กรมโรงงานอุตสาหกรรม
DEPARTMENT OF INDUSTRIAL WORKS

การนำตะกอนน้ำเสียมาเผาไหม้ร่วมกับถ่านหินในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

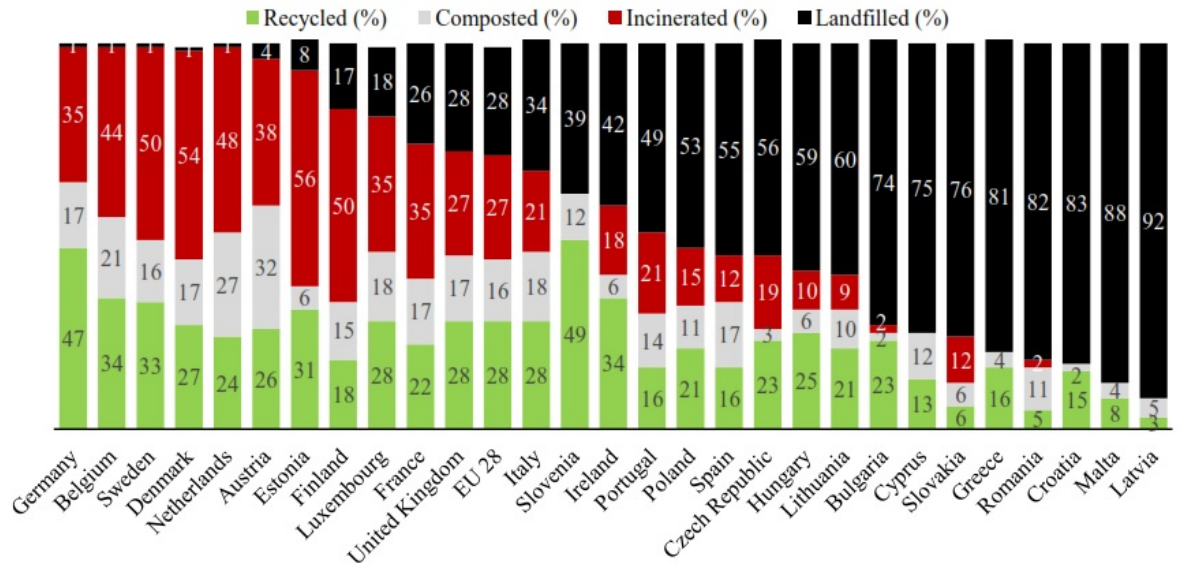
นางสาวธิดาทิพย์ จินากูล
วิศวกรชำนาญการ
กองบริการงานอนุญาตโรงงาน 2 กรมโรงงานอุตสาหกรรม

บทคัดย่อ

การจัดการตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียโดยปกติจะต้องนำไปฝังกลบอย่างเหมาะสม ซึ่งกลุ่มประเทศในสหภาพยุโรปมีความพยายามที่จะลดปริมาณของขยะที่ต้องนำไปฝังกลบ โดยวิธีการที่นิยมใช้คือการนำไปเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เนื่องจากตะกอนน้ำเสียที่แห้งแล้วมีสมบัติด้านความร้อนที่ดีเทียบเท่ากับถ่านหินสีน้ำตาล (brown coal) นอกจากจะได้พลังงานจากการเผาไหม้แล้วยังช่วยลดปริมาณขยะที่ต้องนำไปฝังกลบได้อีกทางหนึ่งด้วย โดยประเทศสโลวีเนียได้กำหนดให้นำตะกอนน้ำเสียมาเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าได้ในปริมาณไม่เกิน 5% ในรายงานสัมมนานี้ได้ศึกษางานวิจัยเกี่ยวกับการนำตะกอนจากการบำบัดน้ำเสียมาเผาไหม้ร่วมกับถ่านหินในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนของประเทศสโลวีเนีย โดยการจำลองการผลิตไฟฟ้าเมื่อใช้ตะกอนน้ำเสียที่มีความชื้น 60% ในปริมาณที่แตกต่างกัน พบว่าการใช้ตะกอนน้ำเสียในปริมาณ 5% ของปริมาณความร้อนที่โรงไฟฟ้าต้องการ จะผลิตไฟฟ้าได้ 110.3 เมกะวัตต์ ในกรณีที่ใช้ถ่านหินเพียงอย่างเดียวจะผลิตไฟฟ้าได้ 111.6 เมกะวัตต์ และการวิเคราะห์องค์ประกอบของก๊าซเสียพบว่าปริมาณออกไซด์ของซัลเฟอร์ (SO_x) จะลดลง เมื่ออัตราส่วนของตะกอนน้ำเสียที่ใช้เผาไหม้ร่วมกับถ่านหินเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) จะเพิ่มขึ้น รวมถึงปริมาณของโลหะหนักเป็นพิษ เช่น ตะกั่ว (Pb) ปรอท (Hg) และแคดเมียม (Cd) ก็มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามปริมาณของตะกอนน้ำเสียที่เพิ่มขึ้นแต่ยังคงไม่เกินค่ามาตรฐานที่กำหนด และเมื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินพบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) มีแนวโน้มสูงขึ้นเมื่อปริมาณของตะกอนน้ำเสียที่ใช้เพิ่มมากขึ้น ทั้งนี้เนื่องมาจากรายรับที่ได้จากการกำจัดตะกอนน้ำเสีย และปริมาณของถ่านหินที่ต้องใช้ลดลง

