
ส่วนที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาในการจัดทำรายงาน

โรงไฟฟ้าโรจนะเพาเวอร์ ของ บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (ต่อไปนี้จะเรียกว่า “โครงการ”) ตั้งอยู่ในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โครงการเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมแบบ Small Power Producer มีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าสูงสุด 131.4 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ตามที่สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้มีมติโดยคณะกรรมการผู้ชำนาญการ ฯ เห็นชอบในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 (การขอเปลี่ยนแปลงครั้งที่ 1) ของบริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.7/4624 ลงวันที่ 23 พฤษภาคม 2554 แล้วนั้น (ภาคผนวก ก)

โดยโครงการต้องถือปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ตามที่ได้เสนอไว้อย่างเคร่งครัด และโครงการต้องเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมดังกล่าวต่อหน่วยงานของรัฐซึ่งมีอำนาจอนุญาตตามกฎหมาย สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทราบ

สำหรับรายงานฉบับนี้เป็นรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ครั้งที่ 2/2568 ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนกรกฎาคม ถึง ธันวาคม 2568

1.2 วัตถุประสงค์

1) เพื่อติดตามตรวจสอบผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 (การขอเปลี่ยนแปลงครั้งที่ 1) ระยะดำเนินการ ระหว่างเดือนกรกฎาคม ถึง ธันวาคม 2568

2) เพื่อจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ได้จากการติดตามตรวจสอบดังกล่าว นำเสนอต่อหน่วยงานของรัฐซึ่งมีอำนาจอนุญาตตามกฎหมาย สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

1.3 ขอบเขตของการจัดทำรายงาน

ในการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการทางด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการนั้น ประกอบไปด้วย

1.3.1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Mitigation Measures)

ทางโครงการเป็นผู้ดำเนินการจัดทำ พร้อมทั้งรวบรวมเอกสารหลักฐานต่างๆ ซึ่งใช้ประกอบผลการดำเนินการ และบริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้รวบรวมรายงานผลดังกล่าวมาผนวกเข้าไว้ในรายงานผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม

1.3.2 มาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม (Environmental Monitoring Measures)

สำหรับมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมนี้ บริษัท เอสจีเอส (ประเทศไทย) จำกัด เป็นผู้ดำเนินการตรวจวัด และวิเคราะห์คุณภาพสิ่งแวดล้อม และรายงานผลการตรวจวัดดังกล่าวพร้อมทั้งรวบรวมข้อมูลของโครงการในด้านอื่น ๆ ซึ่งเป็นข้อกำหนดตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

1.4 รายละเอียดของโครงการ

1.4.1 ที่ตั้งและขนาดของโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ของ บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด (RP) ตั้งอยู่บนพื้นที่ 25.29 ไร่ ภายในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยะที่ 5 ตำบลคานหาม อำเภออุทัย จังหวัดพระนครศรีอยุธยา ดังรูปที่ 1.4.1-1 อยู่ห่างจาก กรุงเทพฯ ประมาณ 80 กิโลเมตร โดยมีอาณาเขตติดต่อโดยรอบดังนี้

ทิศเหนือ	จรดพื้นที่อุตสาหกรรมของบริษัท โอเอสสา จำกัด (พื้นที่รอการพัฒนา)
ทิศใต้	จรดพื้นที่สีเขียวของสวนอุตสาหกรรมฯ
ทิศตะวันออก	จรดพื้นที่อุตสาหกรรมของบริษัท ซัมมิท โอโตซีท อินดัสตรี จำกัด (พื้นที่รอการพัฒนา)
ทิศตะวันตก	จรดพื้นที่อุตสาหกรรมที่รอการพัฒนา

โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง โดยไม่มีเชื้อเพลิงสำรอง ขนาดกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้า 131.4 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย

- หน่วยผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งอุปกรณ์หลักในแต่ละหน่วยผลิตประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Combustion Gas Turbine Generator; CTG) เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generator; STG)
- หน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Steam Generator; HRSG)

โครงการได้วางแผนการใช้ประโยชน์พื้นที่ภายในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) ประกอบด้วย สถานีตรวจวัดปริมาณก๊าซและควบคุมก๊าซ (MRS) ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ พื้นที่สีเขียว ถนน และทางเดิน ห้องควบคุมระบบปฏิบัติการ และระบบไฟฟ้า สถานีไฟฟ้าย่อย เป็นต้น

แสดงดังรูปที่ 1.4.1-2 และแผนผังของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ในปัจจุบันแสดงดังรูปที่ 1.4.1-3 โดยสัดส่วนการใช้พื้นที่ของโรงไฟฟ้ารวมทั้งหมดจำนวน 25.29 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 100.00 ซึ่งสามารถแสดงสัดส่วนพื้นที่ได้ดังนี้

สถานีก๊าซ	จำนวน	0.66 ไร่	คิดเป็นร้อยละ	2.61
พื้นที่ตั้งเครื่องจักร	จำนวน	6.98 ไร่	คิดเป็นร้อยละ	27.60
สถานีไฟฟ้า	จำนวน	2.82 ไร่	คิดเป็นร้อยละ	11.15
พื้นที่สีเขียว	จำนวน	1.30 ไร่	คิดเป็นร้อยละ	5.14
พื้นที่อื่นๆ เช่นพื้นที่สัญจร พื้นที่ว่าง	จำนวน	13.53 ไร่	คิดเป็นร้อยละ	53.50

นอกจากนี้ภายในพื้นที่โครงการได้วางแผนการใช้ประโยชน์พื้นที่ภายในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 จัดให้มีพื้นที่สีเขียวประมาณ 1.30 ไร่ คิดเป็นร้อยละ 5.14 ของพื้นที่โครงการทั้งหมดในปัจจุบัน โดยทำการปลูกไม้ยืนต้น ได้แก่ ต้นคริสติน่า และต้นอโศกอินเดีย แสดงดังรูปที่ 1.4.1-4

[illegible]

1-4

LEGEND

SYMBOL	DESCRIPTION
[Symbol]	RAW WATER (Tie-in from industrial park mains)
[Symbol]	RAW WATER (Tie-in to demin plant)
[Symbol]	CLARIFIED WATER (For chiller expansion tank)
[Symbol]	DEMIN WATER
[Symbol]	FUEL GAS
[Symbol]	WASTE WATER
[Symbol]	PROCESS CONDENSATE RETURN
[Symbol]	PROCESS STEAM
[Symbol]	115 KV ELECTRICAL TIE-IN GSU#1
[Symbol]	115 KV ELECTRICAL TIE-IN GSU#2

GENERAL NOTES

1. ALL DIMENSIONS ARE IN MM UNLESS OTHERWISE STATED
2. ACTUAL PIPE RACK/PIPE SLEEPER LAYOUT WILL BE FINALISED DURING DETAILED ENGINEERING STAGE
3. EQUIPMENTS SHALL BE SEQUENTIALLY NUMBERED FROM NORTH TO SOUTH AND FROM WEST TO EAST

ROAD BY OWNER

ROAD BY JEL

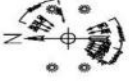
GREEN AREA

SCALE 1/1000

JEL JIROHO ENGINEERING LIMITED

SCALE JOB NO. DRAWING NO. REV.

1/1000 007010 K225-002 6



Rev. 6						 ROJANA POWER CO.,LTD. ROJANA POWER CO.,LTD. K P Y HOLDING CO., LTD. 35/5 Moo 2, Soi Vithavadee 60, Vithavadee Road, Tambon Bangkhen, Lat Sai, Bangkok 10210,Thailand. Ayutthaya Site Tel. & Fax: (035) 330-713-4	PROJECT NAME : ROJANA SPP2-AYUTTHAYA LM 6000PD GAS FIRED COGENERATION PLANT	REVISED 2	SCALE -	DATE 8 OCTOBER 2013	SHEETS No. -
Rev. 5											
Rev. 4											
Rev. 3											
Rev. 2	SUB STATION	7 Apr 11									
Rev. 2	SUB STATION	14 Mar 11									
Rev. 1	SUB STATION										
Rev. no	Description	Date	Rev. by	Check by			DWG. No.	-		DRAWN	S. CHATCHAWAN
							DWG. TITLE	LAYOUT SPP2 (SUBSTATION / DIMIN PLANT / GAS M.R. & PIPE LINE)		APPROVED	S. SIRA

รูปที่ 1.4.1-3 แผนผังรายละเอียดของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม SPP2 ในปัจจุบัน



รูปที่ 1.4.1-4 แผนผังรายละเอียดของพื้นที่สีเขียวโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม SPP2 ในปัจจุบัน

