คู่มือการตรวจวัดประสิทธิภาพของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมและการคำนวณค่า PES สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (ระบบ Cogeneration)

เรียบเรียงโดย

ศูนย์เชี่ยวชาญพิเศษเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฟฟ้ากำลัง
ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สิงหาคม 2552

สัญลักษณ์และอักษรย่อที่ใช้ในคู่มือ

สัญลักษณ์	ความหมาย	หน่วย
f	พลังงานเชื้อเพลิง	MWh
p	พลังงานไฟฟ้า	MWh
q	พลังงานความร้อน	MWh
η	ประสิทธิภาพของระบบ	-
σ	อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อน (Power-to-Heat Ratio)	-

อักษรย่อ	ความหมาย
COGEN	Cogeneration
Non - COGEN	Non Cogeneration
PES	Primary Energy Savings

สารบัญ

1. บทนำ 4

2. วัตถุประสงค์ 4

3. คำนิยามพื้นฐาน 4

4. การแสดงรายละเอียดของโรงไฟฟ้า 8

5. ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการตรวจวัดและเครื่องมือวัด 10

5.1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการตรวจวัด 10

5.2 คุณสมบัติของเครื่องมือวัด 10

6. หลักการตรวจวัดประสิทธิภาพและคำนวณค่า PES 13

7. การกำหนดขอบเขตของระบบ COGENERATION 15

7.1 ส่วนของระบบ COGENERATION 15

7.2 ส่วนของผู้ใช้พลังงาน 16

8. การหาค่าพลังงานเชื้อเพลิงและพลังงานที่ผลิตได้ 16

8.1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการคำนวณ 16

8.2 การหาค่าพลังงานไฟฟ้ารวม (P) 16

8.3 การหาค่าพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม (Q) 17

9.การคิดผลของพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากกระบวนการ NON-COGENERATION และพลังงานเชื้อเพลิง NON-COGENERATION ที่เกี่ยวข้อง .. 18

10. การคำนวณค่า PES ของระบบ 18

11. การหาค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ (η) 19

เอกสารอ้างอิง 20

ภาคผนวก 21

ก. ตัวอย่างการคำนวณประสิทธิภาพโดยรวมและค่า PES ของโรงไฟฟ้า COGENERATION แบบต่างๆ 22

ข. แบบแสดงตารางการประเมินค่า PES รายเดือนและรายปี 42

ค. คุณสมบัติของเครื่องมือวัด 47

ง. ขั้นตอนการตรวจวัดเพื่อประเมินค่า PES 50

1. บทนำ

ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (COGENERATION) มีข้อดีกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนแบบแยกผลิตที่ได้มีการใช้งานมาในอดีต ทั้งในด้านการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ และช่วยลดการปลดปล่อยมลพิษออกสู่บรรยากาศ โดยทั่วไปประสิทธิภาพโดยรวม (Combined Efficiency) ของระบบ COGENERATION มีค่าประมาณ 70–90% หรืออาจมากกว่านี้ และหากประ-สิทธิภาพโดยรวมและค่าอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ (Power-to-Heat Ratio) ของระบบมีค่าสูงขึ้นก็จะยิ่งทำให้กระบวนการผลิตในระบบ COGENERATION มีประสิทธิผลที่ดีขึ้นด้วย

การที่จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ COGENERATION มีค่าสูงได้นั้น พลังงานความร้อนที่ผลิตได้ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจะต้องถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ เช่น ใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม หรือนำไปใช้ในระบบทำความร้อน และระบบทำความเย็นในอาคาร เป็นต้น

2. วัตถุประสงค์

คู่มือฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อวัตถุประสงค์ใช้เป็นแนวทางในการกำหนดวิธีการตรวจวัดปริมาณพลังงานที่เกี่ยวข้องในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม ได้แก่ พลังงานจากเชื้อเพลิงป้อนเข้าสู่ระบบ (Energy Input) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Electrical Energy) และพลังงานความร้อนที่ผลิตได้และถูกนำไปใช้ประโยชน์ (Heat Energy) จากระบบ COGENERATION ทั้งนี้ เพื่อใช้ในการคำนวณหาค่า PES (Primary Energy Saving) และค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ เพื่อการประเมินและรายงานผลให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้ทราบ ต่อไป

3. คำนิยามพื้นฐาน

การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (COGENERATION) หมายถึง การผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนในเวลาเดียวกันจากโรงไฟฟ้าหนึ่ง ซึ่งเป็นการแปลงพลังงานปฐมภูมิไปเป็นพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (useful heat energy) ภายในกระบวนการผลิตเดียวกันตามกระบวนการทางอุณหพลศาสตร์ (Thermodynamics)

โรงไฟฟ้า COGENERATION **(COGENERATION PLANT)** คือ โรงไฟฟ้าที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าพร้อมกับพลังงานความร้อนซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้

ช่วงเวลาที่รายงาน คือ ช่วงเวลาที่ใช้ในการรายงานผลการตรวจวัดข้อมูลจากโรงไฟฟ้า COGENERATION

อุปกรณ์หรือระบบระบายความร้อนทิ้ง (Heat Rejection Facilities) คือ อุปกรณ์หรือระบบที่ใช้ในการช่วยระบายความร้อนที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าออกสู่ระบบภายนอก โดยไม่มีการนำความร้อนนั้นไปใช้ประโยชน์ ตัวอย่างเช่น

- เครื่องควบแน่นความร้อนทิ้ง (Waste Heat Condensers)
- เครื่องระบายความร้อนสำหรับระบบอัดอากาศ (Compression Air Coolers) ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery System)
- เครื่องควบแน่นไอน้ำ (Steam Condensers) ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่
- อุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทิ้งโดยตรง (Bypass Facilities) โดยไม่ผ่านอุปกรณ์ในกระบวนการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ เช่น หม้อน้ำแบบใช้ความร้อนเหลือทิ้ง (Waste Heat Boiler) หรือ เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจากไอร้อน (Heat Exchanger) เป็นต้น
- เครื่องระบายความร้อนแบบครีบ (Radiators)
- เครื่องระบายความร้อนเสริมอื่นๆ ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Auxiliary coolers not connected to a heat recovery system)

ค่าความร้อนต่ำ (Dry Lower Heating Value: LHV dry) หรือ Net Calorific Heating Value คือ ปริมาณ พลังงานความร้อนสุทธิต่อหน่วย ที่เชื้อเพลิงนั้นๆ สามารถให้ได้ โดยหักความร้อนที่ต้องสูญเสียไปเพื่อระเหยน้ำที่เกิดขึ้นทันทีจากกระบวนการสันดาปออกแล้ว

พลังงานเชื้อเพลิงรวม (Total Fuel Energy: f) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิง คิดที่ค่าความร้อนต่ำ (Lower Heating Value) ทั้งหมด ที่ใช้ในโรงไฟฟ้า COGENERATION สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ได้ ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานไฟฟ้ารวม (Total Electrical Energy: p) หมายถึง พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน โดยคิดจากพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ (Gross Generation)

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม (Total Useful Heat Energy: q) หมายถึง พลังงานความร้อนรวมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า COGENERATION ที่นำไปใช้ประโยชน์ได้ นอกเหนือจากการนำไปใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าโดยตรง โดยให้รวมถึงการนำพลังงานความร้อนดังกล่าวไปใช้ประโยชน์ในรูปของพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องจักรในกระบวนการอุตสาหกรรม ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ COGENERATION (Cogeneration Fuel Energy: f_{COGEN}) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิงคิดที่ค่าความร้อนต่ำ ที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ ที่ได้ จากระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ COGENERATION (Cogeneration Electrical Energy: p_{COGEN}) หมายถึง พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ในกระบวนการเดียวกันกับการผลิตพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ จากระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบ COGENERATION (Cogeneration Useful Heat Energy: q_{COGEN}) หมายถึง พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากระบบ COGENERATION และถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ ตามที่กล่าวในนิยามข้างต้น ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ Non-COGENERATION (Non-Combined Fuel Energy : $f_{non\text{-}COGEN} = f_{non\text{-}COGEN,q} + f_{non\text{-}COGEN,p}$) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิงคิดที่ค่าความร้อนต่ำที่ใช้ภายในโรงไฟฟ้า COGENERATION ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า และกระบวนการผลิตพลังงานความร้อน ที่ได้จากกระบวนการที่ไม่ใช่ Cogeneration ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ Non-Cogeneration (Non-Combined Electrical Energy : $p_{non\text{-}COGEN}$) หมายถึง พลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้ จากกระบวนการที่ไม่ใช่ Cogeneration ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบ Non-Cogeneration (Non-Combined Useful Heat Energy: $q_{non\text{-}COGEN}$) หมายถึง พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกระบวนการที่ไม่ใช่ Cogeneration และได้ถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ ตามที่กล่าวในนิยามข้างต้น ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ COGENERATION (Cogeneration Overall Efficiency: η_{COGEN}) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างผลรวมของพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ ที่ผลิตจากระบบ COGENERATION ต่อ พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบ COGENERATION (Cogeneraton Heat Efficiency : COGEN H_{η}) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบ COGENERATION ต่อพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบ COGENERATION(Cogeneration Electricity Efficiency : COGEN E_{η}) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ COGENERATION ต่อพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิง (Reference Heat Efficiency : Ref H_{η}) หมายถึง ค่าประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน ตามที่กำหนดไว้ในข้อ 10 ของคู่มือการตรวจวัดฉบับนี้

ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าอ้างอิง (Reference Electricity Efficiency : Ref E_{η}) หมายถึง ค่าประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน ตามที่กำหนดไว้ในข้อ 10 ของคู่มือการตรวจวัดฉบับนี้

ค่าความสามารถในการประหยัดเชื้อเพลิง (Primary Energy Savings: PES) หมายถึง ร้อยละของพลังงานปฐมภูมิที่ประหยัดได้ อันเนื่องมาจากกระบวนการผลิตแบบ COGENERATION โดยคิดเทียบจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิที่ต้องใช้จริง หากต้องทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในปริมาณที่เท่ากันด้วยกระบวนการผลิตที่แยกจากกัน ที่ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าและการผลิตความร้อนอ้างอิงตามที่กำหนด

อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อน (Electrical Power-to-Heat Ratio: σ_{COGEN}) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้ารวมที่ผลิตได้จากระบบ COGENERATION ต่อพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตได้จากระบบ COGENERATION ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

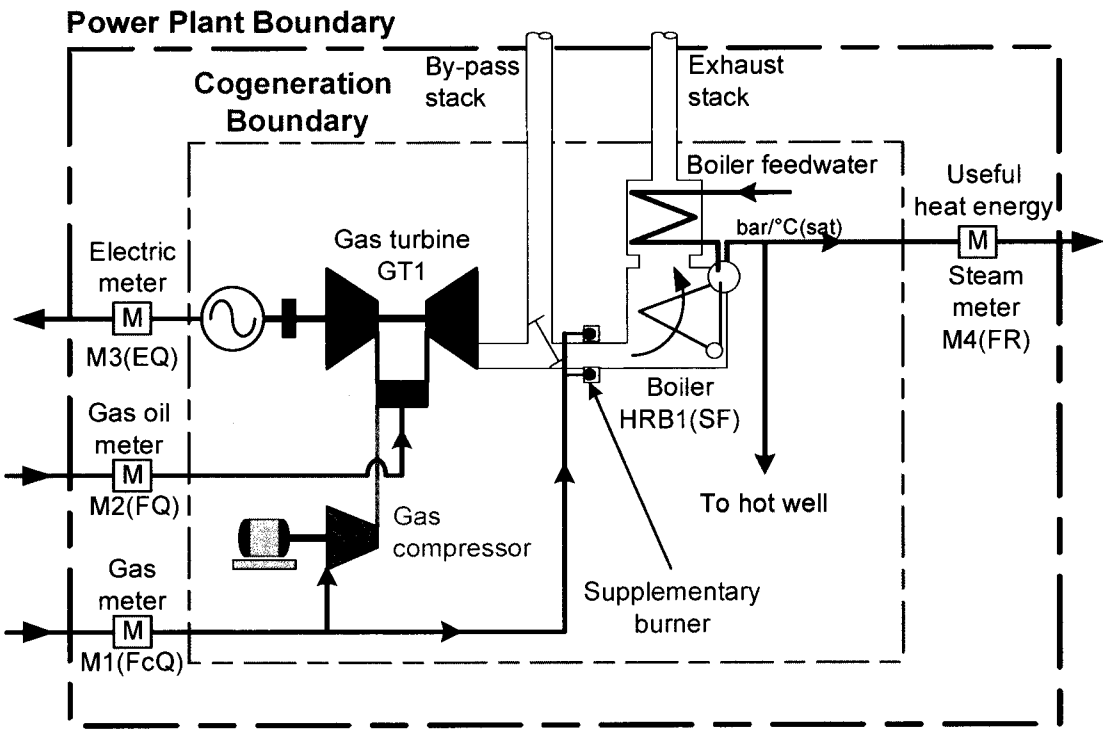
ข้อมูลการตรวจวัดรายเดือน หมายถึง ข้อมูลที่บันทึกผลของการตรวจวัดปริมาณพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ ปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้า และปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ เพื่อใช้ในการคำนวณค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ COGENERATION และค่า PES เพื่อรายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบ ตามระยะเวลาที่กำหนด

หน่วยงานกลาง หมายถึง หน่วยงานที่ได้รับการแต่งตั้งจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน(กกพ.) ให้เป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบค่า PES ของโรงไฟฟ้าตามสัญญา

เชื้อเพลิงผสม (Mix Fuel: f_m) หมายถึง เชื้อเพลิงที่ได้จากการผสมระหว่าง เชื้อเพลิงชีวมวลกับเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น ถ่านหิน เป็นต้น