ที่มาและความสำคัญ

สถานการณ์การจัดการขยะในสหภาพยุโรป : สหภาพยุโรปให้ความสนใจในเรื่องของการจัดการขยะ เนื่องจากขยะจัดเป็นปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมอย่างหนึ่ง ดังนั้นการหาแนวทางเพื่อจัดการกับขยะที่มีปริมาณเพิ่มมากขึ้นเรื่อย ๆ จึงเป็นเรื่องที่สำคัญ ปัจจุบันสหภาพยุโรปมีวิธีจัดการกับขยะหลายแนวทางเพื่อความเหมาะขึ้นอยู่กับชนิด ลักษณะ และคุณสมบัติของขยะที่แตกต่างกันออกไป โดยปกติจะนำไปรีไซเคิล (recycled) หมักเพื่อทำปุ๋ยหรือสารปรับปรุงดิน (composted) เผาทำลาย (incineration) หรือเผาเพื่อนำพลังงานมาใช้ (energy recovery) และขยะที่ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้และจะถูกนำไปฝังกลบ (landfill) ปัจจุบันนี้ส่วนใหญ่จะนำไปฝังกลบ 28.4% ซึ่งใกล้เคียงกับการนำกลับไปใช้ประโยชน์ใหม่คือ 28.2% โดยที่การนำไปเผาทำลายและเพื่อผลิตพลังงานจะอยู่ที่ 27.3% และนำกลับไปใช้ประโยชน์ทางการเกษตรโดยการหมักเพื่อทำเป็นปุ๋ยหรือผลิตสารปรับปรุงดิน 16.1% ในขณะที่ประเทศสโลวีเนียมีการนำขยะไปรีไซเคิลในปริมาณสูงถึง 49% หมักเพื่อทำปุ๋ยหรือสารปรับปรุงดิน 12% และฝังกลบ 39% โดยสัดส่วนการจัดการขยะของกลุ่มประเทศในสหภาพยุโรปแสดงดังรูปที่ 1



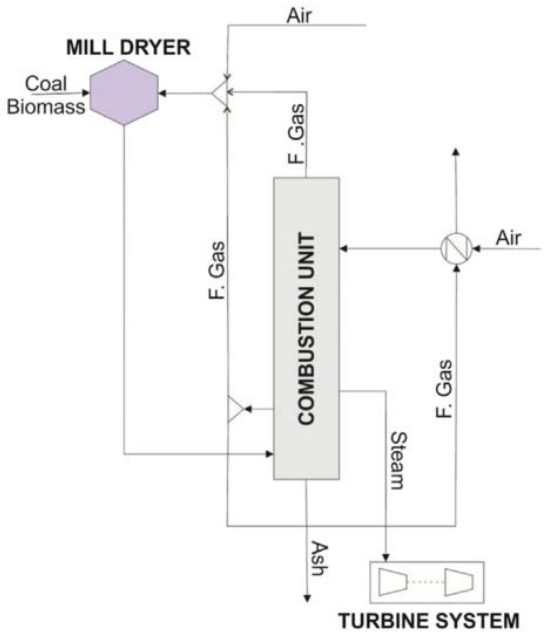
รูปที่ 1 การจัดการขยะของกลุ่มประเทศในสหภาพยุโรป (2014)

การใช้ประโยชน์จากตะกอนน้ำเสียในประเทศสโลวีเนีย : การบำบัดน้ำเสียจากชุมชนนอกจากจะได้น้ำที่ผ่านการบำบัดเรียบร้อยแล้วยังมีตะกอนที่เป็นของแข็งซึ่งต้องนำไปกำจัดต่อด้วยวิธีการที่เหมาะสม โดยปกติจะนำไปฝังในพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้แล้วทำการกลบด้วยชั้นดิน (landfill) ซึ่งกลุ่มประเทศในสหภาพยุโรป รวมทั้งประเทศสโลวีเนียมีความพยายามที่จะลดปริมาณของขยะที่ต้องนำไปฝังกลบ โดยวิธีการที่นิยมใช้คือการนำไปเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงฟอสซิลในโรงไฟฟ้าพลังความร้อน เนื่องจากตะกอนน้ำเสียที่แห้งแล้วจะมีค่าความร้อนที่ดีเทียบเท่ากับถ่านหินสีน้ำตาล (brown coal) นอกจากจะได้พลังงานจากการเผาไหม้แล้วยังช่วยลดปริมาณขยะที่ต้องนำไปฝังกลบได้อีกทางหนึ่งด้วย ซึ่งประเทศสโลวีเนียก็ได้กำหนดให้ใช้ตะกอนจากการบำบัดน้ำเสียของชุมชนมาเผาไหม้ร่วมกับเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในปริมาณไม่เกิน 5% ของพลังงานความร้อนสุทธิที่โรงไฟฟ้านั้นต้องการ (net heat input) โดยนอกจากจะมีเป้าหมายเพื่อลดปริมาณของขยะที่จะต้องฝังกลบและเพื่อการผลิตไฟฟ้าแล้ว การใช้ความร้อนในการเผาขยะยังช่วยฆ่าเชื้อโรคที่ปะปนอยู่ในขยะชุมชนได้ด้วย