1.4.2 กระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 เป็นระบบพลังความร้อนร่วมที่มีหน่วยผลิตพลังงานไฟฟ้าจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (STG) ซึ่งเป็นการนำก๊าซร้อน (Exhaust Gas) จากเครื่องกังหันก๊าซที่ยังคงมีความร้อนสูงไปผ่านหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (HRSG) โดยถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอ และนำพลังงานความร้อนที่มีสะสมอยู่ในไอน้ำมาเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานกลโดยนำไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า อุปกรณ์หลักของโครงการประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซจำนวน 2 ชุด และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ จำนวน 1 ชุด รวมความสามารถในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโครงการ 131.4 เมกะวัตต์ ดังตารางที่ 1.4.2-1 สำหรับกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า และไอน้ำของ SPP2 ประกอบด้วย 2 หน่วย ดังนี้

1) หน่วยผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ

(1) หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Combustion Gas Turbine Generators; CTGs)

หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซของโครงการ มีจำนวน 2 ชุด โดย CTG ของ SPP2 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สามารถส่งกำลังขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ได้เครื่องละ 46.7 เมกะวัตต์ กระบวนการผลิตเริ่มต้นจากอากาศจะถูกดูดผ่านแผ่นกรองอากาศ (Air Filter) และปรับอุณหภูมิให้เย็นลงด้วย Chiller Coil ก่อนถูกป้อนเข้าสู่เครื่องกังหันก๊าซเพื่ออัดอากาศให้มีความดันสูงแล้วฉีดก๊าซธรรมชาติเข้าไปจุดระเบิดในห้องเผาไหม้ เมื่อเชื้อเพลิงติดไฟจะเกิดการเผาไหม้กลายเป็นก๊าซร้อน (Exhaust Gas) ที่มีการขยายตัวสูงส่งออกจากห้องเผาไหม้ไปขับเคลื่อนใบพัด (Blade) ของเครื่องกังหันก๊าซให้หมุน หลังจากเครื่องกังหันก๊าซเดินเครื่องแล้ว ปลายเพลาลูกเบี้ยวด้านหนึ่งจะดูดให้โรเตอร์ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนจนเกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น ภายในห้องเผาไหม้จะมีการควบคุมอุณหภูมิเพื่อลดปริมาณออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) ที่เกิดขึ้น เนื่องจาก NO_x ที่เกิดขึ้นจะสัมพันธ์กับอุณหภูมิภายในห้องเผาไหม้ โดยก๊าซร้อนที่ผ่านหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซแล้วยังมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่จะถูกส่งไปยังหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (HRSG) ต่อไป

เพื่อเป็นการลดค่าใช้จ่ายในการบำรุงเครื่องจักร (เครื่องกังหันก๊าซ) เนื่องจากการซ่อมบำรุงเครื่องกังหันก๊าซของโครงการจะใช้วิธีเปลี่ยนเครื่องกังหันก๊าซสำรองแทนที่และนำเครื่องกังหันก๊าซหลักออกซ่อมบำรุงภายนอกเพื่อให้ระยะเวลาในการหยุดเดินเครื่องจักรน้อยลงทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง

(2) หน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Steam Generator; HRSG)

ก๊าซร้อนที่ผ่าน CTG แล้วยังคงมีพลังงานความร้อนเหลืออยู่จะถูกนำมาผลิตไอน้ำที่หน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (HRSG) ซึ่งทำหน้าที่ผลิตไอน้ำเพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่ STG ต่อไป โดย HRSG ของโครงการมีจำนวน 2 ชุด การทำงานของ HRSG เริ่มโดยป้อนก๊าซร้อนจาก CTG เข้าสู่เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนของ HRSG โดยถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำปราศจากแร่ธาตุที่อยู่ภายใน HRSG จนกลายเป็นไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูงตามที่ต้องการไอน้ำที่เกิดขึ้นจะถูกนำไปใช้ในการขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของ STG ต่อไป ส่วนก๊าซร้อนหลังถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำปราศจากแร่ธาตุใน HRSG แล้วจะถูกควบคุมก๊าซ NO_x ด้วยระบบ Dry Low NO_x ที่ติดตั้งที่ปล่องระบายอากาศทิ้งของ HRSG

ตารางที่ 1.4.2-1 อุปกรณ์ที่ใช้ในกระบวนการผลิต

อุปกรณ์	หน่วย	รายละเอียด
1. Gas Turbine Generators		
- Number of Unit	Unit	2
- Fuel input	-	Natural gas
- Shaft speed	Rpm	3,000
- Gross power out put	MW	46.7
- voltage	kv	11.5
2. Steam Turbine Generators		
- Number of Unit	Unit	1
- Shaft speed	Rpm	3,000
- Gross power out put	MW/Unit	38.0
- voltage	kv	11.5
- Steam input temperature	°C	421
- Steam input pressure	MPa	7.0
3. Heat Recovery Steam Generator		
- Number of Unit	Unit	2
3.1 HP steam		
- Steam input flow	t/hr	82.52
- Steam input temperature	°C	421
- Steam input pressure	MPa (bar)	6.9 (7.0)
3.2 LP steam		
- Steam input flow	t/hr	13.782
- Steam input temperature	°C	195
- Steam input pressure	MPa (bar)	0.68 (6.8)
3.3 LP steam		
- Steam input flow	t/hr	34
- Steam input temperature	°C	201
- Steam input pressure	MPa (bar)	0.64 (6.4)

ที่มา : บริษัท โรงแฉาเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

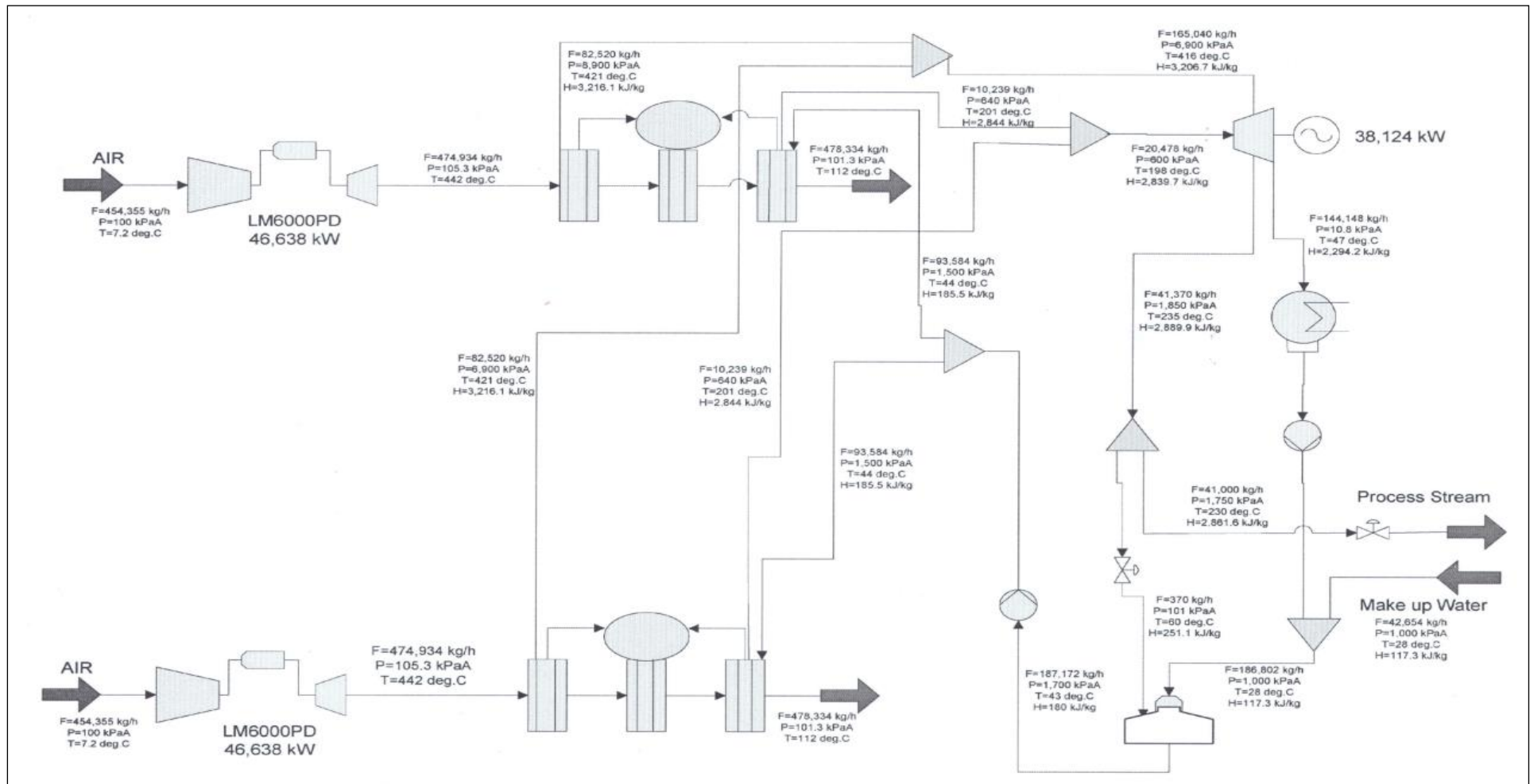
(3) หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine Generators; STGs)