4. การแสดงรายละเอียดของโรงไฟฟ้า

แผนภาพกระบวนการผลิต ที่แสดงความสัมพันธ์ของตำแหน่งที่ตั้งของอุปกรณ์ต่างๆ รวมถึงอุปกรณ์ตรวจวัดปริมาณพลังงานของโรงไฟฟ้า เป็นสิ่งจำเป็นที่ผู้ประกอบการจะต้องนำเสนอในขั้นตอนของการขออนุญาต โดยในแผนภาพควรแสดงรายละเอียดซึ่งประกอบด้วย อุปกรณ์ทั้งหมดที่อยู่ภายในขอบเขตของโรงไฟฟ้า การเชื่อมโยงระบบ การวางท่อและหรือสายพาน (BELT CONVEYOR) ที่ลำเลียงเชื้อ เพลิง พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ (แสดงในรูปของไอน้ำ ก๊าซร้อน หรือความร้อนรูปแบบอื่น เท่าที่สามารถทำได้) เส้นในแผนภาพต้องบ่งบอกได้ชัดเจนว่าเป็นการลำเลียงอะไร เครื่องมือวัดที่ทำการตรวจวัดติดตั้งอยู่ในตำแหน่งไหนและตรวจวัดค่าใดบ้าง ในกรณีที่เป็นไอน้ำ ก๊าซร้อน หรือความร้อนรูปแบบอื่น ควรระบุว่ามีอุณหภูมิและความดันเป็นเท่าไรด้วย และจะถูกนำไปใช้ประโยชน์อย่างไร เพื่อประกอบการพิจารณา



รูปที่ 1 ตัวอย่างแผนภาพกระบวนการผลิต COGENERATION

รูปที่ 1 แสดงตัวอย่างแผนภาพกระบวนการผลิต COGENERATION อุปกรณ์หลักทั้งหมดและเครื่องมือวัดควรถูกระบุอยู่ในแผนภาพด้วยการใช้แถบป้ายบอกข้อมูลและหมายเลข ซึ่งแถบป้ายบอกข้อมูลอุปกรณ์ต่างๆ ควรประกอบด้วยตัวอักษรนำหน้าที่เข้าใจง่ายโดยใช้รหัสย่อตามแบบสากล ดังแสดงในตารางที่ 1 ข้างล่างนี้ ตามด้วยหมายเลข เช่น GT1, GT2, ST1, HRB1 และควรมีตัวอักษรรองที่เหมาะสมเพื่อระบุชนิดย่อยของอุปกรณ์นั้นๆ เช่น ST1(CO), ST2(PO/CO), RE1(G), RE2(DF) สำหรับเครื่องมือวัดก็ควรมีแถบป้ายบอกข้อมูลเช่นกัน เช่น M1(FcQ), M2(FQ) เป็นต้น

ตารางที่ 1 รหัสย่อสำหรับใช้แสดงป้ายบอกข้อมูลอุปกรณ์และเครื่องมือวัด [1]

อักษรนำหน้า	ชนิดของอุปกรณ์	อักษรรอง	ชนิดย่อย
BYP	Bypass facility		
GT	Gas turbine		
RE	Reciprocating engine	(G)	Gas engine
		(D)	Diesel engine
		(DF)	Dual fuel
		(HFO)	Heavy fuel oil
ST	Steam turbine	(BP)	Back pressure
		(PO)	Pass-out
		(PI)	Pass-in
		(CO)	Condensing
HRB	Heat recovery boiler	(S)	Steam
		(W)	Hot water
		(SF)	Supplementary firing
		(AF)	Auxiliary firing
FB	Fired boiler	(NO)	Normally operating
		(HS)	Hot standby
		(CS)	Cold standby
M	Metering station	(F)	Flow / (Fc) flow (corrected)
		(E)	Electric Power
		(H)	Heat
		(T)	Temperature
		(P)	Pressure
		(An)	Analyzer
		(I)	Indicator
		(R)	Recorder
		(W)	Weight
		(Q)	Totaliser
HC	Heat consumer		

5. ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการตรวจวัดและเครื่องมือวัด

การใช้เครื่องมือเพื่อตรวจวัดปริมาณพลังงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องทุกชนิด ให้เป็นไปตามข้อกำหนดทั่วไป ดังนี้

- เครื่องมือวัดต้องถูกออกแบบ ผลิต และติดตั้งตามมาตรฐานสากล เป็นที่ยอมรับได้
- เครื่องมือวัดต้องมีระดับความคลาดเคลื่อนไม่เกินกว่าที่กำหนดไว้ในคู่มือนี้
- เครื่องมือวัดต้องสามารถบันทึกข้อมูล (Data Logger) เก็บไว้ได้เป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่าช่วงเวลาที่จำเป็นสำหรับการตรวจสอบค่า PES
- เครื่องมือวัดต้องได้รับการสอบเทียบ (Calibration) ซึ่งดำเนินการโดยหน่วยงานกลาง นับตั้งแต่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา (COD) และการสอบเทียบเครื่องมือวัดนั้น SPP สามารถดำเนินการเองได้ โดยหน่วยงานสอบเทียบต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลางและเป็นหน่วยงานอิสระซึ่งต้องทำการสอบเทียบมาตรวัดไฟฟ้า 1 ปี/ครั้ง สอบเทียบมาตรวัดไอน้ำ 2 ปี/ครั้งและสอบเทียบมาตรวัดเชื้อเพลิง 3 ปี/ครั้ง

5.1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการตรวจวัด

- โรงไฟฟ้าจะต้องติดตั้งเครื่องมือวัดปริมาณพลังงานทั้ง 3 รูปแบบ กล่าวคือ พลังงานเชื้อเพลิง พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ และพลังงานไฟฟ้าโดยได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลาง
- ในกรณีที่ไม่สามารถทำการวัดปริมาณพลังงานในบางส่วนได้โดยตรง ให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนำเสนอวิธีการเพื่อขอความเห็นชอบจากหน่วยงานกลาง

5.2 คุณสมบัติของเครื่องมือวัด

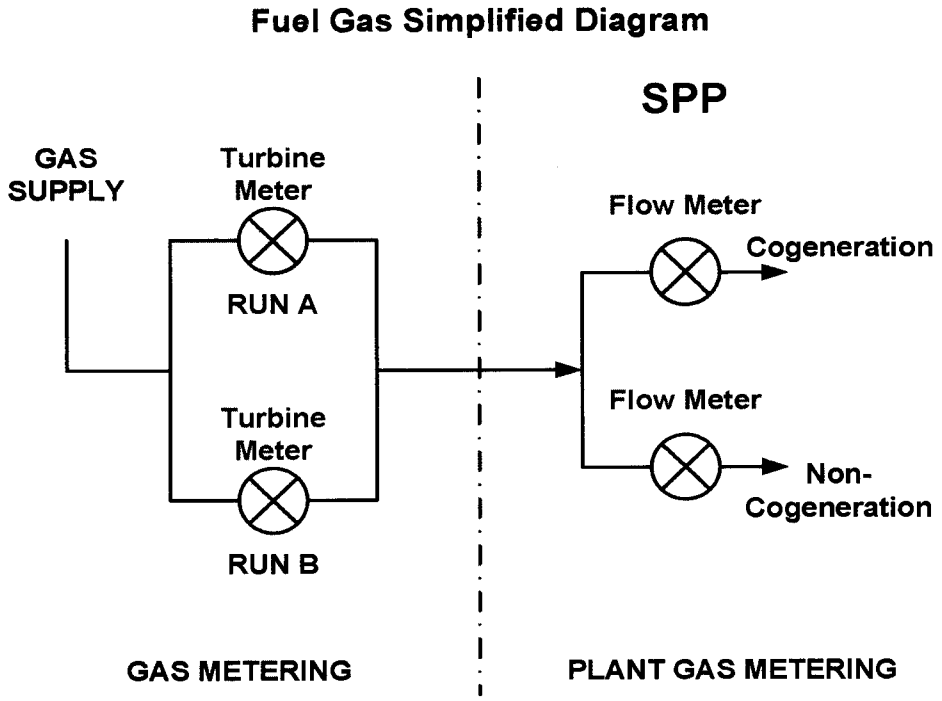
แบ่งออกเป็น 3 ส่วน ตามลักษณะปริมาณพลังงานที่ต้องการตรวจวัด ดังนี้

5.2.1 การวัดปริมาณพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิง

การวัดปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ ให้ใช้เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัด ตามชนิดของเชื้อเพลิง ดังนี้

ก. ก๊าซธรรมชาติ

กำหนดให้ใช้เครื่องมือวัดอัตราการไหล (Flow Meter) ที่มีความคลาดเคลื่อนไม่เกิน ±1% ของค่าที่อ่านได้ เพื่อวัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้า โดยแยกระหว่างเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ Cogeneration และเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ Non-Cogeneration โดยค่าจากการอ่านค่ามิเตอร์ให้ ใช้รายงานข้อมูลรายวันที่ บมจ.ปตท. ใช้ในการเรียกเก็บเงิน ดังแสดงในรูปที่ 2 ทั้งนี้คุณสมบัติของมาตรวัดไม่ด้อยกว่าตามที่ปรากฏในภาคผนวก ค.



รูปที่ 2 ตัวอย่างแผนภาพแสดงเครื่องวัดเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

ข. ถ่านหิน และ/หรือ เชื้อเพลิงชีวมวล

1. โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน และ/หรือ เชื้อเพลิงชีวมวล ที่ไม่ใช่เชื้อเพลิงผสมนั้น กำหนดให้ใช้ เครื่องวัดน้ำหนักเชื้อเพลิงบนสายพาน (Belt Weigther) ที่ประกอบด้วย Load Cell หรือ Strain Gauge เพื่อวัดปริมาณถ่านหิน หรือใช้การวัดด้วยรังสีเพื่อหาปริมาตรของเชื้อเพลิง ที่ป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้า

2. โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน และ/หรือ เชื้อเพลิงชีวมวล ที่ใช้เชื้อเพลิงผสม กำหนดให้แยกวัดเชื้อเพลิงเพื่อวัดปริมาณก่อนเข้าสายพานลำเลียง ที่ป้อนเข้าโรงไฟฟ้า

3. เครื่องมือวัดดังกล่าวต้องมีความคลาดเคลื่อนไม่เกิน ± 5% ของค่าเต็มพิกัด ทั้งนี้คุณสมบัติของมาตรวัดไม่ด้อยกว่าตามที่ปรากฏในภาคผนวก ค.

5.2.2 การวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้า

การวัดปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ (Gross Generation) เพื่อใช้ในการคำนวณค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ และคำนวณค่า PES เครื่องมือวัดปริมาณไฟฟ้าทั้งชุดหลัก ชุดรอง และอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัดที่ใช้วัดปริมาณพลังงานไฟฟ้ามีค่าความคลาดเคลื่อนตามมาตรฐานสากลไม่เกิน ± 0.5% อุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัดที่ใช้วัดพลังงานไฟฟ้า ได้แก่ หม้อแปลงกระแส (Current Transformer: CT) หม้อแปลงแรงดัน (Voltage Transformer/ Capacitor Voltage Transformer: VT/ CVT) ต้องติดตั้งครบทั้งสามเฟสพร้อมกล่องเชื่อมต่อ (Junction Box)

5.2.3 การวัดปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้า

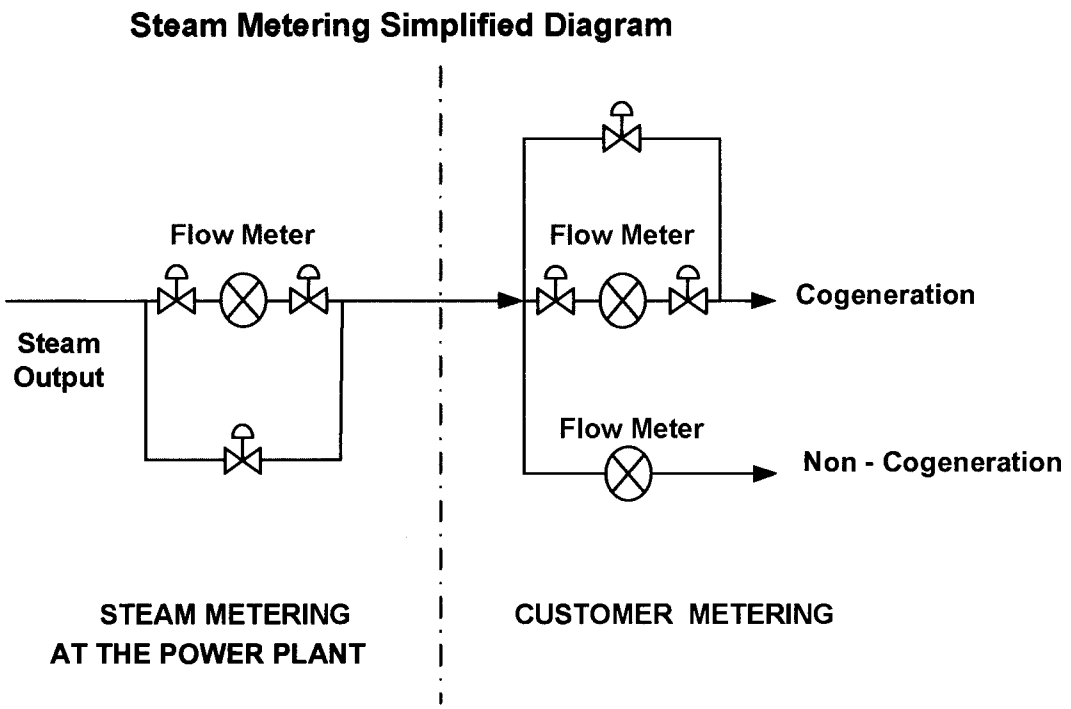
การวัดปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ให้ใช้เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัด ตามรูปแบบหรือชนิดของพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นั้น กล่าวคือ

ก. มาตรวัดไอน้ำ

มาตรวัดไอน้ำ ที่ทำการติดตั้งที่โรงไฟฟ้าจะต้องสามารถบันทึกค่าอัตราหรือปริมาณการไหล อุณหภูมิ ความดัน และ Enthalpy ของของไหลได้ โดยมีความคลาดเคลื่อนของการตรวจวัดไม่เกิน ± 2% ของค่าที่อ่านได้ ทั้งนี้คุณสมบัติของมาตรวัดไม่ด้อยกว่าที่ปรากฏในภาคผนวก ค.

