรุง) - พลังงานที่ใช้ (หลังการปรับปรุง) ± ค่าปรับแก้

ค่าปรับแก้เป็นค่าที่ใช้ปรับค่าฐานของปริมาณการใช้พลังงานก่อนปรับปรุงให้อยู่ภายใต้เงื่อนไขหรือสภาวะการทำงานเดียวกันกับภายหลังการปรับปรุง สภาวะดังกล่าว ได้แก่ สภาพอากาศ การใช้งานอาคาร ผลผลิต และการใช้งานของอุปกรณ์ต่างๆ เป็นต้น ทั้งนี้ค่าปรับแก้อาจมีค่าเป็นบวกหรือลบก็ได้

การเปรียบเทียบผลการประหยัดพลังงานสามารถทำได้ 3 รูปแบบ คือ

1) Cost Avoidance เป็นการหาปริมาณการใช้พลังงานหรือค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นในช่วงหลังการปรับปรุง ถ้าหากไม่มีการดำเนินมาตรการดังกล่าว ในรูปแบบนี้จะใช้สภาวะการทำงานในช่วงหลังการปรับปรุงเป็นตัวตั้ง รูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่นิยมใช้มากที่สุด

2) Fraction of Prediction เป็นการหาปริมาณการใช้พลังงานโดยใช้ข้อมูลสภาวะการทำงานของ Base Year เป็นตัวตั้ง แล้วสมมติว่าถ้ามีการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงานในช่วง Base Year จะมีปริมาณการใช้พลังงานเท่าไร

3) Normalized Saving เป็นการหาปริมาณการใช้พลังงานโดยใช้สภาวะการทำงานที่กำหนดขึ้นมาสภาวะหนึ่ง ซึ่งถือว่าเป็นสภาวะการทำงานปกติ แล้วคิดว่าภายใต้สภาวะดังกล่าว ก่อนและหลังดำเนินมาตรการจะมีการใช้พลังงานแตกต่างกันอย่างไร

3.5 การจัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดงาน (M&V Reporting)

การจัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานนั้น ควรมีการนำเสนอรายงาน ตามที่เสนอไว้ในแผนการทำ M&V ซึ่งการจัดทำรายงานควรมีรายละเอียดที่สำคัญ คือ

3.5.1 รูปแบบของข้อมูลที่ได้จากการบันทึก

ส่วนใหญ่การเก็บข้อมูลการใช้พลังงานในปีฐาน (Base Year) ซึ่งข้อมูลนี้จะใช้ในการวิเคราะห์หามาตรการอนุรักษ์พลังงานด้วย เช่น ปริมาณการใช้พลังงาน อาจจะหาได้จากใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า ค่าน้ำมัน หรือจากการติดตั้งมาตรวัดเฉพาะ ถ้าเป็นข้อมูลภูมิอากาศ อาจจะหาได้จากข้อมูลที่เก็บโดยองค์การของรัฐ ตารางการใช้งานเครื่องจักร จำนวนคน/ผลิตภัณฑ์ หรือถ้าเป็นข้อมูลที่เกี่ยวกับการปฏิบัติงาน จำนวนชั่วโมงการทำงาน อาจจะได้จากตารางการทำงานประจำวันของช่างที่ดูแลเครื่อง เป็นต้น

3.5.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

สามารถหาได้จากการเปรียบเทียบปริมาณพลังงาน หรือพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ก่อนและหลังการดำเนินมาตรการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งจุดสำคัญของการวิเคราะห์ข้อมูลคือพยายามที่จะสร้างความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ระหว่างปริมาณการใช้พลังงานกับตัวแปรต่างๆ โดยหลักการการวิเคราะห์นั้นสามารถรายละเอียดได้จากข้อ 3.4

3.5.3 ช่วงระยะเวลาการรายงานผล

ซึ่งในรายงานการตรวจวัดฯ ควรมีการกำหนดวัตถุประสงค์ของการจัดทำ M&V และการวางแผน M&V โดยการจัดทำรายงานการตรวจวัดฯ นั้น ประกอบด้วย

3.5.3.1 ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

เนื้อหาของข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน ต้องระบุถึงรายละเอียดของมาตรการโดยสังเขป รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามระเบียบวิธีการ IPMVP และเหตุผลในการเลือกใช้รูปแบบการตรวจวัด วิธีการตรวจวัด เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด การเตรียมพื้นที่สำหรับการตรวจวัด ขั้นตอนการตรวจวัด ตัวแปรหลัก ตัวแปรควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุมในขณะทำการตรวจวัด ข้อมูลหรือชั่วโมงทำงานหรือสถิติการใช้งานเครื่องจักรที่ขอจากสถานประกอบการแทนการวัด แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หรือ สมการที่ใช้ในการคำนวณผลการประหยัดพลังงานตาราง (Log Sheet) ที่ใช้ในการเก็บข้อมูล และหนังสือรับรองข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

3.5.3.2 รายงานการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนปรับปรุง

หลังจากที่สถานประกอบการได้เห็นชอบและอนุมัติแผนการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน (M&V) แล้ว สิ่งที่บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ต้องปฏิบัติต่อไป คือ

1) ดำเนินการติดตั้งเครื่องมือวัดเพื่อเก็บข้อมูลของสภาพการทำงานของอุปกรณ์ หรือระบบต่างๆ เป็นช่วงเวลาที่เพียงพอในการที่จะรู้ถึงลักษณะการทำงาน

2) จัดทำรายงานผลการตรวจวัด และวิเคราะห์ข้อมูลต่างๆ ที่ได้ดำเนินการแล้วจัดส่งรายงานนี้ให้กับสถานประกอบการ เพื่อทำการตรวจสอบข้อมูลและอนุมัติต่อไป

3) เมื่อสถานประกอบการอนุมัติรายงาน และได้แจ้งให้บริษัทจัดการพลังงานทราบแล้วนั้น บริษัทจัดการพลังงานก็สามารถดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ในมาตรการอนุรักษ์พลังงานต่อไป

4) บริษัทจัดการพลังงานทำการแจ้งให้สถานประกอบการทราบว่า อุปกรณ์ทั้งหมดได้ทำการติดตั้งเสร็จเรียบร้อย

3.5.3.3 รายงานการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังปรับปรุง

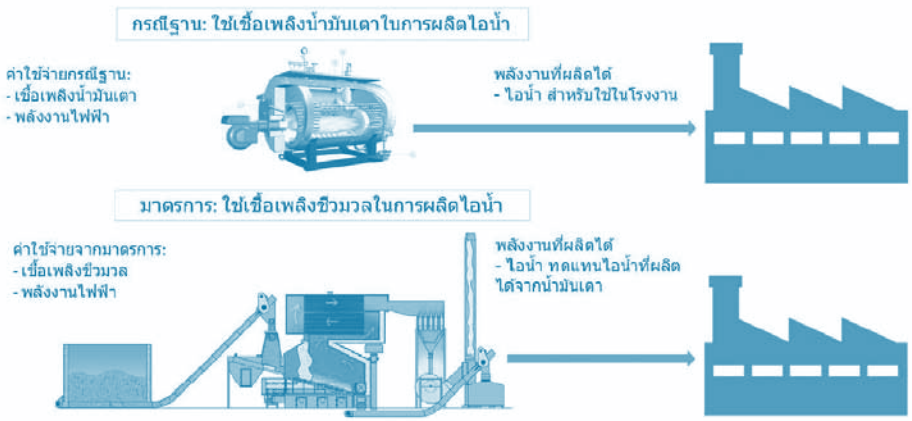
เมื่อดำเนินการติดตั้งอุปกรณ์ในมาตรการอนุรักษ์พลังงานแล้วเสร็จ บริษัทจัดการพลังงานต้องจัดส่งรายงานภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ให้สถานประกอบการ รายงานควรประกอบด้วย ข้อมูลอุปกรณ์หรือระบบที่ได้ทำการติดตั้ง การทดสอบเริ่มเดินเครื่องอุปกรณ์ และการคำนวณผลการประหยัดพลังงานที่ได้ประเมินไว้ เมื่อสถานประกอบการได้ทำการตรวจสอบรายงานภายหลังการติดตั้งอุปกรณ์ ตรวจสอบอุปกรณ์ที่ติดตั้ง และเครื่องวัดที่ใช้ในการตรวจวัด สถานประกอบการก็จะดำเนินการ ดังนี้

1) อนุมัติรายงาน ถ้ามาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ดำเนินการสามารถยอมรับได้
2) ไม่อนุมัติรายงาน ถ้ามาตรการอนุรักษ์พลังงานที่ดำเนินการยังไม่สมบูรณ์

3.5.3.4 รายงานความก้าวหน้าของโครงการ

บริษัทจัดการพลังงานจะดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน เป็นช่วงระยะเวลาตามที่ระบุไว้ในแผนการตรวจวัดฯ M&V (เช่น รายเดือน รายไตรมาส หรือรายปี เป็นต้น) ซึ่งบริษัทจัดการพลังงานควรจัดทำ M&V และส่งรายงานให้สถานประกอบการเป็นรายเดือนหรือรายไตรมาส เพื่อให้สถานประกอบการสามารถทราบถึงประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์ที่ได้ติดตั้งไว้ และปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้อย่างต่อเนื่อง

ตัวอย่างแนวทางการตรวจวัด และพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน



4.1 แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน: มาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา

4.1.1 คุณลักษณะเฉพาะของวิธีการ

วิธีการนี้ใช้กับมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่มีการเปลี่ยนหม้อไอน้ำชนิดที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาหรือเชื้อเพลิงฟอสซิลอื่นๆ มาเป็นหม้อไอน้ำชนิดที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลโดยเป็นการผลิตไอน้ำเพื่อทดแทนทั้งหมดหรือบางส่วน เพื่อลดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงแบบเดิม

ขอบเขตของมาตรการประหยัดพลังงานนี้ ครอบคลุมการใช้พลังงานทั้งหมดที่ใช้กับหม้อไอน้ำ ได้แก่ ปริมาณเชื้อเพลิง และ ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ ในระบบป้อนเชื้อเพลิง และระบบหม้อไอน้ำ

4.1.2 รูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลของมาตรฐานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้ อ้างอิงระเบียบวิธีการ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ได้กำหนดขึ้นในเอกสารฉบับนี้ถือเป็นการตรวจวัดและพิสูจน์ผลอย่างน้อยที่สุดของมาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลรูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง (Retrofit Isolation)

4.1.3 การจัดทำรายงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ดำเนินโครงการด้วยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ให้จัดทำรายงานขึ้น 2 ฉบับ ได้แก่

1) ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ต้องระบุถึงรายละเอียดของมาตรการโดยสังเขป รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผล วิธีการตรวจวัด เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หรือสมการที่ใช้ในการคำนวณผลประหยัด ตาราง (Log Sheet) ที่ใช้ในการเก็บข้อมูล และหนังสือรับรองข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

2) รายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลให้อธิบายวิธีการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลรวม ถึงแสดงข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการตรวจวัดจริงโดยละเอียด โดยรายงานนี้จะต้องยึดถือและแสดงผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลตามหัวข้อที่แสดงไว้ในข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล (3.1) เป็นหลัก โดยรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลจะประกอบไปด้วยข้อมูลและตารางคำนวณ ได้แก่

2.1) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

2.2) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

2.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

เมื่อคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลได้ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลและได้จัดทำรายงานแล้วเสร็จ ให้จัดทำหนังสือรับรองรายงานที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน และให้ผู้บริหารทั้ง 2 ฝ่ายได้ลงนามในหนังสือรับรองรายงานนี้

4.1.4 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

โดยเป็นการตรวจวัดอัตราการใช้พลังงานเดิมของโรงงาน ได้แก่ การใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาและการใช้พลังงานไฟฟ้าเทียบกับปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้โดยในการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาสามารถคำนวณหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐานได้ดังนี้

$SFC_{BL} = FC_{BL}/SG_{BL}$

โดยที่

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน ($L/_{Tonsteam}$)

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน (L/y)

SG_{BL} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Ton_{steam}/y)

สำหรับการใช้พลังงานไฟฟ้าสามารถคำนวณหาอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐานได้ดังนี้

SEC_{BL} = EC_{BL}/SG_{BL}

โดยที่

SEC_{BL} = อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (kWh/Ton_{steam})

EC_{BL} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐาน (kWh/y)

SG_{BL} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Ton_{steam}/y)

ปริมาณไอน้ำที่ใช้ในการคำนวณ ใช้หน่วยเป็น Ton_{steam} ในกรณีปกติซึ่งมีการผลิตไอน้ำในสภาวะเดียวกัน คือไม่มีการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิน้ำป้อน หรืออุณหภูมิของไอน้ำ ในช่วงก่อนและหลังดำเนินโครงการ แต่ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าใดค่าหนึ่ง ให้คำนวณปริมาณไอน้ำเทียบเป็นสภาวะมาตรฐาน โดยใช้หน่วยเป็น Ton_{steam} F&A 100˚C

โดย Ton_{steam} F&A 100˚C เป็นหน่วยของปริมาณไอน้ำที่สภาวะมาตรฐานซึ่งได้จากน้ำป้อนอุณหภูมิ 100˚C มาเป็นไอน้ำที่ 100˚C (From and At 100˚C) อ้างอิงจากมาตรฐานการปฏิบัติวิชาชีพเรื่องระบบหม้อไอน้ำ ของสภาวิศวกร ใช้สำหรับคำนวณเปรียบเทียบปริมาณพลังงานไอน้ำก่อนและหลังดำเนินโครงการ ในกรณีที่การผลิตไอน้ำก่อนและหลังดำเนินโครงการใช้สภาวะแรงดัน หรืออุณหภูมิที่แตกต่างกัน โดยที่ไอน้ำ 1 ตัน ที่อุณหภูมิที่แตกต่างกัน จะมีปริมาณพลังงานในหน่วย Ton FA 100˚C ดังตาราง

ตารางเปรียบเทียบตันของไอน้ำเทียบเท่า Ton_{steam} F&A 100˚C ของแต่ละความดัน

Pressure (barg)	Temp Steam (˚C)	Energy (MJ/Ton_{steam})	Ton_{steam} F&A 100˚C
0	100.00	2,257.0170	1.0000
1	120.34	2,287.1836	1.0134
2	133.47	2,305.3003	1.0214
3	143.45	2,318.1452	1.0271
4	151.60	2,328.0194	1.0315
5	158.54	2,335.8854	1.0349
6	154.62	2,342.3706	1.0378
7	170.04	2,347.8516	1.0402
8	174.95	2,352.5377	1.0423
9	179.46	2,356.5543	1.0441
10	183.62	2,360.0689	1.0457
11	187.49	2,363.1232	1.0470
12	191.12	2,365.8428	1.0482
13	194.53	2,368.2277	1.0493
14	197.77	2,370.3197	1.0502
15	200.83	2,372.2025	1.0510
16	203.76	2,373.8342	1.0518

Pressure (barg)	Temp Steam (°C)	Energy (MJ/Ton_{steam})	Ton_{steam} F&A 100°C
17	206.55	2,375.2986	1.0524
18	209.22	2,376.5957	1.0530
19	211.79	2,377.7254	1.0535
20	214.26	2,378.7295	1.0539
21	216.64	2,379.6082	1.0543
22	218.93	2,380.3613	1.0546
23	221.16	2,380.9889	1.0549
24	223.31	2,381.5328	1.0552
25	225.39	2,381.9930	1.0554
26	227.42	2,382.3696	1.0555
27	229.39	2,382.6625	1.0557
28	231.30	2,382.8717	1.0558
29	233.17	2,382.9972	1.0558
30	234.99	2,383.0809	1.0559
31	236.76	2,383.0809	1.0559
32	238.49	2,383.0390	1.0558
33	240.18	2,382.9554	1.0558
34	241.84	2,382.7880	1.0557
35	243.45	2,382.5788	1.0556
36	245.04	2,382.3278	1.0555
37	246.59	2,382.0349	1.0554
38	248.11	2,381.7002	1.0552
39	249.60	2,381.3236	1.0551
40	251.07	2,380.8634	1.0549
41	252.50	2,380.4031	1.0547
42	253.91	2,379.9010	1.0544
43	255.30	2,379.3571	1.0542
44	256.66	2,378.8132	1.0540
45	258.00	2,378.1856	1.0537
46	259.31	2,377.5580	1.0534
47	260.61	2,376.8886	1.0531
48	261.88	2,376.1773	1.0528
49	263.14	2,375.4242	1.0525
50	264.37	2,374.6710	1.0521

4.1.5 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง (หลังจากดำเนินโครงการ)

หลังจากที่มีการปรับปรุงโดยการติดตั้งหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลทดแทนของเดิมแล้ว จะเป็นการตรวจวัดปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้ พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการ และปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ดังนี้

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในมาตรการ (Ton/y)

EC_{PJ} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในมาตรการ (kWh/y)

ผลการประหยัดพลังงานจากมาตรการนี้ คำนวณจาก

Energy Saving = $(SG_{PJ} \times SFC_{BL} \times NCV_{BL}) - (FC_{PJ} \times NCV_{PJ})$

Energy Saving = พลังงานที่สามารถประหยัดได้ (MJ/y)

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาในกรณีฐาน (L/Ton_{steam})

NCV_{BL} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (MJ/L)

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในมาตรการ (Ton/y)

NCV_{PJ} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (MJ/Ton)

โดยที่

SFC_{BL} = FC_{BL}/SG_{BL}

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน (L/Ton_{steam})

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน (L/y)

SG_{BL} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Ton_{steam}/y)

4.1.6 การวิเคราะห์ผลประหยัด

การคิดผลประหยัดเป็นการเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน กับต้นทุนพลังงานจากโครงการ ดังนี้

1) ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน

โดยคำนวณจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและต้นทุนค่าไฟฟ้าในกรณีฐาน ดังนี้

$Cost_{BL}$ = $PF, IGA\ (SG_{PJ} \times SFC_{BL}) + PE, IGA\ (SG_{PJ} \times SEC_{BL})$

โดยที่

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (B/y)

PF, IGA = ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA (B/L)

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาในกรณีฐาน (L/Ton_{steam})

PE, IGA = ราคาไฟฟ้าตามข้อตกลงใน IGA (B/kWh)

SEC_{BL} = อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (kWh/Ton_{steam})

2) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ

โดยคำนวณจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงชีวมวลและต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ใช้ในโครงการ ดังนี้

$Cost_{PJ}$ = (PF, PJ x FC_{PJ}) + (PE, PJ x EC_{PJ})

โดยที่

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (B/y)

PF, PJ = ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (B/Ton)

FC_{PJ} = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ (Ton/Y)

PE, PJ = ราคาไฟฟ้าที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (B/kWh)

EC_{PJ} = ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ (kWh/Y)

3) การคำนวณผลประหยัด

ผลประหยัดรวมคิดจาก ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน เทียบกับ ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการดังนี้

$Saving_{Net}$ = $Cost_{BL}$ – $Cost_{PJ}$

โดยที่

$Saving_{Net}$ = ผลประหยัดสุทธิ (Baht)

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (Baht/y)

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (Baht/y)

หมายเหตุ: ในการคำนวณต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน ให้ใช้ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงและไฟฟ้า ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะเป็นค่าคงที่ หรือเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงตามสูตรที่ ESCO และผู้ประกอบการเห็นชอบร่วมกัน และการคำนวณต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ ให้ใช้ราคาต่อหน่วย ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะกำหนดให้เป็นค่าคงที่ หรือใช้ราคาจริง โดยที่ราคาผันผวนที่ยอมรับได้ไม่เกิน +/- 10%

4.1.7 วิธีการหาค่าตัวแปรหรือข้อมูล

การได้มาซึ่งค่าตัวแปรหรือข้อมูล และนำตัวแปรหรือข้อมูลนั้นมาใช้ในการวิเคราะห์ผล ให้ระบุการได้มาซึ่งข้อมูลลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล โดยทั่วไปตัวแปรหรือข้อมูลได้มาจาก 6 วิธีการได้แก่

1) ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด

ข้อมูลที่ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัดด้านปริมาณ เช่น ปริมาณไอน้ำ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งจะต้องตรวจวัดในช่วงเวลาที่ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด และข้อมูลด้านสภาวะ เช่น แรงดันของไอน้ำ อุณหภูมิของน้ำเติมระบบ เป็นต้น

2) แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

กรณีใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ สามารถทำได้โดยทดสอบการทำงานของระบบที่สภาวะต่างๆ ครอบคลุมย่านที่ใช้งานสูงที่สุดและต่ำที่สุด เพื่อให้ได้ค่าตัวแปรที่ต้องการได้แก่ ประสิทธิภาพ และภาระงาน จากนั้นนำข้อมูลมาสร้างสมการถดถอย (Regression) ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์หรือโปรแกรมวิเคราะห์ทางสถิติ โดยข้อมูลทดสอบต้องมีช่วงครอบคลุมย่านการใช้งานทั้งหมด ส่วนค่าในช่วงที่ไม่มีข้อมูลทดสอบ สามารถประเมินได้โดยการประเมินข้างน้อย (Conservative Approximation)

ในกรณีที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการหาค่าตัวแปรให้ทำการทดสอบค่าที่ได้จากแบบจำลองและค่าที่ได้จากการตรวจวัดหรือบันทึกจากมิเตอร์แสดงผลของอุปกรณ์ แล้วใช้หลักการทางสถิติหาค่า R^2 และให้พิจารณาจากค่า R^2 โดยต้องมีค่ามากกว่า 0.75 ขึ้นไป

3) ข้อมูลจากสถานประกอบการ

ข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยพนักงานของสถานประกอบการ เช่น ข้อมูลชั่วโมงทำงานของเครื่องจักร ข้อมูลอัตราการผลิต หรือข้อมูลภาระงานของเครื่องจักร สามารถนำมาใช้ได้แต่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลควรตรวจความถูกต้องของข้อมูลก่อนนำไปใช้ และในกรณีที่พบข้อมูลผิดปกติให้แจ้งสถานประกอบการเพื่อหาวิธีการในการปรับแก้หรือตรวจวัดข้อมูลใหม่ให้เกิดความถูกต้อง

4) ข้อมูลจากผู้ผลิต

บางครั้งผู้ผลิตได้ให้ข้อมูลการทดสอบอุปกรณ์ที่เสนอขายมาด้วย สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังข้อ 7.2 แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

5) ข้อมูลจากสถาบันการตรวจวัดหรือแหล่งข้อมูลอื่น

ตัวแปรหรือข้อมูลบางตัวสามารถหาได้จากสถาบันการตรวจวัดที่มีการตรวจวัดข้อมูลไว้ตลอดปี เช่น กรมอุตุนิยมวิทยา กรมอุทกศาสตร์กองทัพเรือ หรือเวปไซต์ต่างๆ ที่เชื่อถือได้ แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

6) ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่

ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่ ส่วนมากไม่นิยมใช้ในการตรวจวัดและพิสูจน์ผล แต่ถ้ามีความจำเป็นสามารถนำมาใช้ได้ในส่วนที่ไม่สำคัญต่อการวิเคราะห์ผลประหยัด และต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

4.1.8 รายละเอียดของตัวแปร

ตัวแปรในการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลประหยัด มี 2 ชนิดได้แก่ตัวแปรหลักและตัวแปรควบคุม

1) **ตัวแปรหลัก** หมายถึง ตัวแปรที่มีอิทธิพลโดยตรงต่อ การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง ผลประหยัดพลังงาน ผลประหยัดทางการเงิน

2) **ตัวแปรควบคุม** หมายถึง ตัวแปรที่มีผลกระทบทางอ้อมต่อการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และมีความจำเป็นต้องถูกควบคุมให้เกิดสภาวะควบคุมที่มีค่าใกล้เคียงกันในช่วงที่มีการเก็บข้อมูลก่อนและหลังการปรับปรุง เพื่อให้เกิดความเที่ยงตรงในการเปรียบเทียบการใช้พลังงานของอุปกรณ์ตามมาตรการที่ ESCO เสนอขาย บางครั้งตัวแปรควบคุมไม่สามารถบังคับได้ เช่น ปริมาณการใช้ไอน้ำ และแรงดันไอน้ำที่จ่าย ซึ่งมีผลต่อการนำไปคำนวณหาค่าพลังงาน ให้คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลใช้วิธีเก็บข้อมูลเพิ่มขึ้นและเลือกข้อมูลที่มีสภาวะควบคุมใกล้เคียงกันมาใช้ โดยทั่วไปอนุโลมให้ตัวแปรควบคุมมีความแตกต่างกันได้ไม่เกิน 10% ถ้าต่างจากนี้ จะต้องปรับฐานจากการคำนวณในโมเดลทางคณิตศาสตร์ของกรณีฐาน ตามที่ ESCO ได้ตกลงกับสถานประกอบการ

3) **คำอธิบายตัวแปร**

ตัวแปร	SFC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	L/Ton_{steam}
ความหมาย	อัตราการใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตพลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SG_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Steam Generation - Baseline
หน่วย	Ton_{steam}/y
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตพลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	FC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	L/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้น้ำมันเตาของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SEC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Electric Consumption - Baseline
หน่วย	kWh/Ton_{steam}
ความหมาย	อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	EC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Consumption - Baseline
หน่วย	kWh/y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้าของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด มิเตอร์
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SG_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Steam Generation - Project
หน่วย	Ton_{steam}/y
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	เดือนละ 1 ครั้ง

ตัวแปร	FC_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption - Project
หน่วย	Ton/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	1. ข้อมูลจากบันทึกการใช้เชื้อเพลิงจากสถานประกอบการ 2. ใบแจ้งหนี้การซื้อเชื้อเพลิงของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	เก็บข้อมูลน้ำหนักการใช้ เช่นตาชั่ง (Weigh Scale) หรือจากใบแจ้งหนี้ค่าเชื้อเพลิงชีวมวล
ความถี่ในการบันทึกค่า	เดือนละ 1 ครั้ง

ตัวแปร	EC_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Consumption - Project
หน่วย	kWh/y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้าในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด มิเตอร์
ความถี่ในการบันทึกค่า	เดือนละ 1 ครั้ง

ตัวแปร	Energy Saving
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Energy Saving
หน่วย	MJ/y
ความหมาย	พลังงานที่สามารถประหยัดได้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงาน
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Baseline
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานจากกรณีฐาน
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Project
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{BL}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Baseline
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Project
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Saving_{Net}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Saving - Net
หน่วย	Baht
ความหมาย	ผลประหยัดสุทธิ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการวิเคราะห์ผลประหยัดในโครงการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,IGA}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - IGA
หน่วย	Baht/L
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงน้ำมันเตาตามข้อตกลงใน IGA
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการหรือของทางผู้ผลิต
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - Project
หน่วย	Baht/Ton
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลในปีที่วัดผลโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,IGA}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric - IGA
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาพลังงานไฟฟ้าตามรายงาน IGA
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric – Project
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาพลังงานไฟฟ้าในปีที่วัดผลโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

4.1.9 กรณีศึกษาการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด: มาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา

1) รายละเอียดมาตรการ

สถานประกอบการ A มีการใช้ไอน้ำในกระบวนการผลิต ซึ่งมีการติดตั้งหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา จำนวน 2 ชุด สำหรับผลิตไอน้ำป้อนให้กับกระบวนการผลิต ซึ่งเชื้อเพลิงหลักคือ น้ำมันเตาเกรดซีและพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในแต่ละปีทางผู้ประกอบการต้องรับภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่สูงมาก ทางผู้บริหารจึงมีแนวความคิดที่จะหาวิธีการลดภาระด้านพลังงานในการผลิตไอน้ำ โดยยังสามารถผลิตไอน้ำป้อนให้กับกระบวนการผลิตและมีประสิทธิภาพใกล้เคียงกับหม้อไอน้ำแบบเดิม

ผู้ประกอบการจึงเลือกมาตรการทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตาด้วยหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวล โดยมีเชื้อเพลิงชีวมวลคือแกลบ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่าน้ำมันเตาเกรดซีและสามารถจัดหาได้ในพื้นที่ ซึ่งจะช่วยให้สามารถเกิดผลประหยัดให้กับผู้ประกอบการได้

2) แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลของแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้อ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลรูปแบบ B คือ การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง (Retrofit Isolation) เนื่องจากระบบหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลสามารถตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานเฉพาะมาตรการที่ปรับปรุง แยกออกจากส่วนการผลิตส่วนอื่นๆ ของสถานประกอบการ

2.1) วิธีการตรวจวัด

มาตรการนี้จะทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลปริมาณการใช้ไอน้ำที่ผลิตได้จากเครื่องวัดอัตราการไหลของไอน้ำ (Steam flow meter) ที่ติดตั้งอยู่ที่ท่อจ่ายไอน้ำก่อนที่จะเข้าสู่กระบวนการผลิต การตรวจวัดปริมาณการใช้ไฟฟ้าที่ใช้กับหม้อไอน้ำตรวจวัดและเก็บได้จากมิเตอร์ไฟฟ้าที่ติดตั้งแยกไว้สำหรับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวล ส่วนปริมาณแกลบซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้สำหรับหม้อไอน้ำจะเก็บข้อมูลน้ำหนักได้จาก Weigh scale ที่มีการชั่งเชื้อเพลิงแกลบ ก่อนที่จะส่งไปที่หม้อไอน้ำทั้งนี้เราสามารถที่จะเปรียบเทียบข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงจากใบแจ้งหนี้การซื้อขายแกลบในรอบเดือนของสถานประกอบการเป็นข้อมูลในการนำมาคำนวณการใช้เชื้อเพลิงของโครงการได้

2.2) เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด

ในการตรวจวัดข้อมูล จะมีการใช้อุปกรณ์ตรวจวัด ได้แก่ Steam Flow Meter, Electric Meter, Weigh Scale โดยการบันทึกข้อมูลจากเครื่องมือวัดต่างๆ นั้นควรจะมีการเก็บข้อมูลในบันทึกการปฏิบัติงาน (Log Sheet) เป็นประจำทุกกะ เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลในกรณีที่มีความจำเป็น

3) ขั้นตอนและข้อมูลการตรวจวัด

สำหรับขั้นตอนในการตรวจวัด M&V ได้กำหนดขั้นตอนการตรวจวัดสำหรับมาตรการโดยการติดตั้งอุปกรณ์การตรวจวัดปริมาณการใช้ไอน้ำและปริมาณการใช้ไฟฟ้า

สำรวจสถานที่ตรวจวัดข้อมูลที่จะทำ Baseline หรือข้อมูลสภาวะที่ต้องมีการควบคุมก่อนการปรับปรุง

▼

M&V Unit จัดทำข้อตกลงการตรวจวัด และพิสูจน์ผลนำเสนอกับสถานประกอบการและ ESCO ลงนาม

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุม เพื่อกำหนด Baseline ก่อนการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

▼

ตรวจสอบยืนยันความพร้อมของอุปกรณ์ตรวจวัด ตามมาตรการที่ติดตั้งเข้าไปใหม่และปรับแต่งจนเหมาะสม พร้อมเข้ารับการตรวจวัดจาก ESCO

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมหลังการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานหลังการปรับปรุงและคำนวณจำนวนเงินที่ประหยัดได้ปีฐาน

▼

จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลเสนอสถานประกอบการและ ESCO

3.1) ตัวแปรหลัก

ตัวแปรหลัก คือ ข้อมูลการตรวจวัดหรือค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่มีการนำเอาไปใช้ในการคำนวณผลประหยัด ซึ่งในกรณีตัวอย่างนี้มีการใช้ความดันไอน้ำเท่ากัน ในช่วงก่อนและหลังการปรับปรุงดังตาราง

ลำดับที่	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำเครื่องที่ 1	ตัน
2	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำเครื่องที่ 2	ตัน
3	ปริมาณน้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 1	ลิตร
4	ปริมาณน้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 2	ลิตร
5	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับ Boiler น้ำมันเตา	kWh
6	ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้กับหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวล	ตัน
7	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตจากหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน
8	ปริมาณแกลบที่ใช้กับหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน
9	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้	kWh

3.2) ตัวแปรควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุม

คือ การควบคุมสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ที่จะทำการปรับปรุงตามมาตรการโดยปัจจัยพิจารณา ได้แก่ ภาระทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงควรควบคุมให้เหมือนการทำงานในสภาวะการใช้งานปกติของสถานประกอบการที่สุด นอกจากนี้ยังพิจารณาค่าตัวแปรที่ส่งผลรบกวนต่อการตรวจวัด ทั้งนี้ตัวแปรบางตัวที่ไม่สามารถควบคุมได้ อาจไม่นำมาพิจารณาขึ้นอยู่กับการตัดสินใจร่วมกันระหว่าง M&V Unit, ESCO และสถานประกอบการ

3.3) ข้อมูลของสถานประกอบการ

ข้อมูลทั่วไปที่ M&V Unit จะต้องใช้ในการวิเคราะห์ผลที่ ESCO ยอมรับและต้องขอข้อมูลจากสถานประกอบการ โดยไม่ต้องตรวจวัด เช่น ราคาเชื้อเพลิงของน้ำมันเตา ราคาค่าไฟฟ้าที่ใช้จากบิลชำระหนี้ค่าไฟฟ้า เป็นต้น

3.4) การวิเคราะห์ผลประหยัด

วิธีการคำนวณการใช้พลังงานและผลประหยัด จะทำการคำนวณตามสมการที่แสดงไว้ตอนต้นในหัวข้อดังนี้

(1) การคำนวณพลังงานที่ใช้ก่อนปรับปรุง

ก) อัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน

ข) อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน

(2) การคำนวณพลังงานที่ใช้หลังการปรับปรุง

เป็นการตรวจวัดปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในมาตรการ

(3) การคำนวณผลประหยัดที่ได้

ก) ต้นทุนพลังงานกรณีฐาน

ข) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ

ค) การวิเคราะห์ผลประหยัด

4) แนวทางการรับรองการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน

เพื่อป้องกันการเกิดข้อโต้แย้งหลังการตรวจวัดและพิสูจน์ผล จึงควรมีการประชุมร่วมกันและอธิบายให้ทุกฝ่ายได้เข้าใจถึงแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรมประยุกต์เข้ากับเครื่องจักรหรือระบบที่จะทำการปรับปรุงของสถานประกอบการ และเมื่อทุกฝ่ายเข้าใจในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นแล้ว ควรให้มีการลงนามไว้เพื่อเป็นหลักฐานด้วย ตามสมควร

5) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนและหลังการปรับปรุง

5.1) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรังปรุง

(1) วันและเวลาในการเข้าตรวจวัดก่อนปรับปรุง

เครื่องจักร/อุปกรณ์	ระยะเวลาเก็บข้อมูล
หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา เครื่องที่ 1	มกราคม – ธันวาคม 2012
หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา เครื่องที่ 2	
มิเตอร์วัดน้ำมันเตาเกรดซี	
มิเตอร์วัดการใช้ไฟฟ้า	

(2) ตัวแปรที่ต้องควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุม

ลำดับ	สภาวะที่ต้องมีการควบคุม	ค่าควบคุมที่กำหนด
1	แรงดันไอน้ำที่จ่ายเข้าในกระบวนการ	7 bar
2	จำนวนวันที่เดินเครื่องหม้อไอน้ำผลิตไอน้ำเข้าสู่กระบวนการ	7 วัน/สัปดาห์

ในเบื้องต้นก่อนการปรับปรุงให้ยึดถือสภาวะที่ต้องควบคุมจากการสำรวจสภาวะการทำงานซึ่งต้องสอดคล้องกับผลการประเมินของ ESCO ดังเอกสารแนบท้าย EPC จากนั้นให้สถานประกอบการควบคุมสภาวะการทำงานให้ได้ใกล้เคียงกับสภาวะการใช้งานขณะจัดทำข้อเสนอมากที่สุด โดยปรับตั้งค่าการทำงานของระบบให้เป็นไปตามค่าตาราง ดังนั้นตัวแปรควบคุมที่ถูกกำหนดสำหรับใช้ในมาตรการนี้ ทั้งก่อนและหลังการปรับปรุง คือ แรงดันไอน้ำที่จ่ายเข้ากระบวนการและจำนวนวันที่เดินเครื่องหม้อไอน้ำ

(3) ตัวแปรหลักก่อนการปรับปรุง

มาตรการนี้ตัวแปรควบคุมมีอิทธิพลอย่างมากต่อความสิ้นเปลืองการใช้พลังงาน ดังนั้นจึงต้องพยายามควบคุมให้เครื่องจักรหรืออุปกรณ์เดินได้ใกล้เคียงกันก่อนและหลังการปรับปรุงมากที่สุด ตัวแปรที่ใช้มีดังนี้

ลำดับ	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำเครื่องที่ 1	ตัน
2	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำเครื่องที่ 2	ตัน
3	ปริมาณน้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 1	ลิตร
4	ปริมาณน้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 2	ลิตร
5	พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับ Boiler น้ำมันเตา	kWh

โดยจากตัวแปรหลักดังกล่าวนำไปทำเป็นตารางบันทึกปริมาณการใช้พลังงานได้ดังนี้

	ปริมาณการใช้น้ำมันเตาและปริมาณการผลิตไอน้ำก่อนการปรับปรุง													
	หน่วย	ม.ค.-12	ก.พ.-12	มี.ค.-12	เม.ย.-12	พ.ค.-12	มิ.ย.-12	ก.ค.-12	ส.ค.-12	ก.ย.-12	ต.ค.-12	พ.ย.-12	ธ.ค.-12	Total
ไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จาก Boiler 1	ตัน	998	1,074	1,356	1,125	1,655	1,744	1,836	1,221	1,016	558	1,244	866	14,695
ไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จาก Boiler 2	ตัน	1,051	1,455	1,764	1,143	1,411	1,714	1,676	780	1.044	589	-	706	13,335
รวมไอน้ำที่ผลิตได้	ตัน	2,049	2,529	3,120	2,269	3,066	3,458	3,513	2,001	2,061	1,147	1,244	1,572	28,030
น้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับจาก Boiler 1	ลิตร	92,090	95,289	113,973	98,552	143,055	145,148	153,482	115,845	90,424	54,688	113,468	78,602	1,294,887
น้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับจาก Boiler 2	ลิตร	95,773	128,774	149,192	104,581	127,409	146,749	143,000	77,462	97,041	59,665	-	65,506	1,195,152
รวมน้ำมันเตาที่ใช้	ลิตร	187,863	224,063	263,165	203,133	270,464	292,167	296,482	193,307	187,465	114,353	113,468	144,108	2,490,039
พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับ Boiler น้ำมันเตา	kwh	23,483	28,008	32,896	25,392	33,808	36,521	37,060	24,163	23,433	14,294	14,184	18,014	311,255

รูปที่ 1 ตารางอ้างอิงปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและปริมาณการผลิตไอน้ำ

(4) การวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

ก) การคำนวณหาอัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน

$SFC_{BL} = FC_{BL}/SG_{BL}$

- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน = 28,030 Ton_{steam}
- ปริมาณน้ำมันเตาเกรดซีที่ใช้ในกรณีฐาน = 2,490,039 L

ดังนั้นคำนวณหาอัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐานได้จาก

$SFC_{BL} = 2,490,039/28,030$

$SFC_{BL} = 88.83\ L / Ton_{steam}$

ข) อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน

$SEC_{BL} = C_{BL}/SG_{BL}$

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐาน (EC_{BL})=311,255 kWh

เพราะฉะนั้นอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (SEC_{BL})ได้จาก

$SEC_{BL} = 311,255/28,030$

$SEC_{BL} = 11.01\ kWh/Ton_{steam}$

5.2) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรังปรุง

โดยหลังการปรับปรุงจะมีการเก็บข้อมูลของการผลิตพลังงานและการใช้พลังงานในโครงการดังนี้

ลำดับ	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตจากหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน
2	ปริมาณแกลบที่ใช้กับหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน
3	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้	kWh

โดยจากตัวแปรหลักดังกล่าวนำไปทำเป็นตารางบันทึกปริมาณการใช้พลังงานได้ดังนี้

การผลิตไอน้ำจากเชื้อเพลิงชีวมวล		ม.ค.-14	ก.พ.-14	มี.ค.-14	เม.ย.-14	พ.ค.-14	มิ.ย.-14	ก.ค.-14	ส.ค.-14	ก.ย.-14	ต.ค.-14	พ.ย.-14	ธ.ค.-14	Total
ไอน้ำที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน	2,163	4,316	3,830	4,257	4,488	2,385	1,351	1,474	991	964	411	362	26,991
ปริมาณแกลบที่ใช้กับหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน	1,069	1,601	1,470	1,583	1,676	1,03	819	808	741	739	885	989	12,719
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้	ตัน	62,092	86,652	75,580	90,684	90,073	75,305	66,975	50,162	46,470	45,500	44,220	42,116	775,829

รูปที่ 2 ตารางอ้างอิงปริมาณการเชื้อเพลิงและปริมาณการผลิตไอน้ำ

โดยจากตารางข้างต้นสามารถสรุปข้อมูลการใช้พลังงานได้ดังนี้

- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำชีวมวล (SG_{PJ}) = 26,991 Ton_{steam}/y
- ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในมาตรการ (FC_{PJ}) = 12,719 Ton/y
- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในมาตรการ (EC_{PJ}) = 775,829 kWh/y

5.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

ก) ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน

$Cost_{BL} = P_{F,IGA} (SG_{PJ} \times SFC_{BL}) + P_{E,IGA} (SG_{PJ} \times SEC_{BL})$

- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ = 26,991 Ton_{steam}/y
- อัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่ใช้ในกรณีฐาน = 88.83 L / Ton_{steam}
- อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน = 11.01 kWh/Ton_{steam}
- ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA = 17.50 Baht/L
- ราคาไฟฟ้าตามข้อตกลงใน IGA = 3.85 Baht/kWh

เพราะฉะนั้นต้นทุนพลังงานในกรณีฐานคำนวณจาก

CostBL = 17.5 (26,991 x 88.03) + 3.85 (26,991 x 11.01)

CostBL = 42,724,418 Baht

ข) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ

CostPJ = (PF,PJ x FCPJ) + (PE,PJ x ECPJ)

- ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในการดำเนินโครงการ = 1,450 Baht/Ton
- ราคาไฟฟ้าที่ใช้ในการดำเนินโครงการ = 3.85 Baht/kWh
- ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ = 12,719 Ton/Y
- ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ = 775,829 kWh/Y

CostPJ = (1,450 x 12,719) + (3.85 x 775,829)

CostPJ = 21,429,492 Baht/Y

ค) การคำนวณผลประหยัด

$Saving_{Net} = Cost_{BL} - Cost_{PJ}$

- ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน = 42,724,418 Baht/Y
- ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ = 21,429,492 Baht/Y

$Saving_{Net}$ = 42,724,418 - 21,429,492

$Saving_{T}$ = 21,294,926 Baht/Y

สรุป: จากการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามมาตรการ การติดตั้งหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวล ทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตา โดยการคิดจากต้นทุนพลังงานในกรณีฐานเทียบกับต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ สามารถประหยัดเทียบกับกรณีฐานไปได้ถึง 21,294,926 บาท

(5) การรับรองรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงาน

จะแบ่งเป็นการรับรองโดย ทางผู้ตรวจวัด สถานประกอบการ และบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) โดยจะมีรูปแบบการร่างเอกสารรับรองดังนี้

ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ข้าพเจ้า.....ในฐานะผู้ได้รับมอบหมายให้ดำเนินการในนามของ.....ซึ่งเป็นผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานของ..... ขอรับรองว่าผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานในรายงานฉบับนี้ เป็นไปตามข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่นำเสนอ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง หัวหน้าคณะผู้ตรวจวัดฯ / ผู้เชี่ยวชาญพลังงาน
วันที่ ..... / ..... / .....

สถานประกอบการ

บริษัท ..... เป็นผู้ได้รับการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน ยอมรับในแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และยินดีที่ให้ผู้ตรวจวัดเข้ามาดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงานตามแนวทางที่ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงาน นำเสนอทุกประการ พร้อมกันนี้ยินดีให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินงานในโครงการ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง ตัวแทนสถานประกอบการ
วันที่ ..... / ..... / .....

บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

บริษัท.....ในฐานะผู้มีอำนาจลงนามของ ESCO คือ บริษัท.....ยอมรับผลประหยัดที่เกิดขึ้นตามรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานที่คณะทำงานและพิสูจน์ผลฯ
ได้ทำการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลฯ ตามแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่ได้เสนอมา

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ
วันที่ ..... / ..... / .....