ไอน้ำความดันสูงที่เกิดขึ้นจากหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ HRSG จะเข้าสู่หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ ซึ่งจะรับไอน้ำจาก HRSG และสามารถส่งกำลังขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) โดยไอน้ำที่ผลิตจาก HRSG จะถูกส่งเข้าไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันไอน้ำ ซึ่งมีเพลาคู่อยู่กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เกิดแรงบิดและเหนี่ยวนำเกิดเป็นกระแสไฟฟ้าขึ้น ส่วนไอน้ำที่ผ่าน STG แล้ว จะถูกป้อนเข้าสู่หน่วยควบแน่น (Condenser) กลายเป็นน้ำคอนเดนเสทหมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ ซึ่งการควบแน่นของไอน้ำจำเป็นต้องมีการดึงความร้อนออกมาด้วยกระบวนการแลกเปลี่ยนความร้อนโดยผ่านหอหล่อเย็น (Cooling Tower) และใช้น้ำเป็นตัวกลาง

2) แนวทางการดำเนินการผลิตของโครงการ (Model of Operation)

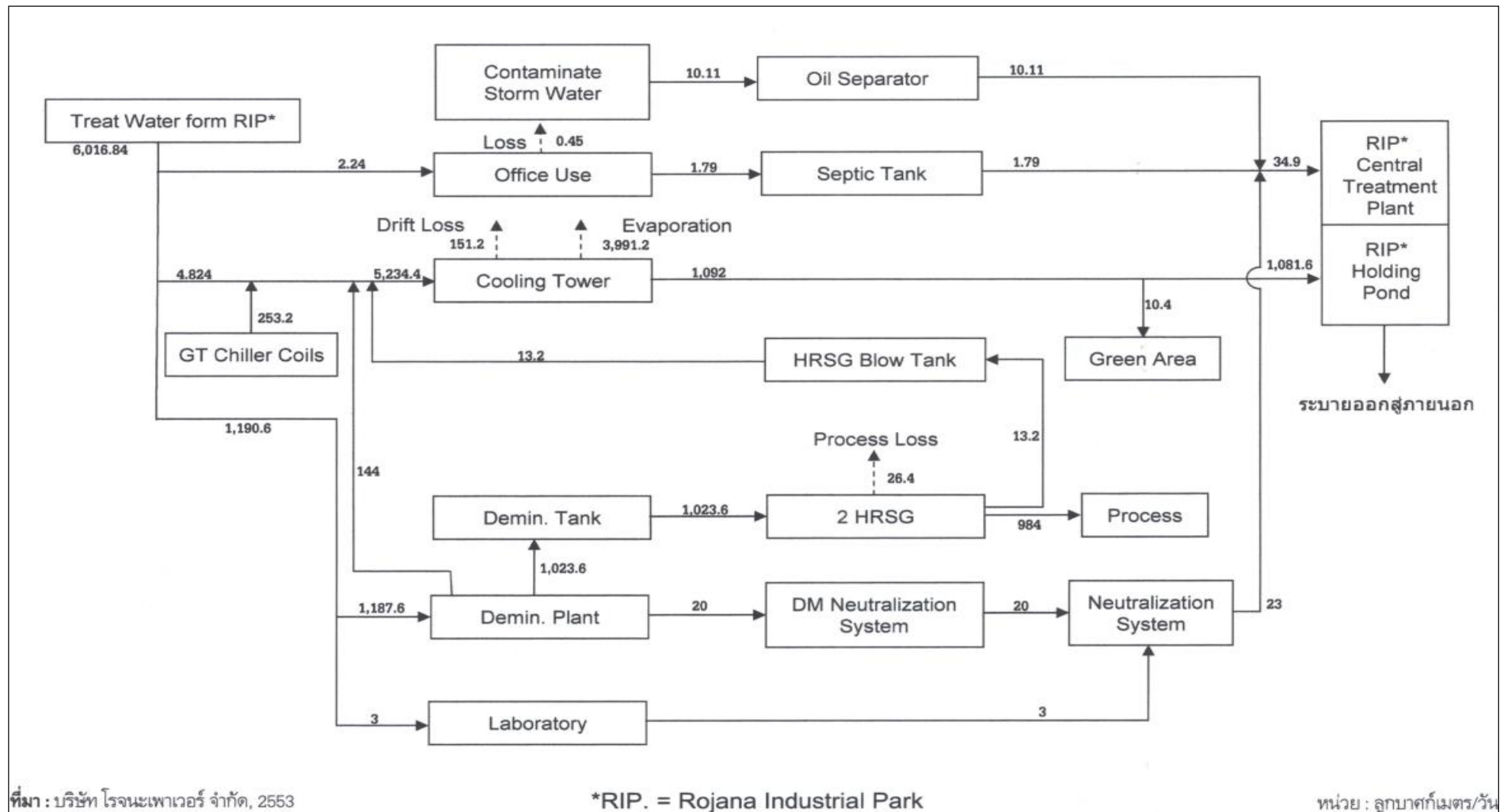
ผลิตภัณฑ์ของโครงการ ได้แก่ กระแสไฟฟ้าและไอน้ำ โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าได้สูงสุด 131.4 เมกะวัตต์ และผลิตไอน้ำได้สูงสุด 41 ตัน/ชั่วโมง โดยที่กำลังการผลิตสูงสุด (Full Load) CTG ทั้ง 2 ชุด และ STG อีก 1 ชุด จะเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต และมีการทำงานของ Duct Burner เพื่อเพิ่มปริมาณไอน้ำจาก HRSG และในกรณีที่โครงการลดกำลังการผลิตลงเหลือร้อยละ 90 ของกำลังการผลิตสูงสุด จะยังคงเดิน CTG 2 ชุด เต็มกำลังการผลิตเช่นเดียวกับกรณีกำลังการผลิตสูงสุด แต่ลดกำลังการผลิตของ STG โดยลดการทำงานของ Duct Burner ทำให้ปริมาณไอน้ำจาก HRSG ลดลง (ลดกำลังการผลิตของ HRSG และ STG) ส่วนในกรณีที่กำลังการผลิตลงเหลือร้อยละ 60 ของกำลังการผลิตสูงสุด โครงการจะไม่มีการทำงานของ Duct Burner และลดกำลังการผลิตของ CTG โดยการลดอัตราการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่กังหันก๊าซ และไม่ใช้งาน Chiller Coils (ระบบทำความเย็น) ซึ่งเป็นการลดกำลังการผลิตของ CTG, HRSG และ STG ทั้งนี้ในการควบคุมการระบายก๊าซ NO_x จะใช้ระบบ Dry Low NO_x Emission (DLE) ในการควบคุมค่าความเข้มข้นของ NO_x สำหรับทุกกำลังการผลิตจะมีค่าความเข้มข้นไม่เกิน 60 ส่วนในล้านส่วน สำหรับสมดุลความร้อนและมวล และสมดุลน้ำ แสดงดังรูปที่ 1.4.2-1 และรูปที่ 1.4.2-2

การเดินเครื่องจริงของโครงการจะผลิตกระแสไฟฟ้า และไอน้ำให้สอดคล้องกับความต้องการของลูกค้า ในขณะนั้น (ไฟฟ้าและไอน้ำไม่สามารถกักเก็บไว้ได้) โดยปริมาณการผลิต และจำหน่ายกระแสไฟฟ้าและไอน้ำจะเป็นอิสระต่อกัน แต่อย่างไรก็ดีทางโครงการไม่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำได้เกินกำลังการผลิตสูงสุด คือ กระแสไฟฟ้า 131.4 เมกะวัตต์ และไอน้ำ 41 ตัน/ชั่วโมง