ข. ก๊าซร้อนและปริมาณความร้อนในรูปแบบอื่น

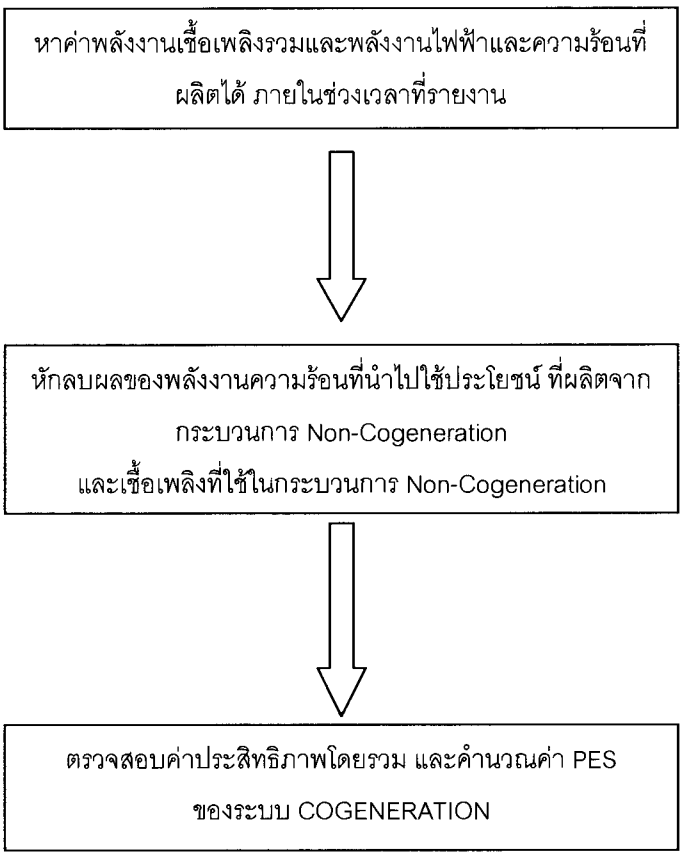
กำหนดให้ใช้หลักการและมาตรฐานวิธีวัดที่เป็นที่ยอมรับในทางวิชาการ เพื่อวัดพลังงานจากร้อน หรือความร้อนในรูปแบบอื่นๆ โดยนำเสนอเครื่องมือและวิธีการวัดให้หน่วยงานกลางพิจารณาให้ความเห็นชอบเป็นกรณีไป ทั้งนี้คุณสมบัติของมาตรวัดไม่ด้อยกว่าตามที่ปรากฏในภาคผนวก ค.



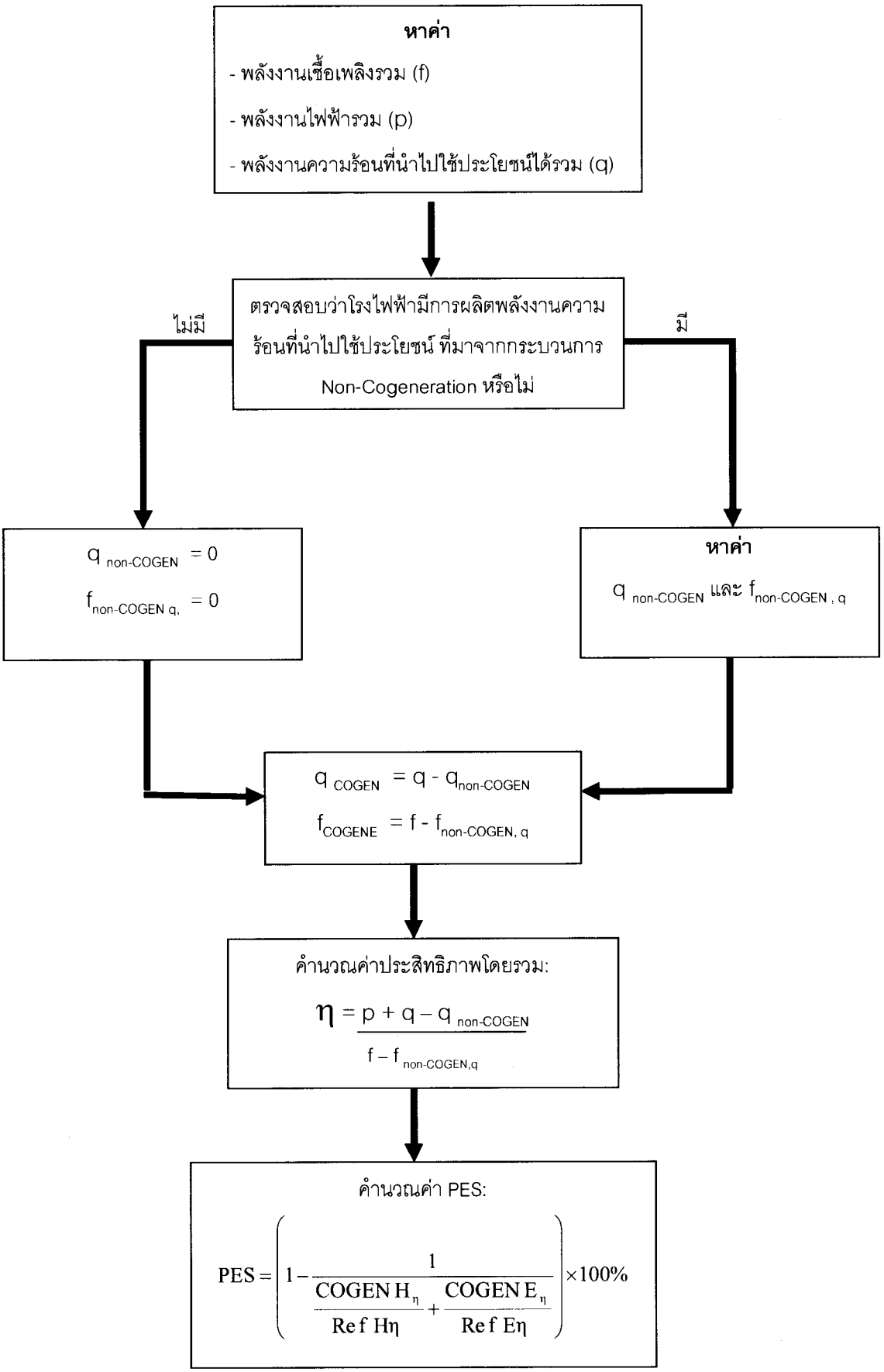
รูปที่ 3 ตัวอย่างแผนภาพแสดงการติดตั้งมาตรวัดไอน้ำ

6. หลักการตรวจวัดประสิทธิภาพและคำนวณค่า PES

โดยทั่วไปการตรวจวัดประสิทธิภาพของระบบ COGENERATION และการคำนวณค่า PES อาศัยหลักการพื้นฐานดังแสดงในรูปที่ 4 และมีรายละเอียดการคำนวณที่เกี่ยวข้องแสดงได้ดังในรูปที่ 5 ข้างล่างนี้



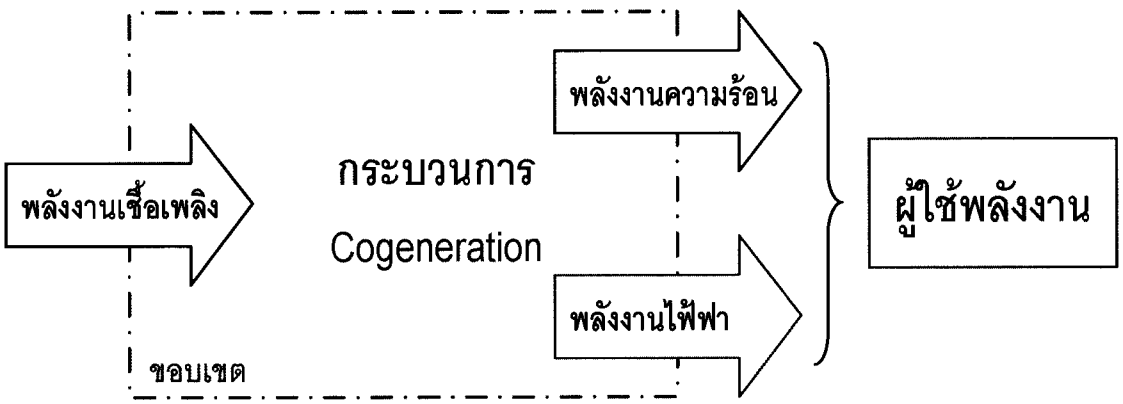
รูปที่ 4 หลักพื้นฐานในการตรวจวัดประสิทธิภาพและคำนวณค่า PES ของระบบ COGENERATION



รูปที่ 5 สมการที่ใช้ในการคำนวณประสิทธิภาพและค่า PES ของระบบ COGENERATION

7. การกำหนดขอบเขตของระบบ COGENERATION

การกำหนดขอบเขตของระบบ COGENERATION ถือเป็นขั้นตอนเริ่มต้นที่สำคัญเพื่อใช้กำหนดจุดติดตั้งเครื่องมือวัดพลังงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการคำนวณหาประสิทธิภาพและค่า PES ของระบบ โดยมีหลักการกำหนดขอบเขตตาม ดังรูปที่ 6



รูปที่ 6 การกำหนดขอบเขตของระบบ COGENERATION

7.1 ส่วนของระบบ COGENERATION

ภายในระบบ COGENERATION จะประกอบด้วยเครื่องต้นกำลังหลัก (Cogeneration Prime Mover) และอุปกรณ์นำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Equipment) ที่เกี่ยวข้อง เครื่องต้นกำลังทั้งหมดในโรงไฟฟ้า เช่น กังหันไอน้ำที่ใช้ในการขับเคลื่อนปั๊มหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจ่ายพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้พลังงาน จะถูกจัดอยู่ภายในขอบเขตของระบบ COGENERATION และการใช้พลังงานความร้อนและพลังงานกลภายในระบบ COGENERATION จะต้องไม่นำมาคิดรวมอยู่ในส่วนของพลังงานที่ผลิตได้จากระบบ COGENERATION

นอกจากนี้ อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าเสริมอื่นๆ ที่เป็นการผลิตพลังงานความร้อน หรือผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ซึ่งไม่จัดว่าเป็นกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม จะต้องไม่ถูกรวมอยู่ภายในขอบเขตของกระบวนการ COGENERATION ดังนั้น หม้อไอน้ำเสริม, หม้อไอน้ำสำรอง, กระบวนการผลิตที่มีการปล่อยพลังงานความร้อนทิ้ง รวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง จึงอยู่นอกขอบเขตของระบบ COGENERATION ทั้งนี้ หากมีความคลุมเครือในเรื่องการกำหนดขอบเขตของระบบ COGENERATION ให้ขอคำปรึกษาจากหน่วยงานกลาง

7.2 ส่วนของผู้ใช้พลังงาน

ส่วนของผู้ใช้พลังงานจะรับพลังงานที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า COGENERATION ซึ่งอาจเป็นกระบวนการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อน และพลังงานกล โครงข่ายระบบผลิตความร้อนหรือความเย็นแบบรวมศูนย์ท้องถิ่น (District Heating/Cooling System) รวมถึงการส่งพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า เป็นต้น

8. การหาค่าพลังงานเชื้อเพลิงและพลังงานที่ผลิตได้

8.1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการคำนวณ

ในการคำนวณหาพลังงานเชื้อเพลิงให้นำปริมาณเชื้อเพลิงที่วัดได้คูณด้วยค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิงนั้นๆ และให้แสดงค่าความร้อนต่ำที่ใช้ไว้ในแบบแสดงรายงาน รวมถึงที่มาของค่าดังกล่าว ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ในกรณีที่ต้องมีการตรวจสอบ

พลังงานเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ได้ให้เทียบ และรายงานในหน่วยเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) รวมทั้งรายงานปริมาณเชื้อเพลิง และค่าความร้อนต่ำ (Dry Lower Heating Value: LHV dry) ในภาคผนวก ข. ค่า-พลังงานเชื้อเพลิงรวมในช่วงเวลาที่รายงานคิดจากผลรวมของพลังงานเชื้อเพลิงทั้งหมด

ในกรณีที่มีการนำพลังงานความร้อนที่เกิดจากปฏิกิริยาเคมีในกระบวนการผลิต หมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ร่วมกับพลังงานป้อนเข้าอื่นๆ ไม่ต้องนำพลังงานจากปฏิกิริยาเคมีในส่วนนั้นมาคิดรวมเป็นพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้าได้

ในกรณีที่มีการนำไอน้ำ, น้ำร้อน หรือ ก๊าซร้อน จากกระบวนการอื่น มาใช้เป็นพลังงานป้อนเข้าสำหรับระบบ COGENERATION จะต้องนำพลังงานส่วนนั้นมาคิดเป็นส่วนหนึ่งของพลังงานเชื้อเพลิง โดยให้หน่วยงานกลางเป็นผู้กำหนดวิธีการคำนวณค่าพลังงานในส่วนนั้น