ตัวอย่างข้อมูลและการคำนวณ

ข้อมูลการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

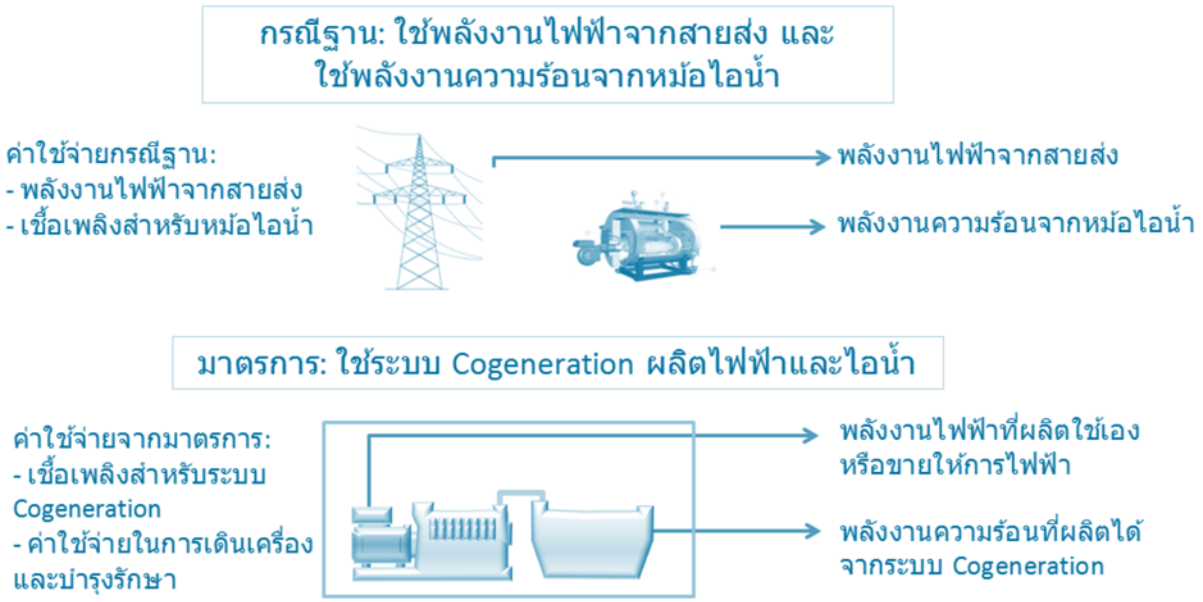
ปริมาณการใช้น้ำมันเตาและปริมาณการผลิตไอน้ำก่อนการปรับปรุง

	หน่วย	ม.ค.-12	ก.พ.-12	มี.ค.-12	เม.ย.-12	พ.ค.-12	มิ.ย.-12	ก.ค.-12	ส.ค.-12	ก.ย.-12	ต.ค.-12	พ.ย.-12	ธ.ค.-12	Total
ไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จาก Boiler 1	ตัน	998	1,074	1,356	1,125	1,655	1,744	1,836	1,221	1,016	558	1,244	866	14,695
ไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จาก Boiler 2	ตัน	1,051	1,455	1,764	1,143	1,411	1,714	1,676	780	1,044	589	-	706	13,335
รวมไอน้ำที่ผลิตได้	ตัน	2,049	2,529	3,120	2,269	3,066	3,458	3,513	2,001	2,061	1,147	1,244	1,572	28,030
น้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 1	ลิตร	92,090	95,289	113,973	98,552	143,055	145,418	153,482	115,845	90,424	54,688	113,468	78,602	1,294,887
น้ำมันเตาเกรดซี ที่ใช้กับ Boiler 2	ลิตร	95,773	128,774	149,192	104,581	127,409	146,749	143,000	77,462	97,041	59,665	-	65,506	1,195,152
รวมน้ำมันเตาที่ใช้	ลิตร	187,863	224,063	263,165	203,133	270,464	292,167	296,482	193,307	187,465	114,353	113,468	144,108	2,490,039
พลังงานไฟฟ้าที่ใช้สำหรับ Boiler น้ำมันเตา	kWh	23,483	28,008	32,896	25,392	33,808	36,521	37,060	24,163	23,433	14,294	14,184	18,014	311,255

ข้อมูลการใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

การผลิตไอน้ำจากเชื้อเพลิงชีวมวล		ม.ค.-14	ก.พ.-14	มี.ค.-14	เม.ย.-14	พ.ค.-14	มิ.ย.-14	ก.ค.-14	ส.ค.-14	ก.ย.-14	ต.ค.-14	พ.ย.-14	ธ.ค.-14	Total
ไอน้ำที่ผลิตได้จากหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน	2,163	4,316	3,830	4,257	4,488	2,385	1,351	1,474	991	964	411	362	26,991
ปริมาณแกลบที่ใช้กับหม้อไอน้ำชีวมวล	ตัน	1,069	1,601	1,470	1,583	1,676	1,037	819	808	741	739	585	589	12,719
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้	kWh	62,092	86,652	75,580	90,684	90,073	75,305	66,975	50,162	46,470	45,500	44,220	42,116	775,829

4.2 แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน : มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานร่วม



4.2.1 คุณลักษณะเฉพาะของวิธีการ

วิธีการนี้ใช้กับมาตรการอนุรักษ์พลังงานเป็นมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่มีการติดตั้งระบบ Cogeneration System เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า และพลังงานความร้อน ทดแทนการผลิตพลังงานแบบแยกส่วน (นำเข้าไฟฟ้าจากสายส่งและการผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำที่มีอยู่เดิม) โดยที่พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จะนำมาใช้เองภายในโรงงาน และส่วนที่เหลือก็ขายให้กับการไฟฟ้า

ขอบเขตของมาตรการประหยัดพลังงานนี้ ครอบคลุมการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงและไฟฟ้า การผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง บำรุงรักษาระบบ Cogeneration

4.2.2 รูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้ อ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ได้กำหนดขึ้นในเอกสารฉบับนี้ถือเป็นการตรวจวัดและพิสูจน์ผลอย่างน้อยที่สุดของมาตรการหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงชีวมวลเพื่อทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงน้ำมันเตาที่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลรูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง (Retrofit Isolation)

4.2.3 การจัดทำรายงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ดำเนินโครงการด้วยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ให้จัดทำรายงานขึ้น 2 ฉบับ ได้แก่

1) ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ต้องระบุถึงรายละเอียดของมาตรการโดยสังเขป รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผล วิธีการตรวจวัด เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หรือสมการที่ใช้ในการคำนวณผลประหยัด ตาราง (Log Sheet) ที่ใช้ในการเก็บข้อมูล และหนังสือรับรองข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

2) รายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลให้อธิบายวิธีการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลรวมถึงแสดงข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการตรวจวัดจริงโดยละเอียด โดยรายงานนี้จะต้องยึดถือและแสดงผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลตามหัวข้อที่แสดงไว้ในข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล (3.1) เป็นหลัก โดยรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลจะประกอบไปด้วยข้อมูลและตารางคำนวณ ได้แก่

2.1) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนมีโครงการ (Cogeneration Plant)

2.2) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังมีโครงการ (Cogeneration Plant)

2.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

เมื่อคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลได้ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลและจัดทำรายงานแล้วเสร็จ ให้จัดทำหนังสือรับรองรายงานที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน และให้ผู้บริหารทั้ง 2 ฝ่ายได้ลงนามในหนังสือรับรองรายงานนี้

4.2.4 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง(กรณีฐาน)

ข้อมูลการใช้พลังงานก่อนมีโครงการที่จำเป็นจะต้องทำการตรวจวัด คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ภายในโรงงานเชื้อเพลิงที่ใช้กับหม้อไอน้ำและปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้จากหม้อไอน้ำเพื่อนำมาคำนวณหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน ดังนี้

$$SFC_{BL} = FC_{BL}/SG_{BL}$$

โดยที่

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/Ton_{steam})

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (Unit/y)

SG_{BL} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Ton_{steam} /y)

สำหรับการใช้พลังงานไฟฟ้าสามารถคำนวณหาอัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐานได้ดังนี้

$$SEC_{BL} = EC_{BL}/SG_{BL}$$

โดยที่

SEC_{BL} = อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (kWh/Ton_{steam})

EC_{BL} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐาน (kWh/y)

SG_{BL} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Ton_{steam}/y)

ปริมาณไอน้ำที่ใช้ในการคำนวณ ใช้หน่วยเป็น Ton_{steam} ในกรณีปกติซึ่งมีการผลิตไอน้ำในสภาวะเดียวกัน คือไม่มีการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิน้ำป้อน หรืออุณหภูมิของไอน้ำ ในช่วงก่อนและหลังดำเนินโครงการ แต่ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงค่าใดค่าหนึ่ง ให้คำนวณปริมาณไอน้ำเทียบเป็นสภาวะมาตรฐาน โดยใช้หน่วยเป็น Ton_{steam} F&A 100˚C

โดย 1 Ton_{steam} F&A 100˚C เป็นหน่วยของปริมาณไอน้ำที่สภาวะมาตรฐานซึ่งได้จากน้ำป้อนอุณหภูมิ 100˚C มาเป็นไอน้ำที่ 100˚C (From and At 100˚C) ใช้สำหรับคำนวณเปรียบเทียบปริมาณพลังงานไอน้ำก่อนและหลังดำเนินโครงการในกรณีที่การผลิตไอน้ำก่อนและหลังดำเนินโครงการใช้สภาวะแรงดัน หรืออุณหภูมิที่แตกต่างกันโดยที่ไอน้ำแตกต่างกัน จะมีปริมาณพลังงานในหน่วยตันที่อุณหภูมิที่ 1 Ton FA 100 ˚C ดังตาราง

ตารางเปรียบเทียบตันของไอน้ำเทียบเท่า Ton_{steam} F&A 100 °C ของแต่ละความดัน

Pressure (barg)	Temp Steam (°C)	Energy (MJ/Ton_{steam})	Ton_{steam} F&A 100°C
0	100.00	2,257.0170	1.0000
1	120.34	2,287.1836	1.0134
2	133.47	2,305.3003	1.0214
3	143.45	2,318.1452	1.0271
4	151.60	2,328.0194	1.0315
5	158.54	2,335.8854	1.0349
6	154.62	2,342.3706	1.0378
7	170.04	2,347.8516	1.0402
8	174.95	2,352.5377	1.0423
9	179.46	2,356.5543	1.0441
10	183.62	2,360.0689	1.0457
11	187.49	2,363.1232	1.0470
12	191.12	2,365.8428	1.0482
13	194.53	2,368.2277	1.0493
14	197.77	2,370.3197	1.0502
15	200.83	2,372.2025	1.0510
16	203.76	2,373.8342	1.0518
17	206.55	2,375.2986	1.0524
18	209.22	2,376.5957	1.0530
19	211.79	2,377.7254	1.0535
20	214.26	2,378.7295	1.0539
21	216.64	2,379.6082	1.0543
22	218.93	2,380.3613	1.0546
23	221.16	2,380.9889	1.0549
24	223.31	2,381.5328	1.0552
25	225.39	2,381.9930	1.0554

Pressure (barg)	Temp Stea m(˚C)	Energy (MJ/Tonsteam)	Tonsteam F&A 100˚C
26	227.42	2,382.3696	1.0555
27	229.39	2,382.6625	1.0557
28	231.30	2,382.8717	1.0558
29	233.17	2,382.9972	1.0558
30	234.99	2,383.0809	1.0559
31	236.76	2,383.0809	1.0559
32	238.49	2,383.0390	1.0558
33	240.18	2,382.9554	1.0558
34	241.84	2,382.7880	1.0557
35	243.45	2,382.5788	1.0556
36	245.04	2,382.3278	1.0555
37	246.59	2,382.0349	1.0554
38	248.11	2,381.7002	1.0552
39	249.60	2,381.3236	1.0551
40	251.07	2,380.8634	1.0549
41	252.50	2,380.4031	1.0547
42	253.91	2,379.9010	1.0544
43	255.30	2,379.3571	1.0542
44	256.66	2,378.8132	1.0540
45	258.00	2,378.1856	1.0537
46	259.31	2,377.5580	1.0534
47	260.61	2,376.8886	1.0531
48	261.88	2,376.1773	1.0528
49	263.14	2,375.4242	1.0525
50	264.37	2,374.6710	1.0521

4.2.5 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง (จากการดำเนินโครงการ)

หลังจากที่มีการปรับปรุงโดยการติดตั้งระบบ Cogeneration แล้ว การตรวจวัดจะเป็นการตรวจวัดปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้ ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ และปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ ดังนี้

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (Unit/y)

EG_{PJ} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ (kWh/y)

ผลการประหยัดพลังงานจากมาตรการนี้ คำนวณจาก

$$\text{Energy Saving} = (SG_{PJ} \times SFC_{BL} \times NCV_{BL}) - (FC_{PJ} \times NCV_{PJ}) + (EG_{PJ} \times SFC_{GRID} \times NCV_{GRID})$$

โดยที่

Energy Saving = ผลประหยัดพลังงานจากมาตรการติดตั้งระบบ Cogeneration System (MJ/y)

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/Ton_{steam})

NCV_{BL} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (MJ/Unit)

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (Unit/y)

NCV_{PJ} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (MJ/Unit)

EG_{PJ} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ (MWh/y)

SFC_{GRID} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้า (SCF/MWh)

NCV_{GRID} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่การไฟฟ้าใช้ (MJ/SCF)

4.2.6 การวิเคราะห์ผลประหยัด

ผลประหยัดของโครงการสามารถคำนวณได้จากส่วนต่างของต้นทุนในการทำโครงการและผลประโยชน์ในการทำโครงการซึ่งจะต้องมีการคำนวณในแต่ละหัวข้อดังนี้

1) ต้นทุนพลังงานสำหรับผลิตไอน้ำในกรณีฐาน

คำนวณจากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและต้นทุนค่าไฟฟ้าในกรณีฐานเทียบกับปริมาณไอน้ำที่สามารถผลิตได้ ดังนี้

$$Cost_{BL} = P_{F,IGA}(SG_{PJ} \times SFC_{BL}) + P_{E,IGA}(SG_{PJ} \times SEC_{BL})$$

โดยที่

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (Baht/y)

$P_{F,IGA}$ = ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA (Baht/Unit)

SG_{PJ} = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (Ton_{steam}/y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/Ton_{steam})

$P_{E,IGA}$ = ราคาไฟฟ้าตามข้อตกลงใน IGA (Baht/kWh)

SEC_{BL} = อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน (kWh/Ton_{steam})

2) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ จากมิเตอร์วัดพลังงาน

คำนวณจากค่าใช้จ่ายต้นทุนของค่าเชื้อเพลิง ดังนี้

$$Cost_{PJ} = P_{F,PJ} \times FC_{PJ}$$

โดยที่

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (Baht/y)

$P_{F,PJ}$ = ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (Baht/Unit)

FC_{PJ} = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ (Unit/Y)

3) ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

$Cost_{O\&M}$ = ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ได้แก่ ค่าจ้างพนักงาน ค่าซ่อมบำรุง และค่าใช้จ่ายอื่นๆ เช่นค่าสมทบกองทุนผลิตไฟฟ้าเป็นต้น (Baht/y)

4) ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้

$$Benefit_{EG} = (P_{E,Peak} \times EG_{Peak}) + (P_{E,Off\text{-}peak} \times EG_{Off\text{-}peak}) + Ft\,(EG_{Peak} + EG_{Off\text{-}peak})$$

โดยที่

$Benefit_{EG}$ = ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ (Baht/y)

$P_{E,Peak}$ = ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak (Baht/kWh)

$P_{E,Off\text{-}Peak}$ = ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Off-Peak (Baht/kWh)

EG_{Peak} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในช่วงเวลา Peak(kWh/Y)

$EG_{Off\text{-}Peak}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในช่วงเวลา Off-Peak(kWh/Y)

Ft = ราคาค่าไฟฟ้าแปรผัน (Baht/kWh)

5) ผลประโยชน์จากค่า Demand Charge ที่ลดลง

$$Benefit_{Demand\ Charge} = Demand\ Charge_{BL} - Demand\ Charge_{PJ}$$

โดยที่

$Benefit_{Demand\ Charge}$ = ผลประโยชน์จากค่า Demand Charge ที่ลดลง (Baht/y)

$Demand\ Charge_{BL}$ = ค่า Demand Charge ในกรณีฐาน (Baht/Y)

$Demand\ Charge_{PJ}$ = ค่า Demand Charge หลังทำโครงการ (Baht/Y)

ผลประหยัดรวม คิดจาก ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา และผลประโยชน์ต่างๆ

$$Saving_{Net} = Cost_{BL} - Cost_{PJ} - Cost_{O\&M} + Benefit_{EG} + Benefit_{Demand\ Charge}$$

โดยที่

$Saving_{NET}$ = ผลประหยัด (Baht)

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (Baht/Y)

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (Baht/Y)

$Cost_{O\&M}$ = ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Baht/Y)

$Benefit_{EG}$ = ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ (Baht/Y)

$Benefit_{Demand\ Charge}$ = ผลประโยชน์จากค่าDemand Charge ที่ลดลง (Baht/Y)

หมายเหตุ:

- ในการคำนวณต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน ให้ใช้ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงและไฟฟ้า ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะเป็นค่าคงที่ หรือเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงตามสูตรที่ ESCO และผู้ประกอบการเห็นชอบร่วมกัน และการคำนวณต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ ให้ใช้ราคาต่อหน่วย ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะกำหนดให้เป็นค่าคงที่หรือใช้ราคาจริง โดยที่ราคาผันผวนที่ยอมรับได้ไม่เกิน +/- 10%
- การคำนวณต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ให้คิดจากต้นทุนค่าพนักงานและค่าบำรุงรักษาที่เพิ่มขึ้นจากกรณีฐาน โดยใช้อัตราค่าจ้างตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA และใช้ค่าบำรุงรักษาที่เกิดขึ้นจริง หรือค่าบำรุงรักษาจากการบันทึกบัญชีแบบ amortization ตามสูตรที่ ESCO และผู้ประกอบการเห็นชอบร่วมกัน
- การคำนวณผลประโยชน์จากค่า Demand Charge ที่ลดลง ให้คิดจากปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมของโรงงาน โดยคิดค่าสูงสุดที่เกิดขึ้นในแต่ละเดือนเป็นกรณีฐาน เทียบกับ Demand Charge ที่เกิดขึ้นจริงจากใบแจ้งหนี้ของการไฟฟ้าฯ

4.2.7 วิธีการหาค่าตัวแปรหรือข้อมูล

การได้มาซึ่งค่าตัวแปรหรือข้อมูล และนำตัวแปรหรือข้อมูลนั้นมาใช้ในการวิเคราะห์ผล ให้ระบุการได้มาซึ่งข้อมูลลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล โดยทั่วไปตัวแปรหรือข้อมูลได้มาจาก 6 วิธีการได้แก่

1) ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด

ข้อมูลที่ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด ด้านปริมาณ เช่นปริมาณไอน้ำ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งจะต้องตรวจวัดในช่วงเวลาที่ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด และข้อมูลด้านสภาวะ เช่น แรงดันของไอน้ำ อุณหภูมิของน้ำเติมระบบ เป็นต้น

2) แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

กรณีใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ สามารถทำได้โดยทดสอบการทำงานของระบบที่สภาวะต่างๆ ครอบคลุมย่านที่ใช้งานสูงที่สุดและต่ำที่สุด เพื่อให้ได้ค่าตัวแปรที่ต้องการได้แก่ ประสิทธิภาพและภาระงาน จากนั้นนำข้อมูลมาสร้างสมการถดถอย (Regression) ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์หรือโปรแกรมวิเคราะห์ทางสถิติ โดยข้อมูลทดสอบต้องมีช่วงครอบคลุมย่านการใช้งานทั้งหมด ส่วนค่าในช่วงที่ไม่มีข้อมูลทดสอบ สามารถประเมินได้โดยการประเมินข้างน้อย (Conservative Approximation)

ในกรณีที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการหาค่าตัวแปรให้ทำการทดสอบค่าที่ได้จากแบบจำลองและค่าที่ได้จากการตรวจวัดหรือบันทึกจากมิเตอร์แสดงผลของอุปกรณ์ แล้วใช้หลักการทางสถิติหาค่า R^2 และให้พิจารณาจากค่า R^2 โดยต้องมีค่ามากกว่า 0.75 ขึ้นไป

3) ข้อมูลจากสถานประกอบการ

ข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยพนักงานของสถานประกอบการ เช่นข้อมูลชั่วโมงทำงานของเครื่องจักร ข้อมูลอัตราการผลิต หรือข้อมูลภาระงานของเครื่องจักร สามารถนำมาใช้ได้แต่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลควรตรวจความถูกต้องของข้อมูลก่อนนำไปใช้ และในกรณีที่พบข้อมูลผิดปกติให้แจ้งสถานประกอบการเพื่อหาวิธีการในการปรับแก้หรือตรวจวัดข้อมูลใหม่ให้เกิดความถูกต้อง

4) ข้อมูลจากผู้ผลิต

บางครั้งผู้ผลิตได้ให้ข้อมูลการทดสอบอุปกรณ์ที่เสนอขายมาด้วย สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังข้อ 2 แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

5) ข้อมูลจากสถาบันการตรวจวัดหรือแหล่งข้อมูลอื่น

ตัวแปรหรือข้อมูลบางตัวสามารถหาได้จากสถาบันการตรวจวัดที่มีการตรวจวัดข้อมูลไว้ตลอดปี เช่น กรมอุตุนิยมวิทยา กรมอุทกศาสตร์กองทัพเรือ หรือเวปไซต์ต่างๆ ที่เชื่อถือได้ แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

6) ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่

ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่ ส่วนมากไม่นิยมใช้ในการตรวจวัดและพิสูจน์ผล แต่ถ้ามีความจำเป็นสามารถนำมาใช้ได้ในส่วนที่ไม่สำคัญต่อการวิเคราะห์ผลประหยัด และต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

4.2.8 รายละเอียดของตัวแปร

ตัวแปรในการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลประหยัด มี 2 ชนิด ได้แก่ ตัวแปรหลักและตัวแปรควบคุม

1) **ตัวแปรหลัก** หมายถึง ตัวแปรที่มีอิทธิพลโดยตรงต่อการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง ผลประหยัดพลังงาน ผลประหยัดทางการเงิน

2) **ตัวแปรควบคุม** หมายถึง ตัวแปรที่มีผลกระทบทางอ้อมต่อการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และมีความจำเป็นต้องถูกควบคุมให้เกิดสภาวะควบคุมที่มีค่าใกล้เคียงกันในช่วงที่มีการเก็บข้อมูลก่อนและหลังการปรับปรุง เพื่อให้เกิดความเที่ยงตรงในการเปรียบเทียบการใช้พลังงานของอุปกรณ์ตามมาตรการที่ ESCO เสนอขาย บางครั้งตัวแปรควบคุมไม่สามารถบังคับได้ เช่น อุณหภูมิของน้ำป้อนหม้อไอน้ำ และแรงดันไอน้ำที่จ่าย ซึ่งมีผลต่อการนำไปคำนวณหาค่าพลังงาน ให้คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลใช้วิธีเก็บข้อมูลเพิ่มขึ้นและเลือกข้อมูลที่มีสภาวะควบคุมใกล้เคียงกันมาใช้ โดยทั่วไปอนุโลมให้ตัวแปรควบคุมมีความแตกต่างกันได้ไม่เกิน 10%