ที่มา : บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

รูปที่ 1.4.2-1 สมดุลความร้อนและมวลในกรณีเดินเครื่องแบบเต็มกำลังการผลิต



รูปที่ 1.4.2-2 สมดุลน้ำของโครงการที่กำลังการผลิตสูงสุด

1.4.3 การใช้เชื้อเพลิง สารเคมี และน้ำใช้

1) การใช้เชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้า SPP2 ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับ CTG โดยบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ดำเนินการจัดหา และส่งมายังโครงการโดยการส่งผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 12 นิ้ว

ในพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา มีแนวท่อก๊าซธรรมชาติไปยังสวนอุตสาหกรรมโรจนะ มีจุดเริ่มต้นที่ BV วังน้อย แนวท่อก๊าซธรรมชาติวางในเขตทางของทางหลวงหมายเลข 309 และไปสิ้นสุดที่สถานีควบคุมความดันและวัดปริมาตรก๊าซ (Metering and Regulation Station : MRS) ที่สวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยะที่ 1 ด้วยท่อก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 16 นิ้ว ส่วนแนวท่อก๊าซที่จะจ่ายก๊าซธรรมชาติให้กับโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 เชื่อมต่อกับระบบท่อก๊าซธรรมชาติไปยังสวนอุตสาหกรรมโรจนะบริเวณแยกทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 3056 ประมาณ 50 เมตร แนวท่อก๊าซธรรมชาติไปยังโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 วางในเขตทางของทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 309 และ 3056 และถนนภายในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ โดยมีความยาวจากจุดเชื่อมต่อ MRS ที่ตั้งอยู่ภายในบริเวณพื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ประมาณ 3 กิโลเมตร ดังรูปที่ 1.4.3-1

ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของโครงการโรงไฟฟ้า SPP2 วันละประมาณ 0.65 ล้านลูกบาศก์เมตร องค์ประกอบและลักษณะของก๊าซธรรมชาติ แสดงไว้ดังตารางที่ 1.4.3-1 MRS จะทำหน้าที่ตรวจวัดปริมาตรก๊าซ และควบคุมความดันที่จะจ่ายก๊าซธรรมชาติให้กับโรงไฟฟ้า SPP2 ก๊าซธรรมชาติจะถูกจ่ายเข้าระบบท่อก๊าซขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 นิ้ว พร้อมทั้งลดความดันลงก่อนจ่ายก๊าซเข้าสู่ระบบท่อจ่าย CTG ภายใน MRS จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมการจ่ายก๊าซ เช่น เครื่องมือวัดอัตราการไหล (Flow Meter) เครื่องควบคุมและตรวจวัดแรงดัน (Regulator) วาล์วฉุกเฉิน (Safety Shut off Valve; SSV) วาล์วระบาย (Relief Valve) เป็นต้น ทั้งนี้ การควบคุมการขนส่งก๊าซธรรมชาติจะถูกควบคุมและตรวจสอบด้วยระบบควบคุมอัตโนมัติ (Supervision Control and Data Acquisition; SCADA) โดยผ่านระบบควบคุมระยะไกล (Remote Terminal Unit, RTUs) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

2) สารเคมี

สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตส่วนใหญ่เป็นสารเคมีที่ใช้เพื่อปรับปรุงคุณภาพน้ำและระบบหล่อเย็น เช่น กรดซัลฟูริก (H_2SO_4) โซเดียมไฮดรอกไซด์ ($NaOH$) เป็นต้น สารเคมีเหล่านี้จะทำการขนส่งเข้าสู่พื้นที่โครงการด้วยรถบรรทุก สารเคมีบางส่วนจะนำไปเก็บไว้ในถังเก็บบริเวณใกล้กับจุดที่จะใช้งานและสารเคมีบางส่วนจะนำไปเก็บในห้องเก็บสารเคมีภายในอาคารซ่อมบำรุงรายละเอียดการใช้สารเคมีต่างๆ ของโครงการ แสดงดังตารางที่ 1.4.3-2

3) น้ำใช้

โรงไฟฟ้า SPP2 ใช้น้ำจากระบบน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ผ่านระบบท่อก๊าซน้ำ แหล่งน้ำดิบของสวนอุตสาหกรรมโรจนะมาจากแม่น้ำป่าสัก และคลองระพีพัฒน์ โดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 มีความต้องการใช้น้ำ 6,016.84 ลูกบาศก์เมตร/วัน

ตารางที่ 1.4.3-1 องค์ประกอบและลักษณะของก๊าซธรรมชาติ

COMPOSITIONS		ปริมาณหรือสัดส่วน (ร้อยละ)		
		MIN.	NORMAL	MAX.
Methane	C1	73.09	74.28	94.56
Ethane	C2	5.53	5.71	1.66
Propane	C3	1.36	1.45	0.63
Iso-butane	IC4	0.32	0.33	0.13
Normal- butane	NC4	0.29	0.30	0.03
Iso-pentane	IC5	0.10	0.10	0.023
Normal-pentane	NC5	0.11	0.09	0.004
Hexane plus	C6+	0.10	0.10	0.002
Carbon dioxide	CO ₂	15.85	15.38	0.80
nitrogen	N ₂	3.24	2.27	2.04
LHV (dry) : Btu/scf		819	835	911
HHV (dry) : Btu/scf		906	923	1,011
HHV (sat.) : Btu/scf		890	907	-
Specific gravity (SG.)		0.776	0.769	0.587

ที่มา : บริษัท โรงแฉาเพาเวอร์ จำกัด, 2564

ตารางที่ 1.4.3-2 สารเคมีที่ใช้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2

สารเคมี	ชื่อเคมี/ทั่วไป	ปริมาณการใช้ (ตัน/ปี)	แหล่งที่มา	วิธีการขนส่ง	ปริมาณการกักเก็บ (ตัน)	ขนาดถังเก็บ (ลูกบาศก์เมตร)	ความถี่การขนส่ง (เที่ยว/ปี)	พื้นที่เก็บ	การใช้ประโยชน์
1. กรดกำมะถัน 98%	Sulfuric Acid	144	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	21	26.3	4	- พื้นที่ปรับปรุงคุณภาพน้ำ	- ปรับปรุงคุณภาพน้ำและระบบหล่อเย็น
2. NaOH 50%	Sodium Hydroxide	42	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	21	25	4	- พื้นที่ปรับปรุงคุณภาพน้ำ	- ปรับปรุงคุณภาพน้ำ
3. Doctortreat 401	ไม่ระบุ	ไม่ระบุ	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	2.9	0.02-2.0	6	- บริเวณหล่อเย็น	- ใช้ในระบบหล่อเย็นเพื่อกระจายตะกอนในระบบ
4. Doctortreat 5	Sodium Toytria Zole	16	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	1.08	200 ลิตร	6	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ในระบบหล่อเย็น
5. Dispersant	Polycyclic Acid	1.06	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	0.20	200 ลิตร	3	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ในระบบหล่อเย็น
6. Phosphate (Doctortreat 2210)	Trisodium Phosphate	0.508	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	0.12	200 ลิตร	3	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ใน HRSG
7. Amine	Morpholine	0.502	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	0.10	200 ลิตร	3	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ใน HRSG
8. Anti-oxidant	Aqueous Polymer	2.674	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	0.08	200 ลิตร	3	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ใน HRSG
9. Polymer	Acrylic Acid	0.015	ผู้ผลิตภายในประเทศ	รถบรรทุก	0.015	200 ลิตร	3	- ห้องเก็บสารเคมี	- ใช้ใน HRSG
รวม							35		

ที่มา : บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

1.4.4 ผลผลิตและการจำหน่าย

1) กระแสไฟฟ้า

กระแสไฟฟ้าที่ SPP2 ผลิตได้สูงสุด 131.4 เมกะวัตต์ โดยใช้เองภายในโครงการ 11.4 เมกะวัตต์ และจำหน่ายอีกประมาณ 120 เมกะวัตต์ โดยแบ่งการจำหน่ายให้หน่วยงานดังนี้

(1) การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 90 เมกะวัตต์ ตามนโยบายของรัฐที่ส่งเสริมให้เอกชนผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

(2) โรงงานอุตสาหกรรมภายในสวนอุตสาหกรรมฯ จำนวน 30 เมกะวัตต์ เพื่อรองรับความต้องการไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นของลูกค้า

กระแสไฟฟ้าที่จำหน่ายเข้าระบบให้กับ กฟผ. ประมาณ 90 เมกะวัตต์ จะถูกปรับแรงดันจาก 11.5 KV เป็น 115 kV ก่อนส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และกระแสไฟฟ้าที่ขายให้กับโรงงานต่างๆ ในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ประมาณ 30 เมกะวัตต์ ซึ่งจะถูปรับแรงดันลงจาก 115 kV เป็น 22 kV ก่อนจ่ายกระแสไฟฟ้าให้แก่โรงงานต่างๆ ภายในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ

2) ไอน้ำ

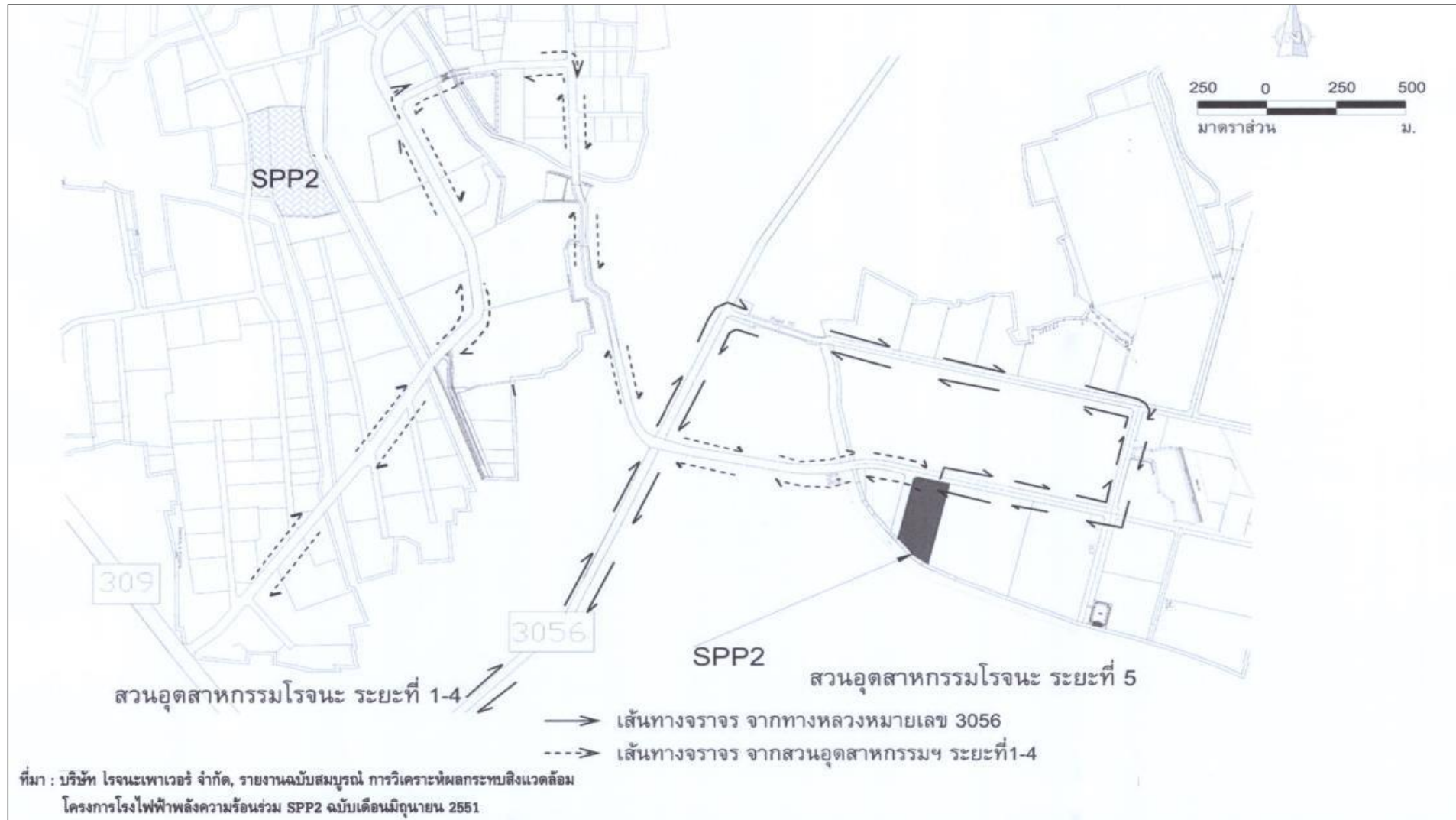
ไอน้ำความดันต่ำผลิตได้จาก HRSG ปริมาณ 41 ตัน/ชั่วโมง ที่ความดัน 7 บาร์ จะจำหน่ายให้กับโรงงานภายในสวนอุตสาหกรรมฯ ที่มีความต้องการใช้ไอน้ำผ่านระบบท่อซึ่งการขายไอน้ำของโครงการมีข้อดี คือ ทำให้ลดปริมาณแหล่งกำเนิดมลพิษทางอากาศจากหม้อไอน้ำ เนื่องจากโรงงานไม่ต้องติดตั้งหม้อไอน้ำเพิ่มเติม อีกทั้งยังเป็นการช่วยลดการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงจากต่างประเทศเพื่อใช้กับหม้อไอน้ำ โดยในปี 2550 โรงไฟฟ้าจำหน่ายไอน้ำให้กับโรงงานภายในสวนอุตสาหกรรมฯ ระยะที่ 1-4 จำนวน 12 ราย คิดเป็นปริมาณไอน้ำประมาณ 19,000 ตัน/เดือน ซึ่งคิดเป็นการลดการใช้น้ำมันดีเซลลงประมาณ 1,500,000 ลิตร/เดือน

1.4.5 การขนส่ง

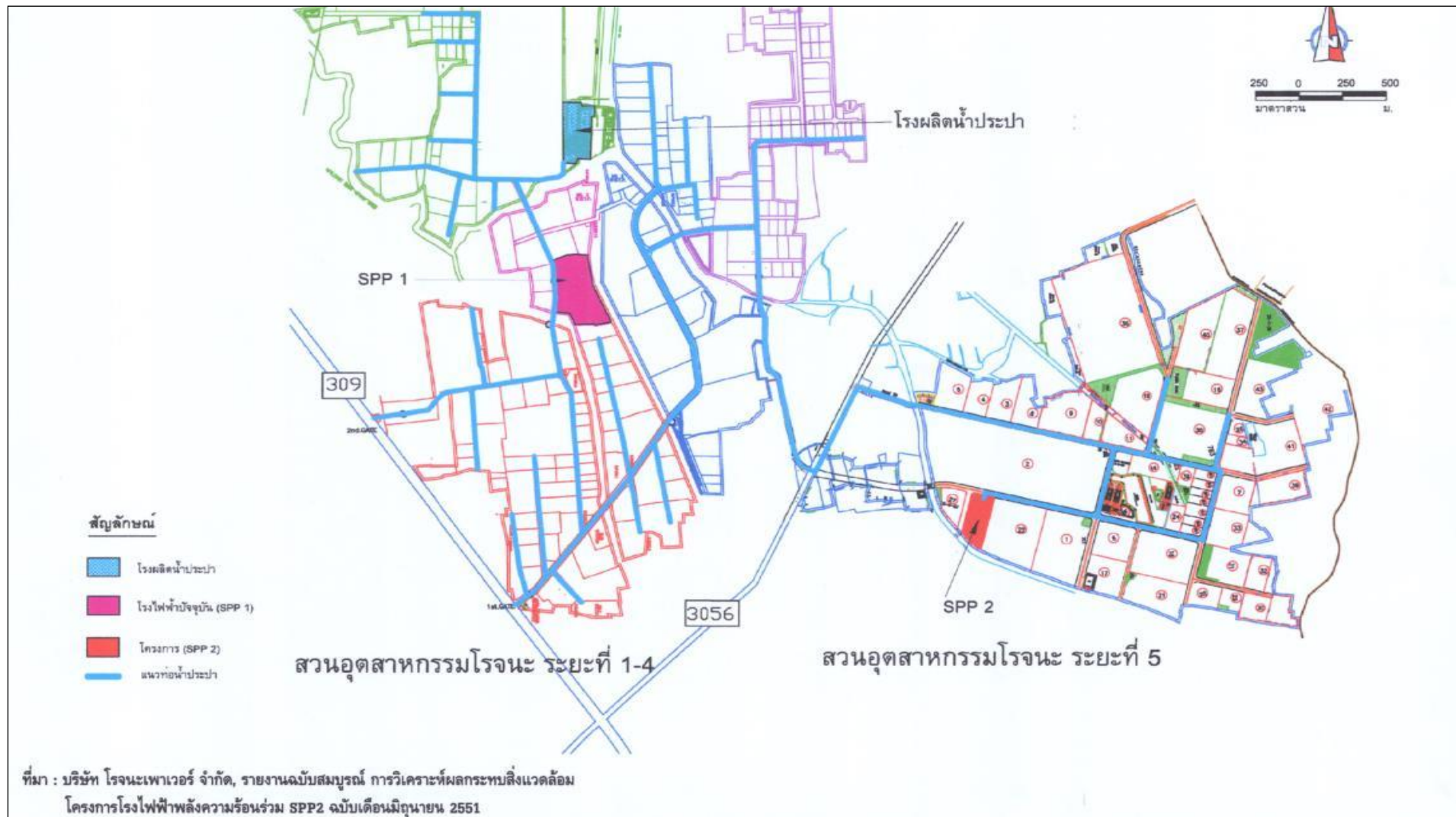
เส้นทางเข้าสู่พื้นที่โครงการมี 2 เส้นทาง คือ ทางหลวงจังหวัดหมายเลข 3056 และเส้นทางเชื่อมต่อภายในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยะที่ 1-4 และระยะที่ 5 เส้นทางจราจรเข้าสู่พื้นที่โครงการแสดงดังรูปที่ 1.4.5-1