การนำพลังงานความร้อนที่ถูกนำไปใช้ประโยชน์และควบแน่นแล้วกลับเข้ามาสู่ระบบ COGENERATION ใหม่ ไม่ถือว่าพลังงานส่วนนั้นเป็นพลังงานเชื้อเพลิง

8.2 การหาค่าพลังงานไฟฟ้ารวม (p)

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในช่วงเวลาที่รายงาน คิดจากผลรวมของพลังงานไฟฟ้าโดยรวมถึงในขณะเริ่มเดินเครื่อง ระหว่างเดินเครื่อง และขณะหยุดเดินเครื่อง วัดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลัก โดยไม่หักลบพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ภายในโรงไฟฟ้าออก (Gross Generation)

8.3 การหาค่าพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม (q)

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวมในช่วงเวลาที่รายงาน คือ พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า COGENERATION ซึ่งโดยปกติจะอยู่ในรูปของไอน้ำหรือน้ำร้อน อาจนำไปใช้ประโยชน์โดยการป้อนเข้าสู่โครงข่ายระบบผลิตความร้อนหรือความเย็นแบบรวมศูนย์ท้องถิ่น การนำความร้อนไปใช้ในรูปของพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องจักรในกระบวนการผลิต หรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตอื่นๆ ก๊าซร้อนที่ปล่อยจากเครื่องยนต์ หรือกังหันก๊าซ สามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตบางอย่างที่ต้องการความร้อนโดยตรง (Direct Heating) หรือกระบวนการอบแห้ง เป็นต้น

พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า COGENERATION นี้ อาจมีความดัน อุณหภูมิ และอัตราการไหลของไอน้ำที่ค่าต่างๆ กันได้หลายระดับ ตามแต่ความต้องการ ซึ่งพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวมให้คิดจากผลรวมของพลังงานความร้อน**ที่ตรวจวัดได้จากเครื่องมือวัด**การนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการต่างๆ ดังกล่าวทั้งหมดข้างต้น

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์**จะต้องไม่รวม**พลังงานความร้อนที่ปล่อยทิ้งออกสู่บรรยากาศโดยไม่ได้นำไปใช้ประโยชน์ ซึ่งได้แก่ พลังงานความร้อนสูญเสียในระบบ หรือพลังงานความร้อนที่ปล่อยสู่อุปกรณ์จำพวกเครื่องควบแน่นหรือเครื่องระบายความร้อน ส่วนการนำพลังงานความร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าร่วม จะถือเป็นการถ่ายโอนพลังงานความร้อนภายในโรงไฟฟ้า COGENERATION ซึ่งไม่นับเป็นพลังงานความร้อนที่จ่ายออกสู่ภายนอก

โรงไฟฟ้า COGENERATION บางโรงที่ใช้ก๊าซร้อนที่ปล่อยจากเครื่องยนต์ หรือกังหันก๊าซไปใช้ในกระบวนการผลิตที่ต้องการความร้อนโดยตรง หรือใช้ในกระบวนการอบแห้ง ในกรณีนี้พลังงานความร้อนที่ถูกนำไปใช้ประโยชน์ให้คำนวณจากผลต่างระหว่างพลังงานความร้อนขาออกกับพลังงานความร้อนขาเข้าของกระบวนการ ซึ่งรายละเอียดการวัดค่าพลังงานความร้อนที่ถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกรณีดังกล่าวนี้ควรได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลางก่อน

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ทั้งหมดที่ได้ให้เทียบ และรายงานในหน่วยเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) รวมทั้งรายงานปริมาณความร้อน อุณหภูมิ และความดันเฉลี่ยที่ใช้ในแต่ละเดือนลงในภาคผนวก ข.

9.การคิดผลของพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากกระบวนการ Non-Cogeneration และพลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration ที่เกี่ยวข้อง

ในกรณีที่โรงไฟฟ้า Cogeneration มีการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์โดยตรงจากกระบวนการ Non-Cogeneration ผู้ประกอบการจะต้องนำพลังงานความร้อนในส่วนนี้($q_{non\text{-}COGEN}$) และพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้าที่ใช้ในกระบวนการ Non-Cogeneration ($f_{non\text{-}COGEN,q}$) ดังกล่าวมาหักออกจากพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม และพลังงานเชื้อเพลิงรวม ตามลำดับ เพื่อหาค่าพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกระบวนการ COGENERATION และพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ COGENERATION สำหรับการคำนวณค่า PES ต่อไป ดังแสดงตามสมการข้างล่างนี้

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN}$$

$$f_{COGEN} = f - f_{non\text{-}COGEN,q}$$

โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จะต้องชี้แจงที่มาของค่า $q_{non\text{-}COGEN}$ และ $f_{non\text{-}COGEN,q}$ ดังกล่าวสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้งานอยู่ ณ สถานประกอบ ให้กับหน่วยงานกลางทราบด้วย

10. การคำนวณค่า PES ของระบบ

PES เป็นดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) ว่ามีประสิทธิภาพดีเพียงใด เมื่อเทียบกับประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแยกต่างหากจากกัน (Separate Generation) ด้วยเทคโนโลยีที่สามารถจัดหาได้ในปัจจุบัน

สูตรในการคำนวณ PES เป็นตามสมการ ดังนี้

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ H_{\eta}}{Ref\ H\eta} + \frac{COGEN\ E_{\eta}}{Ref\ E\eta}} \right) \times 100\%$$

โดยที่

$COGEN\ H_{\eta} = \frac{q}{f}$ หมายถึง ประสิทธิภาพการนำความร้อนจากกระบวนการ COGENERATION ไปใช้ประโยชน์ คิดจากปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าโดยตรง (Useful Heat Output : q) หารด้วยปริมาณพลังงานปฐมภูมิ (f) ที่ป้อนให้กับโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่รายงาน

$COGEN\ E_{\eta} = \frac{p}{f}$ หมายถึง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า COGENERATION คิดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (p) หารด้วยปริมาณพลังงานปฐมภูมิ (f) ที่ป้อนให้กับโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่รายงาน

Ref H_η หมายถึง ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

Ref E_η หมายถึง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

ตารางแสดงค่า Ref E_η และ Ref H_η แยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

ชนิดของเชื้อเพลิง	Ref E_η	Ref H_η
ก๊าซธรรมชาติ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

จากสูตรการคำนวณข้างต้น แปลความหมายของ PES ได้ว่า คือ ร้อยละของพลังงานปฐมภูมิที่ประหยัดได้อันเนื่องมาจากกระบวนการผลิตและใช้งานพลังงานร่วมที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยคิดเทียบจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิที่ต้องใช้จริง หากต้องทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในปริมาณที่เท่ากันด้วยกระบวนการผลิตที่แยกจากกัน ที่ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าและการผลิตความร้อนอ้างอิงตามที่กำหนด ซึ่งสามารถแสดงในรูปของสมการอีกแบบหนึ่งได้ ดังนี้

$$PES = \frac{\text{PRIMARY ENERGY SEPARATE -GEN} - \text{PRIMARY ENERGY CO -GEN}}{\text{PRIMARY ENERGY SEPARATE -GEN}} \times 100\%$$

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องหักผลของ $q_{\text{non-COGEN}}$ และ $f_{\text{non-COGEN},q}$ ตามที่กล่าวไว้ในหัวข้อที่ 8 ออกก่อนที่จะคำนวณค่า PES ค่า COGEN H_η และ COGEN E_η คำนวณได้จากสูตร ดังนี้

$$\text{COGEN } H_\eta = \frac{q_{\text{COGEN}}}{f_{\text{COGEN}}}$$

$$\text{COGEN } E_\eta = \frac{p}{f_{\text{COGEN}}}$$

11. การหาค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ (η)

การหาค่าประสิทธิภาพโดยรวม (η) ในที่นี้ จะใช้เพื่อเป็นดัชนีชี้วัดสมรรถนะของระบบ COGENERATION ในการพิจารณาร่วมกับค่า PES ที่คำนวณได้

ประสิทธิภาพโดยรวมของกระบวนการ COGENERATION ในช่วงเวลาที่รายงาน คำนวณได้จากสมการ:

$$\eta = \frac{p + q_{\text{COGEN}}}{f - f_{\text{non-COGEN},q}}$$

เอกสารอ้างอิง

[1] CEN/CENELEC Workshop Agreement: Manual for Determination of Combined Heat and Power (Cogeneration), June 2004.

[2] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration ฉบับ พ.ศ. 2550

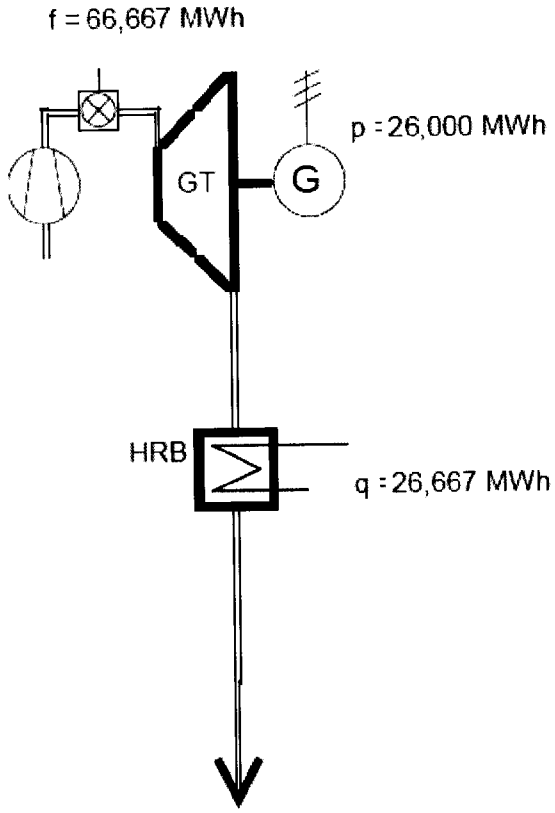
ภาคผนวก

ก. ตัวอย่างการคำนวณประสิทธิภาพโดยรวมและการคำนวณค่า PES ของโรงไฟฟ้าระบบ COGENERATION แบบต่างๆ

ตัวอย่างที่ 1 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้ (Gas Turbine with Heat Recovery)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า ไม่มีการผลิตพลังงานความร้อนจากกระบวนการ Non-Cogeneration โดยพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกแสดงได้ดังรูป



รูปที่ ก.1 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้ [1]

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration

เนื่องจากโรงไฟฟ้าประเภทนี้เป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่สามารถผลิตพลังงานความร้อนแบบNon-Cogeneration ได้ ดังนั้น :

$$q_{non\text{-}COGEN} = 0$$

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = 0$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN} = 26,667 - 0 = 26,667 \quad MWh$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{non\text{-}COGEN,q}} = \frac{26,000 + 26,667}{66,667 - 0} = 79.0\%$$

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN H}_{\eta} = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{26,667}{66,667} = 40\%$$

$$\text{COGEN E}_{\eta} = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{26,000}{66,667} = 39\%$$

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_{\eta}}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_{\eta}}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{40}{85} + \frac{39}{45}}\right) \times 100\%$$

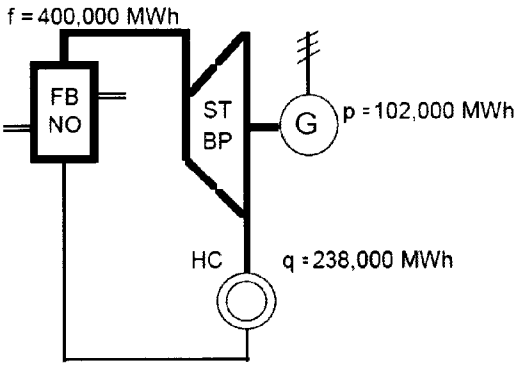
$$= 25.22\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 25.22 %

ตัวอย่างที่ 2 กังหันไอน้ำความดันย้อนกลับ(Backpressure Steam Turbine)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า ไม่มีการผลิตพลังงานความร้อนจากกระบวนการ Non-Cogeneration



รูปที่ ก.2 กังหันไอน้ำความดันย้อนกลับ [1]

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration

เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการผลิตพลังงานความร้อนแบบ Non-Cogeneration ดังนั้น:

$$q_{non\text{-}COGEN} = 0$$

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = 0$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN} = 238,000 - 0 = 238,000 \text{ MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{non\text{-}COGEN,q}} = \frac{102,000 + 238,000}{400,000 - 0} = 85.0\%$$

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN } H_{\eta} = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{238,000}{400,000} = 59.5\%$$

$$\text{COGEN } E_{\eta} = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{102,000}{400,000} = 25.5\%$$

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ H_{\eta}}{Ref\ H\eta} + \frac{COGEN\ E_{\eta}}{Ref\ E\eta}} \right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{59.5}{85} + \frac{25.5}{45}} \right) \times 100\%$$

$$= 21.05\%$$

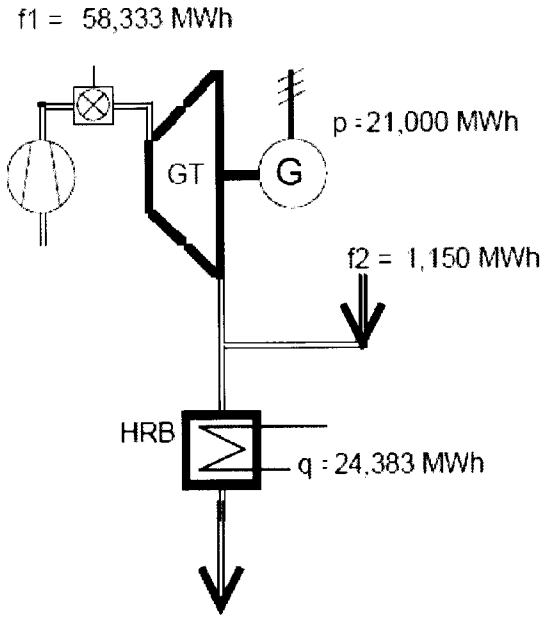
ค่า PES ที่ได้คือ 21.05 %

ตัวอย่างที่ 3 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม (Gas Turbine with Heat Recovery and Supplementary/Auxiliary Firing)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า สามารถผลิตพลังงานความร้อนได้จากกระบวนการ Non-Cogeneration โดยใช้ Supplementary Firing

อย่างไรก็ตาม พลังงานความร้อน Non-Cogeneration ส่วนนี้ไม่สามารถหาได้จากการวัดโดยตรง ดังนั้น จึงถูกรวมเข้าไว้ในขอบเขต และแยกออกด้วยการคำนวณภายหลัง (ในขั้นตอนที่ 2)



รูปที่ ก.3 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม [1]

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration

โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการ COGENERATION ได้โดยผ่านทาง Supplementary Firing ซึ่งพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตพลังงานความร้อน Non-Cogeneration วัดได้โดยตรง:

$$f_{\text{non-COGEN,q}} = f_2 = 1{,}150 \quad \text{MWh}$$

ในการหาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration จะต้องทราบประสิทธิภาพในการผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการความร้อนร่วมก่อน ซึ่งก็คือประสิทธิภาพของ Heat Recovery Boiler (HRB) นั่นเอง โดยประสิทธิภาพสูงสุดของ HRB สามารถหาได้จากข้อมูลจากผู้ผลิต ตัวอย่างเช่น

$$\eta_{HRB} \approx \eta_{\text{non-COGEN,q}} = 90\%$$

ดังนั้น

$$q_{non\text{-}COGEN} = f_{non\text{-}COGEN,q} \times \eta_{non\text{-}COGEN,q}$$
$$= 1,150 \times 90\% = 1,035 \text{ MWh}$$

<u>ขั้นตอนที่ 3</u>: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN} = 24,383 - 1,035 = 23,348 \text{ MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{non\text{-}COGEN,q}} = \frac{p + q_{COGEN}}{(f_1 + f_2) - f_{non\text{-}COGEN,q}}$$
$$= \frac{21,000 + 23,348}{59,483 - 1,150} = 76.0\%$$

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN } H_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{23,348}{59,483 - 1,150} = 40.03\%$$

$$\text{COGEN } E_\eta = \frac{p}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{21,000}{59,483 - 1,150} = 36\%$$

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN } H_\eta}{\text{Ref } H\eta} + \frac{\text{COGEN } E_\eta}{\text{Ref } E\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{40.03}{85} + \frac{36}{45}}\right) \times 100\%$$

$$= 21.31\%$$

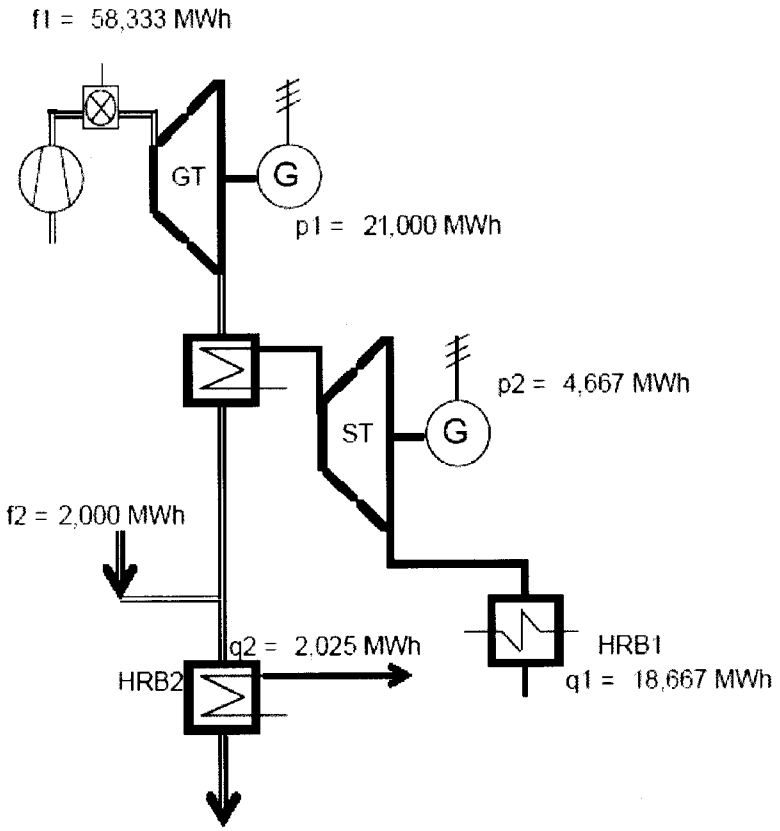
ค่า PES ที่ได้คือ 21.3145 %

ตัวอย่างที่ 4 กังหันแก๊สความร้อนร่วมที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม

(Combined Cycle Gas Turbine with Heat Recovery and Supplementary Firing)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า มีการผลิตพลังงานความร้อนได้จากกระบวนการ Non-Cogeneration โดยใช้เชื้อเพลิงเสริม อย่างไรก็ตามพลังงานความร้อน Non-Cogeneration ส่วนนี้ไม่สามารถหาได้จากการวัดโดยตรง ดังนั้น จึงรวมเข้าไว้ในขอบเขต และแยกออกด้วยการคำนวณภายหลัง



รูปที่ ก.4 กังหันแก๊สความร้อนร่วมที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม [1]

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และพลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการ COGENERATION ได้ โดยผ่านทาง Supplementary Firing ซึ่งพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตพลังงานความร้อน Non-Cogeneration วัดได้โดยตรง :

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = f_2 = 2{,}000 \text{ MWh}$$

ในการหาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration จะต้องทราบประสิทธิภาพในการผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการความร้อนร่วมก่อนซึ่งก็คือประสิทธิภาพของ HRB2 ในรูป ก.4 โดยประสิทธิภาพสูงสุดของ HRB2 สามารถหาได้จากข้อมูลจากผู้ผลิต ตัวอย่าง เช่น

$$\eta_{HRB} \approx \eta_{\text{non-COGEN,q}} = 90\%$$

$$q_{\text{non-COGEN}} = f_{\text{non-COGEN,q}} \times \eta_{\text{non-CHP,q}}$$

$$= 2,000 \times 90\% = 1,800 \text{ MWh}$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{\text{non-COGEN}} = 20,692 - 1,800 = 18,892 \quad \text{MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{\text{non-COGEN,q}}} = \frac{(p_1 + p_2) + q_{COGEN}}{(f_1 + f_2) - f_{\text{non-COGEN,q}}}$$

$$= \frac{25,667 + 18,892}{60,333 - 2,000} = 76.4\%$$

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN H}_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{18,892}{60,333 - 2,000} = 32.39\%$$

$$\text{COGEN E}_\eta = \frac{p}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{25,667}{60,333 - 2,000} = 44\%$$

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_\eta}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_\eta}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{32.39}{85} + \frac{44}{45}}\right) \times 100\%$$

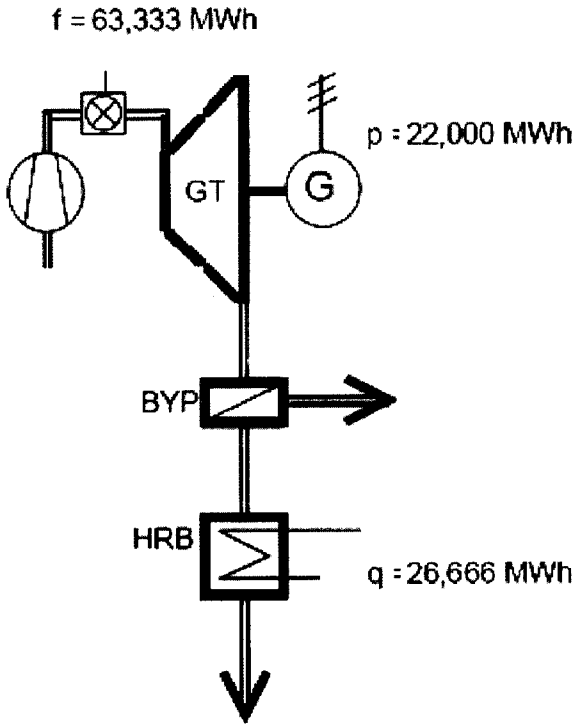
$$= 26.4\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 26.4 %

ตัวอย่างที่ 5 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีอุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทิ้งโดยตรง (Gas Turbine with Heat Recovery and Bypass Facility)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า ไม่มีการผลิตพลังงานความร้อนจากกระบวนการ Non-Cogeneration



รูปที่ ก.5 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีอุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทิ้งโดยตรง [1]

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration เนื่องจากเป็นโรงไฟฟ้าที่ไม่มีการผลิตพลังงานความร้อนแบบ Non-Cogeneration ดังนั้น:

$$q_{non\text{-}COGEN} = 0$$

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = 0$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN} = 26,666 - 0 = 26,666 \text{ MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{non\text{-}COGEN,q}} = \frac{22,000 + 26,666}{63,333 - 0} = 76.8\%$$

ขั้นตอนที่ 4: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN H}_{\eta} = \frac{q_{COGEN}}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{26,666}{63,333 - 0} = 42.1\%$$

$$\text{COGEN E}_{\eta} = \frac{p}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{22,000}{63,333 - 0} = 34.74\%$$

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_{\eta}}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_{\eta}}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{42.1}{85} + \frac{34.74}{45}}\right) \times 100\%$$

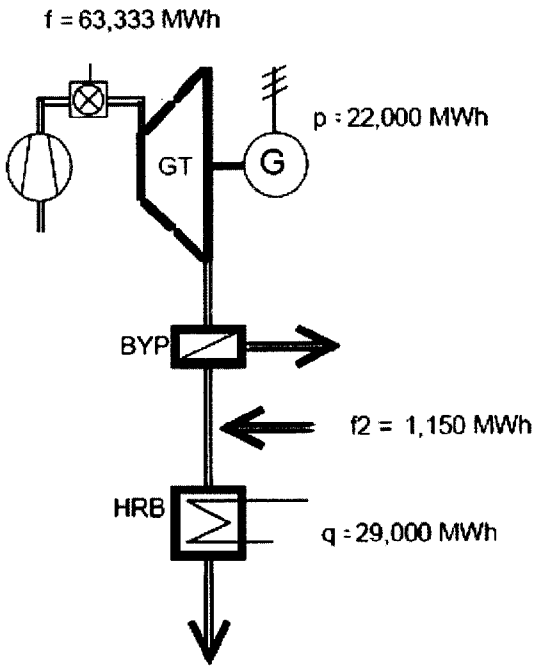
$$= 21.09\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 21.09 %

ตัวอย่างที่ 6 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้ มีอุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทิ้งโดยตรง และมีเชื้อเพลิงเสริม (Gas Turbine with Heat Recovery, Bypass Facility and Supplementary Firing)

ขั้นตอนที่ 1: คำนวณพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า มีการผลิตพลังงานความร้อนได้จากกระบวนการ Non-Cogeneration โดยใช้เชื้อเพลิงเสริม อย่างไรก็ตามพลังงานความร้อน Non-Cogeneration ส่วนนี้ไม่สามารถหาได้จากการวัดโดยตรง ดังนั้น จึงรวมเข้าไปในขอบเขต และแยกออกด้วยการคำนวณภายหลัง



รูปที่ ก.6 กังหันแก๊สที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้
พร้อมอุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทิ้งโดยตรงและเชื้อเพลิงเสริม

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และพลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration โรงไฟฟ้าประเภทนี้สามารถผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการ COGENERATION โดยผ่านทาง Supplementary Firing ซึ่งพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตพลังงานความร้อน Non-Cogeneration วัดได้โดยตรง :

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = f_2 = 1,150 \text{ MWh}$$

ในการหาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration จะต้องทราบประสิทธิภาพในการผลิตความร้อนที่ไม่ได้มาจากกระบวนการความร้อนร่วมก่อน ซึ่งก็คือประสิทธิภาพของ HRB ในรูปที่ ก.6 โดยหาได้จากข้อมูลของผู้ผลิต ตัวอย่างเช่น

$$\eta_{HRB} \approx \eta_{\text{non-COGEN,q}} = 90\%$$

$$q_{\text{non-COGEN}} = f_{\text{non-COGEN,q}} \times \eta_{\text{non-COGEN,q}}$$

$$= 1{,}150 \times 90\% \quad = 1{,}035 \text{ MWh}$$

<u>ขั้นตอนที่ 3</u>: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{\text{non-COGEN}} = 29{,}000 - 1{,}035 = 27{,}965 \text{ MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{\text{non-COGEN,q}}} = \frac{p + q_{COGEN}}{(f_1 + f_2) - f_{\text{non-COGEN,q}}}$$

$$= \frac{22{,}000 + 27{,}965}{(63{,}333 + 1{,}150) - 1{,}150} = 78.9\%$$

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN H}_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{27{,}965}{(63{,}333 + 1{,}150) - 1{,}150} = 44.16\%$$

$$\text{COGEN E}_\eta = \frac{p}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{22{,}000}{(63{,}333 + 1{,}150) - 1{,}150} = 34.74\%$$

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_\eta}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_\eta}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{44.16}{85} + \frac{34.74}{45}}\right) \times 100\%$$

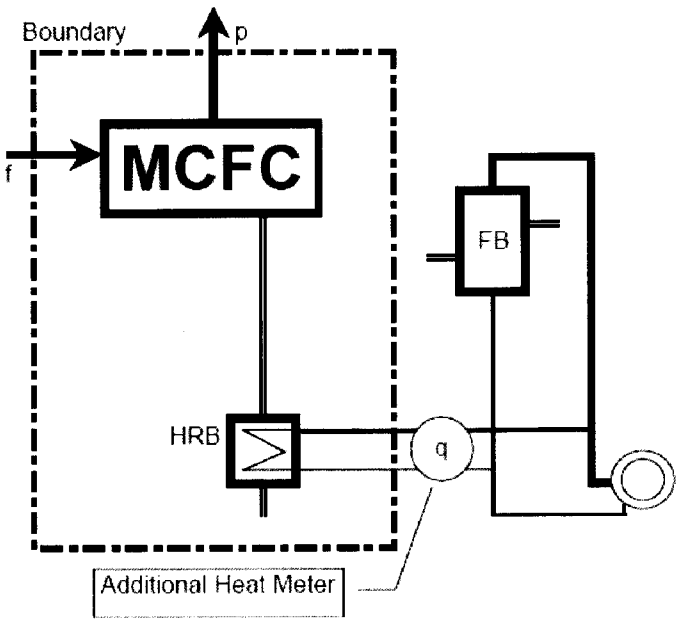
$$= 22.57\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 22.57 %

ตัวอย่างที่ 7 เซลเชื้อเพลิงคาร์บอเนตเหลวที่มีหม้อน้ำสำรอง (Molten Carbonate Fuel Cell with Back-up Boiler)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง ในกรณีนี้พบว่า ต้องติดมิเตอร์วัดพลังงานความร้อนที่ได้เฉพาะจากโรงไฟฟ้า COGENERATION ดังแสดงในรูป



รูปที่ ก.7 เซลเชื้อเพลิงคาร์บอเนตเหลวที่มีหม้อน้ำสำรอง [1]

รูปที่ ก.8 พลังงานขาเข้าและขาออกของเซลเชื้อเพลิงคาร์บอเนตเหลว

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration เนื่องจากพลังงานความร้อนที่ได้จากหม้อน้ำสำรองและพลังงานเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าสู่หม้อน้ำสำรองอยู่นอกขอบเขตกระบวนการ COGENERATION ที่กำหนด จึงไม่มีพลังงานความร้อนและพลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration เกี่ยวข้อง กล่าวคือ:

$$q_{non\text{-}COGEN} = 0$$

$$f_{non\text{-}COGEN,q} = 0$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION :

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}COGEN} = 642 - 0 = 642 \ \text{MWh}$$

ประสิทธิภาพโดยรวมคือ:

$$\eta = \frac{p + q_{COGEN}}{f - f_{non\text{-}COGEN,q}} = \frac{1254 + 642}{2500 - 0} = 75.8\%$$

<u>ขั้นตอนที่ 4</u>: คำนวณค่า PES

$$\text{COGEN H}_{\eta} = \frac{q_{COGEN}}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{642}{2,500 - 0} = 25.68\%$$

$$\text{COGEN E}_{\eta} = \frac{p}{f - f_{non-COGEN,q}} = \frac{1,254}{2,500 - 0} = 50.16\%$$

$$\text{PES} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_{\eta}}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_{\eta}}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

$$= \left(1 - \frac{1}{\frac{25.68}{85} + \frac{50.16}{45}}\right) \times 100\%$$

$$= 29.42\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 29.42 %

ตัวอย่างที่ 8 กังหันแก๊สความร้อนร่วมที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม
(Combined Cycle Gas Turbine with Heat Recovery with Supplementary Firing)

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกเริ่มด้วยการกำหนดขอบเขตของระบบให้ถูกต้อง โดยแบ่งเป็น 2 กรณี คือ กรณีที่ไม่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิต non-Cogeneration และ กรณีที่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิต non-Cogeneration

ขั้นตอนที่ 2: หาพลังงานความร้อน Non-Cogeneration และ พลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration

กรณีที่ 1 ในกรณีที่ไม่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิตNon-Cogeneration

การหาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออกให้ใช้ค่าผลรวมของการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตทั้งหมด

กรณีที่ 2 ในกรณีที่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิต Non-Cogeneration

การหาพลังงานเชื้อเพลิงขาเข้าและพลังงานความร้อนขาออกต้องติดตั้งมิเตอร์ขาเข้าสำหรับการวัดปริมาณเชื้อเพลิงจากกระบวนการ Non-Cogeneration และใช้การคำนวณหาค่าพลังงานความร้อนจากการทดสอบประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ (Boiler) ที่ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลางสำหรับการหาค่า $q_{non\text{-}COGEN}$ และ $f_{non\text{-}COGEN,q}$ โดยสมมุติค่าการวัด Non-Cogeneration เป็น

$$q_{non\text{-}COGEN} = 9{,}000$$
$$f_{non\text{-}COGEN,q} = 10{,}000$$

ขั้นตอนที่ 3 และ 4 : คำนวณประสิทธิภาพโดยรวมพลังงานความร้อน COGENERATION และค่า PES

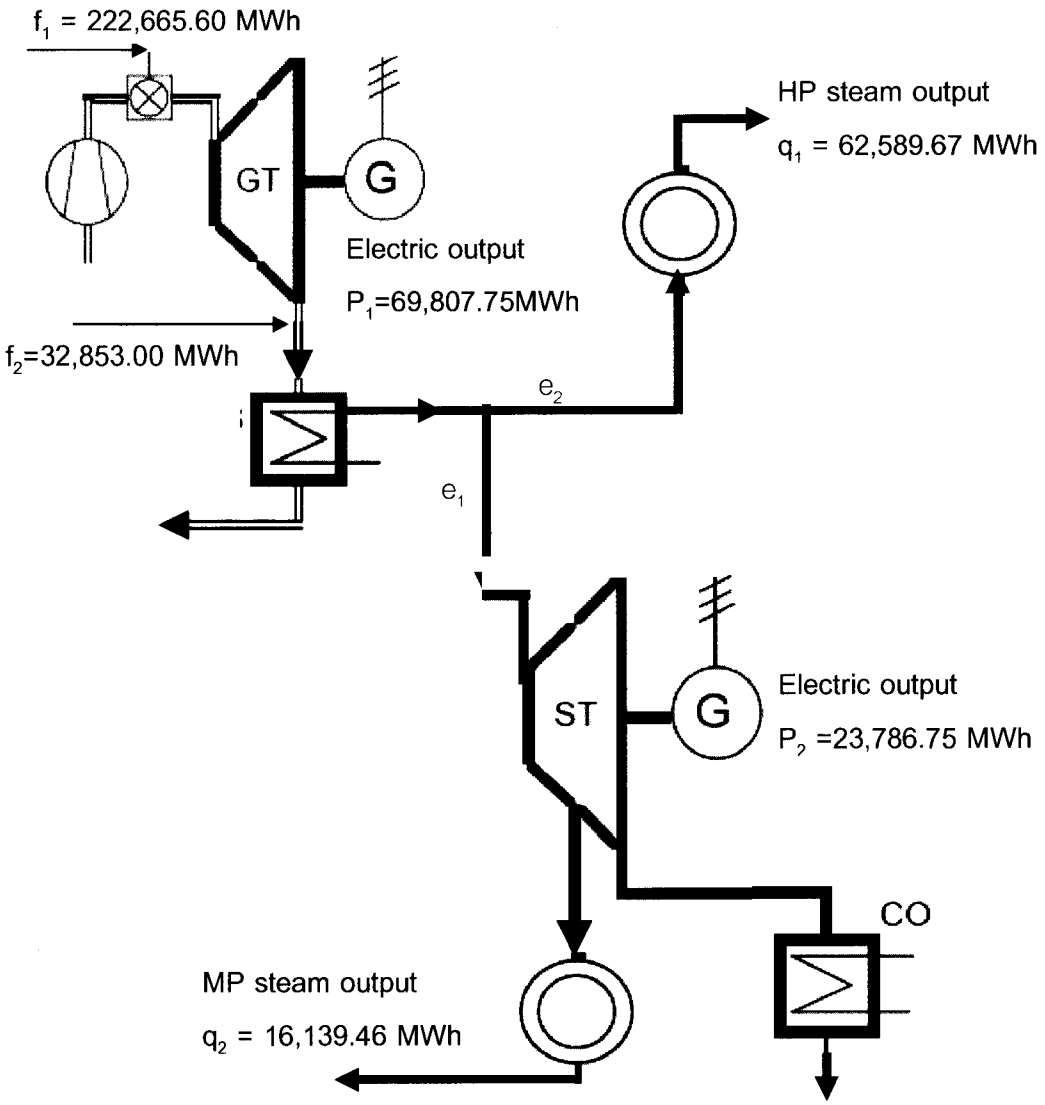
กรณีที่ 1ในกรณีที่ไม่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิต Non-Cogeneration

การคำนวณประสิทธิภาพโดยรวม

$$f_{COGEN} = f_1 + f_2 = 222{,}665.60 + 32{,}853.00 = 255{,}518.60\,MWh$$
$$p = p_1 + p_2 = 69{,}807.75 + 23{,}786.75 = 93{,}594.50\ MWh$$
$$q_{COGEN} = q_1 + q_2 = 62{,}589.67 + 16{,}139.46 = 78{,}729.13\ MWh$$

ประสิทธิภาพโดยรวม มีค่าเท่ากับ

$$\eta = \frac{p+q}{f} = \frac{93{,}594.5 + 78{,}729.13}{255{,}518.60} = 67.44\%$$



เมื่อ f_1 = Fuel Input 1 (Natural Gas, Oil) f_2 = Fuel Input 2 (Auxiliary Fuel

รูปที่ ก.9 กังหันแก๊สความร้อนร่วมที่มีการนำความร้อนกลับมาใช้และมีเชื้อเพลิงเสริม

<u>การคำนวณค่า PES</u>

ค่า PES ของระบบคำนวณได้ตามสูตร ดังนี้:

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ H_{\eta}}{Ref\ H\eta} + \frac{COGEN\ E_{\eta}}{Ref\ E\eta}}\right) \times 100\%$$

โดย

$$COGEN\ H_{\eta} = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{78,729.13}{255,518.60} = 30.81\%$$

$$COGEN\ E_{\eta} = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{93,594.50}{255,518.60} = 36.63\%$$

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{30.81}{85} + \frac{36.63}{45}}\right) \times 100\%$$

$$= 15.00\ \%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 15.00 %

<u>กรณีที่ 2 ในกรณีที่สามารถแยกวัดเชื้อเพลิงและความร้อนจากกระบวนการผลิต Non-Cogeneration การคำนวณประสิทธิภาพโดยรวม</u>

$$f_{COGEN} = f_1 + f_2 - f_{non-COGEN,q} = 222,665.60 + 32,853.00 - 10,000 = 245,518.60\ MWh$$
$$p = p_1 + p_2 = 69,807.75 + 23,786.75 = 93,594.50\ MWh$$
$$q_{COGEN} = q_1 + q_2 - q_{non-COGEN} = 62,589.67 + 16,139.46 - 9,000 = 69,729.13\ MWh$$

ประสิทธิภาพโดยรวม มีค่าเท่ากับ

$$\eta = \frac{p+q}{f} = \frac{93,594.5 + 69,729.13}{245,518.60} = 66.52\%$$

<u>การคำนวณค่า PES</u>

ค่า PES ของระบบคำนวณได้ตามสูตร ดังนี้:

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ H_\eta}{Ref\ H\eta} + \frac{COGEN\ E_\eta}{Ref\ E\eta}}\right) \times 100\%$$

โดย

$$COGEN\ H_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{69,729.13}{245,518.60} = 28.40\%$$

$$COGEN\ E_\eta = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{93,594.50}{245,518.60} = 38.12\%$$

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{28.40}{85} + \frac{38.12}{45}}\right) \times 100\%$$

$$= 15.34\ \%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 15.34 %

ตัวอย่างที่ 9 **จากตัวอย่างที่ 8 ในกรณีที่โรงไฟฟ้า COGENERATION ข้างต้น ไม่มีการนำความร้อน q_2 มาใช้ประโยชน์ ค่า PES จะเปลี่ยนแปลงลดลง ดังแสดงในตัวอย่างนี้**

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

$$f_{COGEN} = f_1 + f_2 - f_{non-COGEN,q} = 222,665.60 + 32,853.00 - 0 = 255,518.60\,MWh$$

$$p = p_1 + p_2 = 69,807.75 + 23,786.75 = 93,594.50\ MWh$$

$$q_{COGEN} = q_1 - q_{non-COGEN} = 62,589.67 - 0 = 62,589.67\ MWh$$

ขั้นตอนที่ 2: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวม

$$\eta = \frac{p+q}{f} = \frac{93,594.5 + 62,589.67}{255,518.60} = 61.12\% \quad \text{(ลดลง)}$$

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณค่า PES

$$\text{PES}(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_\eta}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_\eta}{\text{Ref E}\eta}} \right) \times 100\%$$

โดย

$$\text{COGEN H}_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{62,589.67}{255,518.60} = 24.50\%$$

$$\text{COGEN E}_\eta = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{93,594.50}{255,518.60} = 36.63\%$$

PES รวมของระบบ คือ

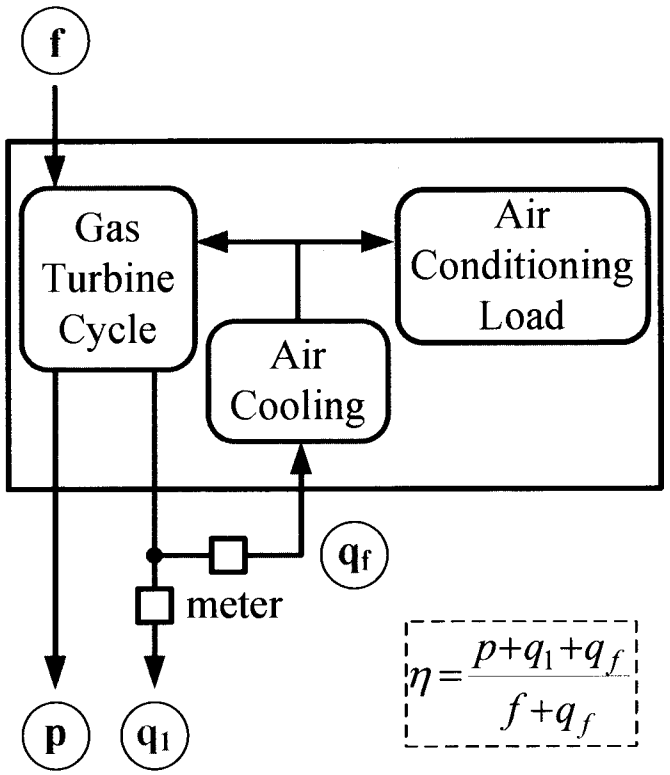
$$\text{PES}(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{24.50}{85} + \frac{36.63}{45}} \right) \times 100\%$$

= 9.27 %

ค่า PES ที่ได้คือ 9.27 %

ตัวอย่างที่ 10 การใช้ประโยชน์จากความร้อนเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบผลิตไฟฟ้า

จากตัวอย่างที่ 8 ในกรณีที่โรงไฟฟ้า COGENERATION ข้างต้นนำเอาความร้อน q_1 บางส่วนมาใช้ประโยชน์ในกระบวนการเสริม (โดยอ้อม) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบผลิตไฟฟ้า โดยนำเอาความร้อนมาใช้ในระบบผลิตความเย็น เพื่อจ่ายให้กับภาระความเย็นในโรงไฟฟ้า เช่น ศูนย์ควบคุมของโรงไฟฟ้า ห้องรีเลย์และระบบป้องกัน ห้องคอมพิวเตอร์ เป็นต้น แทนการใช้ระบบผลิตความเย็นที่ใช้พลังงานไฟฟ้า หรือ ในกรณีที่โรงไฟฟ้า COGENERATION นำเอาความร้อน q_1 บางส่วน มาใช้เพื่อประโยชน์ในกระบวนการเสริม (โดยอ้อม) เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยนำเอาความร้อนมาใช้ในระบบผลิตความเย็น โดยใช้ในการลดอุณหภูมิอากาศขาเข้า ดังแสดงในรูปที่ ก.10 ซึ่งเป็นการนำความร้อนกลับมาใช้ในระบบทำความเย็น **ไม่ใช่นำกลับมาใช้ผลิตไฟฟ้าโดยตรง** กรณีนี้ อนุโลมให้คิดปริมาณความร้อนในส่วนนี้เป็นส่วนหนึ่งของความร้อนที่ถูกนำไปใช้ประโยชน์ได้ รวมทั้งให้คิดเป็นส่วนหนึ่งของความร้อนของเชื้อเพลิงป้อนเข้าในกระบวนการ COGENERATION ในปริมาณที่เท่ากันด้วย ดังแสดงในการคำนวณด้านล่างนี้



รูปที่ ก.10 การนำความร้อนบางส่วน (q_f) กลับมาใช้ประโยชน์ในระบบทำความเย็น

สมมุติให้ปริมาณความร้อนที่ถูกนำกลับมาใช้ในระบบทำความเย็นแทนด้วยสัญลักษณ์ q_f มีค่าเท่ากับ 2,000 MWh (12.39 % ของ q_2 ในตัวอย่างที่ 8) และให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มสูงขึ้นเป็น 1.05 เท่าของประสิทธิภาพค่าเดิม ส่งผลให้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากปริมาณเชื้อเพลิงเท่าเดิม มีค่าเพิ่มสูงขึ้นเป็น p_1 = 73,298.14 MWh และ p_2 = 24,976.09 MWh ตามลำดับ

ขั้นตอนที่ 1: หาพลังงานขาเข้าและพลังงานขาออก

$$f_{COGEN} = f_1 + f_2 + q_f - f_{non-COGEN.q} = 222,665.6 + 32,853 + 2000 - 0 = 257,518.6\,MWh$$
$$p = p_1 + p_2 = 73,298.14 + 24,976.09 = 98,274.23\ MWh$$
$$q_{COGEN} = q_1 + q_f - q_{non-COGEN} = 62,589.67 + 2,000.00 - 0 = 64,589.67\ MWh$$

ขั้นตอนที่ 2: คำนวณประสิทธิภาพโดยรวม

$$\eta = \frac{p+q}{f} = \frac{98,274.23 + 64,589.67}{257,518.60} = 63.24\%$$ (เพิ่มขึ้นจากตัวอย่างที่ 9)

ขั้นตอนที่ 3: คำนวณค่า PES

ค่า PES ของระบบคำนวณได้ตามสูตร ดังนี้:

$$\text{PES}(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGEN H}_\eta}{\text{Ref H}\eta} + \frac{\text{COGEN E}_\eta}{\text{Ref E}\eta}}\right) \times 100\%$$

โดย

$$\text{COGEN H}_\eta = \frac{q_{COGEN}}{f_{COGEN}} = \frac{64,589.57}{257,518.60} = 25.08\%$$

$$\text{COGEN E}_\eta = \frac{p}{f_{COGEN}} = \frac{98,274.23}{257,518.60} = 38.16\%$$

PES รวมของระบบ คือ

$$\text{PES}(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{25.08}{85} + \frac{38.16}{45}}\right) \times 100\%$$

$$\text{PES}(\%) = 12.52\%$$

ค่า PES ที่ได้คือ 12.52 % (เพิ่มขึ้นจากตัวอย่างที่ 9)

ข. แบบแสดงตารางการประเมินค่า PES รายเดือนและรายปี

ตั้งแต่เดือน_____พ.ศ._____ ถึงเดือน_____พ.ศ._____ เทคโนโลยีที่ใช้ (โปรดระบุ) :_____

ชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ _____ ระบุหน่วยซื้อขายไฟฟ้า_____ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิง_____ (ระบุหน่วยให้ชัดเจนด้วย)

เดือน	(1)	(2)***	(3)	(4)***				(5)	(6)	(7)	(8)
	ปริมาณเชื้อเพลิง	f	p	q_1	q_2	q_3	q (รวม)	COGEN E_η	COGEN H_η	η	PES.
	(ระบุหน่วยซื้อขาย)	MWh	MWh	MWh				$\frac{p}{f}\times 100\%$	$\frac{q}{f}\times 100\%$	$\frac{q+p}{f}\times 100\%$	$\left(1-\frac{1}{\frac{COGENH_\eta}{(RefH_\eta)}+\frac{COGENE_\eta}{(RefE_\eta)}}\right)\times 100\%$
มกราคม											
กุมภาพันธ์											
มีนาคม											
ไตรมาสที่1* (รวม)											
เมษายน											
พฤษภาคม											
มิถุนายน											
ไตรมาสที่2* (รวม)											

เดือน	(1)	(2)***	(3)	(4)***				(5)	(6)	(7)	(8)
	ปริมาณเชื้อเพลิง	f	p	q_1	q_2	q_3	q (รวม)	COGEN E_η	COGEN H_η	η	PES.
	(ระบุหน่วยซื้อขาย)	MWh	MWh	MWh				$\frac{p}{f} \times 100\%$	$\frac{q}{f} \times 100\%$	$\frac{q+p}{f} \times 100\%$	$\left(1 - \frac{1}{\frac{COGENH_\eta}{(Ref\,H_\eta)} + \frac{COGENE_\eta}{(Ref\,E_\eta)}}\right) \times 100\%$
กรกฎาคม											
สิงหาคม											
กันยายน											
ไตรมาสที่3* (รวม)											
ตุลาคม											
พฤศจิกายน											
ธันวาคม											
ไตรมาสที่4* (รวม)											
รวมทั้งปี**											

* (1) ถึง (4) คำนวณโดยรวมค่าพลังงาน 3 เดือนของไตรมาสนั้น ส่วน (5) ถึง (8) คำนวณตามสูตรปกติ

** (1) ถึง (4) คำนวณโดยรวมค่าพลังงานทั้ง 12 เดือน ส่วน (5) ถึง (8) คำนวณตามสูตรปกติ

*** (2) คิดเฉพาะที่ใช้ในกระบวนการ COGENERATION เท่านั้น

*** (4) แจกแจงปริมาณความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ในแต่ละจุด พร้อมทั้งหาผลรวม โดยคิดเฉพาะความร้อนที่ได้จากการผลิตในกระบวนการ COGENERATION เท่านั้น

รายงานปริมาณการใช้เชื้อเพลิงประจำเดือน

Month of ..... / Year of .....

Energy Input

Fuel Input [1/]			Electrical Energy Input [2/]		Thermal Energy Input [3/]			
Type	Quantity (ton, Litre)	Average LHV [4/] (kCal/kg)	Supplier Name	kWh/month	Supplier Name	Ton/month	Bar (abs.)	°C
Primary Fuel								
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
Secondary Fuel								
1								
2								
3								

หมายเหตุ : [1/] Fuel Input หมายถึง เชื้อเพลิงทุกรูปแบบทั้งหมดที่บริษัทฯใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า และหรือกระบวนการอุณหภาพ

[2/] Electrical Energy Input หมายถึง ไฟฟ้าที่บริษัทฯ ซื้อจาก External source ทั้งหมด

[3/] Thermal Energy Input หมายถึง พลังงานความร้อนทุกสถานะที่บริษัทฯ นำเข้ามาในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและ/หรือกระบวนการอุณหภาพ

[4/] Avg.LHV = Average Lower Heating Value ของเชื้อเพลิง

Certified by

(.....)

Position

Energy Output

Electrical Energy Output [1/]		Thermal Energy Output [2/]			
Customer Name	MWh	Customer Name	Ton/month	Bar (abs.)	^{o}C
1		1			
2		2			
3		3			
4		4			
5		5			
6		6			
7		7			
8		8			
9		9			
10		10			

Gross Generation MWh / month

Station Service [3/] MWh / month

Net Generation [4/] MWh / month

หมายเหตุ : [1/] Electric Energy Output หมายถึง ไฟฟ้าทุกระดับแรงดันที่บริษัทฯ นำไปใช้เอง และจำหน่ายให้ลูกค้า

[2/] Thermal Energy Output หมายถึง พลังงานความร้อนทุกสถานะที่บริษัทฯ นำไปใช้เอง และจำหน่ายให้ลูกค้า

[3/] Station Service หมายถึง ไฟฟ้าส่วนที่ใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้า

[4/] Net Generation หมายถึง Gross Generation ลบ Station Service

Certified by

(.....)

Position

คำอธิบาย:

f คือ พลังงานปฐมภูมิที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการ COGENERATION (หน่วยเป็น MWh)

p คือ พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้า COGENERATION (หน่วยเป็น MWh)

q คือ พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ ที่ได้จากกระบวนการ COGENERATION (หน่วยเป็น MWh)

Ref E_η คือ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าอ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (ดูตารางด้านล่างประกอบ)

Ref H_η คือ ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานความร้อนเพียงอย่างเดียว (ดูตารางด้านล่างประกอบ)

ตารางแสดงค่า Ref E_η **และ** Ref H_η **แยกตามชนิดของเชื้อเพลิง**

ชนิดของเชื้อเพลิง	Ref E_η	Ref H_η
ก๊าซธรรมชาติ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

COGEN E_η คือ ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า COGENERATION:

$$\text{COGEN } E_\eta = \frac{p}{f} \times 100\%$$

COGEN H_η คือ ประสิทธิภาพการนำความร้อนจากกระบวนการ COGENERATION ไปใช้ประโยชน์:

$$\text{COGEN } H_\eta = \frac{q}{f} \times 100\%$$

η คือ ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานร่วม :

$$\eta = \left(\frac{p+q}{f} \right) \times 100\%$$

PES คือ Primary Energy Savings คำนวณจากสมการ :

$$\text{PES.} = \left(1 - \frac{1}{\frac{\text{COGENH}_\eta}{(\text{Ref H}_\eta)} + \frac{\text{COGENE}_\eta}{(\text{Ref E}_\eta)}} \right) \times 100\%$$

ค. คุณสมบัติของเครื่องมือวัด

ค.1 การวัดปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิง

การวัดปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ ให้ใช้เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัดตามชนิดของเชื้อเพลิง ดังนี้

1. เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ

เพื่อวัดปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่ใช้สำหรับโรงไฟฟ้า เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัดต้องมีส่วนประกอบติดตั้งอย่างน้อย ได้แก่

ส่วนประกอบติดตั้งอย่างน้อย

- Flow Transmitter
- Pressure Transmitter
- Temperature Transmitter
- Remote Converter
- LCD Display
- Connection Cable and Junction Box
- Remote Signal and Remote Reading
- Data Logger

คุณสมบัติเครื่องมือวัด

Remote Signal	Digital and Analog output
Output Signal of Instantaneous Flow Rate	4-20 mA ต่อ Input Signal ในหน่วย ลบ. ฟุต ต่อชั่วโมง หรือเป็นไปตามข้อตกลงกับผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ
Type of Display	Rate and Rate Total หรือเป็นไปตามข้อตกลงกับผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ
Remote Display	6 Digits for Rate and 8 Digits for Total หรือเป็นไปตามข้อตกลงกับผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ

2. เชื้อเพลิงถ่านหิน และ/หรือ เชื้อเพลิงชีวมวล

เครื่องมือวัดหรืออุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัดต้องมีส่วนประกอบติดตั้งอย่างน้อย ได้แก่

ส่วนประกอบติดตั้งอย่างน้อย

- Load Detection Unit
- Calibration Weight
- Load cell /Strain Gauge / X –Ray
- Speed Detector
- Integrator
- Meter
- Carrier Roller
- Connection Cable and Junction Box
- Remote Signal and Remote Reading
- Data Logger

คุณสมบัติเครื่องมือวัด

Belt Speed	ตามความเหมาะสม
Display of Integrated Value	9 Digits Minimum Graduation: 0.1 kg
Integrated Pulse Signal	Two channels
Output Signal of Instantaneous Flow Rate	4-20 mA ต่อ Input Signal ในหน่วยตันต่อชั่วโมง

ค.2 การวัดปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้า

การวัดปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นอกจากการผลิตไฟฟ้า ให้ใช้เครื่องมือวัดและอุปกรณ์ประกอบเครื่องมือวัด ตามรูปแบบหรือชนิดของพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์นั้น กล่าวคือ

1. มาตรวัดไอน้ำ

มาตรวัดไอน้ำกำหนดให้ใช้ Flow Meter ที่ทำการติดตั้งจะต้องสามารถบันทึกค่าอัตรา หรือปริมาณการไหล อุณหภูมิ ความดัน และ Enthalpy ของของไหลได้

ส่วนประกอบติดตั้งอย่างน้อย

- Flow Transmitter
- Pressure Transmitter
- Temperature Transmitter
- Remote Converter
- LCD Display
- Connection Cable and Junction Box
- Remote Signal and Remote Reading
- Data Logger

คุณสมบัติเครื่องมือวัด

Measuring Flow Rate	ตามความเหมาะสม
Process Pressure	ตามความเหมาะสม
Remote Signal	Digital and Analog Output
Output Signal of Instantaneous Flow Rate	4-20 mA ต่อ Input Signal ในหน่วยตันต่อชั่วโมง
Type of Display	Rate and Rate Total
Remote Display	6 Digits for Rate and 8 Digits for Total

ง. ขั้นตอนการตรวจวัดเพื่อประเมินค่า PES

ในการตรวจวัดสำหรับคำนวณค่า PES นี้ จะดำเนินการอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง โดยมีแนวทางปฏิบัติแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ ขั้นตอนการตรวจวัดก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า และขั้นตอนการตรวจวัดประจำปีหรือเมื่อคู่สัญญาร้องขอ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. ขั้นตอนการตรวจวัดก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่งแบบ Designed Drawing และแสดงการคำนวณค่า PES ให้กับหน่วยงานกลางก่อนดำเนินการก่อสร้าง เพื่อตรวจสอบและรับรองผลการออกแบบและติดตั้ง โดยแบบการ Designed Drawing ควรแสดงรายละเอียดของเครื่องมือวัด เช่น คุณสมบัติ จุดวัดปริมาณเชื้อเพลิง ไฟฟ้าและความร้อน เป็นต้น

1.2 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่งแบบ Piping & Instrument Diagram (P&ID) แบบ Designed Heat Balance Diagram แบบ Final Drawing for Construction และรายละเอียดอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ให้กับหน่วยงานกลาง ไม่น้อยกว่า 60 วัน ก่อนวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (COD) เพื่อใช้ในการคำนวณค่าสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมด (5%) และให้ส่ง Final Drawing for Construction + Mark Up ภายใน 15 วัน หลังวัน COD

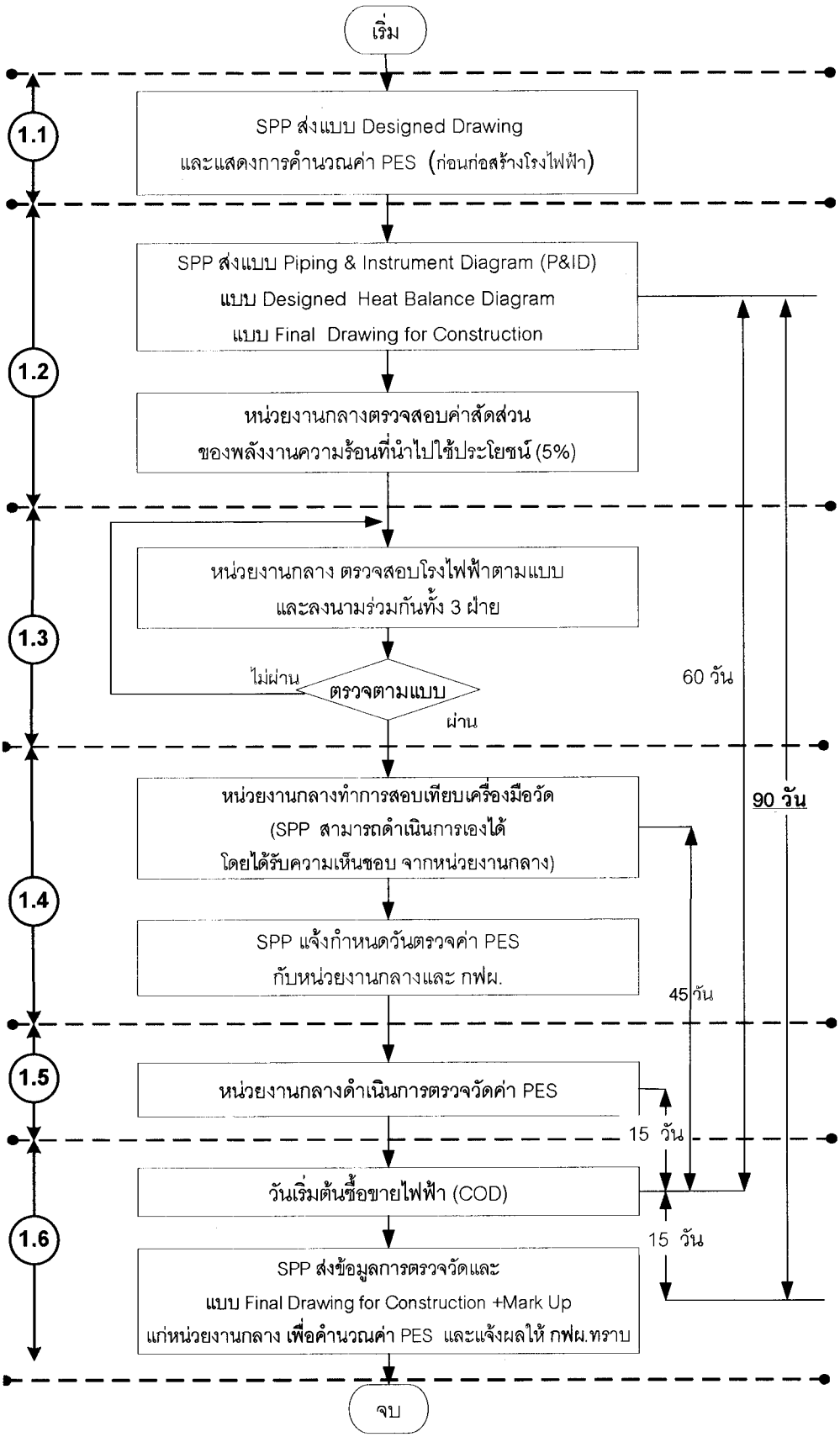
1.3 หน่วยงานกลาง ตรวจสอบโรงไฟฟ้า ตามแบบ P&ID และแบบ Designed Heat Balance Diagram เครื่องมือวัด จุดวัดปริมาณเชื้อเพลิง ไฟฟ้า และความร้อนตามแบบ Designed Drawing ตามข้อ 1.2 พร้อมถ่ายรูปไว้เป็นหลักฐานและลงนามรับรองพร้อมกันทั้ง 3 ฝ่าย

1.4 หน่วยงานกลางดำเนินการสอบเทียบเครื่องมือวัด โดยการสอบเทียบเครื่องมือวัดนั้นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถดำเนินการเองได้ โดยหน่วยงานสอบเทียบต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลาง และให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแจ้งกำหนดวันตรวจวัดค่า PES กับหน่วยงานกลางและ กฟผ. ไม่น้อยกว่า 45 วัน ก่อน COD

1.5 หน่วยงานกลางดำเนินการตรวจวัดค่า PES ในช่วงการทดสอบการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าตามสัญญา (Trial Run) และเป็นการเดินเครื่องตามการสั่งการของ กฟผ. โดยต้องแจ้งให้ กฟผ. ทราบล่วงหน้าภายใน 15 วันก่อน COD

1.6 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่งข้อมูลการตรวจวัดจาก Data Logger ได้แก่ ข้อมูลพลังงานไฟฟ้า เชื้อเพลิงหลัก เชื้อเพลิงเสริม รวมทั้งพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ และพารามิเตอร์ที่ใช้คำนวณค่า PES เพื่อให้หน่วยงานกลางใช้คำนวณค่า PES และแจ้งผลพร้อมทั้งข้อมูลดังกล่าว จากหน่วยงานกลางมาแสดงต่อกฟผ.ทราบภายใน 15 วันหลัง COD จึงจะได้รับค่า FS โดยข้อมูลการตรวจวัดดังกล่าวต้องมีปริมาณข้อมูลระยะเวลา 2 ชั่วโมงในช่วงเวลา Peak และปริมาณข้อมูล 1 ชั่วโมงในช่วงเวลา Off-Peak และลงนามรับรองร่วมกันทั้ง 3 ฝ่าย

ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนการตรวจวัดก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า



รูปที่ ง.1 ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนการตรวจวัดก่อนเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า

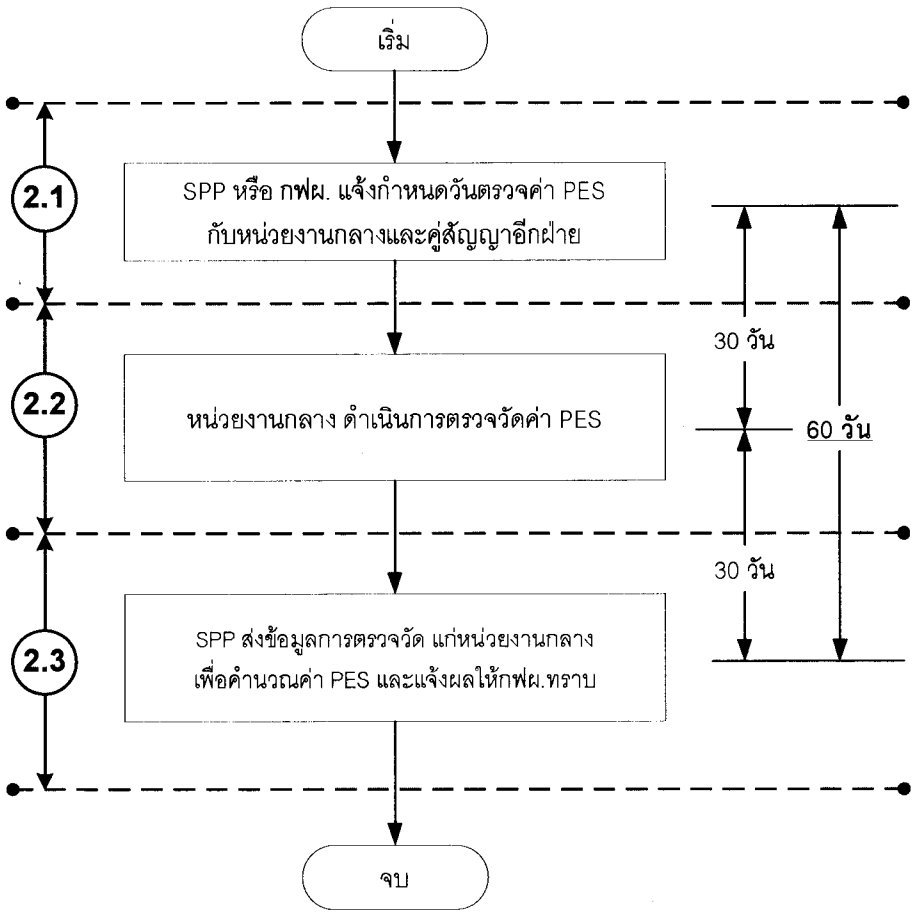
2. ขั้นตอนการตรวจวัด PES ประจำปีหรือเมื่อคู่สัญญาร้องขอ

2.1 หน่วยงานกลางดำเนินการสอบเทียบเครื่องมือวัดโดยการสอบเทียบเครื่องมือวัดนั้นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถดำเนินการเองได้ โดยหน่วยงานสอบเทียบต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกลาง และให้ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหรือ กฟผ. แจ้งกำหนดวัดตรวจค่า PES กับหน่วยงานกลางและคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งไม่น้อยกว่า 30 วันก่อนวันดำเนินการตรวจวัดค่า PES

2.2 หน่วยงานกลางดำเนินการตรวจวัดค่า PES ตามที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กหรือ กฟผ. ร้องขอ

2.3 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่งข้อมูลการตรวจวัดจาก Data Logger ได้แก่ ข้อมูลพลังงานไฟฟ้า เชื้อเพลิงหลัก เชื้อเพลิงเสริม รวมทั้งพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ และพารามิเตอร์ที่ใช้คำนวณค่า PES เพื่อให้หน่วยงานกลางใช้คำนวณค่า PES และแจ้งผลพร้อมทั้งข้อมูลดังกล่าว จากหน่วยงานกลางมาให้กฟผ.ทราบ โดยข้อมูลการตรวจวัดดังกล่าวต้องมีปริมาณข้อมูลระยะเวลา 2 ชั่วโมงในช่วงเวลา Peak และปริมาณข้อมูล 1 ชั่วโมงในช่วงเวลา Off-Peak และลงนามรับรองร่วมกันทั้ง 3 ฝ่าย

ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนการตรวจวัดประจำปีหรือเมื่อคู่สัญญาร้องขอ



รูปที่ ง.2 ไดอะแกรมแสดงขั้นตอนการตรวจวัดประจำปีหรือเมื่อคู่สัญญาร้องขอ