การผลิตไฟฟ้าจากการเผาไหม้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

การจำลองระบบการเผาไหม้ของโรงไฟฟ้าในประเทศสโลวีเนียของรายงานนี้ เริ่มต้นด้วยการป้อนตะกอนที่มีความชื้นเริ่มต้นร้อยละ 60 ในปริมาณตั้งแต่ร้อยละ 1 ถึง 5 ของปริมาณความร้อนสุทธิที่ต้องป้อนให้แก่โรงไฟฟ้า (net heat input) ซึ่งเท่ากับ 334 MW ผสมกับถ่านหินและอบไล่ความชื้นออกจากเชื้อเพลิงที่ mill dryer ซึ่งจะมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 450°C - 500°C โดยใช้ก๊าซเสีย (flue gas) จากห้องเผาไหม้ (ด้านบนอุณหภูมิ 875°C และด้านล่าง 290°C) ผสมกับอากาศจากภายนอก เมื่อผ่านการอบไล่ความชื้นแล้วตะกอนจะมีความชื้นลดลงเหลือ 3% และได้เชื้อเพลิงผสมที่มีอุณหภูมิประมาณ 210°C เพื่อป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ และอากาศจากภายนอกที่ป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้จะถูกเพิ่มอุณหภูมิ (preheat) โดยก๊าซเสียจากด้านล่างห้องเผาไหม้ (อุณหภูมิ 290°C) อุณหภูมิของการเผาไหม้อยู่ที่ประมาณ 875°C ซึ่งพลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถูกนำไปเปลี่ยนสถานะน้ำให้กลายเป็นไอที่หม้อไอน้ำ (boiler) และส่งไอน้ำไปยังระบบผลิต

ไฟฟ้าต่อไป แผนผังกระบวนการเผาไหม้แสดงในรูปที่ 2 และองค์ประกอบของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเผาไหม้แสดงในตารางที่ 1



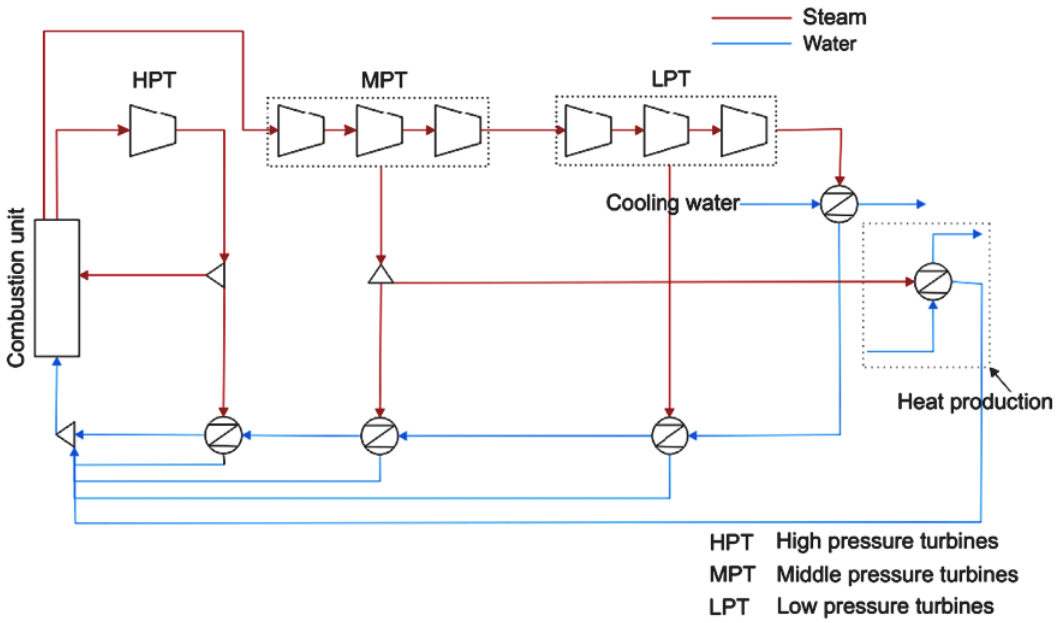
รูปที่ 2 การเผาไหม้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

ตารางที่ 1 องค์ประกอบของตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียชุมชนและถ่านหิน

		biomass	Coal
Proximate analysis (%)	Moisture	60.0	14.2
	Fixed C	9.0	34.7
	Volatiles	20.0	40.5
	Ash	11.0	10.6
Ultimate analysis (%)	Carbon	52.5	56.4
	Hydrogen	6.4	4.4
	Nitrogen	9.2	0.8
	Sulphur	0.8	1.2
	Oxygen	31.1	12.5
Heating value (MJ/kg)		7.16	23.02
Metals content (mg/kg of dry mass)	Ca	70.9	11.9
	Mg	9.2	1.1
	Cr	43.3	0.1
	Hg	1.0	nd
	Cd	1.1	nd
	Pb	53.8	nd