มีการขนส่งน้ำใช้หรือน้ำประปา เชื้อเพลิง สารเคมี และผลผลิตดังนี้

- โครงการรับน้ำประปาจากสวนอุตสาหกรรมโรจนะ โดยมีแนวท่อประปาดังรูปที่ 1.4.5-2
- เชื้อเพลิงจะส่งผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน)
- สารเคมีที่ใช้ภายในโครงการจะถูกลำเลียงโดยรถบรรทุก โดยจะใช้เส้นทางหลวงแผ่นดิน หมายเลข 3056 เป็นเส้นทางหลักก่อนเข้าสู่พื้นที่สวนอุตสาหกรรมโรจนะและพื้นที่โครงการ
- ไอน้ำที่ผลิตได้จากโครงการจะถูกส่งไปยังระบบจำหน่ายไอน้ำปัจจุบันและขายให้กับโรงงานต่าง ๆ ผ่านระบบท่อภายในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ



รูปที่ 1.4.5-1 เส้นทางจราจรเข้าสู่พื้นที่โครงการ



รูปที่ 1.4.5-2 แนวท่อประปาในสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยะที่ 5

1.4.6 ระบบเสริมและระบบสาธารณูปโภค

1) น้ำใช้

โครงการโรงไฟฟ้า SPP2 จะรับน้ำประปาผ่านระบบท่อส่งน้ำของสวนอุตสาหกรรมฯ โดยระบบผลิตน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ มีกำลังการผลิตสูงสุด 75,000 ลูกบาศก์เมตร/วัน โครงการมีความต้องการใช้น้ำ 6,016.84 ลูกบาศก์เมตร/วัน น้ำบางส่วนจะถูกนำไปปรับปรุงคุณภาพก่อนนำไปใช้ในกระบวนการผลิต โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 1.4.6-1

ตารางที่ 1.4.6-1 ปริมาณการใช้น้ำของโครงการ

ประเภท	ปริมาณการใช้น้ำ	แหล่งที่มาของน้ำใช้
1. น้ำใช้สำหรับพนักงาน	2.24 ลบ.ม./วัน	ใช้น้ำประปาจากระบบผลิตน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมฯ
2. น้ำใช้สำหรับห้องปฏิบัติการ	3.0 ลบ.ม./วัน	ใช้น้ำประปาจากระบบผลิตน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมฯ
3. น้ำใช้กระบวนการผลิต - น้ำขัดเชยระบบผลิตไอน้ำ	1,023.6 ลบ.ม./วัน	ใช้น้ำจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
4. น้ำใช้ระบบเสริมการผลิต 4.1 น้ำขัดเชยระบบหล่อเย็น	5,234.4 ลบ.ม./วัน	ใช้น้ำประปาจากระบบผลิตน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมฯ 4,824 ลบ.ม./วัน ร่วมกับน้ำ RO Reject จากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 144 ลบ.ม./วัน น้ำจาก Chiller Coils 253.2 ลบ.ม./วัน และ น้ำ Blow Down จาก HRSG 13.2 ลบ.ม./วัน
4.2 น้ำฟื้นฟูระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ*	20* ลบ.ม./ครั้ง	ใช้น้ำจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ
5. น้ำใช้พื้นที่สีเขียว	10.4 ลบ.ม./วัน	ใช้น้ำจากน้ำระบายทิ้งจากระบบหล่อเย็น (Cooling Blow Down)

หมายเหตุ : * การฟื้นฟูระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุมีความถี่ 1 ครั้ง/สัปดาห์

ที่มา : บริษัท โรงนะเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

2) ระบบน้ำหล่อเย็น (Cooling Water System)

ระบบหล่อเย็นของโครงการเป็นระบบปิด (Close System) ประกอบด้วยเครื่องควบแน่น (Condenser) และหอหล่อเย็น (Cooling Tower) เครื่องควบแน่นทำหน้าที่ควบแน่นไอน้ำที่ผ่านออกมาจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ โดยการแลกเปลี่ยนความร้อน น้ำหล่อเย็นที่ผ่านเครื่องควบแน่นแล้วจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นและจะไหลเข้าสู่ด้านบนของหอหล่อเย็น น้ำจะถูกฉีดพ่นออกเป็นละอองฝอยตกลงสู่บ่อเก็บน้ำ (Basin) ด้านล่างของหอหล่อเย็นขนาดความจุ 1,500 ลูกบาศก์เมตร ละอองน้ำจะถูกแลกเปลี่ยนความร้อนกับบรรยากาศ รวมทั้งลมจากพัดลมที่ติดตั้งอยู่ด้านบนหอหล่อเย็น น้ำที่ผ่านการแลกเปลี่ยนความร้อนแล้วจะตกลงสู่บ่อน้ำที่อยู่ใต้หอหล่อเย็นซึ่งจะถูกหมุนเวียนกลับไปใช้อีกครั้ง อย่างไรก็ตาม น้ำส่วนหนึ่งจะระเหยหายไปสู่อากาศและอีกส่วนหนึ่งปลิวเป็นละอองหายไปสู่อากาศ ทำให้ความเข้มข้นของสารต่าง ๆ รวมทั้งความขุ่นใน น้ำหล่อเย็นเข้มข้นขึ้น เพื่อเป็นการรักษาคุณภาพน้ำหล่อเย็นในระบบจึงจำเป็นต้องระบายน้ำบางส่วนทิ้งไป (Cooling Blow Down) และมีการชดเชยน้ำเข้าสู่ระบบ (Make up Water) โครงการติดตั้งหอหล่อเย็นจำนวน 1 ชุด ประกอบด้วย 4 ยูนิต น้ำขัดเชยเข้าสู่ระบบหล่อเย็นของโครงการมีปริมาณ 5,234.4 ลูกบาศก์เมตร/วัน (218.1 ลูกบาศก์เมตร/

ชั่วโมง) โดยน้ำขดเซกระบบหล่อเย็นส่วนหนึ่งมาจากน้ำประปาของสวนอุตสาหกรรมฯ 4,824 ลูกบาศก์เมตร/วัน (201 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) และอีกส่วนหนึ่งมาจากน้ำที่เกิดจากการควบแน่นของไอน้ำบริเวณขดท่อทำความเย็น (Chiller Coils) ของระบบกรองอากาศ 253.2 ลูกบาศก์เมตร/วัน (10.55 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) และน้ำจากระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ 144 ลูกบาศก์เมตร/วัน (6 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) และน้ำ Blow Down จาก HRSG จะมีปริมาณ 13.2 ลูกบาศก์เมตร/วัน (0.55 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง)

3) ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ (Demineralizer System)

โครงการใช้น้ำประปาจากระบบประปาของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ มาผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ เพื่อนำไปใช้ในหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ เพื่อผลิตไอน้ำส่งเข้า ST โดยน้ำปราศจากแร่ธาตุที่ผลิตได้ มีลักษณะสมบัติ ดังตารางที่ 1.4.6-2 โดยที่ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการประกอบด้วย ระบบอาร์โอ (Reverse Osmosis; RO) และการกำจัดไอออนที่เหลือด้วยระบบกำจัดไอออน โดยการแลกเปลี่ยนประจุด้วย Mixed Bed Exchanger สำหรับน้ำทิ้งจากระบบ RO เป็นน้ำที่ไม่สามารถผ่านเยื่อเมมเบรนโดยมีปริมาณ 144 ลูกบาศก์เมตร/วัน (6 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง) น้ำส่วนนี้โครงการนำไปใช้เป็นส่วนหนึ่งของน้ำขดเซในระบบหล่อเย็น ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุจำเป็นต้องมีการใช้น้ำในการฟื้นฟูระบบกำจัดไอออน การฟื้นฟูระบบ (Regeneration System) จะมีการฟื้นฟูสภาพประมาณสัปดาห์ละครั้ง น้ำทิ้งจากระบบกำจัดไอออนจะถูกรวบรวมเข้าถังรับสภาพให้เป็นกลาง เพื่อปรับสภาพน้ำเสียก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุของโครงการมีความสามารถในการผลิต 65 ลูกบาศก์เมตร/ชั่วโมง น้ำที่ผลิตได้จะถูกเก็บไว้ในถังจำนวน 1 ถัง มีความจุ 1,000 ลูกบาศก์เมตร