3) **คำอธิบายตัวแปร**

ตัวแปร	SFC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	$Unit/Ton_{steam}$
ความหมาย	อัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SG_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Steam Generation - Baseline
หน่วย	Ton_{steam}/y
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตพลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	FC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	Unit/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้น้ำมันเตาของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SEC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Electric Consumption - Baseline
หน่วย	kWh/Ton_{steam}
ความหมาย	อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	EC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Consumption - Baseline
หน่วย	kWh/y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้าของหม้อไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัดมิเตอร์
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SG_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Steam Generation - Project
หน่วย	Ton_{steam}/y
ความหมาย	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	FC_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption - Project
หน่วย	Unit/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	1. ข้อมูลจากบันทึกการใช้เชื้อเพลิงจากสถานประกอบการ 2. ใบแจ้งหนี้การซื้อเชื้อเพลิงของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	เก็บข้อมูลน้ำหนักการใช้ เช่น ตาชั่ง (Weigh Scale) หรือจากใบแจ้งหนี้ค่าเชื้อเพลิงชีวมวล
ความถี่ในการบันทึกค่า	เดือนละ 1 ครั้ง

ตัวแปร	EG_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Generation - Project
หน่วย	kWh/y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้าในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัดมิเตอร์
ความถี่ในการบันทึกค่า	เดือนละ 1 ครั้ง

ตัวแปร	$Cost_{BL}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Baseline
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Project
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{O\&M}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost –Operation and Maintenance
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Saving_{Net}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Saving - Net
หน่วย	Baht
ความหมาย	ผลประหยัดสุทธิ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการวิเคราะห์ผลประหยัดในโครงการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,IGA}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - IGA
หน่วย	Baht/Unit
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงตามข้อตกลงใน IGA
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการหรือของทางผู้ผลิต
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - Project
หน่วย	Baht/ Unit
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงในปีที่วัดผลโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,IGA}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric - IGA
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาพลังงานไฟฟ้าตามรายงาน IGA
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Benefit_{EG}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	BenefitElectric Generation
หน่วย	Baht/Y
ความหมาย	ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงาน
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,Peak}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric Peak
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,Off\text{-}Peak}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric Off-Peak
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Off-Peak
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	EG_{Peak}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Generation Peak
หน่วย	kWh/Y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในช่วงเวลา Peak
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$EG_{Off\text{-}Peak}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Generation Off-Peak
หน่วย	kWh/Y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในช่วงเวลา Off-Peak
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	Ft
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Float Time
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ค่าธรรมเนียม Ft ของการไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Benefit_{Demand\ Charge}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	BenefitDemand Charge
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ผลประโยชน์จากค่า Demand Charge ที่ลดลง
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากบิลชำระหนี้จากการไฟฟ้าหรือสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	การคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Demand\ Charge_{PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Demand Charge - Project
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ค่า Demand Charge หลังทำโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Demand\ Charge_{BL}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Demand Charge - Baseline
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ค่า Demand Charge ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	Energy Saving
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Energy Saving
หน่วย	MJ/y
ความหมาย	ผลประหยัดพลังงานจากมาตรการติดตั้งระบบ Cogeneration System
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน
วิธีการตรวจวัด	การคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Baseline
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานจากกรณีฐาน
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Project
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SFC_{GRID}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Fuel Consumption - Grid
หน่วย	SCF/MWh
ความหมาย	อัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{GRID}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Grid
หน่วย	MJ/SCF
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่การไฟฟ้าใช้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

4.2.9 กรณีศึกษาการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด: มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานร่วม

1) รายละเอียดมาตรการ

สถานประกอบการ A ดำเนินธุรกิจผลิตปุ๋ย ซึ่งมีการใช้พลังงานหลักทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนในกระบวนการผลิต โดยมีหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจำนวน 3 ชุด สำหรับการผลิตไอน้ำป้อนให้กับกระบวนการผลิต ซึ่งเชื้อเพลิงหลัก คือ ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) ทางผู้บริหารของโรงงานมีแนวความคิดที่จะหาใช้พลังงานของโรงงานให้มีประสิทธิภาพสูงสุดจึงได้ทำโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration Plant) เพื่อทดแทนการนำเข้าไฟฟ้าจากสายส่งและทดแทนการผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำที่มีอยู่เดิม

โดยระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมได้ถูกออกแบบให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจาก Gas Engine และใช้ไอก๊าซร้อนจาก Gas Engine มาผลิตไอน้ำด้วย HRSG (Heat recovery steam generator) ป้อนให้กับโรงปุ๋ย โดยระบบนั้นมีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าที่มีเสถียรภาพสูงเพื่อใช้เองในโรงงานผลิตปุ๋ย โดยกรณีโรงงานผลิตปุ๋ยใช้ไฟฟ้าน้อย ไฟฟ้าที่ผลิตได้มีเหลือ ก็สามารถจ่ายไฟเพื่อขายออกกลับสู่การไฟฟ้าได้ และในทางกลับกันกรณีที่โรงงานผลิตปุ๋ยใช้ไฟฟ้ามากกว่าที่สามารถผลิตได้ ก็สามารถนำเข้าไฟฟ้าจากสายส่งเข้าไปใช้ในโรงงานผลิตปุ๋ยเช่นกัน นอกจากนี้ยังสามารถผลิตไอน้ำด้วยประสิทธิภาพสูงเพื่อใช้เองในกระบวนการผลิต

2) แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้อ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล*รูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง (Retrofit Isolation)* เนื่องจากระบบพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration System) สามารถตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานเฉพาะมาตรการที่ปรับปรุง แยกออกจากส่วนการผลิตส่วนอื่นๆ ของสถานประกอบการ

2.1) วิธีการตรวจวัด

โดยจะทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลจากเครื่องจักรที่ได้มีการติดตั้งเพิ่มตามมาตรการ จากมิเตอร์ตรวจวัดของเครื่องจักรนั้นๆ โดยสามารถแบ่งย่อยได้ดังนี้

เครื่องจักร	วิธีการ M&V
HRSG	เก็บข้อมูลปริมาณการใช้ไอน้ำที่ผลิตได้ก่อนที่จะเข้าสู่กระบวนการผลิต
Gas Engine	เก็บข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้กับโรงงาน
Gas Engine	เก็บข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ขายออกและรับเข้าจากการไฟฟ้า

2.2) เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด

ในการตรวจวัดข้อมูลจะมีการใช้อุปกรณ์ตรวจวัด ได้แก่ Steam Flow Meter, Electric Meter to Factory, Electric Meter for MEA โดยการบันทึกข้อมูลจากเครื่องมือวัดต่างๆ นั้นควรจะมีการเก็บข้อมูลในบันทึกการปฏิบัติงาน (Log Sheet) เป็นประจำทุกกะ เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลในกรณีที่มีความจำเป็น

3) ขั้นตอนและข้อมูลการตรวจวัด

สำหรับขั้นตอนในการตรวจวัด M&V ได้กำหนดขั้นตอนการตรวจวัดสำหรับมาตรการโดยการติดตั้งอุปกรณ์การตรวจวัดปริมาณการใช้ไอน้ำและปริมาณการใช้ไฟฟ้า

สำรวจสถานที่ตรวจวัดข้อมูลที่จะทำ Baseline
หรือข้อมูลสภาวะที่ต้องมีการควบคุมก่อนการปรับปรุง

▼

M&V Unit จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล
นำเสนอกับสถานประกอบการและ ESCO ลงนาม

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุม
เพื่อกำหนด Baseline ก่อนการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

▼

ตรวจสอบยืนยันความพร้อมของอุปกรณ์ตรวจวัดตามมาตรการ
ที่ติดตั้งเข้าไปใหม่และปรับแต่งจนเหมาะสมพร้อมเข้ารับการตรวจวัดจาก ESCO

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมหลังการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานหลังการปรับปรุง
และคำนวณจำนวนเงินที่ประหยัดได้ปีฐาน

▼

จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลเสนอสถานประกอบการและ ESCO

3.1) ตัวแปรหลัก

ตัวแปรหลัก คือ ข้อมูลการตรวจวัดหรือค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่มีการนำเอาไปใช้ในการคำนวณผลประหยัด ซึ่งในกรณีตัวอย่างนี้มีการใช้ความดันไอน้ำเท่ากัน ในช่วงก่อนและหลังการปรับปรุงดังตาราง

ลำดับที่	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในกรณีฐาน	MMBtu
2	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้ในกรณีฐาน	Ton_{steam}
3	ปริมาณไอน้ำแรงดัน 7 บาร์ ที่ผลิตได้จาก HRSG	Ton_{steam}
4	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสุทธิที่จ่ายให้กับโรงงาน	MWh
5	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับเข้ามาจากการไฟฟ้า	MWh
6	ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้กับ Gas Engine	MMBtu

3.2) ตัวแปรควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุม

คือ การควบคุมสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ที่จะทำการปรับปรุงตามมาตรการโดยปัจจัยพิจารณา ได้แก่ ภาระทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงควรควบคุมให้เหมือนการทำงานในสภาวะการใช้งานปกติของสถานประกอบการที่สุด นอกจากนี้ยังพิจารณาค่าตัวแปรที่ส่งผลรบกวนต่อการตรวจวัด ทั้งตัวแปรบางตัวไม่สามารถควบคุมได้ อาจไม่นำมาพิจารณาขึ้นอยู่กับการตัดสินใจร่วมกันระหว่าง M&V Unit, ESCO และสถานประกอบการ

3.3) ข้อมูลของสถานประกอบการ

ข้อมูลทั่วไปที่ M&V Unit จะต้องใช้ในการวิเคราะห์ผลที่ ESCO ยอมรับและต้องขอข้อมูลจากสถานประกอบการนี้โดยไม่ต้องตรวจวัด เช่น ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาค่าไฟฟ้าที่ใช้จากบิลชำระหนี้ค่าไฟฟ้า เป็นต้น

4) แนวทางการรับรองการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน

เพื่อป้องกันการเกิดข้อโต้แย้งหลังการตรวจวัดและพิสูจน์ผล จึงควรมีการประชุมร่วมกันและอธิบายให้ทุกฝ่ายได้เข้าใจถึงแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรมประยุกต์เข้ากับเครื่องจักรหรือระบบที่จะทำการปรับปรุงของสถานประกอบการ และเมื่อทุกฝ่ายเข้าใจในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นแล้ว ควรให้มีการลงนามไว้เพื่อเป็นหลักฐานด้วย ตามสมควร

5) การวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงาน

5.1) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้ก่อนการปรับปรุง (กรณีฐาน)

การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง ทางโรงงานได้มีการใช้หม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จำนวน 3 ตัว ในการผลิตไอน้ำจ่ายให้กระบวนการผลิต ซึ่งมีการบันทึกข้อมูลการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ ดังตาราง

ตารางที่ 1 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและปริมาณการผลิตไอน้ำ

	ปริมาณการใช้ก๊าซและปริมาณการผลิตไอน้ำ ปี 2012													
		Jan-12	Feb-12	Mar-12	Apr-12	May-12	Jun-12	Jal-12	Aug-12	Sep-12	Oct-12	Nov-12	Dec-12	Total
Natural Gas (MMB_{TU})	Boiler 1	1,739	1,800	2,153	1,862	2,702	2,767	3,088	2,188	1,708	1,033	2,143	1,485	24,648
	Boiler 2	1,809	2,432	2,818	1,975	2,407	2,772	2,890	1,463	1,833	1,127	-	1,237	22,764
	Boiler 3	1,494	2,583	3,016	2,046	3,039	3,116	3,320	1,702	1,563	1,843	-	-	23,722
	Total Boiler													71,134
steam (Ton_{steam})	Boiler 1	605	651	822	682	1,003	1,057	1,113	740	616	338	754	525	8,906
	Boiler 2	637	882	1,069	693	855	1,039	1,016	473	633	357	4	428	8,086
	Boiler 3	535	941	1,131	728	1,104	1,163	1,186	560	545	595	-	-	8,488
	Total Steam													25,480

(1) อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน

$$SFC_{BL} = FC_{BL} / SG_{BL}$$

อ้างอิงข้อมูลจากตารางที่ 1 สามารถสรุปข้อมูลได้ดังนี้

- ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้กรณีฐาน = 71,134 MMBtu/y
- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ในกรณีฐาน = 25,480 Ton_{steam} /y

ดังนั้นคำนวณหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจำเพาะในกรณีฐานได้ ดังนี้

$$SFC_{BL} = 71,134 / 25,480$$

$$SFC_{BL} = 2.79 \text{ MMBtu} / Ton_{steam}$$

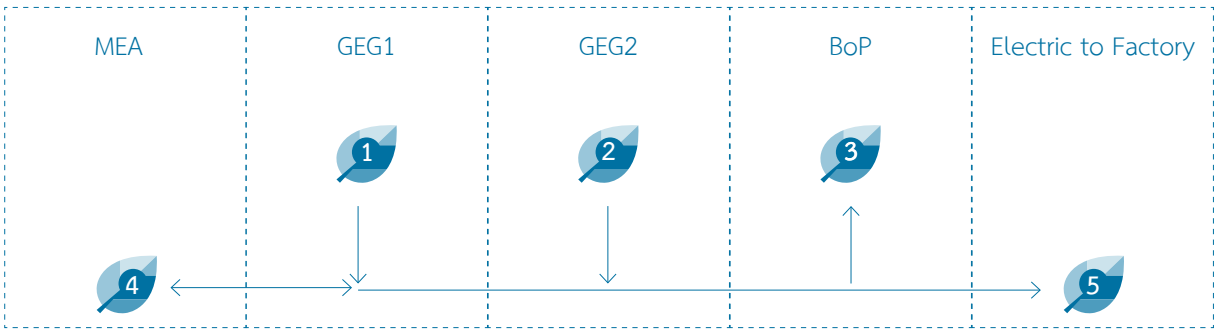
(2) อัตราการใช้พลังงานไฟฟ้าในกรณีฐาน

เนื่องจากกรณีตัวอย่าง มีการใช้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่น้อยมาก ทาง ESCO และผู้ประกอบการจึงได้มีการเห็นชอบร่วมกันที่จะไม่นำมาคิดรวมในผลประหยัด

5.2) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรังปรุง

การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง ทางโรงงานได้มีการติดตั้งระบบ Cogeneration Plant ซึ่งจะต้องมีการเก็บข้อมูลการใช้พลังงานของอุปกรณ์ต่างๆ

การปรับปรุงตามมาตรการ จะมีการติดตั้งตัว Generator เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยหลักการแล้วกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ก็จะจ่ายไปใช้ที่ตัวโรงงานและใช้ใน Plant ของ Cogeneration เอง (Balance of Plant; BoP) ส่วนกระแสไฟฟ้าที่มีการผลิตส่วนที่เหลือก็จะส่งขายให้กับการไฟฟ้า โดยจะมีการตรวจวัดการผลิตและการใช้พลังงานผ่านมิเตอร์วัดไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มไปในแต่ละจุดดังนี้



รูปที่1 แสดงจุดติดตั้งมิเตอร์วัดกระแสไฟฟ้า

จากรูปที่ 1 จะมีมิเตอร์ที่ติดตั้งหลักอยู่จำนวน 5 ตัว ได้แก่

มิเตอร์หมายเลข 1 = มิเตอร์ไฟฟ้าที่ผลิตจาก GEG1

มิเตอร์หมายเลข 2 = มิเตอร์ไฟฟ้าที่ผลิตจาก GEG2

มิเตอร์หมายเลข 3 = มิเตอร์ไฟฟ้าที่ BoP ใช้

มิเตอร์หมายเลข 4 = มิเตอร์ไฟฟ้า MEA ซึ่งวัดได้ทั้ง Export และ Import ตัวเดียวกัน

มิเตอร์หมายเลข 5 = มิเตอร์ไฟฟ้าที่จ่ายเข้าโรงงานสุทธิ (รวมไฟฟ้าจาก Cogeneration Plant และไฟฟ้าที่ Import จาก MEA)

เพราะฉะนั้นจึงสามารถจำแนกลักษณะของไฟฟ้าตามมิเตอร์วัด ได้เป็น

ลักษณะปริมาณไฟฟ้าตามมิเตอร์	มิเตอร์หมายเลข
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GEG1	①
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GEG2	②
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ใน Cogeneration Plant (BoP)	③
ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้สุทธิ	[①+②] -③
ปริมาณไฟฟ้าที่รับเข้าจากการไฟฟ้า	④ (Import)
ปริมาณไฟฟ้าที่ขายให้กับการไฟฟ้า	④ (Export)
ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายให้โรงงานสุทธิ	⑤
ปริมาณไฟฟ้าที่จ่ายให้โรงงานซึ่งผลิตโดย Cogeneration Plant	⑤ - ④ (Import)

หมายเหตุ: จากมิเตอร์วัดทั้ง 5 ตัว สามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ตามสมการ ดังนี้

⑤ = ① + ② + ③ + ④ (Import) - ④ (Export)

ตารางที่ 2 เป็นตัวอย่างรูปแบบตารางในการรวมข้อมูลรายวันการใช้และผลิตพลังงานในโรงงาน ซึ่งจะแบ่งเป็นอุปกรณ์แต่ละชนิดที่มีการวัดปริมาณพลังงาน โดยอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับไฟฟ้าจะมีการแบ่งการเก็บข้อมูลเป็นช่วงเวลา Peak (วันจันทร์ - ศุกร์ ตั้งแต่ 9:00 - 22:00 น.) และ Off Peak (วันจันทร์ - ศุกร์ ตั้งแต่ 22:00 - 9:00 น, วันเสาร์ - อาทิตย์ ตั้งแต่ 0:00 - 24:00 น. และวันหยุดราชการที่ทางการไฟฟ้าประกาศเป็นช่วงเวลา Off Peak) เพื่อนำเอาไปคิดผลประหยัดตามอัตราราคาแต่ละช่วงเวลาของการไฟฟ้าได้

ตารางที่ 2 ตัวอย่างการเก็บข้อมูลปริมาณการใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

Date	Electricity (TR4000 kVA)			Gas Engine 1			Gas Engine 2			BOP			MEA (Import)			MEA (Export)			Steam	NG Cogen	NG Cogen (Billing)
	On Peak	Off Peak	Total	On Peak	Off Peak	Total	On Peak	Off Peak	Total	On Peak	Off Peak	Total	On Peak	Off Peak	Total	On Peak	Off Peak	Total	Total		
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	Ton	MMBTU	MMBTU
Total	230,008	395,437	625,445	131,219	187,871	319,090	213,602	325,084	538,686	13,174	19,401	32,575	23,121	51,121	74,242	124,760	149,238	273,998	643	7,015	8,293
11/1/2014	-	45,688	45,688	-	20,601	20,601	-	17,794	17,794	-	1,378	1,378	-	9,033	9,033	-	362	362	26.30	371.67	
11/2/2014	-	46,135	46,135	-	-	-	-	46,435	46,435	-	1,530	1,530	-	1,582	1,582	-	352	352	33.60	435.60	
11/3/2014	23,407	20,800	44,207	25,072	5,888	30,960	-	15,599	15,599	826	715	1,541	247	403	650	1,086	375	1,461	35.90	0.00	
11/4/2014	24,683	19,934	44,617	25,066	21,269	46,335	-	-	-	784	681	1,465	438	54	492	37	708	745	35.60	0.00	
11/5/2014	1,420	4,430	5,850	-	471	471	-	-	-	80	145	225	1,500	4,158	5,658	-	54	54	-	0.00	
11/6/2014	2,740	1,582	4,322	-	-	-	-	-	-	96	40	136	2,836	1,622	4,458	-	-	-	-	0.00	
11/7/2014	2,738	1,632	4,370	-	-	-	-	-	-	119	66	185	2,857	1,698	4,555	-	-	-	-	0.00	
11/8/2014	-	3,700	3,700	-	-	-	-	-	-	-	236	236	-	3,936	3,936	-	-	-	-	0.00	
11/9/2014	-	3,402	3,402	-	-	-	-	-	-	-	172	172	-	3,574	3,574	-	-	-	-	0.00	
11/10/2014	2,016	1,592	3,608	-	-	-	-	-	-	287	118	405	2,303	1,710	4,013	-	-	-	-	0.00	
11/11/2014	2,298	1,622	3,920	-	-	-	-	-	-	187	115	302	2,485	1,737	4,222	-	-	-	-	0.00	
11/12/2014	3,047	1,667	4,714	-	-	-	-	-	-	175	119	294	3,222	1,786	5,008	-	-	-	-	0.00	
11/13/2014	3,399	1,727	5,126	2,669	-	2,669	1,632	-	1,632	447	116	564	2,141	1,843	3,984	2,596	-	2,596	-	0.00	
11/14/2014	2,644	1,664	4,307	-	-	-	-	-	-	162	103	266	2,806	1,767	4,573	-	-	-	-	0.00	
11/15/2014	-	3,461	3,461	-	-	-	-	-	-	-	306	306	-	3,767	3,767	-	-	-	-	0.00	
11/16/2014	-	3,084	3,084	-	-	-	-	-	-	-	266	266	-	3,350	3,350	-	-	-	-	0.00	
11/17/2014	8,156	2,496	10,652	-	-	-	23,101	3,841	26,942	858	253	1,111	78	1,238	1,316	14,165	2,330	16,495	14.90	253.25	
11/18/2014	8,349	7,140	15,488	-	-	-	24,196	20,470	44,666	852	713	1,565	-	-	-	14,996	12,617	27,613	26.50	418.74	
11/19/2014	8,700	7,454	16,154	-	-	-	24,459	20,873	45,332	847	709	1,556	-	-	-	14,912	12,711	27,623	27.40	426.45	
11/20/2014	4,763	7,795	12,557	-	-	-	11,300	21,134	32,434	539	718	1,257	1,164	-	1,164	7,162	12,621	19,783	18.90	305.56	
11/21/2014	6,475	6,722	13,197	-	-	-	15,912	17,319	33,231	674	602	1,277	888	330	1,218	9,650	10,325	19,975	19.20	0.00	
11/22/2014	-	2,825	2,825	-	-	-	-	-	-	-	249	249	-	3,074	3,074	-	-	-	-	0.00	
11/23/2014	-	2,826	2,826	-	-	-	-	-	-	-	256	256	-	3,082	3,082	-	-	-	-	0.00	
11/24/2014	18,700	5,015	23,715	1,177	-	1,177	24,153	4,345	28,498	849	243	1,092	9	1,210	1,219	5,790	297	6,087	18.90	280.06	
11/25/2014	24,048	20,923	44,971	11,400	3,359	14,759	22,898	20,779	43,677	1,153	766	1,919	147	167	314	9,244	2,616	11,860	44.30	561.10	
11/26/2014	27,561	22,881	50,442	21,996	18,400	40,396	22,036	18,432	40,469	1,430	1,189	2,620	-	-	-	15,041	12,762	27,803	67.80	790.79	
11/27/2014	27,442	23,372	50,814	21,925	18,644	40,568	21,961	18,676	40,637	1,402	1,186	2,588	-	-	-	15,042	12,762	27,804	67.40	795.44	
11/28/2014	27,422	23,487	50,909	21,915	18,696	40,611	21,952	18,729	40,681	1,406	1,173	2,578	-	-	-	15,039	12,766	27,805	69.10	798.06	
11/29/2014	-	50,503	50,503	-	40,429	40,429	-	40,489	40,489	-	2,613	2,613	-	-	-	-	27,800	27,800	68.90	792.46	
11/30/2014	-	49,878	49,878	-	40,113	40,113	-	40,170	40,170	-	2,626	2,626	-	-	-	-	27,780	27,780	68.50	787.82	

ซึ่งจากข้อมูลรายวันเหล่านี้ จะนำมารวมเป็นยอดรวมปริมาณการใช้และผลิตพลังงานของแต่ละเดือน ซึ่งสามารถสรุปเป็นตารางการใช้พลังงานในรอบปีได้ดังนี้

ตารางที่ 3 ปริมาณการใช้พลังงานหลังการปรับปรุงตามมาตรการในรอบปี

ปริมาณการใช้พลังงานหลังการปรับปรุงตามมาตรการ ภายใน 1 ปี														
รายการข้อมูล	หน่วย	วัน.ย.57	ก.ค.57	ส.ค.57	ก.ย.57	ต.ค.57	พ.ย.57	ธ.ค.57	ม.ค.58	ก.พ.58	วัน.ค.58	ผม.ย.58	พ.ค.58	รวม
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GEG1	MWh	1,371	1,147	1,302	1,361	1,054	319	379	52	170	173	727	1,227	9,282
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก GEG2	MWh	1,297	1,143	1,254	1,318	443	539	474	587	474	82	614	810	9,032
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เองใน Plant	MWh	81	73	77	79	50	32	33	24	25	15	47	63	600
ปริมาณไอน้ำที่ผลิตจาก HRSG	Ton	2,055	1,824	2,027	2,137	1,136	643	702	472	459	196	1,030	1,546	14,226
ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ที่ม Gas Engine	MMBtu	18,831	15,261	17,745	18,962	11,488	5,292	5,292	6,090	6,141	2,461	7,010	12,674	127,247
ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในมาตรการ	Baht	9,697,813	8,422,960	9,050,494	9,524,979	5,412,315	3,163,937	3,203,376	2,377,289	2,379,816	1,087,851	4,880,258	6,678,414	65,879,504
ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายให้การไฟฟ้า	Baht	2,539,544	2,043,581	2,362,687	1,936,200	696,395	1,009,728	1,021,567	121,455	663,526	224,287	937,042	754,329	14,310,341
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับเข้ามาจากการไฟฟ้า Peak	MWh	0.271	36	1	1	4	23	19	33	16	29	9	1	172
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับเข้ามาจากการไฟฟ้า Off Peak	MWh	0.092	130	44	51	46	51	81	63	32	52	186	288	961
รวมปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับเข้ามาจากการไฟฟ้า	MWh	0.363	166	45	52	50	74	100	33	48	81	195	289	1,133
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้โรงงาน Peak	MWh	705	718	673	826	527	230	226	248	185	93	455	626	5,512
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้โรงงาน Off Peak	MWh	1,200	1,249	1,245	1,305	792	395	413	428	287	160	770	1,325	9,569
รวมปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายให้โรงงาน	MWh	1,905	1,967	1,918	2,131	1,319	625	639	676	472	253	1,225	1,951	15,081

จากตารางข้อมูลสามารถสรุปข้อมูลหลังการปรับปรุงได้ดังนี้

- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (SG_{PJ}) = 14,226 Ton_{steam} / y
- ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (FC_{PJ}) = 127,247 MMBtu/y)
- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ (EG_{PJ}) = 18,314 MWh/y

5.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

(1) ต้นทุนพลังงานสำหรับผลิตไอน้ำในกรณีฐาน

$$Cost_{BL} = P_{F,IGA}(SG_{PJ} \times SFC_{BL}) + P_{E,IGA}(SG_{PJ} \times SEC_{BL})$$

โดยที่

- ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA ($P_{F,IGA}$) = 250 Baht/MMBtu
- ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้จากมาตรการ (SG_{PJ}) = 14,226 Ton_{steam} / y
- อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (SFC_{BL}) = 2.79 $MMBtu/Ton_{steam}$

เพราะฉะนั้นสามารถคำนวณหาต้นทุนพลังงานสำหรับผลิตไอน้ำในกรณีฐาน ได้ดังนี้

$$Cost_{BL} = 250\ (14{,}226 \times 2.79)$$

$$Cost_{BL} = 9{,}922{,}635 \text{ Baht}$$

(2) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ จากมิเตอร์วัดพลังงาน
โดยเชื้อเพลิงที่ใช้ในการดำเนินโครงการคือก๊าซธรรมชาติดังนั้น

$Cost_{PJ} = P_{F,PJ} \times FC_{PJ}$

โดยที่

- ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ($P_{F,PJ}$) = 320 Baht/MMBtu
- ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ (FC_{PJ}) = 127,247 MMBtu/Y

$Cost_{PJ}$ = 320 x 127,247

$Cost_{PJ}$ = 40,719,040 Baht/Y

(3) ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา ในที่นี้ ได้แก่ ค่าซ่อมบำรุงรักษาสำหรับ Cogeneration Plant ค่าสมทบกองทุนการผลิตไฟฟ้าและเงินเดือนของพนักงานดังนี้

ก) ค่าซ่อมบำรุงรักษาสำหรับ Cogeneration Plant

โดยตัวอย่างนี้ กำหนดเงื่อนไขการหักเงินค่าซ่อมบำรุงที่อัตรา 0.32 Baht/KWh จาก KWh ที่สามารถผลิตได้จริง เพราะฉะนั้นสามารถคำนวณค่าซ่อมบำรุงได้จาก

= 18,314 x 0.12 x 1,000

= 2,197,680 Baht/y

ข) ค่าสมทบกองทุนการผลิตไฟฟ้า

สามารถคำนวณโดยคิดจากผลรวมของการผลิตไฟฟ้าจาก GEG1 และ GEG2 คูณด้วยค่าธรรมเนียมกองทุนที่ 0.01 ต่อ kWh ดังนี้

- GEG1 ผลิตไฟฟ้าได้ = 9,282 MWh
- GEG2 ผลิตไฟฟ้าได้ = 9,032 MWh
- ไฟฟ้าที่ใช้ใน BoP = 600 MWh

เพราะฉะนั้น กระแสไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้รวมทั้งหมด

9,282 + 9,032 - 600 = 17,714 MWh

คำนวณค่าสมทบกองทุนผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้

= 17,714 x 0.01 x 1,000

= 177,140 Baht/y

ค) เงินเดือนและเงินผลประโยชน์อื่นๆ ของพนักงาน

โดยปกติจะอ้างอิงตามข้อตกลงในสัญญา ในตัวอย่างนี้ กำหนดไว้เท่ากับ 1,500,000 Baht/y

$Cost_{O\&M}$ = 2,197,680 + 177,140 + 1,500,000

$Cost_{O\&M}$ = 3,874,820 Baht/Y

(4) ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้

$Benefit_{EG} = (P_{E,Peak} \times EG_{Peak}) + (P_{E,Off\text{-}peak} \times EG_{Off\text{-}peak}) + Ft\ (EG_{Peak} + EG_{Off\text{-}peak})$

โดยที่

- ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Peak ($P_{E,Peak}$) = 3.6796 Baht/kWh
- ราคาไฟฟ้าในช่วงเวลา Off-Peak ($P_{E,Off\text{-}Peak}$) = 2.176 Baht/kWh
- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ ในช่วงเวลา Peak (EG_{Peak}) = 5,512 MWh/Y
- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ ในช่วงเวลาOff-Peak ($EG_{Off\text{-}Peak}$) = 9,569 MWh/Y
- ราคาค่าไฟฟ้าแปรผัน (Ft) = 0.6404 Baht/kWh

$Benefit_{EG}$ = (3.68x5,512x1000) + (2.17x9,569x1000) + 0.6404 (5,512+9,569)

$Benefit_{EG}$ = 20,284,160 + 20,751,710 + 9,657.87

$Benefit_{EG}$ = 41,045,528 Baht/Y

เพราะฉะนั้นผลประหยัดรวมของโครงการ ดังนี้

$Saving_{Net} = Cost_{BL} - Cost_{PJ} - Cost_{O\&M} + Benefit_{EG}$

$Saving_{Net}$ = 9,922,635 - 40,719,040 -3,874,820 + 41,045,528

$Saving_{Net}$ = 6,374,303 Baht/Y

สรุป: จากการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามมาตรการ การทำระบบ Cogeneration Plant ทดแทนหม้อไอน้ำเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ จะสามารถคิดเป็นผลประหยัดได้ถึง 6,374,303 บาทต่อปี

(5) การรับรองรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงาน

จะแบ่งเป็นการรับรองโดยทางผู้ตรวจวัด สถานประกอบการ และบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) โดยจะมีรูปแบบการร่างเอกสารรับรองดังนี้

ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ข้าพเจ้า.....ในฐานะผู้ได้รับมอบหมายให้ดำเนินการในนามของ.....ซึ่งเป็นผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานของ..... ขอรับรองว่าผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานในรายงานฉบับนี้ เป็นไปตามข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่นำเสนอ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง หัวหน้าคณะผู้ตรวจวัดฯ / ผู้เชี่ยวชาญพลังงาน
วันที่ ..... / ..... / .....

สถานประกอบการ

บริษัท.....เป็นผู้ได้รับการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน ยอมรับในแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และยินดีที่ให้ผู้ตรวจวัดเข้ามาดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงานตามแนวทางที่ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงาน นำเสนอทุกประการ พร้อมกันนี้ยินดีให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินงานในโครงการ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง ตัวแทนสถานประกอบการ
วันที่ ..... / ..... / .....

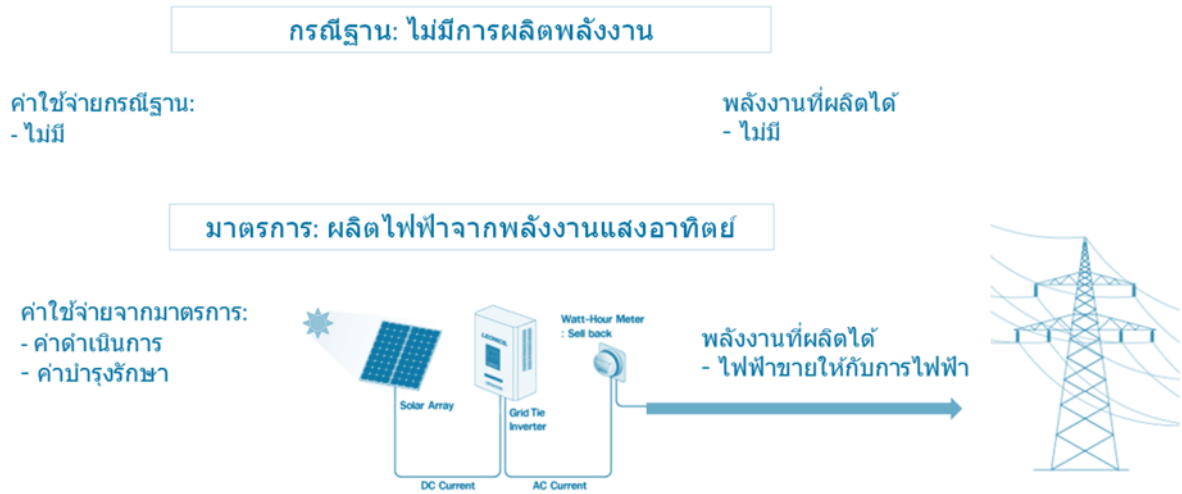
บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

บริษัท.....ในฐานะผู้มีอำนาจลงนามของ ESCO คือ บริษัท.....ยอมรับผลประหยัดที่เกิดขึ้นตามรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานที่คณะทำงานและพิสูจน์ผลฯ
ได้ทำการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลฯ ตามแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่ได้เสนอมา

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ
วันที่ ..... / ..... / .....

4.3 แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน: มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบ On Grid เพื่อจำหน่าย



4.3.1 คุณลักษณะเฉพาะของวิธีการ

พลังงานทดแทนที่มีศักยภาพมากที่สุดชนิดหนึ่งนั่นก็คือ พลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งวิธีการนี้เป็นมาตรการอนุรักษ์พลังงานที่มีการรับพลังงานแสงอาทิตย์หรือโฟตอนมาเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยการติดตั้งอุปกรณ์ที่เรียกว่า เซลล์สุริยะ (Solar cell) หรือเซลล์โฟโตโวลตาอิก (Photovoltaic cell) เป็นตัวรับพลังงานจากแสงอาทิตย์ ซึ่งรูปแบบการติดตั้งแผง Solar cell นั้นสามารถติดตั้งได้ทั้งบนหลังคาที่พักอาศัย (Solar roof) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ในอาคารบ้านเรือน หรือติดตั้งบนพื้นดิน (Solar Farm) เพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าในเชิงพาณิชย์

ขอบเขตของมาตรการประหยัดพลังงานนี้ ครอบคลุมปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจำหน่าย และค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา

4.3.2 รูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้ อ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ได้กำหนดขึ้นในเอกสารฉบับนี้ถือเป็นการตรวจวัดและพิสูจน์ผลอย่างน้อยที่สุดของมาตรการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ที่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลรูปแบบ C การตรวจวัดพลังงานรวมทั้งโรงงาน (Whole Factory)

4.3.3 การจัดทำรายงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ดำเนินโครงการด้วยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ให้จัดทำรายงานขึ้น 2 ฉบับ ได้แก่

1) ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ต้องระบุถึงรายละเอียดของมาตรการโดยสังเขป รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผล วิธีการตรวจวัด เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หรือสมการที่ใช้ในการคำนวณผลประหยัด ตาราง (Log Sheet) ที่ใช้ในการเก็บข้อมูล และหนังสือรับรองข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

2) รายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลให้อธิบายวิธีการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลรวมถึงแสดงข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการตรวจวัดจริงโดยละเอียด โดยรายงานนี้จะต้องยึดถือและแสดงผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลตามหัวข้อที่แสดงไว้ในข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล (3.1) เป็นหลัก โดยรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลจะประกอบไปด้วยข้อมูลและตารางคำนวณ ได้แก่

2.1) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนทำโครงการ

2.2) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังทำโครงการ

2.3) การวิเคราะห์รายได้ของโครงการ

เมื่อคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลได้ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลและจัดทำรายงานแล้วเสร็จ ให้จัดทำหนังสือรับรองรายงานที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน และให้ผู้บริหารทั้ง 2 ฝ่ายได้ลงนามในหนังสือรับรองรายงานนี้

4.3.4 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนทำโครงการ

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยส่วนใหญ่นั้น จะเป็นการผลิตเพื่อจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าทั้งหมด เพราะฉะนั้นจึงไม่มีค่าการใช้พลังงานกรณีฐาน (Baseline) ตั้งต้น

4.3.5 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังทำโครงการ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานที่สะอาด บริสุทธิ์ ไม่ก่อให้เกิดปฏิกิริยาที่ทำให้สิ่งแวดล้อมเป็นพิษ สามารถนำมาใช้ได้อย่างคุ้มค่าและไม่มีวันหมดไปจากโลกนี้ ซึ่งในการดำเนินมาตรการติดตั้งแผง Solar cell เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้านั้น ไม่ต้องใช้พลังงานใดๆ เลยนอกจากพลังงานจากแสงอาทิตย์ ดังนั้นการตรวจวัดค่าพลังงานจากมาตรการจึงตรวจวัดแค่พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากแผง Solar cell เท่านั้นแทนค่าตัวแปรหลักดังนี้

EG_{PJ} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ (MWh/y)

ผลการประหยัดพลังงานจากมาตรการนี้ คำนวณจาก

$$\text{Energy Saving} = EG_{PJ} \times SFC_{GRID} \times NCV_{GRID}$$

โดยที่

Energy Saving	=	พลังงานที่สามารถประหยัดได้ (MJ/y)
EG_{PJ}	=	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ (MWh/y)
SFC_{GRID}	=	อัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้า (SCF/MWh)
NCV_{GRID}	=	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่การไฟฟ้าใช้ (MJ/SCF)

4.3.6 การวิเคราะห์รายได้ของโครงการ

การคำนวณรายได้ของโครงการนั้น ต้องมีการวิเคราะห์แยกย่อยทั้งในส่วนของรายจ่ายต่างๆ ที่ใช้ในโครงการ รายรับที่ได้จากการดำเนินโครงการดังหัวข้อดังนี้

1) ต้นทุนในการดำเนินการ

ในการดำเนินโครงการ จะต้องมีการจ้างพนักงานในตำแหน่งต่างๆ เพื่อควบคุมการดำเนินโครงการ ตั้งแต่ ตำแหน่งในฝ่ายบริหาร เช่น Project Manager (PM), Assistant Project Manager (APM), ตำแหน่งหัวหน้างานและปฏิบัติการ เช่น Engineer, Supervisor, Technical, Worker เป็นต้น รวมถึงต้องมีการสำรองเงินสำหรับการทำ Maintenance อุปกรณ์ต่างๆ ในตัวโครงการและค่าสมทบกองทุนผลิตไฟฟ้าด้วย โดยสามารถกำหนดตัวแปรได้ดังนี้

$Cost_{O\&M}$	=	ต้นทุนค่าในการเดินเครื่องและบำรุงรักษาตัวโครงการ ซึ่งมาจากเงินเดือนของพนักงานตำแหน่งต่างๆ ที่ปฏิบัติหน้าที่ในโครงการตามที่ระบุไว้ในสัญญาและกำหนดให้มีอัตราเพิ่มขึ้นปีละ 2% (Baht/y)

2) รายได้จากการขายไฟฟ้า

รายได้จะคำนวณจากปริมาณหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากมาตรการ คูณกับราคารับซื้อหน่วยพลังงานตามระบบส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ หรือ Feed-in Tariff (Fit) จากทางคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (ERC) ซึ่งประกาศรายละเอียดไว้ผ่านทาง http://www.erc.or.th รายละเอียดดังนี้

โดยสามารถกำหนดตัวแปรได้ดังนี้

$$Benefit_{EG} = P_E \times EG_{PJ} \times 1{,}000$$

โดยที่

$Benefit_{EG}$	=	ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Baht/y)
P_E	=	ราคาพลังงานไฟฟ้า (Baht/y)
EG_{PJ}	=	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (MWh/y)

3) การคำนวณรายได้ของโครงการ

รายได้ของโครงการสามารถคำนวณได้จาก ผลต่างของรายจ่ายต่างๆ ในการดำเนินโครงการ (ไม่นับรวมมูลค่าการลงทุนของโครงการ) และรายรับของโครงการหลังจากดำเนินการตามมาตรการ โดยสามารถกำหนดตัวแปรได้ดังต่อไปนี้

$Saving_{Net}$ = $Benefit_{EG}$ - $Cost_{O\&M}$

โดยที่

$Saving_{Net}$ = ผลประหยัดสุทธิ (Baht/y)

$Benefit_{EG}$ = ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Baht/y)

$Cost_{O\&M}$ = ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Baht/y)

4.3.7 วิธีการหาค่าตัวแปรหรือข้อมูล

การได้มาซึ่งค่าตัวแปรหรือข้อมูล และนำตัวแปรหรือข้อมูลนั้นมาใช้ในการวิเคราะห์ผล ให้ระบุการได้มาซึ่งข้อมูลลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล โดยทั่วไปตัวแปรหรือข้อมูลได้มาจาก 6 วิธีการได้แก่

1) ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด

ข้อมูลที่ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด ด้านปริมาณ เช่นปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งจะต้องตรวจวัดในช่วงเวลาที่ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด และข้อมูลด้านสภาวะ เช่น แรงดันของไอน้ำ อุณหภูมิของน้ำเติมระบบ เป็นต้น

2) แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

กรณีใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ สามารถทำได้โดยทดสอบการทำงานของระบบที่สภาวะต่างๆ ครอบคลุมย่านที่ใช้งานสูงที่สุดและต่ำที่สุด เพื่อให้ได้ค่าตัวแปรที่ต้องการได้แก่ ประสิทธิภาพ และภาระงาน จากนั้นนำข้อมูลมาสร้างสมการถดถอย (Regression) ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์หรือโปรแกรมวิเคราะห์ทางสถิติ โดยข้อมูลทดสอบต้องมีช่วงครอบคลุมย่านการใช้งานทั้งหมด ส่วนค่าในช่วงที่ไม่มีข้อมูลทดสอบ สามารถประเมินได้โดยการประเมินข้างน้อย (Conservative Approximation)

ในกรณีที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการหาค่าตัวแปรให้ทำการทดสอบค่าที่ได้จากแบบจำลองและค่าที่ได้จากการตรวจวัดหรือบันทึกจากมิเตอร์แสดงผลของอุปกรณ์ แล้วใช้หลักการทางสถิติหาค่า R^2 และให้พิจารณาจากค่า R^2 โดยต้องมีค่ามากกว่า 0.75 ขึ้นไป

3) ข้อมูลจากสถานประกอบการ

ข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยพนักงานของสถานประกอบการ เช่น ข้อมูลชั่วโมงทำงานของเครื่องจักร ข้อมูลอัตราการผลิต หรือข้อมูลภาระงานของเครื่องจักร สามารถนำมาใช้ได้แต่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลควรตรวจความถูกต้องของข้อมูลก่อนนำไปใช้ และในกรณีที่พบข้อมูลผิดปกติให้แจ้งสถานประกอบการเพื่อหาวิธีการในการปรับแก้หรือตรวจวัดข้อมูลใหม่ให้เกิดความถูกต้อง

4) ข้อมูลจากผู้ผลิต

บางครั้งผู้ผลิตได้ให้ข้อมูลการทดสอบอุปกรณ์ที่เสนอขายมาด้วย สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังข้อ 7.2 แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

5) ข้อมูลจากสถาบันการตรวจวัดหรือแหล่งข้อมูลอื่น

ตัวแปรหรือข้อมูลบางตัวสามารถหาได้จากสถาบันการตรวจวัดที่มีการตรวจวัดข้อมูลไว้ตลอดปี เช่น กรมอุตุนิยมวิทยา กรมอุทกศาสตร์กองทัพเรือ หรือเว็บไซต์ต่างๆ ที่เชื่อถือได้ แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

6) ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่

ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่ ส่วนมากไม่นิยมใช้ในการตรวจวัดและพิสูจน์ผล แต่ถ้ามีความจำเป็นสามารถนำมาใช้ได้ในส่วนที่ไม่สำคัญต่อการวิเคราะห์ผลประหยัด และต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

4.3.8 รายละเอียดของตัวแปร

ตัวแปรในการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลประหยัด มี 2 ชนิด ได้แก่ ตัวแปรหลักและตัวแปรควบคุม

1) ตัวแปรหลัก หมายถึง ตัวแปรที่มีอิทธิพลโดยตรงต่อ การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง ผลประหยัดพลังงาน ผลประหยัดทางการเงิน

2) ตัวแปรควบคุม หมายถึง ตัวแปรที่มีผลกระทบทางอ้อมต่อการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และมีความจำเป็นต้องถูกควบคุมให้เกิดสภาวะควบคุมที่มีค่าใกล้เคียงกันในช่วงที่มีการเก็บข้อมูลก่อนและหลังการปรับปรุง เพื่อให้เกิดความเที่ยงตรงในการเปรียบเทียบการใช้พลังงานของอุปกรณ์ตามมาตรการที่ ESCO เสนอขาย บางครั้งตัวแปรควบคุมไม่สามารถบังคับได้ เช่น อุณหภูมิของน้ำป้อนหม้อไอน้ำ และแรงดันไอน้ำที่จ่าย ซึ่งมีผลต่อการนำไปคำนวณหาค่าพลังงาน ให้คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลใช้วิธีเก็บข้อมูลเพิ่มขึ้นและเลือกข้อมูลที่มีสภาวะควบคุมใกล้เคียงกันมาใช้ โดยทั่วไปอนุโลมให้ตัวแปรควบคุมมีความแตกต่างกันได้ไม่เกิน 10%

3) คำอธิบายตัวแปร

ตัวแปร	EG_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Generation - Project
หน่วย	MWh/y
ความหมาย	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดพลังงาน
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านเครื่องมือวัด มิเตอร์
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	Energy Saving
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Energy Saving
หน่วย	MJ/y
ความหมาย	พลังงานที่สามารถประหยัดได้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงาน
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	SFC_{GRID}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Fuel Consumption - Grid
หน่วย	SFC/MWh
ความหมาย	อัตราการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้า
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{GRID}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Grid
หน่วย	MJ/SFC
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่การไฟฟ้าใช้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{O\&M}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost Operation& Maintenance
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนในการเดินเครื่องและบำรุงรักษา
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการทำข้อตกลงตามสัญญา
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Benefit_{EG}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	BenefitElectric Generator
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ผลประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการผลิตไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	P_E
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price Electric
หน่วย	Baht/Unit
ความหมาย	หน่วยราคารับซื้อพลังงานตามระบบ Fit
แหล่งข้อมูล	จากประกาศของทาง กกพ.
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Saving_{Net}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Saving Net
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ผลประหยัดสุทธิ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการวิเคราะห์รายได้ของโครงการ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

4.3.9 กรณีศึกษาการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด: มาตรการระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบ On Grid เพื่อจำหน่าย

1) รายละเอียดมาตรการ

จากนโยบายส่งเสริมการรับซื้อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก บริษัทเอกชนรายหนึ่งจึงได้ลงทุนทำโครงการผลิตไฟฟ้าแบบ Solar Farm ขนาด 1,400 MW บนพื้นที่ 30 ไร่ ในจังหวัดลพบุรี วงเงินลงทุนอยู่ที่ 45,000,000 บาท โดยได้มีการติดตั้งแผง Solar Cell เพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และได้ประกาศรับพนักงานในตำแหน่งต่างๆ เพื่อเข้ามาดูแลโครงการ Solar Farm ดังกล่าว

ซึ่งทางบริษัทเองมีความคาดหวังที่ว่าโครงการนี้ จะสามารถให้ผลตอบแทนได้ในระยะยาวจากเงินที่ได้ลงทุนไป ซึ่งตามเงื่อนไขระยะเวลาการลงทุนของโครงการนั้นวางแผนไว้ว่าจะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 25 ปี จากนั้นจึงจะทำการรื้อถอนและยุติโครงการ

2) แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของมาตรฐานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้อ้างอิงมาตรฐานของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล*รูปแบบ C การตรวจวัดพลังงานรวมทั้งโรงงาน (Whole Factory)* เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานเฉพาะมาตรการที่ปรับปรุง แยกออกจากส่วนการผลิตส่วนอื่นๆ ของสถานประกอบการ

2.1 วิธีการตรวจวัด

มาตรการนี้จะทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar farm โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก Solar cell แต่ละชุด จะถูกส่งไปที่เครื่องรวบรวมประจุเพื่อส่งไปรวบรวมไว้ที่แบตเตอรี่ ซึ่งติดตั้งกระจายในแต่ละจุดก่อนที่จะมีการส่งกระแสไฟฟ้าไปแปลงที่ Invertor จากกระแสไฟฟ้า DC ให้เป็นกระแสไฟฟ้า AC ก่อนที่จะส่งไปจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าต่อไป

2.2 เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด

ลำดับ	ชื่อเครื่องมือ	ลักษณะที่ต้องมี
1	Electric Meter	ตรวจวัดกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้และส่งขายให้การไฟฟ้า

การบันทึกข้อมูลจากเครื่องมือวัดต่างๆ นั้นควรจะมีการเก็บข้อมูลในบันทึกการปฏิบัติงาน (Log Sheet) เป็นประจำทุกกะ เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลในกรณีที่มีความจำเป็น

3) ขั้นตอนและข้อมูลการตรวจวัด

สำหรับขั้นตอนในการตรวจวัด M&V ได้กำหนดขั้นตอนการตรวจวัดสำหรับมาตรการโดยการติดตั้งอุปกรณ์การตรวจวัดปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้

สำรวจสถานที่ตรวจวัดข้อมูลที่จะทำ Baseline
หรือข้อมูลสภาวะที่ต้องมีการควบคุมก่อนการปรับปรุง

▼

M&V Unit จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล
นำเสนอกับสถานประกอบการและ ESCO ลงนาม

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมเพื่อกำหนด Baseline ก่อนการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

▼

ตรวจสอบยืนยันความพร้อมของอุปกรณ์ตรวจวัดตามมาตรการ
ที่ติดตั้งเข้าไปใหม่และปรับแต่งจนเหมาะสมพร้อมเข้ารับการตรวจวัดจาก ESCO

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมหลังการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานหลังการปรับปรุง
และคำนวณจำนวนเงินที่ประหยัดได้ปีฐาน

▼

จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล
เสนอสถานประกอบการและ ESCO

3.1) ตัวแปรหลัก

ตัวแปรหลัก คือ ข้อมูลการตรวจวัดหรือค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่มีการนำเอาไปใช้ในการคำนวณผลประหยัด ดังตาราง

ลำดับที่	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากมาตรการ	MWh
2	จำนวนเงินลงทุนที่ใช้ในโครงการ	Baht

3.2) ตัวแปรควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุม

คือ การควบคุมสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ที่จะทำการปรับปรุงตามมาตรการโดยปัจจัยพิจารณา ได้แก่ ภาระทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงควรควบคุมให้เหมือนการทำงานในสภาวะการใช้งานปกติของสถานประกอบการที่สุด นอกจากนี้ยังพิจารณาค่าตัวแปรที่ส่งผลรบกวนต่อการตรวจวัด ทั้งตัวแปรบางตัวไม่สามารถควบคุมได้ อาจไม่นำมาพิจารณาขึ้นอยู่กับการตัดสินใจร่วมกันระหว่าง M&V Unit, ESCO และสถานประกอบการ

3.3) ข้อมูลของสถานประกอบการ

ข้อมูลทั่วไปที่ M&V Unit จะต้องใช้ในการวิเคราะห์ผลที่ ESCO ยอมรับ และต้องขอข้อมูลจากสถานประกอบการนี้โดยไม่ต้องตรวจวัด เช่น ราคาค่าไฟฟ้าที่อ้างอิงจากประกาศของทาง กกพ. เป็นต้น

4) แนวทางการรับรองการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน

เพื่อป้องกันการเกิดข้อโต้แย้งหลังการตรวจวัดและพิสูจน์ผล จึงควรมีการประชุมร่วมกันและอธิบายให้ทุกฝ่ายได้เข้าใจถึงแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรมประยุกต์เข้ากับเครื่องจักรหรือระบบที่จะทำการปรับปรุงของสถานประกอบการ และเมื่อทุกฝ่ายเข้าใจในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นแล้ว ควรให้มีการลงนามไว้เพื่อเป็นหลักฐานด้วย ตามสมควร

5) การวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงาน

5.1) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนมีโครงการ

โครงการ Solar farm เป็นโครงการที่มีจุดประสงค์เพื่อลงทุนสร้างระบบผลิตกระแสไฟฟ้าจากดวงอาทิตย์ขายให้กับการไฟฟ้า โดยจะได้รับผลตอบแทนหรือจุดคุ้มทุนของโครงการในระยะยาว เพราะฉะนั้นจึงไม่มีข้อมูลการใช้พลังงานก่อนมีโครงการคำนวณ

5.2) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรังปรุง

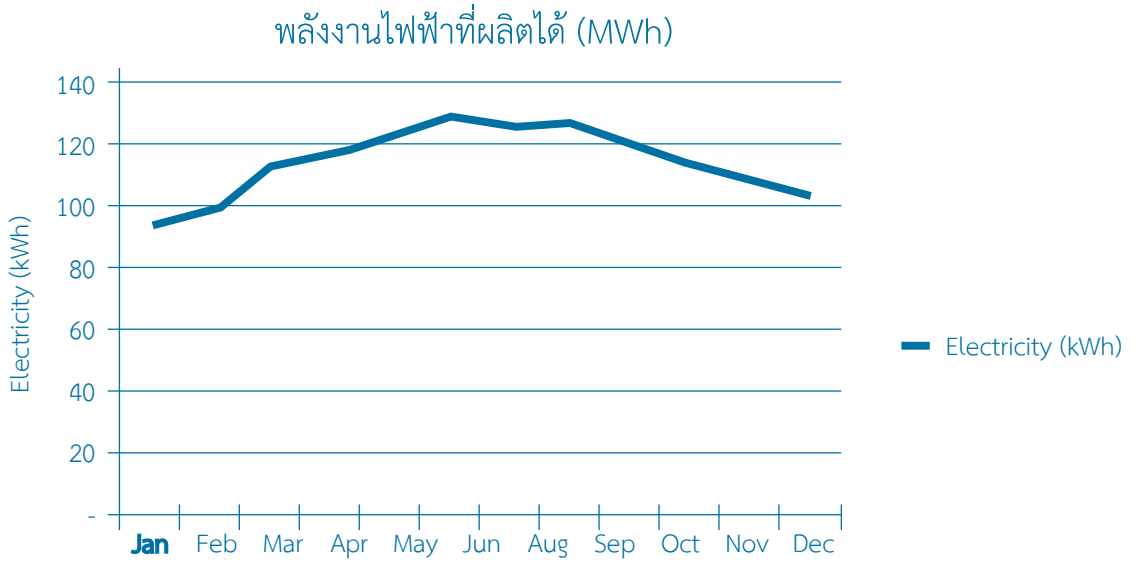
จากการดำเนินโครงการในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์นั้น ปัจจัยที่จะส่งผลให้การผลิตไฟฟ้ามีประสิทธิภาพสูงนั้น ขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Intensity) ที่ส่งผ่านลงมา โดยความเข้มข้นของแสงอาทิตย์จะแตกต่างกันไปในแต่ละเดือน ช่วงต้นปีหรือฤดูหนาวเข้าสู่ฤดูร้อนจะอยู่ในช่วงความเข้มข้นปานกลาง ช่วงกลางปีหรือฤดูร้อนเข้าสู่ฤดูฝนจะอยู่ในช่วงความเข้มข้นสูง ช่วงท้ายปีหรือฤดูฝนเข้าฤดูหนาวจะอยู่ในช่วงความเข้มข้นปานกลาง

โดยหลังจากดำเนินโครงการแล้วสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละเดือนได้ค่าพลังงานของรายปี ตามตาราง

ตารางที่ 1 พลังงานไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้จากแสงอาทิตย์

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์

Month	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Electricity (MWh)	95	99	114	118	123	130	127	128	121	114	110	104	1,382
Solar Intensity (%)	73	76	88	91	95	100	98	99	93	88	85	80	88.833



รูปที่ 1 กราฟแนวโน้มค่าพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละเดือน

อ้างอิงจากตารางที่ 1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ คือ 1,382 MWh/y

5.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดของโครงการ

เราสามารถวิเคราะห์รายได้ของโครงการจากส่วนต่างของรายรับและรายจ่ายดังนี้

(1) ต้นทุนการดำเนินการ

- ค่า Operation & Maintenance ตัวโครงการ ซึ่งจะมาจากเงินเดือนของพนักงานแต่ละตำแหน่ง, ค่าบำรุงรักษาแผง Solar Cell, ค่าทำความสะอาดแผง Solar Cell และตัดหญ้า โดยบริษัทนี้ทำสัญญากำหนดมูลค่าตั้งต้นในปีแรก ดังนี้

$Cost_{O\&M}$ = 2,400,000 Baht/y

(2) รายได้จากการขายไฟ

เนื่องจากเป็นโครงการที่ได้รับการสนับสนุนจากรัฐบาล ราคารับซื้อพลังงานตามระบบ FiT ใหม่ จึงใช้ราคาตามประกาศดังนี้

นโยบายสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

มติ กพช. 15 ส.ค. และ 22 ต.ค. 57

โครงการ Solar แบบติดตั้งบนพื้นดิน (ค้างท่อ)

- รับซื้อส่วนเหลือ ให้เต็มเป้าหมาย 2,800 MW FiT 5.66 บาท/หน่วย 25 ปี และ COD ภายในปี 58
- ให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเจรจากับผู้ยื่นข้อเสนอที่ยังไม่ได้ตอบรับซื้อให้ยอมรับ FiT 5.66 บาท/หน่วย หากโครงการใดที่ไม่สามารถดำเนินการผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ที่เสนอไว้เดิมได้ ให้โครงการสามารถเปลี่ยนพื้นที่ผลิตเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าในพื้นที่ใหม่ได้และ COD ภายใน ธ.ค. 58
- หากผลเจรจาตกลงกันไม่ได้และมิได้มีการอนุมัติให้ตอบรับซื้อภายในปี 57 ให้ถือเป็นการยุติข้อเสนอโครงการ

สถานะ

- จำนวนโครงการทั้งหมด 178 โครงการ จำนวน 1,013 MW
- ผ่านการพิจารณาจากคณะกรรมการบริหารมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 25 โครงการ (138 MW) พร้อมทำสัญญาฯ
- สายส่งรองรับไม่ได้ 153 โครงการ (กำลังการผลิตติดตั้ง 875 MWp) ให้เปลี่ยนพื้นที่ตั้งภายใน 31 มี.ค. 58 และต้อง COD ภายใน ธ.ค. 58
- ระเบียบรับซื้อไฟฟ้าฯ ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อ 9 ม.ค. 58

กำลังผลิต(MWp)	อัตรา adder และ FiT เดิม		อัตรา FiT ใหม่	
	อัตรา Adder/FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน	อัตรา FiT (บาท/หน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน
แบบติดตั้งบนพื้นดิน โซล่าฟาร์ม				
≤ 90 MWp	Adder 8.0 และลดลงเป็น 6.50	10 ปี	5.66	25 ปี

$Benefit_{EG}$ = $P_E \times EG_{PJ} \times 1{,}000$

- ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากมาตรการ = 1,382 MWh/y
- หน่วยราคารับซื้อพลังงานตามระบบ Fit = 5.66 Baht/kWh

เพราะฉะนั้น คำนวณรายรับในการดำเนินโครงการ ได้จาก

$Benefit_{EG}$ = 1,382 x 1,000 x 5.66

$Benefit_{EG}$ = 7,822,120 Baht/y

(3) ผลประหยัดรวม

$Saving_{Net}$ = $Benefit_{EG} - Cost_{O\&M}$

- รายรับในการดำเนินโครงการ = 7,822,120 Baht/y
- ค่า Operation & Maintenance = 2,400,000 Baht/y

ดังนั้นสามารถคำนวณรายได้ของโครงการ ได้จาก

$Saving_{Net}$ = 7,822,120 - 2,400,000

$Saving_{Net}$ = 5,422,120 Baht/y

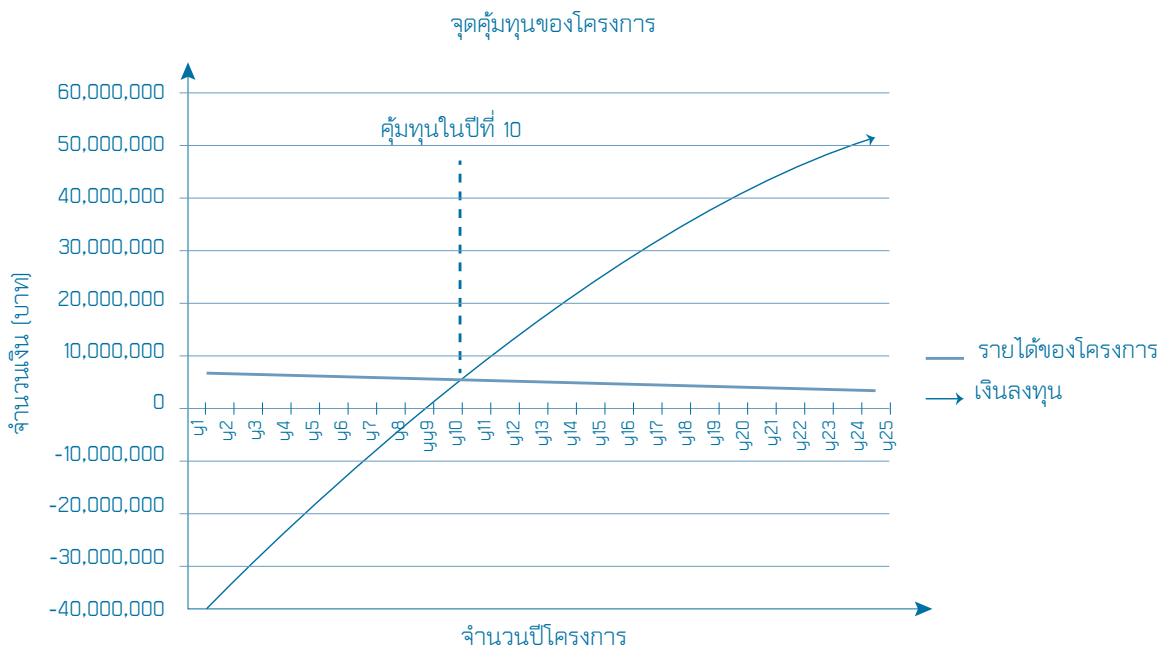
หมายเหตุ: จากตัวอย่างข้างต้น จะเป็นรายได้ของโครงการในระยะเวลา 1 ปี ซึ่งในการทำโครงการนี้จะมีการคิดค่าความเสื่อมสภาพของแผง Solar cell โดยจะมีการคิดค่าความเสื่อมลงทุกๆ 1% จากประสิทธิภาพรวมของโครงการ ซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณของการผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ นอกจากนี้เรายังต้องมีการคำนวณเพิ่มเติมในส่วนของค่า Operation & Maintenance ที่มีอัตราการเพิ่มขึ้นปีละ 2% โดยเราจะสามารถคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในแต่ละปีเพื่อทำการประเมินรายได้สุทธิรวมในช่วงอายุโครงการระยะเวลา 25 ปี ดังตัวอย่างการคำนวณที่แสดงตัวอย่างไว้ในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ประมาณรายได้สุทธิของโครงการ

ปีอายุโครงการ (y)	ประสิทธิภาพของแผง	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิต	ราคารับซื้อไฟฟ้า	รายรับในการดำเนินโครงการ	รายจ่ายในการดำเนินโครงการ	รายได้ของโครงการ	เงินลงทุน
y1	100	1,382	5.66	7,822,120	2,400,000	5,422,120	-39,577,880
y2	99	1,368	5.66	7,743,899	2,448,000	5,295,899	-34,281,981
y3	98	1,354	5.66	7,666,460	2,496,960	5,169,500	-29,112,481
y4	97	1,341	5.66	7,589,795	2,546,899	5,042,896	-24,069,585
y5	96	1,328	5.66	7,513,897	2,597,837	4,916,060	-19,153,525
y6	95	1,314	5.66	7,438,758	2,649,794	4,788,964	-14,364,561
y7	94	1,301	5.66	7,364,371	2,702,790	4,661,581	-9,702,980
y8	93	1,288	5.66	7,290,727	2,756,846	4,533,881	-5,169,099
y9	92	1,275	5.66	7,217,820	2,811,983	4,405,837	-763,261
y10	91	1,262	5.66	7,145,642	2,868,222	4,277,419	3,514,158
y11	90	1,250	5.66	7,074,185	2,925,587	4,148,599	7,662,756
y12	90	1,237	5.66	7,003,443	2,984,098	4,019,345	11,682,101
y13	89	1,225	5.66	6,933,409	3,043,780	3,889,629	15,571,730
y14	88	1,213	5.66	6,864,075	3,104,656	3,759,419	19,331,149
y15	87	1,201	5.66	6,795,434	3,166,749	3,628,685	22,959,834
y16	86	1,189	5.66	6,727,480	3,230,084	3,497,396	26,457,229
y17	85	1,177	5.66	6,660,205	3,294,686	3,365,519	29,822,749
y18	84	1,165	5.66	6,593,603	3,360,579	3,233,023	33,055,772
y19	83	1,153	5.66	6,527,667	3,427,791	3,099,876	36,155,648
y20	83	1,142	5.66	6,462,390	3,496,347	2,966,043	39,121,691
y21	82	1,130	5.66	6,397,766	3,566,274	2,831,492	41,953,183
y22	81	1,119	5.66	6,333,789	3,637,599	2,696,189	44,649,373
y23	80	1,108	5.66	6,270,451	3,710,351	2,560,099	47,209,472
y24	79	1,097	5.66	6,207,746	3,784,558	2,423,188	49,632,660
y25	79	1,086	5.66	6,145,669	3,860,249	2,285,419	51,918,079
รายได้สุทธิของโครงการ (Baht)						51,918,079	

สรุป

จากการตรวจวัดและพิสูจน์ผลกำไรจากการทำโครงการตามมาตรการ จะสามารถสร้างผลกำไรสุทธิตลอดช่วงอายุโครงการได้เป็นจำนวนเงิน 51,918,079 บาท โดยจุดคุ้มทุนของโครงการอยู่ที่ 10 ปี หลังจากนั้นจึงเป็นผลกำไรสุทธิของโครงการ



รูปที่ 2 กราฟแสดงปีจุดคุ้มทุนของโครงการ

(5) การรับรองรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงาน

จะแบ่งเป็นการรับรองโดย ทางผู้ตรวจวัด สถานประกอบการ และบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) โดยจะมีรูปแบบการร่างเอกสารรับรองดังนี้

ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ข้าพเจ้า.....ในฐานะผู้ได้รับมอบหมายให้ดำเนินการในนามของ.....ซึ่งเป็นผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานของ..... ขอรับรองว่าผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานในรายงานฉบับนี้ เป็นไปตามข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่นำเสนอ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง หัวหน้าคณะผู้ตรวจวัดฯ / ผู้เชี่ยวชาญพลังงาน
วันที่ ..... / ..... / .....

สถานประกอบการ

บริษัท.....เป็นผู้ได้รับการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน ยอมรับในแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และยินดีที่ให้ผู้ตรวจวัดเข้ามาดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงานตามแนวทางที่ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงาน นำเสนอทุกประการ พร้อมกันนี้ยินดีให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินงานในโครงการ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง ตัวแทนสถานประกอบการ
วันที่ ..... / ..... / .....

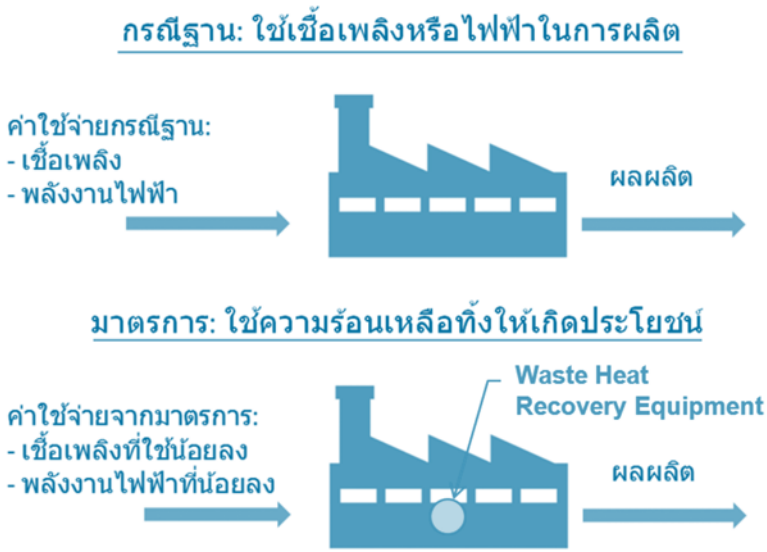
บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

บริษัท.....ในฐานะผู้มีอำนาจลงนามของ ESCO คือ บริษัท.....ยอมรับผลประหยัดที่เกิดขึ้นตามรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานที่คณะทำงานและพิสูจน์ผลฯ
ได้ทำการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลฯ ตามแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่ได้เสนอมา

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ
วันที่ ..... / ..... / .....

4.4 แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน: มาตรการระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง



4.4.1 คุณลักษณะเฉพาะของวิธีการ

วิธีการนี้ใช้กับมาตรการอนุรักษ์พลังงานเพื่อผลิตลมร้อนสำหรับใช้งานในกระบวนการผลิต จากความร้อนที่เหลือทิ้งรูปแบบต่างๆ จากกระบวนการในโรงงาน เช่น น้ำร้อน ก๊าซร้อน เป็นต้น เพื่อทดแทนหรือเสริมกำลังการผลิตลมร้อนจากระบบเดิมของโรงงาน ที่ต้องใช้เชื้อเพลิงสำหรับผลิตลมร้อนโดยตรง

ขอบเขตของมาตรการประหยัดพลังงานนี้ ครอบคลุมการใช้พลังงานเชื้อเพลิง และปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ เพื่อผลิตพลังงานความร้อน

4.4.2 รูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้ อ้างอิงระเบียบวิธีการของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ได้กำหนดขึ้นในเอกสารฉบับนี้ถือเป็นการตรวจวัดและพิสูจน์ผลอย่างน้อยที่สุดของมาตรการระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง (Waste Heat Utilization) ซึ่งได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล *รูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง (Retrofit Isolation)*

4.4.3 การจัดทำรายงาน

การตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ดำเนินโครงการด้วยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ให้จัดทำรายงานขึ้น 2 ฉบับ ได้แก่

1) ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของ ข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ต้องระบุถึงรายละเอียดของมาตรการโดยสังเขป รูปแบบการตรวจวัดและพิสูจน์ผล วิธีการตรวจวัด เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด แบบจำลองทางคณิตศาสตร์หรือสมการที่ใช้ในการคำนวณผลประหยัด ตาราง (Log Sheet) ที่ใช้ในการเก็บข้อมูล และหนังสือรับรองข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน

2) รายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

เนื้อหาของรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลให้อธิบายวิธีการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลรวมถึงแสดงข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการตรวจวัดจริงโดยละเอียด โดยรายงานนี้จะต้องยึดถือและแสดงผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลตามหัวข้อที่แสดงไว้ในข้อตกลงวิธีการตรวจวัดและพิสูจน์ผล (3.1) เป็นหลัก โดยรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลจะประกอบไปด้วยข้อมูลและตารางคำนวณ ได้แก่

1) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนมีโครงการ (Waste Heat Utilization)

2) การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังมีโครงการ (Waste Heat Utilization)

3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

เมื่อคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลได้ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลและจัดทำรายงานแล้วเสร็จ ให้จัดทำหนังสือรับรองรายงานที่ได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและบริษัทจัดการพลังงาน และให้ผู้บริหารทั้ง 2 ฝ่ายได้ลงนามในหนังสือรับรองรายงานนี้

4.4.4 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

พลังงานที่ใช้ก่อนการปรับปรุง ส่วนมากจะเป็นการนำเชื้อเพลิงมาผ่านกระบวนการเผาไหม้เพื่อสร้างความร้อนและลมร้อนโดยตรง เช่น ในกระบวนการอบปุ๋ย มีการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมาป้อนให้กับหัวพ่นไฟแก๊ส (Gas Burner) เพื่อทำให้เกิดลมร้อนขึ้น โดยลมร้อนที่เกิดขึ้นนั้นจะถูกส่งไปใช้งานในกระบวนการผลิต เป็นต้น

ดังนั้น ข้อมูลการใช้พลังงานก่อนมีโครงการที่จำเป็นจะต้องทำการตรวจวัด สำหรับใช้เป็นข้อมูลกรณีฐาน คือ ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงที่ป้อนให้กับระบบผลิตความร้อนและปริมาณของผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่สามารถผลิตได้จากความร้อนนั้นมาคำนวณหาอัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิงจำเพาะในกรณีฐาน (Baseline Fuel Consumption, SEC_{BL}) ดังนี้

$$SFC_{BL} = FC_{BL}/PD_{BL}$$

โดยที่

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐาน (Unit/$Ton_{Product}$)

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (Unit/y)

PD_{BL} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐาน ($Ton_{Product}$ /y)

4.4.5 การตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

ในกระบวนการผลิตของโรงงานที่มีแหล่งความร้อนเหลือทิ้งออกสู่บรรยากาศภายนอกอยู่เสมอ เช่น ความร้อนเหลือทิ้งจากปล่องโรงงานอุตสาหกรรม ไอน้ำเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิต เป็นต้น โดยความร้อนเหลือทิ้งเหล่านี้จะมีอุณหภูมิที่ไม่สูงมากนัก ซึ่งหากสามารถนำกลับเอามาใช้ใหม่ได้ก็จะช่วยลดการใช้พลังงานเชื้อเพลิงภายในโรงงานได้ซึ่งเป็นการลดต้นทุนให้กับโรงงานด้วยเช่นกัน

ในการปรับปรุงตามมาตรการนั้นจะนำเอาความร้อนเหลือทิ้ง เช่น ไอร้อน, ไอน้ำ หรือน้ำร้อนมาผ่านอุปกรณ์สำหรับแลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อผลิตน้ำร้อนหรือลมร้อน เอากลับไปใช้ทดแทนหรือเสริมความร้อนให้กับกระบวนการผลิต ตัวอย่างเช่น นำน้ำร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิต มาผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนกับอากาศ ที่ใช้พัดลมดูดอากาศผ่านตัวแลกเปลี่ยนความร้อน ทำให้ได้ลมร้อนสำหรับเข้าไปใช้งานในกระบวนการผลิต โดยลมร้อนเหล่านี้จะถูกส่งเข้าไปใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรงหรือส่งไปผสมกับลมร้อนที่ได้จากเครื่องผลิตลมร้อนที่มีอยู่เดิมเพื่อเป็นการลดปริมาณการผลิตลมร้อนจากเชื้อเพลิงได้ เป็นต้น

เพราะฉะนั้น ในการตรวจวัดปริมาณพลังงานที่ใช้หลังการปรับปรุงจะใช้ข้อมูลเดียวกันกับการตรวจวัดปริมาณพลังงานก่อนการปรับปรุง โดยจะตรวจวัดปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและไฟฟ้า หลังดำเนินมาตรการและปริมาณของผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่สามารถผลิตได้ จากมาตรการดังนี้

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้จากการดำเนินโครงการ (Unit/y)

EC_{PJ} = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จากการดำเนินโครงการ (kWh/y)

PD_{PJ} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้จากมาตรการ ($Ton_{Product}$ /y)

ผลการประหยัดพลังงานจากมาตรการนี้ คำนวณจากพลังงานความร้อนที่ใช้ลดลงดังนี้

$$\text{Energy Saving} = (PD_{PJ} \times SFC_{BL} \times NCV_{BL}) - (FC_{PJ} \times NCV_{PJ})$$

PD_{PJ} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในช่วงที่วัดผลจากมาตรการ ($Ton_{product}$/y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/$Ton_{product}$)

NCV_{BL} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (MJ/Unit)

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (Unit/y)

NCV_{PJ} = ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ (MJ/Unit)

โดยที่

SFC_{BL} = FC_{BL} / PD_{BL}

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/$Ton_{product}$)

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน (Unit/y)

PD_{BL} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐาน ($Ton_{product}$/y)

4.4.6 การวิเคราะห์ผลประหยัด

ผลประหยัดของโครงการคิดจากต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน เทียบกับต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการดังนี้

1) ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน

$Cost_{BL}$ = $P_{F,IGA}$ (PD_{PJ} x SFC_{BL})

โดยที่

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (Baht/y)

$P_{F,IGA}$ = ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA (Baht/Unit)

PD_{PJ} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในช่วงที่วัดผลการดำเนินโครงการ ($Ton_{Product}$ /y)

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (Unit/$Ton_{Product}$)

2) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ

$Cost_{PJ}$ = ($P_{F,PJ}$ x FC_{PJ}) + ($P_{E,PJ}$ x EC_{PJ})

โดยที่

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (Baht/y)

$P_{F,PJ}$ = ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (Baht/Unit)

FC_{PJ} = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ (Unit/Y)

$P_{E,PJ}$ = ราคาไฟฟ้าที่ใช้ในการดำเนินโครงการ (Baht/kWh)

EC_{PJ} = ปริมาณการใช้ไฟฟ้าจากการดำเนินโครงการ (kWh/Y)

ดังนั้นสามารถคำนวณหาผลประหยัดของโครงการได้ดังนี้

$Saving_{Net}$ = $Cost_{BL}$ – $Cost_{PJ}$

โดยที่

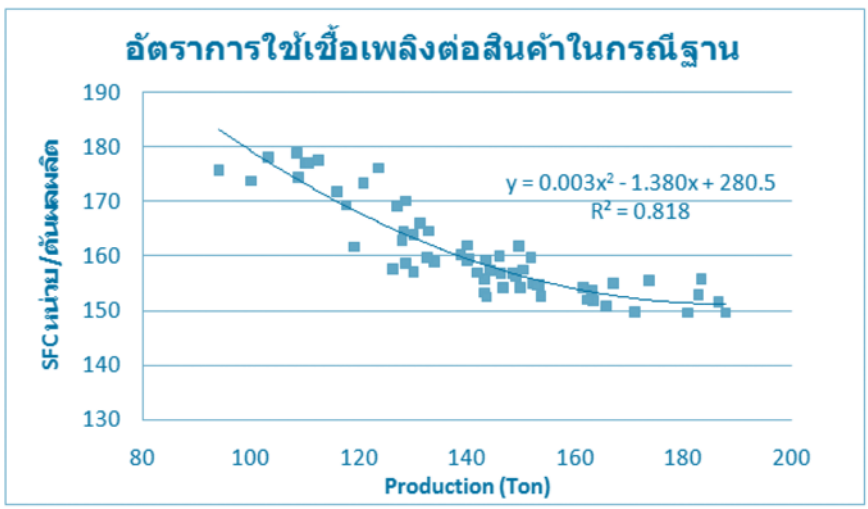
$Saving_{Net}$ = ผลประหยัดสุทธิ (Baht)

$Cost_{BL}$ = ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน (Baht/y)

$Cost_{PJ}$ = ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ (Baht/y)

หมายเหตุ:

- ในการคำนวณต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน ให้ใช้ราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงและไฟฟ้า ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะเป็นค่าคงที่ หรือเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงตามสูตรที่ ESCO และผู้ประกอบการเห็นชอบร่วมกัน และการคำนวณต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ ให้ใช้ราคาต่อหน่วย ตามที่ระบุไว้ในรายงาน IGA ซึ่งอาจจะกำหนดให้เป็นค่าคงที่ หรือใช้ราคาจริง โดยที่ราคาผันผวนที่ยอมรับได้ไม่เกิน +/- 10%
- อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าในกรณีฐาน ซึ่งวัดจากกำลังการผลิตในปีฐาน สามารถกำหนดเป็นค่าคงที่ในกรณีที่อัตราการผลิตในปีที่ใช้มาตรการไม่มีการเปลี่ยนแปลงแต่ในกรณีที่อัตราการผลิตมีการเปลี่ยนแปลงจะทำให้อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้ามีความแตกต่างกัน ดังนั้นการกำหนดอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าในกรณีฐาน ในกรณีเช่นนี้ สามารถใช้เป็นสมการ ตามที่ ESCO และผู้ประกอบการเห็นชอบร่วมกัน
- อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าในกรณีฐานและการสร้างสมการ ได้จากการพล็อตกราฟโดยใช้ข้อมูลอัตราการใช้พลังงานเชื้อเพลิง (SFC) ในแกน Y และปริมาณของผลิตภัณฑ์หรือสินค้าที่ผลิตได้ในแกน X แล้วสร้าง Trendline และสร้างสมการ ซึ่งค่า R Square ที่ยอมรับได้จะต้องมีค่าสูงกว่า 0.80 โดยที่สมการที่ได้อาจจะเป็นสมการเชิงเส้น หรือสมการ Polynomial หรือสมการอื่นๆ ตามลักษณะของข้อมูล ทั้งนี้ ค่า R Square ที่ได้ในบางกรณีอาจจะต่ำกว่า 0.80 ให้เป็นไปตามที่ ESCO ตกลงกับผู้ประกอบการ



4.4.7 วิธีการหาค่าตัวแปรหรือข้อมูล

การได้มาซึ่งค่าตัวแปรหรือข้อมูล และนำตัวแปรหรือข้อมูลนั้นมาใช้ในการวิเคราะห์ผล ให้ระบุการได้มาซึ่งข้อมูลลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล โดยทั่วไปตัวแปรหรือข้อมูลได้มาจาก 6 วิธีการ ได้แก่

1) ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด

ข้อมูลที่ตรวจวัดด้วยเครื่องมือวัด ด้านปริมาณ เช่น ปริมาณไอน้ำ และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งจะต้องตรวจวัดในช่วงเวลาที่ดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด และข้อมูลด้านสภาวะ เช่น แรงดันของไอน้ำ อุณหภูมิของน้ำเติมระบบ เป็นต้น

2) แบบจำลองทางคณิตศาสตร์

กรณีใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ สามารถทำได้โดยทดสอบการทำงานของระบบที่สภาวะต่างๆ ครอบคลุมย่านที่ใช้งานสูงที่สุดและต่ำที่สุด เพื่อให้ได้ค่าตัวแปรที่ต้องการได้แก่ ประสิทธิภาพ และภาระงาน จากนั้นนำข้อมูลมาสร้างสมการถดถอย (Regression) ด้วยวิธีการทางคณิตศาสตร์หรือโปรแกรมวิเคราะห์ทางสถิติ โดยข้อมูลทดสอบต้องมีช่วงครอบคลุมย่านการใช้งานทั้งหมด ส่วนค่าในช่วงที่ไม่มีข้อมูลทดสอบ สามารถประเมินได้โดยการประเมินข้างน้อย (Conservative Approximation)

ในกรณีที่ใช้แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในการหาค่าตัวแปรให้ทำการทดสอบค่าที่ได้จากแบบจำลองและค่าที่ได้จากการตรวจวัดหรือบันทึกจากมิเตอร์แสดงผลของอุปกรณ์ แล้วใช้หลักการทางสถิติหาค่า R^2 และให้พิจารณาจากค่า R^2 โดยต้องมีค่ามากกว่า 0.75 ขึ้นไป

3) ข้อมูลจากสถานประกอบการ

ข้อมูลที่ถูกบันทึกโดยพนักงานของสถานประกอบการ เช่น ข้อมูลชั่วโมงทำงานของเครื่องจักร ข้อมูลอัตราการผลิต หรือข้อมูลภาระงานของเครื่องจักร สามารถนำมาใช้ได้แต่คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลควรตรวจความถูกต้องของข้อมูลก่อนนำไปใช้ และในกรณีที่พบข้อมูลผิดปกติให้แจ้งสถานประกอบการเพื่อหาวิธีการในการปรับแก้หรือตรวจวัดข้อมูลใหม่ให้เกิดความถูกต้อง

4) ข้อมูลจากผู้ผลิต

บางครั้งผู้ผลิตได้ให้ข้อมูลการทดสอบอุปกรณ์ที่เสนอขายมาด้วย สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ได้ดังข้อ 7.2 แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

5) ข้อมูลจากสถาบันการตรวจวัดหรือแหล่งข้อมูลอื่น

ตัวแปรหรือข้อมูลบางตัวสามารถหาได้จากสถาบันการตรวจวัดที่มีการตรวจวัดข้อมูลไว้ตลอดปี เช่น กรมอุตุนิยมวิทยา กรมอุทกศาสตร์กองทัพเรือ หรือเว็บไซต์ต่างๆ ที่เชื่อถือได้ แต่ต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

6) ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่

ค่าสมมติฐานหรือค่าคงที่ ส่วนมากไม่นิยมใช้ในการตรวจวัดและพิสูจน์ผล แต่ถ้ามีความจำเป็นสามารถนำมาใช้ได้ในส่วนที่ไม่สำคัญต่อการวิเคราะห์ผลประหยัด และต้องได้รับการยอมรับจากสถานประกอบการและถูกระบุลงในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล

4.4.8 รายละเอียดของตัวแปร

ตัวแปรในการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลประหยัด มี 2 ชนิด ได้แก่ ตัวแปรหลักและตัวแปรควบคุม

1) ตัวแปรหลัก หมายถึง ตัวแปรที่มีอิทธิพลโดยตรงต่อ การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง ผลประหยัดพลังงาน ผลประหยัดทางการเงิน

2) ตัวแปรควบคุม หมายถึง ตัวแปรที่มีผลกระทบทางอ้อมต่อการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และมีความจำเป็นต้องถูกควบคุมให้เกิดสภาวะควบคุมที่มีค่าใกล้เคียงกันในช่วงที่มีการเก็บข้อมูลก่อนและหลังการปรับปรุง เพื่อให้เกิดความเที่ยงตรงในการเปรียบเทียบการใช้พลังงานของอุปกรณ์ตามมาตรการที่ ESCO เสนอขาย บางครั้งตัวแปรควบคุมไม่สามารถบังคับได้ เช่น อุณหภูมิของน้ำป้อนหม้อไอน้ำ และแรงดันไอน้ำที่จ่าย ซึ่งมีผลต่อการนำไปคำนวณหาค่าพลังงาน ให้คณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผลใช้วิธีเก็บข้อมูลเพิ่มขึ้นและเลือกข้อมูลที่มีสภาวะควบคุมใกล้เคียงกันมาใช้ โดยทั่วไปอนุโลมให้ตัวแปรควบคุมมีความแตกต่างกันได้ไม่เกิน 10%

3) คำอธิบายตัวแปร

ตัวแปร	SFC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Specific Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	$Unit/Ton_{Product}$
ความหมาย	อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	จากการวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานในโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	FC_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption - Baseline
หน่วย	Unit/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	จากการตรวจวัดการใช้พลังงานในโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	จากมิเตอร์วัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	PD_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Production - Baseline
หน่วย	$Ton_{Product}$ /y
ความหมาย	ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากทางโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	FC_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Fuel Consumption – Project
หน่วย	Unit/y
ความหมาย	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	จากการตรวจวัดการใช้พลังงานในโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	จากมิเตอร์วัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	EC_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Electric Consumption – Project
หน่วย	kWh/y
ความหมาย	ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	จากการตรวจวัดการใช้พลังงานในโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	จากมิเตอร์วัดปริมาณไฟฟ้า
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	PD_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Production - Project
หน่วย	$Ton_{Product}$ /y
ความหมาย	ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้จากมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากทางโรงงาน
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Saving_{Net}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Saving - Net
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ผลประหยัดของโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดพลังงานไฟฟ้าจากมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	ตรวจวัดผ่านมิเตอร์วัดพลังงานไฟฟ้า
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{BL}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Baseline
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไอน้ำ
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$Cost_{PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Cost - Project
หน่วย	Baht/y
ความหมาย	ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานไฟฟ้า
วิธีการตรวจวัด	จากการคำนวณ
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,IGA}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - IGA
หน่วย	Baht/Unit
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการหรือของทางผู้ผลิต
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{F,PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Fuel - Project
หน่วย	Baht/Unit
ความหมาย	ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	$P_{E,PJ}$
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Price - Electric - Project
หน่วย	Baht/kWh
ความหมาย	ราคาไฟฟ้าที่ใช้ในการดำเนินโครงการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากใบแจ้งหนี้ของสถานประกอบการ
วิธีการตรวจวัด	-
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

ตัวแปร	NCV_{BL}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Baseline
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีฐาน
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานจากกรณีฐาน
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

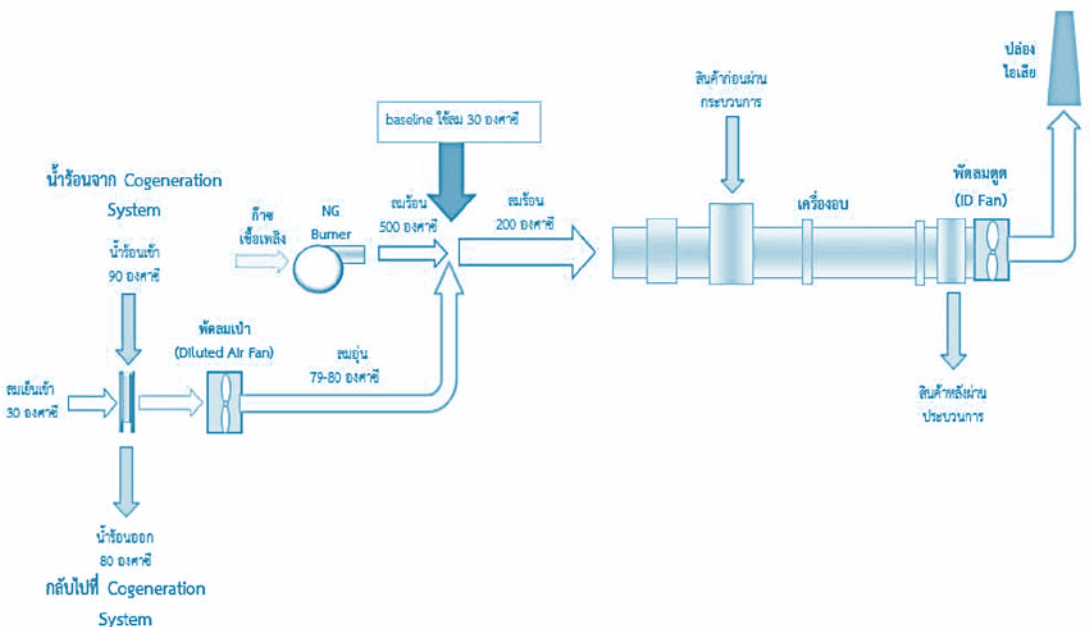
ตัวแปร	NCV_{PJ}
ชื่อเต็มภาษาอังกฤษ	Net Calorific Value - Project
หน่วย	MJ/L
ความหมาย	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงที่ใช้ในมาตรการ
แหล่งข้อมูล	ข้อมูลจากการตรวจวัดการใช้พลังงานในมาตรการ
วิธีการตรวจวัด	จากการส่งตรวจสอบผ่าน Lab
ความถี่ในการบันทึกค่า	-

4.4.9 กรณีศึกษาการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด: มาตรการระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง

1) รายละเอียดมาตรการ

สถานประกอบการ A ดำเนินธุรกิจผลิตอาหารสัตว์มีความร้อนที่ต้องใช้ในกระบวนการผลิต ได้แก่ ใช้ไอน้ำและใช้ลมร้อน โดยจากเดิมทางโรงงานผลิตไอน้ำโดยใช้หม้อไอน้ำและผลิตลมร้อนโดยใช้หัวพ่นไฟแก๊ส (Gas Burner) ต่อมาทางโรงงานได้มีการปรับปรุงการใช้พลังงานในโรงงานโดยได้ทำโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration Plant) เพื่อทดแทนการนำเข้าไฟฟ้าจากสายส่งและทดแทนการผลิตไอน้ำจากหม้อไอน้ำที่มีอยู่เดิม

โดยระบบ Cogeneration Plant นั้นมีการติดตั้งเครื่อง Gas Engine สำหรับผลิตไฟฟ้าซึ่งทำให้เกิดความร้อนเหลือทิ้งจากเครื่อง Gas Engine ทั้งหมด 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่เป็นความร้อนสูง ได้แก่ ไอร้อนเสียจากท่อไอเสียของเครื่อง Gas Engine ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังตัว HRSG (Heat recovery steam generator) เพื่อทำการผลิตไอน้ำป้อนให้กับกระบวนการผลิต และส่วนที่สอง ส่วนที่เป็นความร้อนต่ำ คือน้ำร้อนจากน้ำหล่อเย็นของเครื่อง Gas Engine ซึ่งเป็นส่วนที่เราจะดำเนินการปรับปรุงตามมาตรการนี้ โดยให้น้ำร้อนไหลผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนซึ่งจะมีพัดลมดูดอากาศผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนได้เป็นลมร้อน เพื่อเอาไปเสริมการผลิตลมร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเดิม ดังภาพ



รูปที่ 1 กระบวนการผลิตลมร้อนจากน้ำร้อนเหลือทิ้งเสริมระบบเดิม

2) แนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัด

การเลือกรูปแบบของการตรวจวัดและพิสูจน์ผล ของมาตรฐานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลนี้อ้างอิงมาตรฐานของ IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) ซึ่งมีให้เลือกใช้ได้ 4 รูปแบบ ได้แก่ A B C และ D โดยคณะทำงานตรวจวัดและพิสูจน์ผล (Measurement and Verification Unit, M&V Unit) ได้เลือกแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล*รูปแบบ B การตรวจวัดตามมาตรการที่ปรับปรุง(Retrofit Isolation)* เนื่องจากระบบผลิตความร้อนจากความร้อนเหลือทิ้ง สามารถตรวจวัดปริมาณการใช้พลังงานเฉพาะมาตรการที่ปรับปรุง แยกออกจากส่วนการผลิตส่วนอื่นๆ ของสถานประกอบการ

2.1) วิธีการตรวจวัด

โดยการปรับปรุงตามมาตรการนั้น จะทำการตรวจวัดและเก็บข้อมูลจากเครื่องวัดเดิมที่ใช้สำหรับวัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและปริมาณสินค้าที่สามารถผลิตได้

2.2) เครื่องมือที่ใช้ในการตรวจวัด

จะมีการเก็บข้อมูลจากมิเตอร์ตรวจวัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติตัวเดียวกันทั้งก่อนและหลังการปรับปรุง โดยจะมีการบันทึกข้อมูลจากเครื่องมือวัดลงในบันทึกการปฏิบัติงาน (Log Sheet) เป็นประจำทุกกะ เพื่อให้สามารถตรวจสอบความถูกต้องของข้อมูลในกรณีที่มีความจำเป็น

3) ขั้นตอนและข้อมูลการตรวจวัด

สำหรับขั้นตอนในการตรวจวัด M&V ได้กำหนดขั้นตอนการตรวจวัดสำหรับมาตรการโดยการติดตั้งอุปกรณ์การตรวจวัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและสินค้าที่ผลิตได้

สำรวจสถานที่ตรวจวัดข้อมูลที่จะทำ Baseline
หรือข้อมูลสภาวะที่ต้องมีการควบคุมก่อนการปรับปรุง

▼

M&V Unit จัดทำข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผล
นำเสนอกับสถานประกอบการและ ESCO ลงนาม

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมเพื่อกำหนด Baseline ก่อนการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

▼

ตรวจสอบยืนยันความพร้อมของอุปกรณ์ตรวจวัดตามมาตรการ
ที่ติดตั้งเข้าไปใหม่และปรับแต่งจนเหมาะสมพร้อมเข้ารับการตรวจวัดจาก ESCO

▼

ตรวจวัดพลังงานที่ใช้และสภาวะที่ต้องควบคุมหลังการปรับปรุง

▼

วิเคราะห์ผลการใช้พลังงานหลังการปรับปรุง
และคำนวณจำนวนเงินที่ประหยัดได้ปีฐาน

▼

จัดทำรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผล
เสนอสถานประกอบการและ ESCO

3.1) ตัวแปรหลัก

ตัวแปรหลัก คือ ข้อมูลการตรวจวัดหรือค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ที่มีการนำเอาไปใช้ในการคำนวณผลประหยัดหลังจากดำเนินการปรับปรุงตามมาตรการ ดังตาราง

ลำดับที่	ตัวแปรหลัก	หน่วย
1	ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	m^3
2	ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้จากมาตรการ	$Ton_{Product}$

3.2) ตัวแปรควบคุมหรือสภาวะที่ต้องควบคุม

คือ การควบคุมสภาวะการทำงานของอุปกรณ์ที่จะทำการปรับปรุงตามมาตรการโดยปัจจัยพิจารณา ได้แก่ ภาระทั้งก่อนและหลังการปรับปรุงควรควบคุมให้เหมือนการทำงานในสภาวะการใช้งานปกติของสถานประกอบการที่สุด นอกจากนี้ยังพิจารณาค่าตัวแปรที่ส่งผลรบกวนต่อการตรวจวัด ทั้งตัวแปรบางตัวไม่สามารถควบคุมได้ อาจไม่นำมาพิจารณาขึ้นอยู่กับการตัดสินใจร่วมกันระหว่าง M&V Unit, ESCO และสถานประกอบการ

3.3) ข้อมูลของสถานประกอบการ

ข้อมูลทั่วไปที่ M&V Unit จะต้องใช้ในการวิเคราะห์ผลที่ ESCO ยอมรับและต้องขอข้อมูลจากสถานประกอบการนี้โดยไม่ต้องตรวจวัด เช่น ราคาเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ราคาค่าไฟฟ้าที่ใช้จากบิลชำระหนี้ค่าไฟฟ้า เป็นต้น

4) แนวทางการรับรองการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน

เพื่อป้องกันการเกิดข้อโต้แย้งหลังการตรวจวัดและพิสูจน์ผล จึงควรมีการประชุมร่วมกันและอธิบายให้ทุกฝ่ายได้เข้าใจถึงแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นโดยใช้ทฤษฎีทางวิศวกรรมประยุกต์เข้ากับเครื่องจักรหรือระบบที่จะทำการปรับปรุงของสถานประกอบการ และเมื่อทุกฝ่ายเข้าใจในข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลที่ M&V Unit จัดทำขึ้นแล้ว ควรให้มีการลงนามไว้เพื่อเป็นหลักฐานด้วย ตามสมควร

5) การวิเคราะห์ผลการประหยัดพลังงาน

5.1) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง

การใช้พลังงานก่อนการปรับปรุง ทางโรงงานมีกระบวนการใช้ลมร้อนสำหรับอบอาหารสัตว์ โดยมีการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติป้อนให้กับหัวพ่นไฟแก๊ส (Gas Burner) เพื่อสร้างเปลวไฟผ่านท่อที่มีการติดตั้งระบบพัดลมดูดอากาศ ทำให้เกิดลมร้อนขึ้น โดยลมร้อนที่เกิดขึ้นนั้นจะถูกส่งไปตามท่อเพื่อส่งเข้ากระบวนการอบต่อไป ซึ่งสามารถเก็บข้อมูลของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้และปริมาณสินค้าที่สามารถผลิตได้ เพื่อทำการคำนวณหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อสินค้าที่ผลิตได้ในกรณีฐานในหนึ่งเดือนตามสมการ

SFC_{BL} = FC_{BL} / PD_{BL}

โดยที่

SFC_{BL} = อัตราการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติต่อสินค้าที่ผลิตได้

FC_{BL} = ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (NG) ที่ใช้

PD_{BL} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้

จากนั้นเก็บข้อมูลในตาราง ซึ่งจากตัวอย่างเป็นข้อมูลเป็นการใช้พลังงานเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในการอบอาหารสัตว์ของเดือนกันยายนก่อนที่จะมีการปรับปรุงตามมาตรการ

Date	NG	Product	Baseline SFC:
	m3	Ton	m3 of NG/Ton
1-Sep-12	2,758	574	4.81
2-Sep-12	2,775	554	5.01
3-Sep-12	2,882	538	5.36
4-Sep-12	2,944	530	5.55
5-Sep-12	3,154	599	5.27
6-Sep-12	3,115	576	5.41
7-Sep-12	3,064	531	5.77
8-Sep-12	2,443	463	5.27
9-Sep-12	3,578	1,051	3.40
10-Sep-12	3,679	1,083	3.40
11-Sep-12	3,106	864	3.60
12-Sep-12	3,167	875	3.62
13-Sep-12	3,270	866	3.78
14-Sep-12	2,415	804	3.00
15-Sep-12	3,106	791	3.93
16-Sep-12	3,460	783	4.42
17-Sep-12	3,292	759	4.34
18-Sep-12	3,188	707	4.51
19-Sep-12	3,453	773	4.46
20-Sep-12	3,306	880	3.76
21-Sep-12	3,081	764	4.03
22-Sep-12	3,415	903	3.78
23-Sep-12	3,808	918	4.15
24-Sep-12	3,369	886	3.80
25-Sep-12	3,260	812	4.01
26-Sep-12	2,848	622	4.58
27-Sep-12	2,912	1,029	2.83
28-Sep-12	2,836	1,024	2.77
29-Sep-12	2,650	959	2.76
30-Sep-12	2,626	638	4.12
Sum	92,960	23,157	4.01

รูปที่ 2 ตารางการคำนวณหา SFC_{BL} ในกรณีฐาน

5.2) ผลการตรวจวัดและวิเคราะห์การใช้พลังงานหลังการปรับปรุง

หลังการปรับปรุงตามมาตรการ ได้เอาน้ำร้อนซึ่งเป็นน้ำหล่อเย็นของเครื่อง Gas Engine ไหลผ่านเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ทำให้ได้ลมร้อนเพื่อเอาไปเสริมการผลิตลมร้อนจากระบบผลิตลมร้อนจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเดิม โดยมีการใช้ปั๊มส่งน้ำร้อนซึ่งใช้พลังงานไฟฟ้าเพิ่มขึ้นสำหรับมาตรการนี้ แต่เนื่องจากค่าพลังงานไฟฟ้านี้เป็นส่วนที่ผู้ประกอบการได้ตกลงกับ ESCO ให้ไม่นำมาคิด

สามารถเก็บข้อมูลของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้และปริมาณสินค้าที่สามารถผลิตได้หลังการปรับปรุง ได้ดังนี้

FC_{PJ} = ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในมาตรการ

PD_{PJ} = ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้จากมาตรการ

Date	NG	Product	Project SEC:
	m3	Ton	m3 of NG/Ton
1-Oct-12	2,012	1,029	1.96
2-Oct-12	1,836	1,024	1.79
3-Oct-12	1,700	959	1.77
4-Oct-12	1,733	818	2.12
5-Oct-12	1,684	733	2.30
6-Oct-12	1,802	906	1.99
7-Oct-12	877	238	3.68
8-Oct-12	2,118	1,015	2.09
9-Oct-12	1,951	1,095	1.78
10-Oct-12	1,783	803	2.22
11-Oct-12	2,004	1,005	1.99
12-Oct-12	1,871	900	2.08
13-Oct-12	1,970	960	2.05
14-Oct-12	1,812	552	3.28
15-Oct-12	2,070	576	3.60
16-Oct-12	1,779	765	2.33
17-Oct-12	1,910	430	4.45
18-Oct-12	1,890	491	3.85
19-Oct-12	2,354	710	3.32
20-Oct-12	1,883	576	3.27
21-Oct-12	1,611	692	2.33
22-Oct-12	1,611	693	2.32
23-Oct-12	1,700	637	2.67
24-Oct-12	1,458	512	2.85
25-Oct-12	1,251	455	2.75
26-Oct-12	1,375	473	2.91
27-Oct-12	1,541	804	1.92
28-Oct-12	1,510	769	1.96
29-Oct-12	1,859	869	2.14
30-Oct-12	1,857	847	2.19
Sum	52,812	22,335	2.36

รูปที่ 3 ตารางการปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและปริมาณสินค้าที่ผลิตได้จากมาตรการ

5.3) การวิเคราะห์ผลประหยัดพลังงาน

1) ต้นทุนพลังงานในกรณีฐาน

$Cost_{BL}$ = $P_{F,IGA}$ (PD_{PJ} x SFC_{BL})

- ราคาเชื้อเพลิงเดิมตามข้อตกลงใน IGA ($P_{F,IGA}$) = 320 Baht /m^3
- ปริมาณสินค้าที่ผลิตได้ในช่วงที่วัดผลการดำเนินโครงการ (PD_{PJ}) = 22,335 $Ton_{Product}$
- อัตราการใช้เชื้อเพลิงในกรณีฐาน (ST_{CBL}) = 4.01 m^3/$Ton_{Product}$

$Cost_{BL}$ = 320 (22,335 x 4.01)

$Cost_{BL}$ = 28,660,272 Baht

2) ต้นทุนพลังงานจากการดำเนินโครงการ

$Cost_{PJ}$ = $P_{F,PJ}$ x FC_{PJ}

- ราคาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการดำเนินโครงการ ($P_{F,PJ}$) = 320 Baht/m^3
- ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงจากการดำเนินโครงการ (FCPJ) = 52,812 m^3

$Cost_{PJ}$ = 320 x 52,812

$Cost_{PJ}$ = 16,899,840 Baht

ดังนั้นสามารถคิดผลประหยัดของโครงการได้ดังนี้

$Saving_{Net}$ = $Cost_{BL}$ – $Cost_{PJ}$

$Saving_{Net}$ = 28,660,272 - 16,899,840

$Saving_{Net}$ = 11,760,432 Baht

สรุป: จากการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานตามมาตรการ ระบบผลิตความร้อนจากความร้อนทิ้ง ได้ผลประหยัดถึง 11,760,432 บาท ภายในเดือนตุลาคมเทียบกับเดือนกันยายนที่เป็นกรณีฐาน

5.4) การรับรองรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงาน

จะแบ่งเป็นการรับรองโดย ทางผู้ตรวจวัด สถานประกอบการ และบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) โดยจะมีรูปแบบการร่างเอกสารรับรองดังนี้

ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงาน

ข้าพเจ้า.....ในฐานะผู้ได้รับมอบหมายให้ดำเนินการในนามของ.....ซึ่งเป็นผู้ตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานของ..... ขอรับรองว่าผลการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานในรายงานฉบับนี้ เป็นไปตามข้อตกลงการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่นำเสนอ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง หัวหน้าคณะผู้ตรวจวัดฯ / ผู้เชี่ยวชาญพลังงาน
วันที่ ..... / ..... / .....

สถานประกอบการ

บริษัท.....เป็นผู้ได้รับการตรวจวัดและพิสูจน์ผลการใช้พลังงาน ยอมรับในแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผล และยินดีที่ให้ผู้ตรวจวัดเข้ามาดำเนินการตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงานตามแนวทางที่ผู้ตรวจวัดและพิสูจน์การใช้พลังงาน นำเสนอทุกประการ พร้อมกันนี้ยินดีให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการดำเนินงานในโครงการ

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง ตัวแทนสถานประกอบการ
วันที่ ..... / ..... / .....

บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)

บริษัท.....ในฐานะผู้มีอำนาจลงนามของ ESCO คือ บริษัท.....ยอมรับผลประหยัดที่เกิดขึ้นตามรายงานการตรวจวัดและพิสูจน์ผลประหยัดพลังงานที่คณะทำงานและพิสูจน์ผลฯ ได้ทำการตรวจวัดและวิเคราะห์ผลฯ ตามแนวทางการตรวจวัดและพิสูจน์ผลฯ ที่ได้เสนอมา

ลงชื่อ .....

(.....)
ตำแหน่ง กรรมการผู้จัดการ
วันที่ ..... / ..... / .....

เอกสารอ้างอิง

[1] nternational Performance Measurement & Verification Protocol, Concepts and Options for Determining Energy and Water Savings, Volume 1, Revised March 2002, DOE/GO-102002-1554

[2] International Performance Measurement & Verification Protocol, Concepts and Practices for Improved Indoor Environmental Quality, Volume 2, Revised March 2002, DOE/GO-102002-1517

[3] International Performance Measurement & Verification Protocol, December 1997, DOE/EE-0157

[4] U.S. Federal Energy Management Program (FEMP) M&V Guidelines : Measurement and Verification for Federal Energy Projects , Version 2.2 , DOEIGO – 102000 – 0960 , September 2000

[5] American Society of Heating, Refrigeration and Air-Conditioning Engineers Guideline

[6] A Best Practice Guide to Energy Performance Contracts , The Australasian Energy Performance Contracting Association (AEPCA) , 2000

[7] ผศ.ดร.เกรียงไกร อัศวมาศบันลือ, พื้นฐานการตรวจวัดและพิสูจน์ทราบผลประหยัดจากมาตรการอนุรักษ์พลังงาน

Related Website

{1} International Performance Measurement and Verification Protocol, IPMVP

http://www.ipmvp.org

{2} Federal Energy Management Program, FEMP

http://www.eren.doe.gov/femp/

{3} American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, ASHRAE

http://www.ashrae.org

{4} Australasian Energy Performance Contracting Association, AEPCA

http://www.aepca.asn.au/

{5} National Program for Electricity Conservation, PROCEL

http://www.eletrobras.gov.br/procel/

{6} International Institute for Energy Efficiency, INEE

http://www.inee.org.br/

{7} Korea Energy Management Corporation, KEMCO

http://www.kemco.or.kr/index.asp

สอบถามข้อมูลได้ที่

ESCO Information Center

สถาบันพลังงานเพื่ออุตสาหกรรม สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
ศูนย์การประชุมแห่งชาติสิริกิติ์ โซน D ชั้น 3
60 ถนนรัชดาภิเษกตัดใหม่ แขวงคลองเตย
โทรศัพท์ : 0-2345-1250-1 โทรสาร : 0-2345-1258
e-mail : admin@thaiesco.org
website : www.thaiesco.org

Thai ESCO Association
สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย

สำนักงานสมาคม เลขที่ 475
ชั้นที่ 12 อาคารสิริภิญโญ ถนนศรีอยุธยา
แขวงพญาไท เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400
โทรศัพท์ : 0-201-3466-7
e-mail : association@thaiesco.org