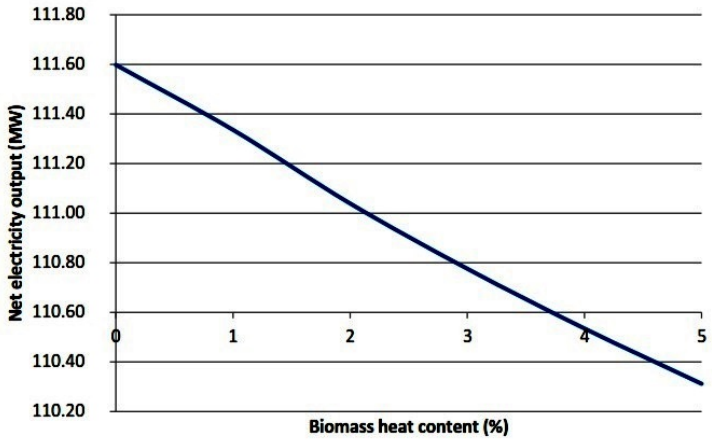
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (steam turbine) ของโรงไฟฟ้าประกอบด้วยชุดกังหันไอน้ำ 3 ระดับแรงดัน คือ High Pressure Turbines (HPT) จำนวน 1 ตัว Middle Pressure Turbines (MPT) จำนวน 3 ตัว และ Low Pressure Turbines (LPT) จำนวน 3 ตัว กระบวนการผลิตไฟฟ้าเริ่มต้นที่ HPT ที่ได้รับไอน้ำแรงดันสูงจากหม้อไอน้ำ เมื่อไอน้ำผ่านออกมาจาก HPT แล้วยังมีความร้อนเหลืออยู่ซึ่งประมาณ 95% จะนำกลับไปรับความร้อนเพื่อส่งไปผลิตไฟฟ้าที่ MPT และ LPT ตามลำดับ โดยที่ไอน้ำบางส่วนประมาณ 5% จะนำไปใช้แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อเพิ่มอุณหภูมิน้ำที่ป้อนเข้าสู่หม้อไอน้ำ

การจำลองการผลิตไฟฟ้าจะกำหนดให้ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำและอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนแต่ละตัวมีค่าคงที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณตะกอนน้ำเสียที่ใช้ รวมถึงอุณหภูมิและความดันในแต่ละกระบวนการก็เป็นไปตามข้อมูลจริงของโรงไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในรายงานนี้ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำของโรงไฟฟ้าแสดงดังรูปที่ 3



รูปที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ

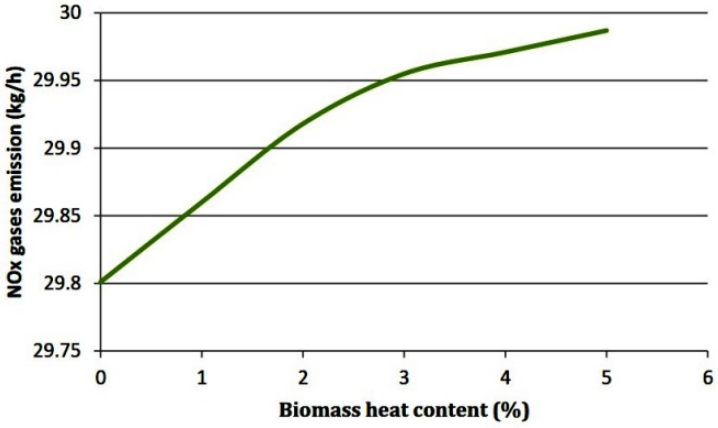
ผลการประเมินปริมาณการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียมาเป็นเชื้อเพลิงร่วมกับถ่านหินในปริมาณต่าง ๆ แสดงในรูปที่ 5 โดยเมื่อเพิ่มปริมาณของตะกอนมากขึ้นพบว่าปริมาณของไฟฟ้าที่ผลิตได้จะลดลงซึ่งก็เป็นไปอย่างที่คาดการณ์ไว้ โดยเมื่อใช้ตะกอนในปริมาณสูงที่สุดคือ 5% จะผลิตไฟฟ้าได้ 110.3 MW ในขณะที่การใช้ถ่านหินเพียงอย่างเดียวจะผลิตไฟฟ้าได้ 111.6 MW ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้านี้จึงลดลงจากเดิมประมาณ 33.4% เหลือ 30.02% เนื่องมาจากองค์ประกอบของเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนไป โดยในตะกอนน้ำเสียมีความชื้นสูงกว่าถ่านหินจึงเกิดการสูญเสียความร้อนไปกับก๊าซเสียมากขึ้น พลังงานที่สามารถนำไปผลิตไฟฟ้าได้จึงน้อยลง



รูปที่ 4 พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

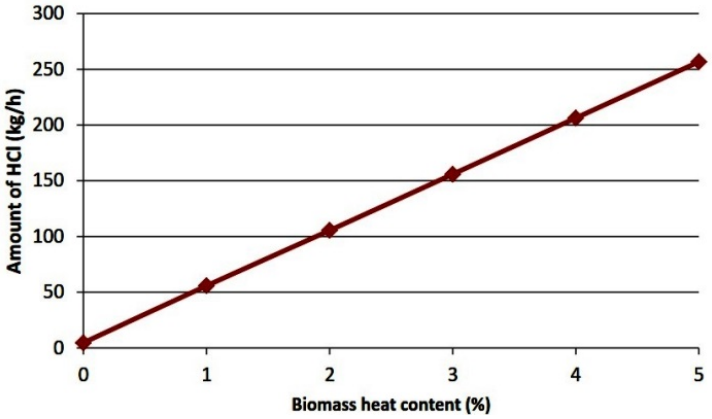
การเพิ่มปริมาณของตะกอนน้ำเสีย ซึ่งทำให้เชื้อเพลิงมีองค์ประกอบที่เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม นอกจากการจะมีผลประทบต่อปริมาณของไฟฟ้าที่ผลิตได้แล้ว ก็ยังมีผลต่อองค์ประกอบของก๊าซเสีย (flue gas) ด้วยเช่นเดียวกัน โดยสิ่งที่น่าเป็นห่วงคือปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) รวมถึงโลหะหนักต่าง ๆ ที่มีแนวโน้มเพิ่มมากขึ้นตามปริมาณตะกอนน้ำเสียที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยปริมาณของ NO_x จะขึ้นอยู่กับปริมาณออกซิเจนส่วนเกิน ซึ่งเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์เพื่อป้องกันการเกิดคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) เนื่องจากคาร์บอนบางส่วนไม่ทำปฏิกิริยากับออกซิเจน