4) ระบบทำความเย็นอากาศ

ระบบทำความเย็นอากาศใช้ขดท่อ (Chiller Coils) ซึ่งติดตั้งบริเวณชุดกรองอากาศ ทำหน้าที่ในการลดอุณหภูมิของอากาศที่จะเข้าสู่ GT ซึ่งเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพของ GT ชุด Chiller Coils มีลักษณะเป็นท่อประกอบเป็นขด และมีครีโบลโหะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการแลกเปลี่ยนความร้อนกับอากาศ ทำให้อุณหภูมิอากาศลดลงก่อนส่งไปยังห้องเผาไหม้ของเครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) ซึ่งข้อมูลจากผู้ผลิตระบุว่าหากลดอุณหภูมิจาก 85 องศาฟาเรนไฮต์ (29.4 องศาเซลเซียส) เหลือ 44 องศาฟาเรนไฮต์ (6.39 องศาเซลเซียส) ทำให้หน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซผลิตไฟฟ้าแต่ละชุดเพิ่มขึ้นจาก 32.5 เมกะวัตต์ เป็น 47.5 เมกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้น 15 เมกะวัตต์ และผลพลอยได้จากขดท่อทำความเย็นคือ น้ำที่เกิดจากการควบแน่นของไอน้ำในอากาศโดยมีปริมาณ 253.2 ลูกบาศก์เมตร/วัน โครงการนำไปใช้เป็นน้ำขดเซในระบบหล่อเย็นร่วมกับน้ำประปา ทำให้ลดการใช้น้ำประปาสำหรับขดเซระบบหล่อเย็นและเป็นการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่า

ตารางที่ 1.4.6-2 คุณลักษณะสมบัติของน้ำปราศจากแร่ธาตุ

พารามิเตอร์	หน่วย	ค่ากำหนด
Hardness	-	Nil
pH	-	6-8
TDS as CaCO ₃	ppm	<0.5
Conductivity	μS/cm	<1.0
Chloride	ppm	<0.5
Total Silica	ppm	<0.1
Sodium + Potassium	ppm	<0.1
Copper	ppm	<0.03
Sulfates	ppm	<0.5
Iron	ppm	<0.05
Aluminium	ppm	<0.04

ที่มา : บริษัท โรงแฉาเวเวอร์ จำกัด, 2564

5) ระบบระบายน้ำและการป้องกันน้ำท่วม

ระบบระบายน้ำของโครงการได้แยกระบบระบายน้ำฝนออกจากระบบระบายน้ำเสียอย่างชัดเจน ซึ่งแนวทางในการออกแบบระบบระบายน้ำฝนของโครงการพิจารณาจากพื้นที่การระบายน้ำฝนซึ่งแบ่งเป็น 2 ส่วน คือ น้ำฝนไม่ปนเปื้อน และน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน โดยมีรายละเอียดดังนี้

- น้ำฝนไม่ปนเปื้อน โครงการได้ออกแบบรางระบายน้ำฝนเป็นรางระบายน้ำคอนกรีตรูปตัวยู กว้าง 0.3-1.0 เมตร รอบพื้นที่อาคารต่างๆ เพื่อรองรับน้ำฝนที่ไม่มีการปนเปื้อน ได้แก่ น้ำฝนที่ตกในบริเวณพื้นที่หลังคาของอาคารต่างๆ ที่ไม่มีโอกาสปนเปื้อนแล้วระบายเข้าสู่รางระบายน้ำฝนของสวนอุตสาหกรรมฯ ต่อไป เส้นทางระบายน้ำฝนแสดงไว้ดังรูปที่ 1.4.6-1

- น้ำฝนที่อาจปนเปื้อน เป็นน้ำฝนที่ตกลงในพื้นที่ส่วนการผลิตที่ไม่มีหลังคาปกคลุม ได้แก่ บริเวณรอบหม้อแปลงไฟฟ้า (มีพื้นที่ประมาณ 33.706 ตารางเมตร) น้ำฝนดังกล่าวอาจจะชะล้างคราบน้ำมันที่ตกค้างอยู่ตามอุปกรณ์ต่างๆ คิดเป็นปริมาณน้ำฝนที่ตกในพื้นที่ดังกล่าว 10.11 ลูกบาศก์เมตร น้ำฝนดังกล่าวจะถูกรวบรวมเข้าสู่ถังแยกน้ำ-น้ำมัน (Oil Separator Tank) เพื่อแยกน้ำมันก่อนถูกรวบรวมลงสู่บ่อพักน้ำเสียของโครงการ ก่อนระบายลงระบบบำบัดน้ำเสียของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ เพื่อทำการบำบัด



รูปที่ 1.4.6-1 เส้นทางระบายน้ำฝนของโครงการ

1.4.7 การจัดการมลภาวะ

1) มลภาวะทางอากาศ

แหล่งกำเนิดของมลภาวะทางอากาศ คือ ปล่องระบายอากาศทิ้งของ HRSG จำนวน 2 ชุด ที่ใช้ก๊าซร้อนที่ผ่านจากหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Combustion Gas Turbine Generator; CTG) จำนวน 2 ชุด

การทำงานโดยทั่วไปเป็นการทำงานร่วมกันเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำ ระหว่างหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (CTG) กับหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (HRSG) และหน่วยผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (STG) กล่าวคือ CTG ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติขับเคลื่อนกังหันก๊าซและปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ก๊าซร้อนที่ผ่านกังหันก๊าซยังคงมีพลังงาน และอุณหภูมิสูงจึงนำไปผลิตไอน้ำด้วยหน่วยผลิตไอน้ำแบบนำความร้อนกลับมาใช้ใหม่ (HRSG) ส่วนไอน้ำที่ผลิตได้จาก HRSG ถูกนำไปผลิตกระแสไฟฟ้าอีกครั้งด้วย STG และผลิตไอน้ำเพื่อจำหน่ายให้กับลูกค้า (โรงงานอุตสาหกรรม) ดังนั้น อาจกล่าวได้ว่าแหล่งกำเนิดมลพิษหลักจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมข้างต้นเกิดจาก CTG นั่นเอง ส่วนก๊าซร้อนเมื่อผ่านการใช้งานใน HRSG จะถูกปล่อยผ่านทางปล่องระบายอากาศทิ้ง (Stack) ต่อไป โดยปล่องระบายอากาศทิ้งติดตั้งอยู่กับ HRSG ของแต่ละชุด สำหรับอัตราการระบายมลสารทางอากาศของโครงการ แสดงดังตารางที่ 1.4.7-1

จากการตรวจสอบข้อมูลจาก Compilation of Air Pollution Emission Factor, AP-42, 10th Edition, Volume I : Stationary Point and Area Source พบว่า มลพิษทางอากาศที่สำคัญจาก CTG ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง คือ ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) โครงการจึงได้เลือกใช้เทคโนโลยี Dry Low Emission NO_x ในการควบคุมปริมาณ NO_x ในไอเสียที่ปล่อยจากปล่องของ HRSG ไม่ให้เกิน 60 ส่วนในล้านส่วน และมีค่าการควบคุมการระบายอากาศทิ้ง ต่ำกว่าประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารพิษในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิตส่งหรือจำหน่ายไฟฟ้า พ.ศ. 2547 ซึ่งระบุค่า NO_x ไม่ให้เกิน 120 ส่วนในล้านส่วน และเป็นไปตามข้อกำหนดที่สวนอุตสาหกรรมโรจนะได้อนุญาตในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ระบายออก นอกจากนี้โครงการได้มีการติดตั้งเครื่องมือตรวจวัดคุณภาพอากาศจากปล่องแบบต่อเนื่อง (CEMs : Continuous Emission Monitoring System) ที่ปล่อง HRSG ทั้ง 2 ปล่อง ซึ่งเป็นการเฝ้าระวังการระบายมลภาวะทางอากาศ และเพื่อตรวจสอบการทำงานของระบบ Dry Low Emission NO_x