จากรูปที่ 5 จะเห็นว่าปริมาณการเกิด NO_x ในก๊าซเสียจากการประเมินพบว่ามีปริมาณที่สูงขึ้นเมื่อมีการเพิ่มปริมาณตะกอนน้ำเสีย แต่จะเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยลง (ความชันของกราฟลดลง)



รูปที่ 5 ปริมาณ NO_x ที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

คลอรีน (Cl) ในตะกอนน้ำเสียถึงแม้ว่าจะมีปริมาณต่ำกว่าในถ่านหิน แต่เมื่อพิจารณาปริมาณไฮโดรเจน (H) ในตะกอนน้ำเสียนั้นมีมากกว่าถ่านหิน ซึ่งอธิบายได้ว่า H ในตะกอนน้ำเสียจะรวมตัวกับ Cl ในถ่านหิน จึงมีโอกาสเกิดไฮโดรเจนคลอไรด์ (HCl) เพิ่มมากขึ้น โดยปริมาณ HCl สูงสุดอยู่ที่ 256 mg/m^3 เมื่อใช้ตะกอนน้ำเสียในปริมาณ 5% แสดงในรูปที่ 6



รูปที่ 6 ปริมาณ HCl ที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

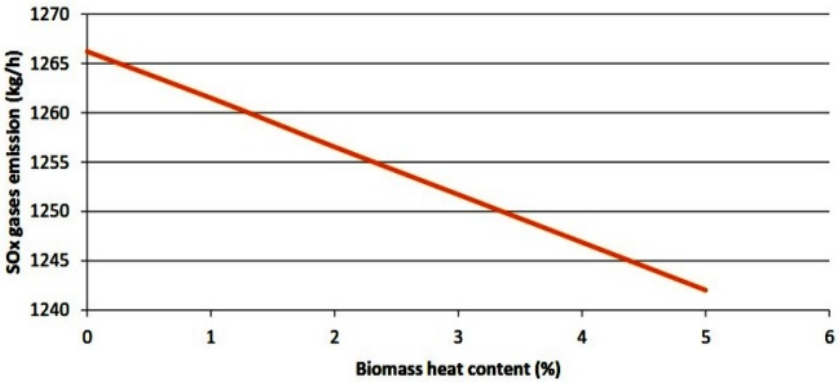
ผลการประเมินทำให้เห็นว่าปริมาณของ HCl ที่จะถูกปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อมมีแนวโน้มที่สูงขึ้น นอกจากจะเป็นก๊าซที่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพแล้วยังเป็นอันตรายต่ออุปกรณ์ในโรงไฟฟ้าด้วย เนื่องจากสามารถกัดกร่อนอุปกรณ์ในระบบผลิตไฟฟ้าหากไม่ได้ออกแบบมาเพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งาน จึงจำเป็นต้องกำจัดออกจากก๊าซเสีย ซึ่งระบบที่เหมาะสมคือ wet scrubbing โดยใช้แคลเซียมไฮดรอกไซด์ ($Ca(OH_2)$) เป็นตัวดักจับ HCl ดังปฏิกิริยา

$$Ca(OH)_2 + 2HCl \rightarrow CaCl_2 + 2H_2O$$

ในทางตรงกันข้ามพบว่า ออกไซด์ของซัลเฟอร์ (SO_x) มีค่าลดลง แสดงในรูปที่ 8 ซึ่งก็เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้ เพราะปริมาณของกำมะถัน (S) ในตะกอนน้ำเสียมีค่าน้อยกว่าในถ่านหิน โดยในโรงไฟฟ้าที่ใช้ศึกษาในครั้งนี้มีระบบ dry scrubbing ทำหน้าที่ดักจับ SO_x อยู่แล้ว ดังปฏิกิริยา

$$Ca(OH)_2 + SO_2 \rightarrow CaSO_3 + H_2O$$

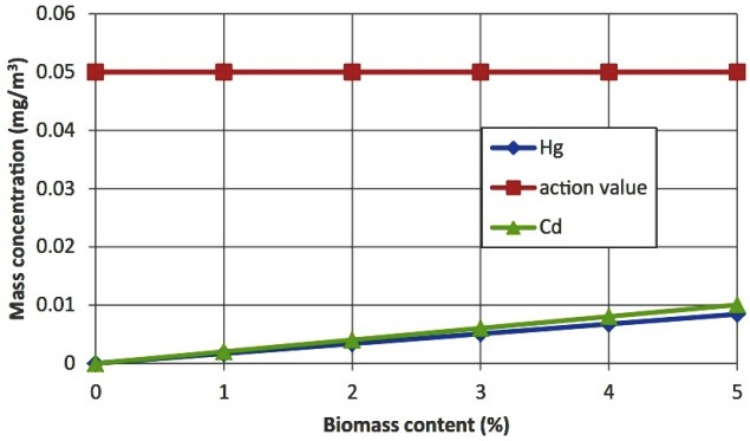
$$Ca(OH)_2 + SO_3 \rightarrow CaSO_4 + H_2O$$



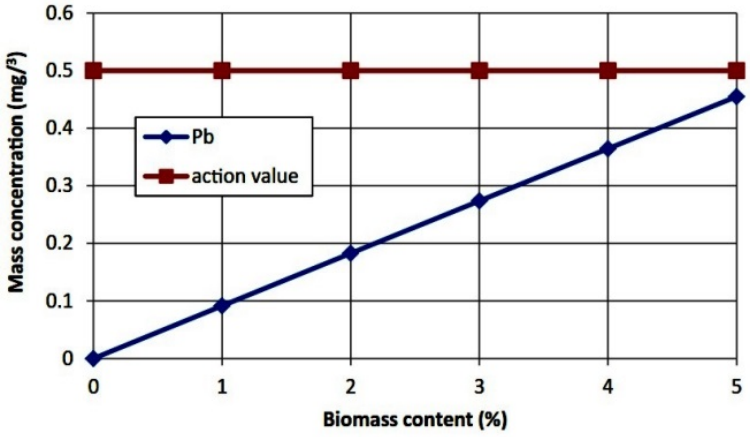
รูปที่ 7 ปริมาณ SO_x ที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

นอกจากก๊าซที่เป็นอันตรายต่าง ๆ แล้ว โลหะหนักก็เป็นส่วนสำคัญที่จำเป็นต้องวิเคราะห์องค์ประกอบในก๊าซเสียด้วยเช่นกัน โดยในการศึกษานี้จะพิจารณาโลหะหนักอันตรายที่สำคัญ 3 ชนิด คือ ปรอท (Hg) แคดเมียม (Cd) และตะกั่ว (Pb) โดยปกติโลหะหนักจะไม่ได้เข้าทำปฏิกิริยาการเผาไหม้ซึ่งส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปของแข็งที่ปนอยู่กับขี้เถ้า และมีบางส่วนที่สามารถปะปนอยู่ในก๊าซเสียได้ แต่ก็จะถูกดักจับไว้ด้วยระบบ wet scrubbing ที่มีอยู่ ซึ่งสามารถลดปริมาณของโลหะหนักได้ถึง 70%

ในการศึกษานี้ได้วิเคราะห์จากสถานการณ์ที่โลหะหนักทั้งหมดที่มีอยู่ในองค์ประกอบของเชื้อเพลิงปะปนอยู่ในก๊าซเสียและออกสู่สิ่งแวดล้อมโดยไม่ได้ถูกดักจับด้วย wet scrubbing system ซึ่งผลการประเมินพบว่าโลหะหนักทั้งสามชนิดมีปริมาณที่เพิ่มมากขึ้นตามปริมาณของตะกอนน้ำเสียที่ใช้ แต่ยังคงไม่เกินค่ามาตรฐานที่สหภาพยุโรปกำหนด แสดงดังรูปที่ 8 และ 9



รูปที่ 8 ปริมาณ Hg และ Cd ที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน



รูปที่ 9 ปริมาณ Pb ที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

การศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนในการนำตะกอนน้ำเสียจากระบบบำบัดน้ำเสียชุมชนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับถ่านหินโดยใช้วิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV) โดยจะประเมินเปรียบเทียบกับกรณีที่โรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงถ่านหินอย่างเดียว ซึ่ง NPV ของการศึกษานี้แสดงดังสมการ

$$\Delta NPV = -\Delta I_{tot} + \Delta C_a \frac{(1+p)^n - 1}{p(1+p)^n}$$

I_{tot} คือ เงินลงทุน
C_a คือ รายได้หรือกำไร
p คือ discount rate
n คือ อายุโรงไฟฟ้า

การประเมินค่าใช้จ่ายในการลงทุน (investment costs) จะประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการติดตั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ เพิ่มเติมเพื่อใช้ในการจัดเก็บ ลำเลียง และป้อนตะกอนน้ำเสียเพื่อเป็นเชื้อเพลิงร่วมกับถ่านหิน โดยที่การประเมินต้นทุนจะใช้ข้อมูลของการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle's) เนื่องจากมีความคล้ายคลึงกัน ต้นทุนที่ประเมินได้จะแตกต่างกันตามปริมาณของตะกอนน้ำเสียที่จะใช้ แสดงดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 ประเมินเงินลงทุนที่เกิดขึ้นจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

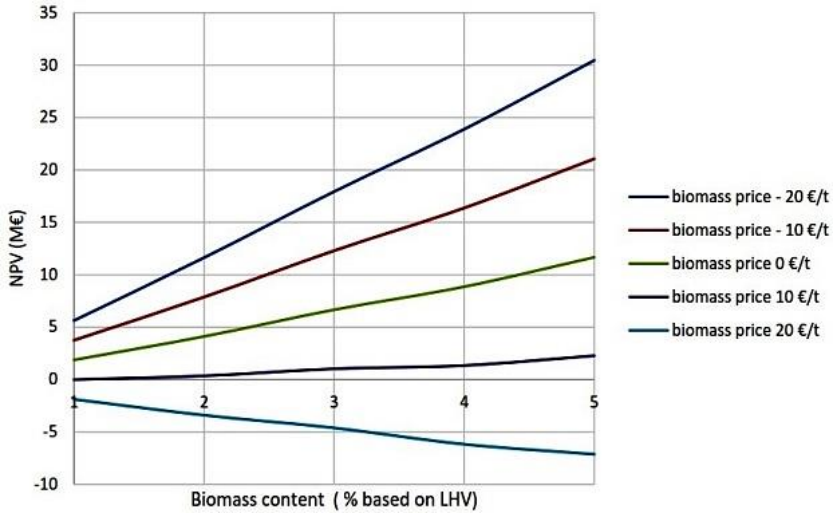
biomass content	kg/h	Price (M€)
1%	1,728	1.289
2%	3,456	2.050
3%	5,183	2.690
4%	6,911	3.826
5%	8,639	4.443

เมื่อวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินการ (operating costs) สิ่งที่มีผลกระทบต่อรายรับและรายจ่ายจากการผลิตไฟฟ้าแบบใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน เทียบกับกรณีที่ใช้ถ่านหินเพียงอย่างเดียว จะประกอบไปด้วยราคาของเชื้อเพลิง (ถ่านหินและตะกอนน้ำเสีย) ปริมาณของแคลเซียมไฮดรอกไซด์ที่ต้องใช้เพิ่มมากขึ้นเพื่อกำจัด HCl ภาษีคาร์บอน (carbon tax) ที่ต้องจ่ายในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบ รวมถึงรายได้จากการขายไฟฟ้าที่ลดลงเนื่องจากผลิตไฟฟ้าได้น้อยลง ซึ่ง การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการจึงต้องประเมินราคาของสิ่งต่าง ๆ ตามที่กล่าวมาข้างต้นก่อน โดยรายละเอียดแสดงไว้ในตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ราคาที่ใช้ในการประเมิน operating costs

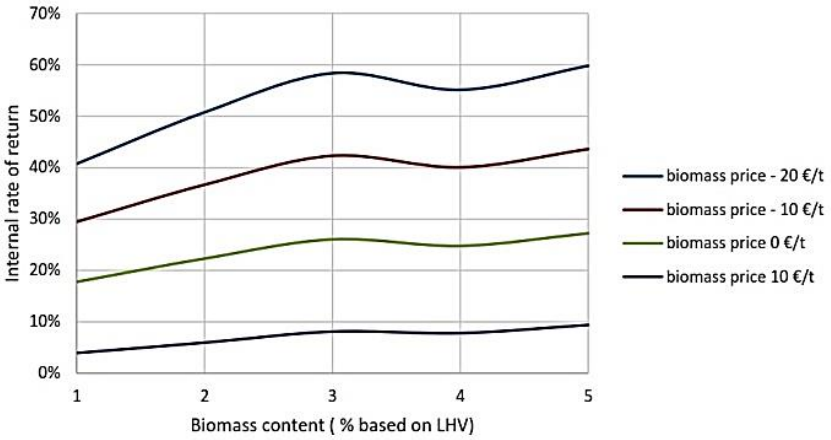
Estimated prices		
coal price	56	€/t
electrical price	54	€/MWh
carbon tax	14	€/t
$Ca(OH)_2$ price	88	€/t

การประเมินนี้จะใช้อัตราลด 4% (discount rate, p) และอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าคิดที่ 20 ปี โดยจะประเมินจากระดับราคาของตะกอนน้ำเสียตั้งแต่การรับกำจัดโดยมีรายได้จากการกำจัดตะกอนน้ำเสียสูงสุดที่ราคา 20 €/t ซึ่งผลการประเมิน NPV พบว่ามีค่าสูงขึ้นเมื่อใช้ปริมาณของตะกอนน้ำเสียเพิ่มขึ้น แต่ในกรณีที่ต้องซื้อตะกอนน้ำเสียมาเป็นเชื้อเพลิงหากมีราคาสูงถึง 20 €/t จะพบว่า NPV ลดลงตามปริมาณของตะกอนน้ำเสียที่ใช้เพิ่มขึ้น ซึ่งถ้าเป็นกรณีนี้ก็ไม่มีความเหมาะสมที่จะใช้ตะกอนน้ำเสียมาเป็นเชื้อเพลิง และ NPV ที่ระดับราคาอื่น ๆ แสดงดังรูปที่ 10



รูปที่ 10 มูลค่าปัจจุบันสุทธิจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

เมื่อวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) พบว่ามีค่าสูงที่สุดอยู่ในช่วงที่มีการใช้ตะกอนในปริมาณ 3% และ 5% แสดงดังรูปที่ 11



รูปที่ 11 อัตราผลตอบแทนภายในจากการใช้ตะกอนน้ำเสียร่วมกับถ่านหิน

จากการประเมินทางการเงินทั้งสองวิธีถึงแม้ว่าจะให้ผลออกมาในลักษณะใกล้เคียงกัน คือจะมีความเหมาะสมในการลงทุนมากขึ้นหากได้รับเงินค่ากำจัดตะกอนน้ำเสียในราคาที่สูงประกอบกับปริมาณการใช้ที่มากขึ้นด้วย (สูงสุด 5%) เมื่อพิจารณาจากการใช้ตะกอนน้ำเสียในปริมาณที่แตกต่างกันนั้น การประเมินโดยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) จะมีความเหมาะสมกว่าเนื่องจากเห็นผลตอบแทนที่เป็นตัวเงินที่จะได้รับจากการลงทุน อีกทั้งความสัมพันธ์ที่เป็นเชิงเส้นมีความแน่นอนและน่าเชื่อถือ

สรุปผลการศึกษา

องค์ประกอบของตะกอนจากระบบบำบัดน้ำเสียมีสัดส่วนของคาร์บอนในปริมาณสูง และมีค่าความร้อนที่ดี จึงเหมาะสมในการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งนอกจากจะได้พลังงานความร้อนแล้วยังเป็นวิธีการกำจัดขยะที่ดีอีกทางหนึ่งเพื่อทดแทนการนำไปฝังกลบ โดยการนำตะกอนน้ำเสียมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าร่วมกับถ่านหินในปริมาณที่ไม่เกิน 5% นั้น ส่งผลให้ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ลดลงเนื่องจากความชื้นของตะกอนน้ำเสียที่มากกว่าถ่านหิน (ตะกอนน้ำเสีย 60% และถ่านหิน 14.2%) เมื่อใช้ปริมาณตะกอนน้ำเสียสูงสุด 5% จะผลิตไฟฟ้าได้ 110.3 MW (ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 30.02%) ในขณะที่การใช้ถ่านหินเพียงอย่างเดียวจะผลิตไฟฟ้าได้ 111.6 MW (ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 33.4%)

นอกจากผลกระทบที่มีต่อการผลิตไฟฟ้าแล้ว การใช้ตะกอนน้ำเสียยังมีผลต่อองค์ประกอบของก๊าซเสียที่จะปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อมด้วย โดยที่ปริมาณของ NOx และ HCL ในก๊าซเสียเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ SOx ลดลง เนื่องมาจากองค์ประกอบต่าง ๆ ที่มีอยู่ในตะกอนน้ำเสียและถ่านหิน นอกจากนี้ผลการวิเคราะห์ปริมาณของโลหะหนักสำคัญ 3 ชนิด คือ ปรอท แคดเมียม และตะกั่ว ก็มีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นแต่ยังไม่เกินค่ามาตรฐานที่สหภาพยุโรปกำหนดไว้

ผลตอบแทนจากการลงทุนเนื่องจากการใช้ตะกอนน้ำเสียเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าถ่านหิน เมื่อประเมินด้วยวิธีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่ระดับราคาต่าง ๆ ของตะกอนน้ำเสียจะมีค่าเพิ่มขึ้นตามปริมาณของตะกอนที่ใช้ หากโรงไฟฟ้าได้รับเงินค่ากำจัดตะกอน แต่ถ้าโรงไฟฟ้าต้องซื้อตะกอนน้ำเสียเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิง NPV ก็จะมีค่าลดลง

ข้อเสนอแนะ

การลดความชื้นของตะกอนสามารถทำได้ที่โรงบำบัดน้ำเสียก่อนจะนำมาเผาไหม้ ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของการเผาไหม้และสะดวกต่อการขนส่ง วิธีการลดความชื้นได้แก่ การรีดน้ำออกจากตะกอน การตากแห้งบนลานตากตะกอน และการอบแห้ง เป็นต้น โดยจะต้องพิจารณาถึงค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเนื่องจากการลดความชื้นของตะกอนในแต่ละวิธีการด้วย เพื่อนำไปประเมินความเป็นไปได้ทางการเงิน

เนื่องจากการเผาเป็นวิธีการกำจัดขยะรวมถึงตะกอนจากการบำบัดน้ำเสียที่เหมาะสมวิธีหนึ่ง นอกจากจะเป็นการลดปริมาณของขยะที่จะนำไปฝังกลบแล้ว ยังช่วยฆ่าเชื้อโรคต่าง ๆ ที่อาจจะมีอยู่ในขยะได้ด้วย จึงควรมีการศึกษาหาแนวทางที่จะสามารถใช้ตะกอนน้ำเสียเพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในปริมาณที่มากขึ้นโดยที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของประชาชน

เอกสารอ้างอิง

1. Cucchiella, F., D'Adamo, I. and Gastaldi, M., 2017, "Sustainable Waste Management: Waste to Energy Plant as an Alternative to Landfill", **Energy Conversion and Management**, Vol. 131, No., pp. 18-31.
2. Urbancl, D., Zlak, J., Anicic, B., Trop, P. and Goricanec, D., 2016, "The Evaluation of Heat Production Using Municipal Biomass Co-Incineration within a Thermal Power Plant", **Energy**, Vol. 108, No., pp. 140-147.
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, คู่มือการบริหารจัดการพลังงานความร้อน [Online], Available: http://webkc.dede.go.th/webmax/sites/default/files/คู่มือความร้อน.pdf [7 เมษายน 2560]
4. Bianchini, A., Bonfiglioli, L., Pellegrini, M. and Saccani, C., 2015, "Sewage Sludge Drying Process Integration with a Waste-to-Energy Power Plant", **Waste Management**, Vol. 42, No., pp. 159-165.
5. Gil-Lalaguna, N., Sánchez, J.L., Murillo, M.B., Atienza-Martínez, M. and Gea, G., 2014, "Energetic Assessment of Air-Steam Gasification of Sewage Sludge and of the Integration of Sewage Sludge Pyrolysis and Air-Steam Gasification of Char", **Energy**, Vol. 76, No., pp. 652-662.
6. Celis, C., Pinto, G.R.S., Teixeira, T. and Xavier, É., 2017, "A Steam Turbine Dynamic Model for Full Scope Power Plant Simulators", **Applied Thermal Engineering**, Vol. 120, No., pp. 593-602.
7. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, เครื่องมือในการประเมินโครงการ [Online], Available: http://www2.dede.go.th/webpage/tools.htm [7 เมษายน 2560]