ตารางที่ 1.4.7-1 แหล่งกำเนิดและการระบายอากาศทิ้งของโรงไฟฟ้า

แหล่งที่มามลพิษ	ปริมาณการเชื้อเพลิง (ตัน/วัน)	STACK		EXHAUST GAS				POLLUTANT ^{1/}					
		D	H	T	V	Q ^{2/}	Q ^{1/}	NO _x		SO ₂		TSP	
		(m)	(m)	(K)	(m/s)	(Nm ³ /s)	(Nm ³ /s)	(ppm)	(g/s)	(ppm)	(g/s)	(mg/m ³)	(g/s)
1. HRSO 1	389.33	3	30	385	21.57	152.41	113.26	60	5.48	0.57	0.05	10.00	0.91
2. HRSO 2	389.33	3	30	385	21.57	152.41	113.26	60	5.48	0.57	0.05	10.00	0.91
มาตรฐาน ^{3/}								120	-	20	-	60	-

หมายเหตุ : ^{1/} ที่สภาวะอ้างอิง 25°C, 1 atm และ 7 % excess O₂

^{2/} ที่สภาวะที่แท้จริง

^{3/} ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ.2547

ที่มา : บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

2) น้ำเสียและการจัดการ

น้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะดำเนินการสามารถจำแนกได้เป็น 4 ส่วนหลักๆ ได้แก่ น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคของพนักงาน น้ำระบายทิ้งจากกระบวนการผลิต น้ำเสียจากห้องปฏิบัติการ และน้ำฝนที่อาจปนเปื้อน ปริมาณน้ำเสียที่เกิดขึ้นในระยะดำเนินโครงการแสดงดังตารางที่ 1.4.7-2 สำหรับลักษณะสมบัติของน้ำเสียจากโรงงานที่ยอมให้ระบายทิ้งลงสู่ที่รับน้ำเสียของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ แสดงดังเอกสารแนบ 7

ตารางที่ 1.4.7-2 ปริมาณน้ำเสียของโครงการ

ประเภท	ปริมาณน้ำเสีย	วิธีการบำบัด
1. น้ำเสียจากพนักงาน - น้ำเสียทั่วไป	1.79 ลบ.ม./วัน	ถังบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูปก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางสวนอุตสาหกรรมฯ
2. น้ำระบายทิ้งจากกระบวนการผลิต 2.1 น้ำระบายทิ้งจากระบบน้ำหล่อเย็น	1,092 ลบ.ม./วัน	ลดอุณหภูมิลงเหลือ 40 °C และตรวจวัดคุณภาพน้ำต่อเนืองที่บ่อพัก (Basin) ของหอหล่อเย็น ก่อนส่งไปยังบ่อพักน้ำทิ้งของสวนอุตสาหกรรมโรจนะ ระยะที่ 5 ก่อนระบายออก
2.2 น้ำระบายทิ้งจากหม้อไอน้ำ	13.2 ลบ.ม./วัน	นำกลับไปใช้เป็นน้ำขัดเชยสำหรับหอหล่อเย็น
2.3 น้ำเสียจากการฟื้นฟูระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุ ^{1/}	20 ลบ.ม./ครั้ง	ถังปรับสภาพให้เป็นกลางก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางสวนอุตสาหกรรมฯ
3. น้ำเสียจากห้องปฏิบัติการ	3 ลบ.ม./วัน	ถังปรับสภาพให้เป็นกลางก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางสวนอุตสาหกรรมฯ
4. น้ำเสียที่เกิดจากน้ำเสียปนเปื้อน ^{2/}	10.11 ลบ.ม.	ถังแยกน้ำ-น้ำมันก่อนระบายลงสู่ระบบบำบัดน้ำเสียส่วนกลางสวนอุตสาหกรรมฯ

หมายเหตุ : ^{1/} จะมีน้ำเสียที่เกิดจากการฟื้นฟูระบบผลิตน้ำปราศจากแร่ธาตุปริมาณ 20 ลูกบาศก์เมตร/ครั้ง (โดยมีความถี่ 1 ครั้ง/สัปดาห์)

^{2/} จะเกิดขึ้นในกรณีที่ฝนตก

ที่มา : บริษัท โรงงานเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม SPP2 ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

3) การกำจัดของเสีย

กระบวนการผลิตของโครงการก่อให้เกิดของเสีย 2 ประเภท ได้แก่ ของเสียจากพนักงาน และของเสียจากกระบวนการผลิต สรุปได้ดังตารางที่ 1.4.7-3

ตารางที่ 1.4.7-3 ของเสียและการจัดการของเสีย

ประเภท	ปริมาณ	หน่วย	การจัดการ/กำจัด
1. ของเสียจากกระบวนการผลิต			
- วัสดุและภาชนะที่ไม่ใช้แล้ว	7.0	ตัน/ปี	หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
- น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว	8.0	ตัน/ปี	หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
- ฉนวนกันความร้อน	0.6	ตัน/ปี	หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
- สารทำความสะอาดเทอร์ไบน์	10.0	ตัน/ปี	หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
- เรซินเสื่อมสภาพ	0.5	ตัน/ปี	หน่วยงานที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
2. ของเสียจากพนักงานและสำนักงาน	44.8	กิโลกรัม/วัน	คัดแยก ณ แหล่งกำเนิด รถเก็บขยะมูลฝอยของ อบต.คานหาม

ที่มา : บริษัท โรงงานเพาเวอร์ จำกัด, รายงานฉบับสมบูรณ์ การวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 (SPP2) ฉบับเดือนมิถุนายน 2551

4) เสียงและการควบคุม

โครงการได้กำหนดให้มีการควบคุมระดับเสียงดังที่อาจจะเกิดขึ้นจากการดำเนินงาน โดยเครื่องจักร/อุปกรณ์มีระดับเสียงที่ระยะ 1 เมตร ให้มีระดับเสียงไม่เกิน 85 เดซิเบลเอ รวมถึงจัดให้พนักงานทำงานในห้องควบคุมเพื่อป้องกันเสียงดัง (Control Room) นอกจากนี้ ได้จัดเตรียมอุปกรณ์ป้องกันเสียงส่วนบุคคล เช่น ปลั๊กอุดหู ที่ครอบหู เป็นต้น ให้กับพนักงานที่ทำงานในพื้นที่ที่มีเสียงดังอย่างเพียงพอ

1.4.8 การบริหารโครงการ

การบริหารจัดการภายในองค์กรของโครงการซึ่งปัจจุบันมีพนักงาน 32 คน แบ่งเป็นพนักงานประจำสำนักงานของโครงการ 20 คน (ทำงานเวลา 8.00-17.00 น.) และเป็นพนักงานที่ทำงานเป็นกะ 12 คน โดยทำงานกะละ 3 คน วันละ 2 กะ กะละ 12 ชั่วโมง ตลอด 24 ชั่วโมง

1.4.9 อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

โครงการได้กำหนดมาตรการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยสำหรับในระยะดำเนินโครงการ โดยครอบคลุมด้านต่างๆ ได้แก่

- 1) โครงการกำหนดให้มีการจัดองค์กรและข้อปฏิบัติ ได้แก่
 - ข้อปฏิบัติเกี่ยวกับความปลอดภัยในการทำงานครอบคลุมงานด้านต่างๆ เช่น อุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล การป้องกันเกี่ยวกับระบบทางเดินหายใจ งานไฟฟ้า สารเคมี สถานที่อัปชั่น งานหม้อน้ำ การประเมินความเสี่ยง เป็นต้น
 - จัดตั้งคณะกรรมการความปลอดภัย ซึ่งมีหน้าที่ในการปฏิบัติตามโปรแกรมความปลอดภัย
 - จัดประชุมเกี่ยวกับความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมทุกสัปดาห์ ทั้งในระดับพนักงานและคณะกรรมการ

2) ระบบป้องกันอัคคีภัย

หลักการออกแบบและการเตรียมพร้อมในการป้องกันอัคคีภัยของโครงการเป็นไปตามมาตรฐาน National Fire Protection Authority (NFPA)

- 3) ความปลอดภัยเกี่ยวกับเครื่องมือและเครื่องจักร
- 4) การตรวจสอบความปลอดภัย
- 5) ระบบการผจญเพลิงและป้องกันเพลิงไหม้
- 6) แผนการปฏิบัติการฉุกเฉินภายในโครงการ
- 7) แผนบรรเทาอันตรายสิ่งแวดล้อม
- 8) การฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน