

การประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้า
พลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)



วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2564
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Evaluating the potential of using floating solar photovoltaic on Electricity Generating
Authority of Thailand hydropower plant reservoirs



A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Mechanical Engineering

Department of Mechanical Engineering

FACULTY OF ENGINEERING

Chulalongkorn University

Academic Year 2021

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการ ไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)
โดย	นายพร้อมศักดิ์ ทรัพย์ธนากร
สาขาวิชา	วิศวกรรมเครื่องกล
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สร้อย ศาลากิจ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้หัวข้อวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่ง
ของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

..... คณะบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(ศาสตราจารย์ ดร.สุพจน์ เตชวรสินสกุล)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.อังคิรี ศรีภคการ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สร้อย ศาลากิจ)

..... กรรมการ
(อาจารย์ ดร.เพชญ์ ภัคโชตานนท์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฐกฤต ปานขลิบ)

พร้อมศักดิ์ ทรัพย์ธนากร : การประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.). (Evaluating the potential of using floating solar photovoltaic on Electricity Generating Authority of Thailand hydropower plant reservoirs) อ.ที่ปรึกษาหลัก : ผศ. ดร.สรล ศาลา กิจ

แนวทางการแก้ไขปัญหาวิกฤตพลังงานในปัจจุบันมุ่งเน้นไปที่การส่งเสริมพลังงานทางเลือก รวมถึงพลังงานแสงอาทิตย์ ตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 ระบุนโยบายส่งเสริมผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยกำหนดให้มีการใช้เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ทั้งหมด 2,725 เมกะวัตต์ วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้คือการศึกษาศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) โดยแบ่งการศึกษาเป็น 2 ส่วน ส่วนที่ 1 เป็นการศึกษาและเปรียบเทียบศักยภาพในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในพื้นที่อ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแต่ละแห่งในประเทศไทย อันได้แก่ เขื่อนสิรินธร เขื่อนภูมิพล เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนน้ำพุง เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง โดยมีเงื่อนไขการพิจารณาคือเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ติดตั้งเต็มพื้นที่ต้องไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่มีอยู่เดิม และพิจารณาศักยภาพ 4 หัวข้อ ได้แก่ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ซึ่งคำนวณด้วยวิธีของ Perez 1990 ปริมาณการลดการระเหยของน้ำ ซึ่งคำนวณด้วยวิธีของ Shuttleworth 1993 ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ผลการศึกษาพบว่า เมื่อติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนศรีนครินทร์จะผลิตไฟฟ้าและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้สูงที่สุด เมื่อติดตั้งในเขื่อนอุบลราชธานีจะลดการระเหยน้ำได้มากที่สุด และเมื่อติดตั้งในเขื่อนสิริกิติ์จะถึงจุดคุ้มทุนเร็วที่สุด ส่วนที่ 2 ที่ทำการศึกษาคือ การศึกษาศักยภาพในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำของเขื่อนเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา โดยการศึกษาในส่วนนี้ ใช้ข้อมูลจริงของเขื่อนศรีนครินทร์ใน พ.ศ. 2560-2564 เป็นตัวอย่างในการทำแบบจำลองเพื่อแสดงศักยภาพในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าผสมเพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้ารวมคงที่สูงสุดที่เป็นไปได้ของแต่ละขนาดการติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนศรีนครินทร์ ผลลัพธ์ของการจำลองแสดงให้เห็นว่าระบบผสมสามารถผลิตกำลังไฟฟ้ารวมคงที่ได้ระหว่าง 137.14 ถึง 246.76 เมกะวัตต์ และมีรูปแบบการเดินเครื่องได้ 3 รูปแบบ คือ รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเพียงอย่างเดียวคงที่ตลอดเวลา สำหรับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าผสมแบบไม่มีการสูบน้ำกลับ ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่เกิน 0.3391% ของพื้นที่ที่ติดตั้งได้ หรือ 170.4 เมกะวัตต์ และรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าผสมแบบมีการสูบน้ำกลับ ซึ่งเกิดขึ้นเมื่อมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำระหว่าง 0.3391% ถึง 1.20% ของพื้นที่ที่ติดตั้งได้ หรือระหว่าง 170.4 ถึง 603.03 เมกะวัตต์ หากมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเกินกว่านี้จะไม่สามารถผลิตไฟฟ้ารวมแบบคงที่ได้ เนื่องจากข้อจำกัดของกำลังการสูบน้ำกลับของเครื่องผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งที่เขื่อนศรีนครินทร์ ข้อดีของรูปแบบการเดินเครื่องที่มีการสูบน้ำกลับร่วมด้วย คือสามารถมีช่วงกำลังการผลิตไฟฟ้าที่กว้าง แต่เนื่องจากการสูบน้ำกลับมีประสิทธิภาพทางไฟฟ้าน้อยกว่าการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ จะทำให้มีการสูญเสียพลังงานจากการสูบน้ำกลับไปบางส่วน แต่การลดลงนี้มีผลน้อยมากเมื่อนำมาประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

สาขาวิชา วิศวกรรมเครื่องกล

ลายมือชื่อนิสิต

ปีการศึกษา 2564

ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาหลัก

6270179621 : MAJOR MECHANICAL ENGINEERING

KEYWORD:

Promsak Sapthanakorn : Evaluating the potential of using floating solar photovoltaic on Electricity Generating Authority of Thailand hydropower plant reservoirs. Advisor: Asst. Prof. SARAN SALAKIJ, Ph.D.

The current approach to solve the energy crisis focuses on promoting alternative energy, especially solar power. The PDP (Thailand Power Development Plan) 2018-2037 revision 1 specifies the policy to promote electricity generation from renewable energy, requiring the use of 2,725-MW floating solar photovoltaic (FPV) on EGAT (Electricity Generating Authority of Thailand) hydropower plant reservoirs. The purpose of this study is to evaluate the potential of using FPV on EGAT hydropower plant reservoirs. There are two parts of the study; the first part is to evaluate the benefits of using maximum coverage area of FPV on the reservoirs without affecting the normal operation of hydropower plants. The reservoirs involved include Bang Lang dam, Bhumibol dam, Chulabhorn dam, Huai Kum dam, Nam Pung dam, Ratchaprapa dam, Sirikit dam, Sirindhorn dam, Srinagarind dam, Tatungna dam, Ubol Ratana dam and Vajiralongkorn dam. The benefits are analyzed in terms of energy generation using the Perez 1990 algorithm, evaporation reduction using Shuttleworth 1993 algorithm, economic analysis, and greenhouse gas emission reduction. The results show that the Srinagarind dam gives the maximum energy generation and greenhouse gas emission reduction. The effect of reducing water evaporation is best in the Ubon Ratchathani Dam. When installed in the Sirikit Dam, it will reach the break-even point fastest. The second part is to study the potential of using FPV together with hydropower to generate constant firm power. The data of the Srinagarind dam during 2017-2021 is used for simulation to show the potential of the hybrid power generation system to achieve the maximum possible constant firm power of each FPV installation size in the Srinagarind Dam. The results show that the hybrid power generation system can produce a constant firm power of 137.14 and 246.76 MW. It has three operating modes. The first mode is hydro firm which occurs when there is no FPV installed. The second mode is FPV-hydro firm without pump which occurs when the FPV is installed no more than 0.3391% of the installed area, or 170.4 MW. The third mode is FPV-hydro firm with pump which occurs when the FPV is installed between 0.3391% and 1.20% of the installed area, or between 170.4 and 603.3 MW. If the FPV is installed more than 1.20% of the installed area, the constant power generation cannot be achieved because of the limitation of the pumping capacity of the electricity generator installed at Srinagarind Dam. Although the range of maximum firm capacity is more flexible with the pump-storage system, the overall solar hydro maximum firm capacity will be decreased by the loss of pump storage efficiency. However, the difference is not significant in term of economic analysis.

CHULALONGKORN UNIVERSITY

Field of Study: Mechanical Engineering
Academic Year: 2021

Student's Signature
Advisor's Signature

กิตติกรรมประกาศ

ผู้วิจัยขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดร.สร้อย ศาลากิจ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ สำหรับคำปรึกษา สอนวิธีการทำวิจัย และส่งเสริมแนวทางในแก้ไขปัญหาที่เกิดขึ้นระหว่างทำงานวิจัย ซึ่งช่วยให้ผู้วิจัยสามารถดำเนินงานวิจัยนี้ได้จนสำเร็จลุล่วง

ขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ดร. อังศิริ ศรีภคการ ที่ให้เกียรติสละเวลามาเป็นประธาน สำหรับการสอบวิทยานิพนธ์รวมถึง อาจารย์ดร. เพชญ์ ภัคโชตานนท์และ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดร. ฐกฤต ปานชลิบ ที่ให้เกียรติสละเวลามาเป็นกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ในครั้งนี้ พร้อมคำชี้แนะสำหรับประเด็นต่างๆในงานวิจัยทำให้มีความสมบูรณ์ของเนื้อหาในงานวิจัยเพิ่มมากยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณอาจารย์สาริน งามจิตร สำหรับความช่วยเหลือด้านภาษาอังกฤษในงานวิจัยทั้งด้านเอกสารและการเข้าร่วมงานสัมมนาวิชาการต่างประเทศทำให้สามารถผ่านงานไปได้ด้วยดี

ขอขอบคุณพี่ มาศฟ้า อัมพะวะณะสิน สำหรับความช่วยเหลืองานด้านเอกสาร แบบฟอร์มงานวิจัย และการเบิกเงินสำหรับการเข้าร่วมประชุมสัมมนาต่างประเทศ

ขอขอบคุณข้อมูลจากพี่ชาว กฟผ. ทุกคนสำหรับข้อมูลใช้ในการประเมินในการทำงานวิจัยขึ้นนี้จนประสบผลสำเร็จ

สุดท้ายขอกราบขอบพระคุณบิดาและมารดา ที่ช่วยเหลือสนับสนุนในเรื่องการศึกษาและคอยเป็นกำลังใจให้อยู่ตลอดเวลา จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในการศึกษาระดับปริญญาโทมาบัดนี้

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

พร้อมศักดิ์ ทรัพย์ธนากร

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ง
กิตติกรรมประกาศ.....	จ
สารบัญ.....	ฉ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูป.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	6
1.1. ที่มาและความสำคัญ.....	6
1.2. วัตถุประสงค์ของงานวิจัย.....	8
1.3. ขอบเขตการศึกษา	8
1.4. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	8
บทที่ 2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	10
2.1. วิธีการหาค่าพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	10
2.2 ผลตอบแทนที่ได้จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	11
2.3 การลดก๊าซเรือนกระจก	12
2.4 ปัจจัยที่มีเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	14
2.5 อัตราการลดการระเหย	15
2.6 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแหล่งกักเก็บพลังงาน	16
2.7 การศึกษาผลกระทบของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำต่อสิ่งแวดล้อม	19
บทที่ 3 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง.....	20
3.1 วิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ.....	20

3.2 การประมาณค่าอัตราการลดการระเหยของน้ำ	22
3.3 การวิเคราะห์การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำของเขื่อน ผลทางเศรษฐกิจ	24
3.4 การคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) จากการใช้ระบบผลิต ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์	25
3.5 การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ	25
บทที่ 4 วิธีการประเมินศักยภาพการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าบนทุ่นลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ในเขื่อนผลิต กระแสไฟฟ้า.....	27
4.1 ปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	27
4.2 การหาปริมาณการลดการระเหยของน้ำ.....	34
4.3 การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทางเศรษฐกิจ	34
4.4 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงรายปี (G _p).....	35
บทที่ 5 ผลการประเมินศักยภาพการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าบนทุ่นลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ในเขื่อนผลิต กระแสไฟฟ้า.....	37
บทที่ 6 วิธีการประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ.....	43
6.1. แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์.....	45
6.2. การตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์	47
6.3. ข้อเสนอรูปแบบการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บน ทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์	49
6.4. กระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าแบบคงที่สูงสุดที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมของเขื่อนศรี นครินทร์ที่แต่ละขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ	50
6.5. กระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสม	51
6.6. กระบวนการหาระดับน้ำในแต่ละวันเมื่อมีการจ่าย / สูบน้ำกลับในแต่ละชั่วโมง	53
บทที่ 7 ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์.....	56

7.1. ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าผสมของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา .	56
7.2. กำลังไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดที่ผลิตได้จากเขื่อนศรีนครินทร์ที่แต่ละขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ.....	62
บทที่ 8 สรุปผลการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ	67
บรรณานุกรม.....	69
ภาคผนวก ก. ข้อมูลระดับความสูงน้ำ ปริมาตรน้ำ และพื้นที่ผิวน้ำของเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าทั้งแห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.).....	73
ก.1 รายละเอียดเขื่อนบางลาง.....	74
ก.2 รายละเอียดเขื่อนภูมิพล.....	79
ก.3 รายละเอียดเขื่อนรัชชประภา.....	84
ก.4 รายละเอียดเขื่อนสิริกิติ์.....	91
ก.5 รายละเอียดเขื่อนสิรินธร.....	97
ก.6 รายละเอียดเขื่อนศรีนครินทร์.....	100
ก.7 รายละเอียดเขื่อนอุบลรัตน์.....	104
ก.8 รายละเอียดเขื่อนวชิราลงกรณ์.....	107
ก.9 รายละเอียดเขื่อนจุฬาภรณ์.....	112
ก.10 รายละเอียดเขื่อนห้วยกุ่ม.....	115
ก.11 รายละเอียดเขื่อนน้ำพุง.....	117
ก.12 รายละเอียดเขื่อนท่าทุ่งนา	119
ภาคผนวก ข. สมการสำหรับการหาค่าตัวแปรเพื่อพิจารณาอัตราการระเหยของน้ำ.....	122
ข.1 ความชันของโค้งความดันไอน้ำอิ่มตัว (Slope of the saturation vapor pressure curve, m).....	123
ข.2 Psychrometric constant (γ_p).....	123
ข.3 ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (Vapor pressure deficit, δe).....	123

ข.4 ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (latent heat of vaporization, λ_v).....	123
ประวัติผู้เขียน.....	124



สารบัญตาราง

ตารางที่ 4.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂) ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละชนิดเชื้อเพลิง	36
---	----



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

สารบัญรูป

รูปที่ 4.1 แผนภาพแสดงความเข้มแสงรวม	29
รูปที่ 5.1 แผนภูมิแท่งแสดงจำนวนไฟฟ้าต่อปีและปริมาณการลดการระเหยของน้ำต่อปี สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย: (ก) ทุกเขื่อนที่พิจารณา (ข) เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนท่าทุ่งนา	38
รูปที่ 5.2 แผนภูมิแท่งแสดงปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงต่อปีของแต่ละชนิดเชื้อเพลิง สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย: (ก) ทุกเขื่อนที่พิจารณา (ข) เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนท่าทุ่งนา	40
รูปที่ 5.3 แผนภูมิแท่งแสดงเงินลงทุนต่อปีสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย	41
รูปที่ 6.1 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายวันของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021	48
รูปที่ 6.2 ปริมาณไฟฟ้าจากระบบภายนอกสำหรับสูบน้ำกลับของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021	48
รูปที่ 6.3 ผลการจำลองระดับปริมาณกักเก็บของอ่างเก็บน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021 เปรียบเทียบกับปริมาณน้ำจริงที่บันทึกไว้	49
รูปที่ 6.4 รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำที่นำเสนอ เพื่อให้ได้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้คงที่สม่ำเสมอ ในแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน	50
รูปที่ 6.5 แผนผังแสดงกระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ	52
รูปที่ 6.6 แผนผังแสดงการหาระดับน้ำในแต่ละวันเมื่อมีการจ่าย / สูบน้ำกลับในแต่ละชั่วโมง	54
รูปที่ 7.1 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ	58

รูปที่ 7.2 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา สำหรับกรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเปรียบเทียบกับข้อมูลปริมาณน้ำกักเก็บในรูปแบบการทำงานเดิมในช่วงปี 2017-2021 58

รูปที่ 7.3 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 0.3391% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง (ก) ในช่วงปี 2017-2021 และ (ข) ในช่วงวันที่ 16-21 มีนาคม 2019 59

รูปที่ 7.4 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 0.3391% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ในช่วงปี 2017-2021 60

รูปที่ 7.5 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 1.20% (ก) ในช่วงปี 2017-2021 และ (ข) ในช่วงวันที่ 16-21 มีนาคม 2019 61

รูปที่ 7.6 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 1.20% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ในช่วงปี 2017-2021 62

รูปที่ 7.7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ผลิตได้กับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเทียบกับพื้นที่ติดตั้งที่ทำได้ ของระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ 63

รูปที่ 7.8 สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดเฉลี่ยในส่วนของการผลิตด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และการสูบน้ำ เทียบกับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ 64

รูปที่ 7.9 ปริมาณการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบกับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา 65

สัญลักษณ์และอักษรย่อ

อักษรโรมัน

A	พื้นที่ติดตั้งทั้งหมดของเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)
AP	จำนวนเงินที่ลงทุนรายปีสำหรับปริมาณไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (THB/kWh)
a	ค่าคงที่มีค่าระหว่าง $\max(0, \cos(AOI))$
b	ค่าคงที่มีค่าระหว่าง $\max(0.087, \cos(\theta_z))$
AOI	มุมระหว่างรังสีตกกระทบกับเส้นปกติของระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ (deg)
A_v	ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ
a_U	สัมประสิทธิ์ความเร็วลม
CRF(i, n)	ค่าตัวแปรสำหรับการผันแปรของต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
$C_{p,T}$	ค่าคงที่ประสิทธิภาพที่เปลี่ยนไปตามอุณหภูมิ
DNI	ค่าความเข้มของแสงตรงที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (W/m^2)
DHI	ค่าความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (W/m^2)
E	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 ปี (kWh)
E_A	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 ชั่วโมง (kWh/h)
E_{mass}	อัตราการระเหยของน้ำ (mm./day)
F_1	ค่าคงที่ของรูปแบบ Perez ของคุณสมบัติการกระจายบริเวณโดยรอบของแสง

F_2	ค่าคงที่ของรูปแบบ Perez ของคุณสมบัติการกระจายในแนวตั้งและแนวนอน
g	ความเร่งที่เกิดจากแรงโน้มถ่วงของโลก (ms^{-2})
G_t	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงรายปี ($tCO_2/year$)
G	ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเทศ (tCO_2/MWh)
GHI	ค่าของความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (W/m^2)
h	ระดับสูงที่ความแตกต่างของระดับต้นน้ำและท้ายน้ำ (m)
I_{tot}	เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำ (THB)
I_{dir}	แสงตรง (W/m^2)
I_{diff}	แสงกระจาย (W/m^2)
I_{gr}	แสงสะท้อน (W/m^2)
i	อัตราดอกเบี้ย
m	ความชันของโค้งความดันไอน้ำอิ่มตัว ($kPa K^{-1}$)
n	จำนวนปีในการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (year)
$NOCT$	อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ขณะทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ด้วยความเข้มแสง 800 วัตต์ ต่อ 1 ตารางเมตร อุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุณหภูมิปกติ แสงที่ผ่านชั้นบรรยากาศ 1.5 เท่าของมวลอากาศ มีลมที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส พัดผ่านด้วยความเร็ว 1 เมตรต่อวินาที ($^{\circ}C$)
OM	จำนวนเงินในการซ่อมบำรุงและการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำรายปี (THB)

P	ต้นทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (THB)
P_{water}	พลังงานไฟฟ้าจากพลังน้ำ (kW)
POA	ค่าความเข้มแสงรวม (W/m^2)
POA_d	ค่าความเข้มแสงรวมในแต่ละวัน ($\text{MJ m}^{-2} \text{ day}^{-1}$)
POA_t	ค่าเข้มแสงรวมต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ต่อหนึ่งชั่วโมง ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{h}$)
PR	ค่าคงที่ของสัดส่วนการผลิตพลังงาน
Q	อัตราการไหลของมวลน้ำ (m^3s^{-1})
R_A	ค่าความเข้มแสงจากรังสีนอกโลก ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{day}$)
RH	สัดส่วนความชื้นสัมพัทธ์ (%)
T_{panel}	อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการใช้งานจริง ($^{\circ}\text{C}$)
T_{amb}	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ($^{\circ}\text{C}$)
u	ความเร็วลม (m/s)
I_{FPV}	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บน ทุ่นลอยน้ำ (kWh)
I_{hybrid}	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าแบบผสม (kWh)
$V_{\text{Pump up}}$	ปริมาณน้ำสูบล้าง (m^3)
$\text{Water rate}_{\text{pumped}}$	อัตราส่วนปริมาณน้ำสูบล้างต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าสำหรับการสูบน้ำ กลับ
I_{hydro}	ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของพลังน้ำ (kWh)
Release	ปริมาณน้ำที่ปล่อยผ่านกังหันน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (m^3)
$\text{Water rate}_{\text{gen}}$	อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้า (m^3/kWh)

อักษรกรีก

η_{tot}	ประสิทธิภาพรวมระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ
θ_z	มุมเซนิด (deg)
β	มุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (deg)
β_L	ค่าสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละประเทศ
γ_s	มุมอาซิมุทของแสงตรง (deg)
γ_p	ค่าคงที่กราฟไซโครเมตริก
γ	มุมระนาบเซลล์แสงอาทิตย์อาซิมุท (deg)
δ_e	ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (kPa)
λ_v	ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (MJ kg^{-1})
ρ	ความหนาแน่นของน้ำ (kg m^{-3})
ρ_s	ปริมาณความหนาแน่นพลังงานที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 ตารางกิโลเมตร (kWh/km^2)
η	ประสิทธิภาพกังหันน้ำ
η_{PV}	ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์
η_{inv}	ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์
η_{temp}	ประสิทธิภาพอุณหภูมิที่มีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์
η_{stc}	ประสิทธิภาพการทดสอบแผงเซลล์เมื่อได้รับแสงความเข้ม (Irradiance) 1000 วัตต์ ต่อ 1 ตารางเมตรอุณหภูมิที่แผงโซลาร์เซลล์ 25 องศาเซลเซียส แสงที่ผ่านชั้นบรรยากาศ 1.5 เท่าของมวลอากาศ
η_{tot}	ประสิทธิภาพรวมระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

δ_e	ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (kPa)
λ_v	ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (MJ kg^{-1})
λ_p	ค่าคงที่การสูญเสียประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์
λ_c	ค่าคงที่การสูญเสียประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์
ς	ค่าคงที่ในการผลิตพลังงานแต่ละเมือง
τ	ระยะเวลาทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (hr./year) มีค่า 8760 ชั่วโมงต่อปี
α	สัมประสิทธิ์ของการสะท้อนแสงจากพื้นผิวสะท้อน



บทที่ 1

บทนำ

1.1. ที่มาและความสำคัญ

พลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานหมุนเวียนรูปแบบหนึ่งซึ่งมีอยู่ทั่วทุกพื้นที่ทำให้สามารถหาได้ง่าย และมีอยู่อย่างไม่จำกัด โดยมาจากดวงอาทิตย์ที่ส่องแสงมายังโลก จึงมีการนำพลังงานแสงอาทิตย์ไปใช้ประโยชน์ในรูปแบบต่างๆ รวมไปถึงการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์

การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เซลล์แสงอาทิตย์ในปัจจุบันได้รับความนิยมมากขึ้น สามารถเห็นได้จากเทคโนโลยีที่พัฒนาทำให้ประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์สูงขึ้นและต้นทุนในการลงทุนลดลง แต่ข้อจำกัดสำคัญในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้ารูปแบบนี้จำเป็นต้องมีพื้นที่สำหรับการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เป็นจำนวนมาก ดังนั้นการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดินเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการไฟฟ้าจึงมีความเป็นไปได้ลำบากเพราะต้องใช้พื้นที่เป็นจำนวนมากและบริเวณที่มีการใช้ปริมาณไฟฟ้าสูงนั้นส่วนใหญ่จะเป็นพื้นที่ที่มีประชากรอยู่รวมกันเป็นจำนวนมากซึ่งพื้นที่สำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์โซลาร์เซลล์มักมีไม่เพียงพอและใช้เงินลงทุนที่สูง จึงมีแนวคิดการใช้พื้นที่ผิวน้ำเพื่อทดแทนการใช้พื้นที่บนดิน เช่น อ่างเก็บน้ำในเขื่อน อ่างเก็บน้ำในชุมชน แหล่งน้ำนิ่งในธรรมชาติ เป็นต้น มาใช้ให้เกิดประโยชน์โดยการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ Friel, Karimirad และคณะ [1] กล่าวถึงข้อได้เปรียบของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน (Ground mounted solar cell) นอกจากช่วยประหยัดพื้นที่บนดินแล้ว ยังมีข้อได้เปรียบในเรื่องอื่นๆ อีกเช่น ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (Floating solar cell system) มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มขึ้น เนื่องจากอุณหภูมิที่ต่ำลงเพราะอยู่บนผิวน้ำสามารถช่วยระบายความร้อนได้ดีกว่าบนพื้นดิน อัตราการระเหยของน้ำในแหล่งน้ำมีค่าลดลงและสาหร่ายหรือพืชน้ำเจริญเติบโตได้น้อยลงเนื่องจากปริมาณแสงตกกระทบที่ผิวน้ำลดลงเพราะแสงถูกโครงสร้างของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (Floating solar cell system) ปิดกั้นทางเดินแสงไว้ [1]

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (Floating solar cell system) โดยทั่วไปประกอบด้วยส่วนต่างๆดังนี้ ระบบทุ่นลอยน้ำ ซึ่งได้รับออกแบบให้มีหน้าที่สามารถรองรับน้ำหนักของอุปกรณ์และบุคคลลอยอยู่บนน้ำได้อย่างปลอดภัยสำหรับการใช้งาน วัสดุของระบบทุ่นลอยน้ำ

จำเป็นต้องมีคุณสมบัติคือน้ำหนักน้อยและสามารถลอยน้ำอยู่ได้เมื่อมีการใช้งาน โดยวัสดุที่พบได้ทั่วไปส่วนมากจะมี High density polyethylene (HDPE) เป็นส่วนประกอบ ส่วนรูปร่างและขนาดของระบบท่อนลอยน้ำจะถูกแบ่งลักษณะตามขนาดพื้นที่สำหรับระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ทางเดินสำหรับติดตั้งและซ่อมบำรุง (Walkway) ระบบยึดโยงสายมีหน้าที่สำหรับยึดตัวท่อนขนาดใหญ่เข้าไว้ด้วยกันให้อยู่ตำแหน่งเดิมและป้องกันการพลิกคว่ำหรือเสียหายจากแรงลมและคลื่น โดยมีจุดเชื่อมต่อชั้นทับสำหรับยึดตัวท่อนขนาดใหญ่เข้าไว้ด้วยกันจะใช้อุปกรณ์ เช่น น๊อต เป็นต้น ส่วนการยึดโยงให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์อยู่ตำแหน่งเดิมจะใช้จุดยึดเคเบิลระหว่างท่อนลอยน้ำกับพื้นที่ใต้พื้นน้ำ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เป็นระบบของเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฟฟ้าโดยแผงเซลล์แสงอาทิตย์จำนวนหลายแผงมาเชื่อมต่อกันเรียงกันตามแนวหรือเปลี่ยนไปตามรูปแบบของระบบท่อนลอยน้ำ ข้อควรระวังเมื่อมีการนำเซลล์แสงอาทิตย์ไปลอยอยู่บนผิวน้ำคือเรื่องความชื้นที่สูงจะทำให้เกิดการกัดกร่อนขึ้นได้เร็วกว่าการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์บนพื้นดิน ดังนั้นการเลือกใช้วัสดุสำหรับโครงของเซลล์แสงอาทิตย์จำเป็นต้องมีมาตรฐานรองรับ และระบบนำส่งกระแสไฟฟ้า ประกอบด้วยสายเคเบิลไฟฟ้าขนาดใหญ่มีหน้าที่ที่คือนำส่งกระแสไฟฟ้าผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เข้าสู่ระบบส่งเพื่อส่งไฟฟ้าออกไปตามความต้องการการใช้ไฟฟ้า [2]

ในประเทศไทยตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 – 2580 (PDP 2018) revise 1 [3] ฉบับล่าสุด ตามแนวทางการด้านสิ่งแวดล้อมที่ต้องการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี 2561-2580 ทั้งหมด 16,243 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นการนำพลังงานแสงอาทิตย์ท่อนลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำด้วยกำลังทั้งหมด 2,725 เมกะวัตต์ ซึ่งคิดเป็น 16.99 % ของกำลังการผลิตรวมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ข้อมูล ณ วันที่ 31 ส.ค.2564 [4] โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เป็นเจ้าของโครงการเริ่มที่แรก ณ เขื่อนสิรินธร จ.อุบลราชธานี ขนาดกำลัง 45 เมกะวัตต์ติดตั้ง เป็นโครงการท่อนลอยน้ำแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ใช้พื้นที่ผิวน้ำประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร เปิดขายไฟเข้าระบบเรียบร้อยแล้วในปี พ.ศ.2564

นอกเหนือจากนี้ยังมีอีกหลายเขื่อนการสำหรับการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าบนท่อนลอยน้ำ ดังนั้นการทราบผลลัพธ์จากการใช้แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าบนท่อนลอยน้ำในแต่ละเขื่อนจึงเป็นเรื่องที่น่าสนใจและควรทำ เพราะทำให้ทราบความคุ้มค่าและการได้รับประโยชน์จากการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าบนท่อนลอยน้ำในแต่ละเขื่อน สามารถจัดลำดับเขื่อนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ที่มีประสิทธิภาพจากมากไปน้อยได้ โดยในปัจจุบันยังไม่มีกระบวนการที่ชัดเจนในการประเมิน

ศักยภาพการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าบนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำของประเทศไทย ดังนั้นเราจึงต้องการเสนอเงื่อนไขในการพิจารณาการประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ในงานวิจัยนี้แบ่งงานวิจัยออกเป็น 2 ส่วน ส่วน 1 คือ บทที่ 4 และ 5 กล่าวถึงการเปรียบเทียบศักยภาพของเขื่อนผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้า ส่วนที่ 2 คือ บทที่ 6 และ 7 จะเป็นการพิจารณาศักยภาพเขื่อนในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำของเขื่อนเพื่อผลิตไฟฟ้าสูงสุดอย่างคงที่

1.2. วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

1. เพื่อประเมินศักยภาพระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ด้วยขนาดเต็มพื้นที่โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อประเมินศักยภาพในการใช้งานเขื่อนผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ในรูปแบบการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเพื่อให้ได้กำลังการผลิตไฟฟ้าแบบคงที่

1.3. ขอบเขตการศึกษา จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1. แหล่งน้ำที่ใช้พิจารณาการติดตั้งปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ประกอบไปด้วย เขื่อนสิรินธร เขื่อนภูมิพล เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนน้ำพุง เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง
2. สำหรับศึกษาวิธีการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำของเขื่อนเพื่อผลิตไฟฟ้าอย่างคงที่ จะพิจารณาโดยใช้ข้อมูลของเขื่อนศรีนครินทร์เป็นตัวอย่างในการทำแบบจำลอง

1.4. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ได้เครื่องมือในการตัดสินความเหมาะสมในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแต่ละอ่างเก็บน้ำผลิตไฟฟ้า สามารถประมาณปริมาณการลดการระเหยของน้ำ และสามารถประมาณปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ
2. ได้เครื่องมือในการประมาณขนาดติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนและอ่างเก็บน้ำที่เหมาะสม สำหรับการผลิตไฟฟ้าแบบผสมคงที่ที่ต้องการจากของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ



บทที่ 2

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยนี้เป็นการหาวิธีประเมินศักยภาพของการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในอ่างเก็บน้ำ สำหรับงานวิจัยที่เกี่ยวกับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับทฤษฎี เอกสาร และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อใช้สร้างวิธีการในการประเมินศักยภาพของการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำ

2.1. วิธีการหาค่าพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

การหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากการใช้ระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำเป็นปัจจัยอันดับแรกในการประเมินศักยภาพของทุ่นลอยน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในอ่างเก็บน้ำ มีงานวิจัยจำนวนหนึ่งทำการศึกษาการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำดังนี้

Kim, Oh และคณะ [5] วิเคราะห์การใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในแหล่งน้ำของประเทศเกาหลีเพื่อทำการหาแหล่งน้ำที่มีความเหมาะสมจากทั้งหมด 3401 แห่งสำหรับการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ โดยมีระเบียบวิธีวิจัยดังนี้ ทำนายค่าความเข้มแสงรวมของดวงอาทิตย์ของแต่ละแหล่งน้ำด้วย วิธีการ Interpolation จากข้อมูลสภาพอากาศเฉลี่ยรายปีเพื่อหาค่าเฉลี่ยแสงรวมของประเทศเกาหลี ลำดับถัดมาทำการคำนวณหาอัตราส่วนผลกระทบของภูมิประเทศทำให้เกิดเงาทำให้แสงไม่สามารถตกกระทบระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำได้ด้วยข้อมูลสภาพและระดับของภูมิประเทศ เรียกว่าวิธี shadow analysis เมื่อได้ค่าเฉลี่ยแสงรวมต่อวันของประเทศเกาหลีและอัตราส่วนแสงที่ลดลงจากเงาที่เกิดขึ้นจากลักษณะภูมิประเทศ นำมาเข้าโปรแกรม RETScreen จะได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในประเทศเกาหลี

Stubiener, Carneiro da Silva และคณะ [6] เสนอรูปแบบการใช้ น้ำและแสงอาทิตย์ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าแทนที่รูปแบบการใช้น้ำและพลังงานความร้อนที่ใช้อยู่ในปัจจุบันของประเทศบราซิล (Brazil) โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำลอยบนผิวน้ำในเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้า เพราะมีระบบส่งไฟฟ้ารองรับและสามารถยืดหยุ่นในการจัดการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบกริด (grid) ได้สะดวก โดยใช้ระเบียบวิธีวิจัยในการหาจำนวนพลังงานที่เกิดจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำโดยใช้ค่าตัวแปร คือแสงรวมเฉลี่ยต่อวันของแต่ละพื้นที่ในประเทศ ค่าคงที่ของสัดส่วนการผลิตพลังงาน (Production factor) ปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าบนทุ่น

ลายน้ําในแต่ละเขื่อน และประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ นํามาเข้าสมการจะได้ปริมาณพลังงานที่เกิดขึ้นของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําของเขื่อนแต่ละแห่งในประเทศบราซิล (Brazil)

Hartzell [7] เสนอวิธีในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําเพื่อการแข่งขันทางธุรกิจ โดยแบ่งการศึกษาในรูปแบบผลลัพธ์ คือ ปริมาณพลังงานทั้งหมดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําผลิตได้ อัตราการป้องกันการระเหยของน้ํา และเปรียบเทียบราคากับจำนวนเงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดิน Hartzell (2016) [7] ใช้วิธีการหาค่าพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําจะไม่ได้ใช้ค่าความเข้มแสงรวมต่อวันและประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แต่จะใช้ตัวแปรคือค่าคงที่ในการผลิตพลังงานแต่ละเมือง (State capacity factor) ระยะเวลาที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าคือ 8,760 ชั่วโมงต่อปี ปริมาณความหนาแน่นพลังงานที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 ตารางกิโลเมตร และเมื่อนํามาใช้ร่วมกับปริมาณพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ํา จะสามารถหาจำนวนพลังงานที่ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําผลิตได้

Durković และ Đurišić [8] ทำการวิจัยการใช้พลังงานจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําเพื่อผลิตพลังงานและส่งให้กับโรงงานผลิตอะลูมิเนียมในเมืองโพดโกริทซา Podgorica ประเทศมอนเตเนโกร (Montenegro) โดยใช้ตัวแปรในการหาค่าพลังงานไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําคือ ค่าเข้มแสงรวมต่อวัน ปริมาณพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ํา และประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําโดยแบ่งเป็นประสิทธิภาพที่เปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิ ประสิทธิภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

2.2 ผลตอบแทนที่ได้จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ํา

Lopez และคณะ [9] กล่าวว่าในการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนต่างๆ ปัจจัยเศรษฐศาสตร์เป็นเรื่องที่จำเป็นต้องศึกษาเพื่อบ่งชี้ถึงศักยภาพของความคุ้มค่าในการเลือกใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน Fereshtehpour และคณะ; Temiz และ Javani [10, 11] เสนอว่าระยะเวลาการคืนทุนและจำนวนเงินลงทุนของโครงการควรถูกนำมาเป็นปัจจัยในการพิจารณาการลงทุนสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลายน้ําด้วย จากการศึกษาวิจัยที่

เกี่ยวข้องมีข้อคิดเห็นและข้อสรุปจากงานวิจัยต่าง ๆ ในเรื่องเศรษฐศาสตร์จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ดังนี้

Durković และ Đurišić; Ferrer-Gisbert และคณะ [8, 12] ศึกษาและพบว่าจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำสูงกว่าจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดิน สอดคล้องกับที่ Sharma, Muni, และ Sen 2015) [13] ศึกษาและพบว่าจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีค่าประมาณ 1.2 เท่าของจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดิน แต่งานวิจัยของ Goswami และคณะ [14] ได้ข้อสรุปที่ตรงกันข้ามกันสำหรับกรณีที่ดินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินเข้าไปด้วย ซึ่งจะได้ว่าจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำต่ำกว่าจำนวนเงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินอยู่ที่ 39 เปอร์เซ็นต์ Mittal, Saxena, และ Rao 2017) [15] เสนอเพิ่มว่า ข้อได้เปรียบในทางเศรษฐศาสตร์สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่มากกว่าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนดินอย่างมากที่สุดคือ ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่จำเป็นต้องใช้พื้นที่บนผิวดินซึ่งเป็นสิ่งที่มีอยู่อย่างจำกัดและไม่สามารถเพิ่มขึ้นได้

นอกจากนี้ Durković และ Đurišić [8] ได้ทำการวิเคราะห์และประเมินค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงและการดำเนินการของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ พบว่าค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงและการดำเนินการของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำรายปีสำหรับระบบขนาดใหญ่และขนาดเล็ก คิดเป็น 0.5% และ 1% ของเงินลงทุนทั้งหมด ตามลำดับ

2.3 การลดก๊าซเรือนกระจก

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG) คือ ก๊าซที่เป็นองค์ประกอบของบรรยากาศโลก ห่อหุ้มโลกไว้เสมือนเรือนกระจก ที่ดูดซับและปลดปล่อยรังสีภายในช่วงความถี่ (คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า) อินฟราเรดร้อน (Thermal Infrared Range) การมีปริมาณเพิ่มขึ้นจะทำให้มีความร้อนภายในโลก บางส่วนไม่สามารถปลดปล่อยออกไปสู่อวกาศได้และความร้อนบางส่วนนั้นจะตกกลับลงสู่พื้นผิวโลกทำให้อุณหภูมิในตอนกลางวันนั้นร้อนจัด และในตอนกลางคืนนั้นหนาวจัด เป็นผลทำให้ระดับอุณหภูมิพื้นผิวโลกเฉลี่ยสูงขึ้น ก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญคือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ มีเทน ไนตรัสออกไซด์ และสารซีเอฟซี เป็นต้น กระบวนการที่เกิดขึ้นนี้เรียกว่าปรากฏการณ์เรือนกระจก (Greenhouse Effect) สาเหตุที่ทำให้เกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกมาจากหลายสาเหตุ ซึ่งหนึ่งใน

สาเหตุที่ทำให้เกิดปรากฏการณ์คือ การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลโดยจะทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนเป็นตัวช่วยของการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ดังนั้นการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจึงมีความน่าสนใจเป็นอย่างมากเพราะจะช่วยลดการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลสำหรับการผลิตไฟฟ้า ทำให้ลดอัตราเกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ มีวิธีการคำนวณและข้อสรุปจากงานวิจัยต่างๆในเรื่องการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ดังนี้

Tiwari [16] วิจัยเกี่ยวกับการประมาณคาร์บอนเครดิต (Carbone credit) โดยใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในสภาพแวดล้อมของประเทศอินเดีย (India) เสนอการหาปริมาณการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เฉลี่ยรายปี ในการผลิตไฟฟ้าจำนวน 1 MWh จะสามารถลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 0.932 tCO₂

Goswami และคณะ [14] เสนอความเหมาะสมในการทำโรงไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกำลังการผลิต 10 เมกะวัตต์ โดยใช้ปัจจัยบ่งชี้ตัวหนึ่งคือการลดการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จากรายงานปี 2017-2018 ของ Central Electricity Authority, Government of India, New Delhi รายงานว่าการทำโรงไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกำลังการผลิต 10 เมกะวัตต์ติดตั้ง จะลดการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 13,632.06 tCO₂/year ดังนั้น Goswami และคณะ [14] จึงนำเสนอที่ระยะเวลาดำเนินการโรงไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกำลังการผลิต 10 เมกะวัตต์ ที่ 25 ปี จะสามารถลดการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 340,801.74 tCO₂

Redón Santafé และคณะ [17] นำเสนอถึงสิ่งจำเป็นพื้นฐานสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 425,000 kWh/year เต็มพื้นที่อ่างเก็บน้ำสำหรับการชลประทาน Redón Santafé และคณะ [17] บอกว่าปริมาณพลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เหลืออยู่จากพลังงานทั้งหมดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำการหักลบด้วยพลังงานที่ต้องใช้พื้นฐานทั้งหมดในแต่ละแห่งคือปริมาณพลังงานไฟฟ้าจริงที่จะช่วยลดปริมาณจริงของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และสามารถลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ระยะเวลาดำเนินการ 20 ปี อยู่ที่ 2048.5 tCO₂ โดยใช้อัตราส่วนคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วยของ World Wide Fund for Nature ในประเทศสเปน (Spain) มีค่าอยู่ที่ 241 gCO₂/kWh ในปี ค.ศ. 2012

Song และ Choi [18] เสนอการวิเคราะห์การหาปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG) โดยปริมาณก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas หรือ GHG) ที่ลดลงสำหรับการผลิตไฟฟ้า จะเท่ากับปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ถูกแทนที่โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

2.4 ปัจจัยที่มีเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

ในการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในแต่ละแห่งนั้นนอกจากขึ้นอยู่กับค่าพลังงานแสงรวมในพื้นที่และลักษณะทิศทางของแสงที่ส่องลงมายังเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ยังมีปัจจัยอื่น ๆ อีกที่ส่งผลต่อการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำใน มีตัวอย่างในงานวิจัยบางส่วนเสนอข้อคิดเห็นถึงปัจจัยดังกล่าว ดังนี้

Kim, Oh, และ Park [5] ในการวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อเลือกอ่างเก็บน้ำ จำนวน 3,401 แห่งในประเทศเกาหลี (Korea) โดยใช้ข้อกำหนดทั่วไปสำหรับแหล่งน้ำที่จะติดตั้งและใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำนั้นได้เน้นควรมีความลึกของอ่างเก็บน้ำเฉลี่ยมากกว่า 5 เมตรขึ้นไป และระดับความลึกต่ำสุดของอย่างน้อย 1 เมตร ด้วยข้อกำหนดนี้ทำให้สามารถเลือกอ่างเก็บน้ำที่มีประสิทธิภาพเพียงพอสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

Haas และคณะ [19] วิจัยศึกษาเกี่ยวกับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำบนอ่างเก็บน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เนื่องจากพื้นที่ผิวน้ำสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจะมีค่ามากขึ้นเมื่อระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำมีค่าสูงขึ้นและเมื่อระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำมีค่าลดลงพื้นที่ผิวน้ำสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจะมีค่าลดลงด้วยเช่นกัน ดังนั้น Haas และคณะ [19] เสนอว่าเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดการเกยกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ จึงเลือกใช้ขนาดพื้นที่ผิวน้ำสำหรับติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ระดับน้ำต่ำสุดของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพราะระดับน้ำต่ำสุดของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นระดับที่มีค่าคงที่เสมอ

Rauf, Gull และคณะ [20] วิเคราะห์การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำ Ghazi Barotha ร่วมกันโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ประเทศปากีสถาน (Pakistan) โดยควรเลือกรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อนที่มีโครงข่ายระบบส่งไฟฟ้าอยู่แล้ว เช่น ในอ่างเก็บน้ำของเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้า เป็นต้น ประโยชน์ที่ได้รับ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บน

พุน่ลยน้ำสามารถใช้ประโยชน์ของระบบส่งไฟฟ้าร่วมกันกับของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ การใช้งบลงทุนในส่วนนี้จะถูกตัดออกไป ทำให้เกิดจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ได้ดีมากขึ้นและระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำจะสูญเสียพลังงานในระบบส่งน้อยลงหากติดตั้งอยู่ในโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพราะว่าโดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะสร้างอยู่ใกล้กับชุมชนหรือแหล่งที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้ปริมาณไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำจะอยู่ใกล้กับแหล่งที่มีความต้องการไฟฟ้าด้วยเช่นกัน

2.5 อัตราการลดการระเหย

โดยทั่วไประบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำจะลอยอยู่บนผิวน้ำทำให้ปกคลุมผิวน้ำ ทำให้แสงอาทิตย์ที่ส่องลงมายังผิวน้ำถูกบดบังลดการสัมผัสกับแสงอาทิตย์โดยตรง ส่งผลให้อัตราการระเหยของน้ำในแหล่งน้ำลดลง ปริมาณน้ำในแหล่งน้ำมีปริมาณเพิ่มขึ้น จากการศึกษาในหลายงานวิจัยซึ่งสามารถรวบรวมข้อคิดเห็นและข้อสรุปในงานวิจัยการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำส่งผลให้อัตราการระเหยของน้ำลดลง ดังนี้

Mittal, Saxena และคณะ [21] ศึกษาศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำในการผลิตไฟฟ้าและลดอัตราการระเหยของน้ำ ที่แหล่งน้ำ 4 แห่ง คือ Ana Sagar lake (Ajmer), Kaylana lake (Jodhpur), Kishore Sagar lake (Kota), และ Man Sagar lake (Jaipur) Rajasthan ประเทศอินเดีย คำนวนปริมาณการลดการระเหยของน้ำสมการดังนี้ Hamon equation, Blaney-Cridle equation, Jensen-Haise equation, Stephens-Steward และ Makkink equation ด้วยปัจจัยที่มีผลต่ออัตราการระเหยคือ อุณหภูมิ จำนวนชั่วโมงที่มีแสงแดด ความชื้นและความเข้มแสง ซึ่งเป็นข้อมูลจาก NASA (REtScreen Expert) และ Meteonorm 7.1 (PVsyste 6.6.2) เมื่อนำปัจจัยที่มีผลต่อการระเหยรวมเข้ากับสมการทำให้ได้อัตราการลดการระเหยของน้ำแต่ละแหล่ง โดยตรวจสอบเทียบอัตราการระเหยกับข้อมูลอัตราการระเหยจริงจาก Central Water Commission (CWC) ประเทศอินเดีย พบว่าอัตราการระเหยของน้ำจากสมการ Blaney-Cridle equation ร่วมกับข้อมูล Meteonorm 7.1 (PVsyste 6.6.2) มีค่าใกล้เคียงกับรายงานข้อมูลจริงของ Central Water Commission (CWC) มากที่สุด

Sharma, Muni, และ Sen [13] ศึกษาปัจจัยในการออกแบบโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนพุน่ลยน้ำและศึกษาผลกระทบของเงาที่มีผลต่อตัวเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบ โดยมีข้อสรุปเรื่องอัตราการ

ลดอัตราการระเหยจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ว่าสามารถช่วยลดอัตราการระเหยของน้ำได้มากถึง 70 เปอร์เซ็นต์

Haas และคณะ [19] มีข้อสรุปและอภิปรายสำหรับอัตราการลดการระเหยในงานวิจัย โดยการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่จำนวนเต็มพื้นที่ผิวน้ำจะช่วยลดอัตราการระเหยของน้ำได้ประมาณ 15 เปอร์เซ็นต์ ของปริมาณน้ำทั้งหมดในอ่างเก็บน้ำต่อปี

2.6 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแหล่งกักเก็บพลังงาน

แม้ว่าในปัจจุบันการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะเป็นที่นิยมกันแพร่หลายเพราะสามารถผลิตไฟฟ้าได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดและมีปริมาณไม่จำกัด แต่การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ยังข้อเสียในการใช้งานในเรื่องของความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้า เพราะเป็นการใช้พลังงานจากแสงอาทิตย์ซึ่งเป็นพลังงานจากธรรมชาติทำให้ไม่สามารถควบคุมให้มีแสงแดดตามความต้องการไฟฟ้าที่แปรผันอยู่ตลอดเวลา ดังนั้นการจึงมีงานวิจัยจำนวนหนึ่งทำการศึกษาค่าการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับแหล่งผลิตไฟฟ้าจากพลังงานอื่นเพื่อให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง ดังนี้

Farfan และ Breyer [22] วิจัยการใช้งานโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เสนอวิธีการผลิตไฟฟ้าแบบยืดหยุ่นของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้ากับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าให้กับความต้องการไฟฟ้าเป็นหลักในช่วงความต้องการไฟฟ้าสูงสุดและมีแสงแดด แต่ในกรณีที่ไม่มีแสงแดดทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้จะใช้โรงไฟฟ้าพลังน้ำผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายให้กับความต้องการไฟฟ้าแทนที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า การทำงานรูปแบบนี้โรงไฟฟ้าพลังน้ำจะเปรียบเสมือนแหล่งเก็บไฟฟ้าหรือแบตเตอรี่เพื่อเสริมความมั่นคงในการผลิตไฟฟ้าให้กับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าและชดเชยข้อด้อยของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้า

G Vasco และคณะ [23] ศึกษาความเหมาะสมสำหรับไฮบริดระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำด้วยโปรแกรม HOMER ในเขื่อน Laranjeiras ทางตอนใต้ของประเทศบราซิล (Brazil) โดยใช้ข้อมูลความเข้มแสงรวมจำนวน 8,760 ชั่วโมงของเมือง Tres Coroas จากในโปรแกรม HOMER เพื่อหาพลังงานไฟฟ้าที่เกิดจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ใช้ปัจจัยคือ ค่าคงที่สำหรับเงินลงทุนระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (PV capital multiplier) ทำให้ทราบจำนวนเงินลงทุน

ระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำซึ่งมีผลต่อสัดส่วนความเหมาะสมของปริมาณไฟฟ้าจากระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำ ผลการศึกษาพบว่าปริมาณความเหมาะสมของระบบร่วมระหว่างระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำภายในเขื่อนคือกำลังผลิตติดตั้งของพลังน้ำคือ 1,497 kW และกำลังผลิตติดตั้งน้อยสุดและมากสุดของระบบเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำคือ 180 kW และ 400 kW ตามลำดับ เพื่อให้ได้ปริมาณไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าและเหมาะสมกับปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าของพื้นที่

Maués [24] วิเคราะห์ศักยภาพของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ของประเทศบราซิลสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ และเสนอว่าการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำผลิตไฟฟ้าจะใช้ในช่วงที่มีแสงแดดและปริมาณน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่ที่กักเก็บไว้ไม่ได้ปล่อยน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจะทำงานเป็นรูปแบบแหล่งกักเก็บพลังงาน ปริมาณน้ำที่เก็บกักนี้ถูกนำมาใช้ผ่านการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่เพื่อจ่ายไฟฟ้าในตอนที่ไม่มีแสงแดดแทนที่การผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมี การผลิตไฟฟ้ารูปแบบนี้ทำให้ โรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความสามารถในการจ่ายไฟฟ้าและประสิทธิภาพของเศรษฐกิจต่อปีเพิ่มมากขึ้น

Stubiener และคณะ [6] แสดงให้เห็นการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าน้ำและแสงอาทิตย์แทนที่รูปแบบการใช้ น้ำและพลังงานความร้อนที่ใช้อยู่ในปัจจุบันของประเทศบราซิล (Brazil) โดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟสูงสุดและสามารถกักเก็บพลังน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้าในช่วงที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้เนื่องจากไม่มีแสงแดด ทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าจากน้ำและแสงอาทิตย์มีเสถียรภาพ

แม้การใช้การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะทำให้ลดข้อด้อยในเรื่องความเสถียรภาพในการจ่ายไฟฟ้าของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เนื่องมาจากแสงอาทิตย์ที่ไม่แน่นอน แต่ Haas และคณะ [19] กล่าวว่าข้อจำกัดในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ ปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จะมีผลต่อระดับน้ำในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ หากมีปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำมากดังนั้นพื้นที่ผิวน้ำต้องมากเพื่อรองรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ทำให้โรงไฟฟ้าพลังน้ำต้องรักษาระดับน้ำเอาไว้ไม่สามารถปล่อยน้ำเดินเครื่องได้เต็มประสิทธิภาพดังเดิม

Solomin และคณะ [25] เสนอรายงานเกี่ยวกับอุตสาหกรรมแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบไฮบริด โดยแบ่งประเภทของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบไฮบริด ออกเป็น 2 ประเภท คือ เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับระบบพลังงานรูปแบบอื่น (Hybridization) ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydropower plant) กักเก็บพลังน้ำแบบสูบกลับ (Pumped hydro storage) พลังงานลมจากชายฝั่งทะเล (Offshore wind) พลังงานจากคลื่น (Wave energy converter) การเก็บพลังงานในรูปแบบอากาศอัด (Compressed air energy storage) เป็นต้น และเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์รูปแบบอื่น ได้แก่ ระบบติดตามแสงอาทิตย์ (FPV และ floating tracking) ระบบติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนดิน (Ground mounted และ Floating) ระบบออนกริดและออฟกริด (Off grid/On grid)

Fu, Remo, และ Margolis [26] จัดทำราคามาตรฐานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงานขนาดกำลังผลิตที่สามารถใช้งานได้จริง โดยทำการศึกษารูป 2 รูปแบบ คือ รูปแบบราคาสำหรับการใช้ตัวกักเก็บพลังงานลิเทียมไอออน (lithium-ion) ในการต่อเข้ากับระบบกริด (Grid) เพียงอย่างเดียว และ รูปแบบราคาสำหรับการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการใช้ตัวกักเก็บพลังงานต่อเข้ากับระบบกริด (Grid) ซึ่งแบ่งออกเป็น รูปแบบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการใช้ตัวกักเก็บพลังงานอยู่ในพื้นที่บริเวณเดียวกันเปรียบเทียบกับรูปแบบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการใช้ตัวกักเก็บพลังงานอยู่ห่างหากันคนละพื้นที่และเปรียบเทียบรูปแบบระหว่างแบตเตอรี่ไฟฟ้ากระแสตรงและแบตเตอรี่ไฟฟ้ากระแสสลับด้วยระบบเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับการใช้ตัวกักเก็บพลังงานซึ่งอยู่ในพื้นที่เดียวกัน

DiOrio, Dobos, และ Janzou [27] ใช้โปรแกรม System Advisor Model (SAM) ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจของแบตเตอรี่ในการกักเก็บพลังงาน ทำการจำลองรูปแบบ 2 รูปแบบคือ การใช้งานระบบควบคุมด้วยมือและควบคุมระบบแบบอัตโนมัติ โดยการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ซึ่งใช้ข้อมูลสภาพอากาศจากศูนย์วัดสภาพอากาศของ NREL's Measurement และ Instrumentation Data Center (MIDC) ที่ใกล้เมืองมากที่สุดร่วมกับแบตเตอรี่ 2 ชนิด คือ แบตเตอรี่ลิเทียมไอออน (Lithium-ion) และแบตเตอรี่ตะกั่ว (Lead Acid) ที่เมือง Los Angeles และ Knoxville ได้ผลการวิเคราะห์ที่ดีที่สุดคือ ที่เมือง Los Angeles มี Net Present Value ที่ \$ 31,874 ขนาดความจุแบตเตอรี่ 110 kWh / 55 kW กำลังการผลิตติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์ที่แผง 50 kW ควบคุมด้วยระบบอัตโนมัติ และ แบตเตอรี่ชนิดลิเทียม ไอออน (Lithium-ion) ที่เมือง Knoxville มี Net Present Value ที่ \$ 60,731

ขนาดความจุแบตเตอรี่ 300 kWh / 150 kW กำลังการผลิตติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์ทั้งแผง 50 kW ควบคุมด้วยระบบอัตโนมัติ และแบตเตอรี่ชนิดลิเทียม ไอออน (Lithium-ion)

2.7 การศึกษาผลกระทบของเซลล์แสงอาทิตย์บนหุ่นลอยน้ำต่อสิ่งแวดล้อม

นอกจากการประเมินประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหุ่นลอยน้ำ การศึกษาผลกระทบกับสิ่งแวดล้อมก็เป็นส่วนสำคัญที่จะต้องพิจารณา Pimentel Da Silva, Magrini, และ Branco [28] จัดทำข้อเสนอการประเมินมาตรฐานทางสิ่งแวดล้อม (EIA) สำหรับการนำเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดปริมาณมาก เริ่มจากการกำหนดระดับความสำคัญในด้านต่าง ๆ การให้คะแนนความสำคัญในแต่ละด้านโดยขึ้นกับตัวบุคคลที่ได้รับผลกระทบในแต่ละด้าน แล้วนำมาสรุปผลให้เกิดข้อตกลงโดยรวมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียจากโครงการ ทำให้เกิดเป็นมาตรฐานที่สามารถใช้ได้ใกล้เคียงความเป็นจริงมากที่สุดเพราะมาจากเนื้อหาที่ครอบคลุมหลายด้านและจากในพื้นที่จริง เพื่อให้เกิดการรักษาสิ่งแวดล้อมในบริเวณอย่างเหมาะสม

บทที่ 3

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

3.1 วิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

วิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเป็นปัจจัยหนึ่งในการประเมินศักยภาพจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำซึ่งมีความสำคัญอย่างมากเพราะเป็นผลลัพธ์ที่ได้จากการใช้งานระบบระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำโดยตรง จากการศึกษางานวิจัยก่อนหน้าพบว่ามีการวิจัยใช้หลายทฤษฎีในการคำนวณหาจำนวนหน่วยไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ โดยปัจจัยที่พบเจอในการคำนวณพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำประกอบด้วย ความเข้มแสงรวมของพื้นที่ซึ่งเป็นปัจจัยบ่งชี้พลังงานของแสงอาทิตย์ที่ได้รับเพื่อนำไปผลิตไฟฟ้า ขนาดพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำซึ่งแยกออกได้เป็น ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพอุณหภูมิที่มีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้การเลือกใช้ปัจจัยในวิธีการคำนวณพลังงานไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขึ้นอยู่กับแนวคิดแต่ละงานวิจัยว่าจะเลือกใช้อย่างไร โดยสามารถสรุปทฤษฎีและแนวคิดของแต่ละงานวิจัยที่ค้นเจอได้ดังนี้

Kim, Oh, และ Park [5] ใช้โปรแกรม RETScreen ของ Natural Resources Canada (NRC, Ottawa, Canada) ในการคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เกิดขึ้น ด้วยปัจจัยคือ ความเข้มแสงรวมของพื้นที่ ขนาดพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ แบ่งเป็น ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพอุณหภูมิที่มีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ นำข้อมูลเข้าโปรแกรม RETScreen ทำการหาผลลัพธ์ด้วยสมการ

$$E_A = POA_t \cdot A \cdot \eta_{PV} \cdot \eta_{inv} \cdot [1 - \eta_{temp} \cdot (T_{panel} - 25)] \cdot (1 - \lambda_p) \cdot (1 - \lambda_c) \quad (1)$$

เมื่อ E_A คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 ชั่วโมง (kWh/h)

POA_t คือ ค่าเข้มแสงรวมต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่ต่อหนึ่งชั่วโมง (kWh/m²/h)

A	คือ	พื้นที่ติดตั้งทั้งหมดของเซลล์แสงอาทิตย์ (m^2)
η_{PV}	คือ	ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์
η_{inv}	คือ	ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์
η_{temp}	คือ	ประสิทธิภาพอุณหภูมิที่มีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์
T_{panel}	คือ	อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการใช้งานจริง ($^{\circ}C$)
λ_p	คือ	ค่าคงที่การสูญเสียประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์
λ_c	คือ	ค่าคงที่การสูญเสียประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

ซึ่งการหาค่าความเข้มแสงรวมของพื้นที่ต่อหนึ่งชั่วโมงคำนวณวิธีการ interpolation ของข้อมูลความเข้มแสงจากแผนภาพพลังงานแสงอาทิตย์ภายในประเทศเกาหลี

Stubiener และคณะ [6] ทำการคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เกิดขึ้นใน 1 ปี ด้วยปัจจัยคือ ความเข้มแสงรวมของพื้นที่ ค่าคงที่ของสัดส่วนการผลิตพลังงาน (Production factor) ขนาดพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ทำการหาผลลัพธ์ด้วยสมการ

$$E = PR \cdot \eta_{PV} \cdot A \cdot POA \quad (2)$$

เมื่อ PR คือ ค่าคงที่ของสัดส่วนการผลิตพลังงาน

POA คือ ค่าความเข้มแสงรวม (W/m^2)

Lopez และคณะ [9] ใช้วิธีการคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เกิดขึ้นใน 1 ปี ด้วยค่าปัจจัยคือ ค่าคงที่ในการผลิตพลังงานแต่ละเมือง (State capacity factor) ระยะเวลาที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าคือ 8,760 ชั่วโมงต่อปี ปริมาณความหนาแน่นพลังงานที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 ตารางกิโลเมตร (Power density) และขนาดพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

$$E = A \cdot \rho_s \cdot \zeta \cdot \tau \quad (3)$$

เมื่อ E คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ใน 1 ปี (kWh)

ρ_s	คือ	ปริมาณความหนาแน่นพลังงานที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 ตารางกิโลเมตร (kWh/km ²) มีค่า 48000 kWh/km ²
ζ	คือ	ค่าคงที่ในการผลิตพลังงานแต่ละเมือง
T	คือ	ระยะเวลาทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (hr./year) มีค่า 8760 ชั่วโมงต่อปี

Durković และ Đurišić [8] ใช้วิธีการคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เกิดขึ้นใน 1 ปี ด้วยค่าปัจจัยคือ ค่าความเข้มแสงรวมของพื้นที่หรือบริเวณใกล้เคียง ประสิทธิภาพรวมของระบบ คือ ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพอุณหภูมิต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และขนาดพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ใช้วิธีคำนวณคือ

$$E = A \cdot POA \cdot \eta_{tot} \quad (4)$$

เมื่อ η_{tot} คือ ประสิทธิภาพรวมระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

3.2 การประมาณค่าอัตราการลดการระเหยของน้ำ

เป็นที่ทราบกันดีว่าการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจะช่วยป้องกันผิวน้ำจากการถูกแสงแดดโดยตรงทำให้อัตราการระเหยลดลงเพราะความร้อนของแสงแดดถูกทุ่นลอยน้ำบดบังแสงแดดเอาไว้ ทำให้ไม่สามารถแสงแดดรอดผ่านไปยังผิวน้ำได้ยากเป็นผลให้อัตราการระเหยของน้ำมีค่าลดลงซึ่งเป็นผลดีทำให้น้ำในอ่างเก็บน้ำมีปริมาตรเพิ่มขึ้น มีงานวิจัยบางส่วนทำการวิจัยและคำนวณหาอัตราการระเหยของน้ำจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในแหล่งน้ำเพื่อเป็นปัจจัยในการประเมินศักยภาพการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ โดยสามารถสรุปทฤษฎีและแนวคิดของแต่ละงานวิจัยที่ค้นเจอได้ดังนี้

Valiantzas [29] ทำการลดรูปสมการของ Penman ในการคำนวณอัตราการระเหยของน้ำโดยใช้ข้อมูลอากาศทั่วไป โดยปกติข้อมูลอากาศทั่วไปจะประกอบด้วย อุณหภูมิ ความเข้มแสงรวม ความชื้นสัมพัทธ์ ความเร็วลม เป็นต้น การลดรูปสมการของ Penman ในการคำนวณอัตราการระเหยของน้ำในงานวิจัยมีเป้าหมายเพื่อทำให้เป็นรูปมาตรฐานสามารถใช้ในการคำนวณในการอัตรา

ระเหยของน้ำได้สะดวกและมีความถูกต้องแม่นยำเทียบเท่ากับสมการดั้งเดิมของ Penmann โดยใช้ปัจจัยในการคำนวณหาอัตราการระเหยของน้ำคือ ค่าความเข้มแสงรวมต่อวัน จำนวนชั่วโมงจริงที่ความเข้มแสงต่อวัน จำนวนชั่วโมงสูงสุดที่มีความเข้มแสงต่อวัน ความเร็วลม สัมประสิทธิ์สภาพของลม และค่าคงที่การสะท้อนของแสง โดยสมการอัตราการระเหยของน้ำจากการลดรูปจากสมการของ Penmann (1948) ในงานวิจัยคือ

$$E_{\text{mass}} = 0.051(1 - \alpha) \cdot \text{POA}_d \cdot \sqrt{T + 9.5} - 2.4 \left(\frac{R_s}{R_A} \right)^2 + 0.052(T + 20) \left(1 - \frac{\text{RH}}{100} \right) (a_U - 0.38 + 0.54u) \quad (5)$$

เมื่อ	E_{mass}	คือ	อัตราการระเหยของน้ำ (mm./day)
	POA_d	คือ	ค่าความเข้มแสงรวมในแต่ละวัน ($\text{MJ m}^{-2} \text{ day}^{-1}$)
	R_A	คือ	ค่าความเข้มแสงจากรังสีนอกโลก ($\text{MJ/m}^2/\text{day}$)
	RH	คือ	สัดส่วนความชื้นสัมพัทธ์ (%)
	u	คือ	ความเร็วลม (m/s)
	α	คือ	สัมประสิทธิ์ของการสะท้อนแสงจากพื้นผิวสะท้อน
	a_U	คือ	สัมประสิทธิ์ความเร็วลม

Shuttleworth [30] ทำการปรับปรุงแบบสำหรับการใช้งานสมการของ Penmann ในเรื่องอัตราการระเหยของน้ำในปี 1993 สำหรับการใช้ในหน่วย SI ซึ่งเป็นหน่วยสากล โดยสมการอัตราการระเหยของน้ำของ Shuttleworth [30] คือ

$$E_{\text{mass}} = \frac{m \cdot \text{POA}_d + 6.43 \gamma_p (1 + 0.536u) \delta_e}{\lambda_v (m + \gamma_p)} \quad (6)$$

เมื่อ	m	คือ	ความชันของโค้งความดันไอน้ำอิ่มตัว (kPa K^{-1})
	γ_p	คือ	ค่าคงที่ของแผนภูมิไซโครเมตริก (kPa C^{-1})
	δ_e	คือ	ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (kPa)
	λ_v	คือ	ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (MJ kg^{-1})

หมายเหตุ สมการอัตราการระเหยของน้ำของ Shuttleworth [30] นี้ใช้ค่าความหนาแน่นของน้ำ = 1000 kg m^{-3} รวมเข้าไปในสมการเรียบร้อยแล้วทำให้ได้หน่วยวัดของอัตราการระเหยคือ mm./ day

3.3 การวิเคราะห์การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำของเขื่อนผลทางเศรษฐกิจ

ในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำมีปัจจัยทางด้านเศรษฐกิจเป็นอีกหนึ่งปัจจัยสำหรับใช้ประเมินประสิทธิภาพการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำแต่ละแห่งว่าต้องใช้เงินลงทุนต่อปีเท่าไรและระยะเวลาในการคืนทุนสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำแต่ละแห่ง

Gilbert [31] ใช้วิธีวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจโดยใช้ปัจจัยในการศึกษาคือ ต้นทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Investment cost) ค่าตัวแปรสำหรับการผันแปรของต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Capital recovery factor, CRF) ซึ่งส่วนเกี่ยวข้องกับ จำนวนปีในการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Year, n) และอัตราดอกเบี้ย (Interest rate, i) ทำให้ทราบจำนวนเงินที่ลงทุนรายปีสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยสมการคำนวณหาจำนวนเงินที่ลงทุนรายปีคือ

$$AP = P \cdot CRF(i, n) \quad (7)$$

เมื่อ	AP	คือ	จำนวนเงินที่ลงทุนรายปีสำหรับปริมาณไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (THB/kWh)
	P	คือ	ต้นทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (THB)
	CRF(i, n)	คือ	ค่าตัวแปรสำหรับการผันแปรของต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์
	i	คือ	อัตราดอกเบี้ย
	n	คือ	จำนวนปีในการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (year)

โดยสมการสำหรับค่าตัวแปรสำหรับการผันแปรของต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Capital recovery factor, CRF) เป็นฟังก์ชันผันแปรของฟังก์ชันทางการเงินสำหรับคำนวณมูลค่าปัจจุบันของเงินกู้หรือการลงทุน (Present value function) และต้นทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เป็นเงินกู้ (loan) ดังนั้นจึงเลือกควรเลือกใช้อัตราดอกเบี้ย (Interest rate) มากกว่าการใช้อัตราคิดลด (discount rate) [31]

$$CRF(i,n) = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (8)$$

3.4 การคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

Song และ Choi [18] ทำการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) รายปี โดย, n ปัจจัยคือ จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปีจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) สำหรับการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเทศ ค่าสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้า สมการสำหรับคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) รายปี คือ

$$G_t = E \cdot G \cdot (1 - \beta_L) \quad (9)$$

เมื่อ	G_t	คือ	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงรายปี (tCO ₂ /year)
	G	คือ	ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂) ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเทศ (tCO ₂ /MWh)
	β_L	คือ	ค่าสูญเสียในระบบส่งไฟฟ้าของแต่ละประเทศ

3.5 การผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

โรงไฟฟ้าพลังน้ำเป็นโรงไฟฟ้าที่ได้รับความนิยมในการใช้งานร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ เพราะมีพื้นที่ผิวน้ำเป็นบริเวณกว้างสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและยังเป็นการใช้พื้นที่ให้เกิดประโยชน์ โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะผลิตไฟฟ้าจากเปลี่ยนพลังงานศักย์ของมวลน้ำไปเป็นพลังงานจลน์ของมวลน้ำ เพื่อไปหมุนกังหันน้ำ (Turbine) ซึ่งเชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เกิดเป็นปริมาณไฟฟ้า โดยมีปัจจัยเกี่ยวข้องคือ อัตราการไหลของมวลน้ำ (Flow rate) ผ่านกังหันน้ำ (Turbine) ระดับสูงที่ความ

แตกต่างของระดับต้นน้ำ (Upstream) และท้ายน้ำ (Downstream) ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ สมการในการหาปริมาณไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ

$$P_{\text{water}} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot h \cdot Q \quad (10)$$

เมื่อ	P_{water}	คือ	พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังน้ำ (kW)
	η	คือ	ประสิทธิภาพกังหันน้ำ
	ρ	คือ	ความหนาแน่นของน้ำ (kg m^{-3})
	g	คือ	ความเร่งที่เกิดจากแรงโน้มถ่วงของโลก (ms^{-2})
	h	คือ	ระดับสูงที่ความแตกต่างของระดับต้นน้ำและท้ายน้ำ (m)
	Q	คือ	อัตราการไหลของมวลน้ำ (m^3s^{-1})

บทที่ 4

วิธีการประเมินศักยภาพการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าบนท่อนลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ในเขื่อน ผลิตกระแสไฟฟ้า

จากการศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำเพื่อนำมากำหนดกรอบในการศึกษา สำหรับเนื้อหาในบทนี้จะแสดงรายละเอียดขั้นตอนวิธีการศึกษางานวิจัยในส่วนที่ 1 การเปรียบเทียบศักยภาพของเขื่อนผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำเติมพื้นที่ผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้าตามแผนภาพที่ 4.1 จะเป็นการสร้างแบบจำลองเพื่อคำนวณหาค่าปัจจัย (Predictive model) คือ จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำ ปริมาณการลดการระเหยของน้ำเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำ การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำทางเศรษฐกิจ และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำแทนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า เพื่อสามารถจัดเรียงลำดับศักยภาพของเขื่อนผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการใช้งานปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำเติมพื้นที่ผิวน้ำเขื่อนที่ไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้า

Haas และคณะ [19]c แนะนำถึงข้อจำกัดในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ คือ ปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จะมีผลต่อระดับน้ำในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ดังนั้นในงานวิจัยส่วนนี้เพื่อไม่ให้ส่งผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งปกติจะผลิตไฟฟ้าอยู่ในช่วงตั้งแต่ระดับน้ำสูงสุดจนถึงระดับน้ำต่ำสุดของอ่างเก็บน้ำ ดังนั้นจึงพิจารณาพื้นที่ผิวน้ำทั้งหมดของอ่างเก็บน้ำสำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่ระดับน้ำต่ำสุดของอ่างเก็บน้ำ เพราะปริมาณน้ำในอ่างจำเป็นต้องมีปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำเพื่อรักษาระดับน้ำไม่ให้ต่ำกว่าระดับน้ำต่ำสุดของอ่างเก็บน้ำเนื่องด้วยการป้องกันการเสียหายของอ่างเก็บน้ำ

4.1 ปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำ

การคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อปีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในงานวิจัยนี้ คำนวณโดยใช้สมการที่ (4) จากงานวิจัยของ Durković และ Đurišić [8] ดังสมการ

$$E = \sum_{i=1}^{8760} E_{A,i} \quad (11)$$

ซึ่งในการคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละชั่วโมงมารวมกันเพื่อให้ได้จำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อปี โดยที่ค่าความเข้มแสงรวม ปริมาณพื้นที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และประสิทธิภาพทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

4.1.1. ค่าความเข้มแสงรวม (POA)

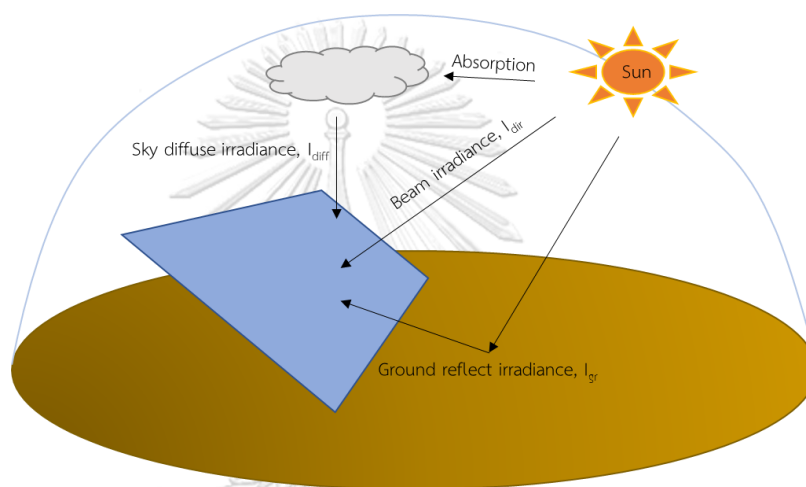
ค่าความเข้มแสงรวม (POA) คือ ปริมาณพลังงานจากแสงอาทิตย์ทั้งหมดที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ต่อชั่วโมง เพื่อให้ได้ความแม่นยำในการประมาณ ค่าความเข้มแสงรวมนี้จะเป็นค่าที่เปลี่ยนแปลงแต่ละชั่วโมงไปตลอดทั้งปี จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 พบว่ามีวิธีประมาณและเครื่องมือที่ใช้หาค่าความเข้มแสงรวมหลายวิธี แต่ยังมีข้อจำกัดเมื่อนำมาใช้ร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำพื้นที่ในประเทศไทย ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นเพราะว่าไม่มีข้อมูลสำหรับประเทศไทย เช่น Kim, Oh, และ Park [5] หาค่าความเข้มแสงรวมของพื้นที่ต่อหนึ่งชั่วโมงคำนวณวิธีการประมาณค่า (interpolation) ของข้อมูลความเข้มแสงรวมจากแผนภาพพลังงานแสงอาทิตย์ภายในประเทศเกาหลี แต่ค่าข้อมูลที่มีเป็นการประมาณค่าข้อมูลซึ่งแผนภาพพลังงานแสงอาทิตย์เฉพาะในประเทศเกาหลี (Korea) ไม่มีข้อมูลสำหรับประเทศไทย วิธีการหาค่าความเข้มแสงรวมของ Stubiener และคณะ [6] มีเฉพาะข้อมูลจากการประมาณค่าความเข้มแสงของพื้นที่ในประเทศไทย บราซิล (Brazil) เพียงประเทศเดียว ค่าคงที่ของสัดส่วนการผลิตพลังงาน (Production factor) เป็นการใช้ในประเทศบราซิลไม่ใช่ข้อมูลที่สามารถประยุกต์ใช้ได้ในประเทศไทย และวิธีการหาค่าความเข้มแสงรวมของ Lopez และคณะ [9] ใช้วิธีอิงจากปัจจัยค่าคงที่ในการผลิตพลังงานแต่ละเมือง (State capacity factor) และปริมาณความหนาแน่นพลังงานที่เกิดขึ้นจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อ 1 ตารางกิโลเมตร (Power density) โดยที่มีค่าที่ทดสอบแล้วเฉพาะบางพื้นที่ แต่ไม่มีข้อมูลสำหรับประเทศไทย

วิธีการหาค่าความเข้มแสงรวมที่ใช้ในงานวิจัยนี้ จะใช้การสร้างแบบจำลองจากสมการพื้นฐาน โดยที่ค่าความเข้มแสงรวมที่เกิดจากแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบเซลล์แสงอาทิตย์ประกอบด้วย แสงตรง

(Beam irradiance, I_{dir}) แสงกระจาย (Sky diffuse irradiance, I_{diff}) และแสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr}) [14, 32, 33] ดังแสดงตามรูปที่ 4.1 ค่าความเข้มแสงรวมคำนวณจากสมการ

$$POA = I_{dir} + I_{diff} + I_{gr} \quad (12)$$

เมื่อ	I_{dir}	คือ	แสงตรง (W/m^2)
	I_{diff}	คือ	แสงกระจาย (W/m^2)
	I_{gr}	คือ	แสงสะท้อน (W/m^2)



รูปที่ 4.1 แผนภาพแสดงค่าความเข้มแสงรวม

โดยที่แต่ละองค์ประกอบมีรายละเอียดการคำนวณดังนี้

4.1.1.1. แสงตรง (Beam irradiance, I_{dir})

แสงตรง (Beam irradiance, I_{dir}) คำนวณจากสมการ

$$I_{dir} = DNI \times \cos(AOI) \quad (13)$$

เมื่อ **DNI** คือ ค่าความเข้มของแสงตรงที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (W/m^2)

AOI คือ มุมระหว่างรังสีตกกระทบกับเส้นปกติของระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ (deg)

โดยการหาค่าแสงตรงจากค่าความเข้มของแสงตรงที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Direct normal irradiance, DNI) ใช้ ข้อมูลแสงตรงจากโปรแกรม PVwatt calculator [32] ที่ จุดวัด คือ กรุงเทพมหานคร ประเทศไทย และมุมระหว่างรังสีตกกระทบกับเส้นปกติของระนาบเซลล์แสงอาทิตย์

(Angle of incidence, AOI) มีค่าเปลี่ยนแปลงตามเวลา ตำแหน่งของดวงอาทิตย์ ตำแหน่งของพื้นที่บนโลก แต่เนื่องจาก PVwatt calculator ไม่มีข้อมูลความเข้มแสงรวมที่จุดของอ่างเก็บน้ำอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในประเทศไทย ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงต้องการความเข้มแสงรวมที่เกิดขึ้นจริงในแต่ละตำแหน่งของอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในประเทศไทยเพื่อเพิ่มความแม่นยำของค่าความเข้มแสงรวมเพื่อในการวิเคราะห์พลังงานไฟฟ้าที่จะได้รับจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่จริง โดยปัจจัยในการหามุมระหว่างรังสีตกกระทบกับเส้นปกติของระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ (Angle of incidence, AOI) ดังนี้ มุมเซนิต คือมุมที่วัดจากแสงตรงไปยังจุดเหนือศีรษะ (Zenith angle, θ_z) มุมระหว่างระนาบเซลล์แสงอาทิตย์กับเส้นแนวนอนของพื้นโลก (Tilted surface angle, β) โดยมีค่าเป็น 0 เมื่อระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ขนานกับพื้นโลก มุมอาซิมุทของแสงตรง (Solar azimuth angle, γ_s) คือมุมในแนวราบวัดจากทิศใต้ไปยังแนวแสงตรงที่แสดงอยู่ในแนวระนาบ มีค่าเป็นลบเมื่อวัดจากทิศใต้ไปยังทิศตะวันออกในทิศทวนเข็มนาฬิกาและค่าเป็นบวกเมื่อวัดจากทิศใต้ไปยังทิศตะวันตกในทิศตามเข็มนาฬิกา มุมระนาบเซลล์แสงอาทิตย์อาซิมุท (Surface azimuth angle, γ) คือมุมในแนวราบวัดจากทิศใต้ไปยังแนวเส้นปกติของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่แสดงอยู่ในแนวระนาบ เริ่มวัดจากทิศเหนือในทิศตามเข็มนาฬิกามีค่าเป็นบวก มีค่าตั้งแต่ 0° ถึง 360° เนื่องจากประเทศไทยตั้งอยู่ในซีกโลกเหนือ เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ดีที่สุดในงานวิจัยนี้จึงกำหนดแผงเซลล์แสงอาทิตย์จะหันไปทางทิศใต้ มุมระนาบเซลล์แสงอาทิตย์อาซิมุท (Surface azimuth angle, γ) จึงมีค่า 0° โดยมุมระหว่างรังสีตกกระทบกับเส้นปกติของระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ (Angle of incidence, AOI) คำนวณจากสมการ

$$\cos(\text{AOI}) = \cos \theta_z \cos \beta + \sin \theta_z \sin \beta \cos(\gamma - \gamma_s) \quad (14)$$

เมื่อ	θ_z	คือ	มุมเซนิต (deg)
	β	คือ	มุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (deg)
	γ	คือ	มุมระนาบเซลล์แสงอาทิตย์อาซิมุท (deg)
	γ_s	คือ	มุมอาซิมุทของแสงตรง (deg)

4.1.1.2. แสงกระจาย (Sky diffuse irradiance, I_{diff})

ในงานวิจัยนี้ทำการคำนวณหาแสงกระจาย (Sky diffuse irradiance, I_{diff}) จากสมการรูปแบบของ Perez ซึ่งมีปัจจัยคือ ค่าคงที่ของคุณสมบัติการกระจายบริเวณโดยรอบของแสง (F_1) ค่าคงที่ของคุณสมบัติการกระจายในแนวตั้งและแนวนอนของแสง (F_2) ค่าคงที่สำหรับความสว่างของท้องฟ้า (Sky's brightness) และ ค่าคงที่สำหรับเมฆบนท้องฟ้า (Sky's clearness) สำหรับมุมZenith (Zenith angle, θ_z) มีค่าน้อยกว่าเท่ากับ 87.5° [14, 32] โดยใช้สมการ

$$I_{diff} = DHI \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \theta_z}{2} \right) + F_1 \left(\frac{a}{b} \right) + F_2 \sin \theta_z \right] \quad (15)$$

เมื่อ	DHI	คือ	ค่าความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (W/m^2)
	F_1	คือ	ค่าคงที่ของคุณสมบัติการกระจายบริเวณโดยรอบของแสง
	F_2	คือ	ค่าคงที่ของคุณสมบัติการกระจายในแนวตั้งและแนวนอนของแสง
	a	คือ	ค่าคงที่มีค่าระหว่าง $\max(0, \cos(AOI))$
	b	คือ	ค่าคงที่มีค่าระหว่าง $\max(0.087, \cos(\theta_z))$

สำหรับมุมZenith (Zenith angle, θ_z) มีค่าระหว่าง 87.5° ถึง 90° จะใช้สมการไอโซโทรปิกสำหรับแสงกระจายในการคำนวณ [32] ตามสมการ

$$I_{diff} = DHI \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (16)$$

4.1.1.3. แสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr})

ในงานวิจัยนี้แสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr}) คือ แสงสะท้อนที่เกิดระหว่างแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำไปสู่ระนาบเซลล์แสงอาทิตย์ คำนวณหาแสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr}) บนสมมติฐาน ดังนี้

- 1) แผงเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเชื่อมต่อกันหมด
- 2) การสะท้อนของแสงออกจากผิวน้ำมีค่าเท่ากันหมดในทุกทิศทาง
- 3) การสะท้อนของแสงบนผิวน้ำเป็นรูปแบบเดียวกันและมีค่าเท่ากัน
- 4) แสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr}) ตกกระทบที่แผงของเซลล์แสงอาทิตย์ในตำแหน่งเดียวกันทุกแผง

โดยมีปัจจัยคือ ค่าของความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Global horizontal irradiance, GHI) ค่าคงที่การสะท้อนของแสงจากพื้นผิวสะท้อน (albedo) มุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (Tilted surface angle, β)

แสงสะท้อน (Ground reflect irradiance, I_{gr}) คำนวณด้วยสมการ

$$I_{gr} = GHI \cdot \alpha \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) \quad (17)$$

เมื่อ GHI คือ ค่าของความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์
(W/m^2)

α คือ สัมประสิทธิ์ของการสะท้อนแสงจากพื้นผิวสะท้อน

ค่าของความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Global horizontal irradiance, GHI) มีปัจจัยที่มีผลคือ ค่าความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Diffuse horizontal irradiance, DHI) ค่าความเข้มของแสงตรงที่เกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Direct normal irradiance, DNI) มุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (Tilted surface angle, β) ค่าของความเข้มของแสงกระจายเกิดขึ้นบนเซลล์แสงอาทิตย์ (Global horizontal irradiance, GHI) หาได้จากสมการ

$$GHI = DHI + DNI(\cos \theta_z) \quad (18)$$

เพื่อให้มั่นใจว่าแบบจำลองค่าความเข้มแสงรวมที่พัฒนาขึ้นสำหรับงานวิจัยนี้มีความน่าเชื่อถือ ผลที่ได้จากแบบจำลองจะถูกนำไปเปรียบเทียบกับค่าความเข้มแสงรวมที่ได้จาก PVwatt calculator ภายใต้สมมติฐานเดียวกัน คือ มุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (Tilted surface angle, β) มีค่า 20° ค่าคงที่การสะท้อนของแสงจากพื้นผิวสะท้อน (albedo) ของพื้นดินมีค่า 0.2 ซึ่งเป็นค่าพื้นฐานที่ไม่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ใน PVwatt calculator โดยมีรูปแบบแผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นแบบไม่สามารถขยับตามแสงอาทิตย์ได้ พบว่าค่าความแตกต่างระหว่าง 2 วิธี มีค่าน้อยกว่า 0.9%

อนึ่ง สำหรับผลการจำลองหลังจากนี้ จะมีการปรับค่ามุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (Tilted surface angle, β) และค่าคงที่การสะท้อนของแสงจากพื้นผิวสะท้อน (albedo) ให้เหมาะกับการจำลองผลสำหรับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในประเทศไทย กล่าวคือ

ปรับมุมของตั้งแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทำกับระนาบของพื้นโลก (Tilted surface angle, β) เป็น 15° ซึ่งเป็นมุมที่ดีที่สุดสำหรับการใช้งานในประเทศไทย อ้างอิงจากงานวิจัยของ Jacobson และ Jadhav [34] และปรับค่าคงที่การสะท้อนของแสงจากพื้นผิวสะท้อน (albedo) เป็นค่าสำหรับพื้นผิวน้ำแบบเปิด คือ 0.08 [29]

4.1.2. พื้นที่ตั้งติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (A)

ในงานวิจัยนี้พิจารณาพื้นที่ผิวน้ำทั้งหมดของอ่างเก็บน้ำสำหรับติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่ระดับน้ำต่ำสุดของอ่างเก็บน้ำ เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งปกติจะผลิตไฟฟ้าอยู่ในช่วงตั้งแต่ระดับน้ำสูงสุดจนถึงระดับน้ำต่ำสุดของอ่างเก็บน้ำ

4.1.3. ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (η_{tot})

ประสิทธิภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำประกอบด้วย ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ ประสิทธิภาพอุณหภูมิจึงมีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งคำนวณได้จาก

$$\eta_{tot} = \eta_{PV} \times \eta_{inv} \times \eta_{temp} \quad (19)$$

โดยในงานวิจัยนี้ประสิทธิภาพเซลล์แสงอาทิตย์ (η_{PV}) มีค่า 19.5% [35] ประสิทธิภาพอินเวอร์เตอร์ (η_{inv}) มีค่า 96% [14] และประสิทธิภาพอุณหภูมิจึงมีผลต่อการใช้งานระบบเซลล์แสงอาทิตย์คำนวณจากสมการในงานวิจัยของ Gilbert [31] คือ

$$\eta_{temp} = \eta_{stc} [1 - C_{p,T} (T_{panel} - 25)] \quad (20)$$

เมื่อ η_{stc} คือ ประสิทธิภาพการทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์เมื่อได้รับแสงความเข้ม 1,000 วัตต์ ต่อ 1 ตารางเมตร อุณหภูมิที่แผงโซลาร์เซลล์ 25 องศาเซลเซียส แสงที่ผ่านชั้นบรรยากาศ 1.5 เท่าของมวลอากาศ

$C_{p,T}$ คือ ค่าคงที่ประสิทธิภาพที่เปลี่ยนไปตามอุณหภูมิ (%/°C) มีค่า 0.354%/°C

T_{panel} คือ อุณหภูมิแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในการใช้งานจริง (°C)

โดย T_{panel} คำนวณจากสมการในงานวิจัยของ Gilbert [31] คือ

$$T_{\text{panel}} = T_{\text{amb}} + \left(\frac{\text{NOCT} - 20}{0.8} \right) \text{POA} \quad (21)$$

เมื่อ	T_{amb}	คือ	อุณหภูมิสิ่งแวดล้อม ($^{\circ}\text{C}$)
	NOCT	คือ	อุณหภูมิของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ที่ขณะทดสอบแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ด้วยความเข้มแสง 800 วัตต์ ต่อ 1 ตารางเมตร อุณหภูมิที่แผงเซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุณหภูมิปกติ แสงที่ผ่านชั้นบรรยากาศ 1.5 เท่าของมวลอากาศ มีลมที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส พัดผ่านด้วยความเร็ว 1 เมตรต่อวินาที ($^{\circ}\text{C}$)

4.2 การหาปริมาณการลดการระเหยของน้ำ

ค่าอัตราการลดการระเหยของน้ำในแต่ละอ่างเก็บน้ำผลิตไฟฟ้าหาจากสมการอัตราการระเหยของน้ำของ Shuttleworth ในสมการที่ (6) โดยใช้ค่าความเข้มแสงรวมในแต่ละวัน (POA_d) ที่คำนวณไว้แล้วตั้งรายละเอียดที่แสดงในหัวข้อ 4.1.1 การคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อปี สำหรับความชันของโค้งความดันไอน้ำอิ่มตัว (Slope of the saturation vapor pressure curve, m) Psychrometric constant (γ_p) ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (Vapor pressure deficit, δ_a) และความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (latent heat of vaporization, λ_a) ซึ่งเป็นฟังก์ชันของอุณหภูมิ หาโดยอ้างอิงจากขั้นตอนที่ระบุไว้โดย Murray [36] และ Harrison [37] ดังมีรายละเอียดแสดงไว้ในภาคผนวก ข และใช้ข้อมูลสภาพอากาศจากเว็บไซต์ worldweatheronline [38] ในส่วนของค่าเฉลี่ยอุณหภูมิของสิ่งแวดล้อมของพื้นที่ติดตั้งระบบเซลล์แสงอาทิตย์ ค่าเฉลี่ยความดันของสิ่งแวดล้อม และค่าเฉลี่ยความเร็วลม (u) ตั้งแต่ปี พ.ศ.2553 ถึง พ.ศ.2563 มาใช้ในสมการ

4.3 การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทางเศรษฐกิจ

การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทางเศรษฐกิจเพื่อหาเงินลงทุนต่อปีสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ใช้วิธีของ Durković และ Đurišić [8] โดยปรับเปลี่ยนต้นทุนสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ (Investment cost) จากสมการของ Gilbert [31] ในสมการที่ (7) แยกออกเป็น เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดที่ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำผลิต และจำนวนเงินในการซ่อมบำรุงและการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ จะได้สมการในการวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทางเศรษฐกิจ คือ

$$AP = \frac{(i(1+i)^n)}{(1+i)^n - 1} I_{tot} + OM \quad (22)$$

เมื่อ	I_{tot}	คือ	เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บน ทุ่นลอยน้ำ (THB)
	A_v	คือ	ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์ แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ
	OM	คือ	จำนวนเงินในการซ่อมบำรุงและการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจาก เซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำรายปี (THB)

สำหรับการหาเงินลงทุนต่อปีสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (AP) ปัจจัยต่าง ๆ ประกอบไปด้วย เงินลงทุนทั้งหมดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (I_{tot}) ซึ่งใช้ข้อมูลจากราคาประมูลผู้ชนะของโครงการโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ขนาด 45 MW ที่เซ็นทรัลพลาซ่าของโครงการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) [39] คือ 1,170 THB/m² โดยราคาลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในโครงการโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 45 MW ที่เซ็นทรัลพลาซ่า ร้อยละ 97 เป็นราคาของอุปกรณ์ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ [40] ซึ่งแสดงให้เห็นว่าเงินลงทุนทั้งหมดสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (I_{tot}) จะขึ้นอยู่กับขนาดที่ติดตั้งของอุปกรณ์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเป็นหลัก ในส่วนของประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (A_v) ใช้ค่า 0.95 สำหรับจำนวนเงินในการซ่อมบำรุงและการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำรายปี (OM) คิดเป็น 1% ของเงินลงทุนทั้งหมดของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (I_{tot}) โดยใช้ค่าเฉลี่ยอัตราดอกเบี้ย (i) จากข้อมูลอัตราดอกเบี้ยของประเทศไทย ปี ค.ศ.2008 - ค.ศ.2018 ซึ่งมีค่า 0.024 และระยะเวลาการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (n) คือ 25 ปี [41]

4.4 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงรายปี (G_T)

งานวิจัยนี้ใช้สมการที่ (9) สมการการคำนวณปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas, GHG) รายปี ในงานวิจัยของ Song และ Choi [18] สำหรับการหาปริมาณก๊าซ

คาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงรายปี (G_r) สำหรับการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทดแทนปริมาณไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น โดยใช้ข้อมูลค่าเฉลี่ยรายเดือนปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภทเชื้อเพลิงรายเดือนของโรงไฟฟ้าการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2557 – 2564 ดังตารางที่ 4.1 เป็นค่าอ้างอิง และนำเสนอร่วมกับปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้าของรายงานของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงานของประเทศไทย (สนพ.) ปี พ.ศ.2564 ซึ่งมีค่า 0.44 (tCO_2/MWh) ในการแทนค่าปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเทศ (G) ในสมการ และใช้ค่าสูญเสียเฉลี่ยในระบบส่งไฟฟ้า (β_L) ที่อ้างอิงจาก จากเว็บไซต์ [42] สำหรับประเทศไทยตั้งแต่ พ.ศ.2553 – พ.ศ. 2557 ซึ่งมีค่า 0.062

ตารางที่ 4.1 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้าของแต่ละชนิดเชื้อเพลิง

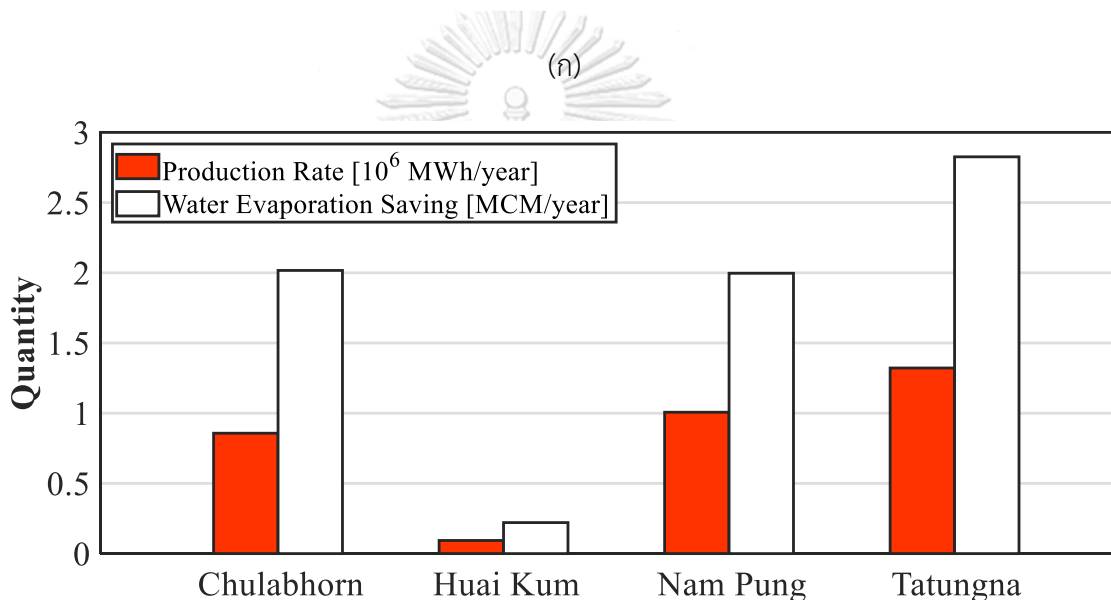
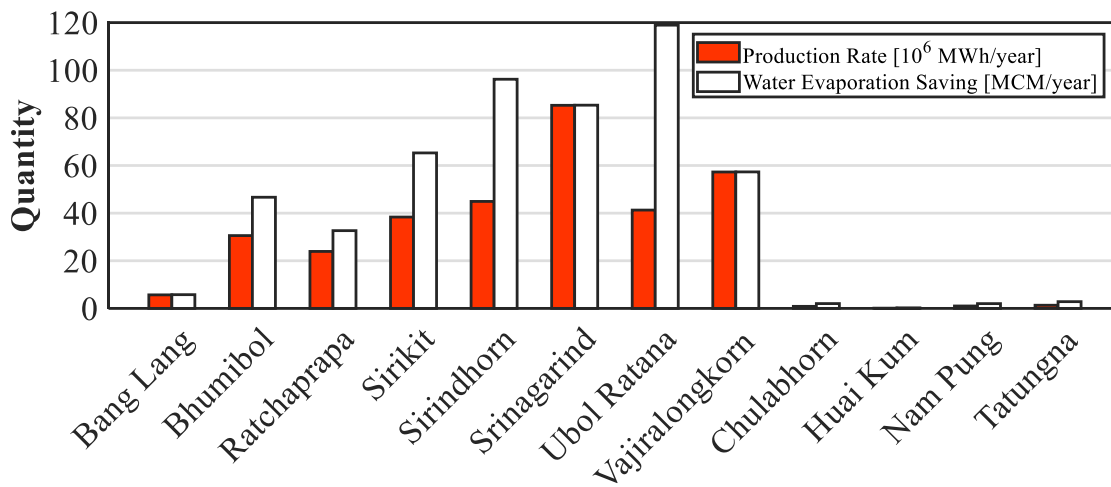
เชื้อเพลิง	อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในการผลิตไฟฟ้า (tCO_2/MWh)
ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ	0.479
น้ำมันเตาและก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้ากระบี่	0.86
ถ่านหินลิกไนต์ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ	0.936
น้ำมันดีเซลของโรงไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน	1.17

บทที่ 5

ผลการประเมินศักยภาพการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าบนทუნลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ในเขื่อน ผลิตกระแสไฟฟ้า

บทนี้จะกล่าวถึงผลลัพธ์จากการจำลองการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดังนี้ เขื่อนสิรินธร เขื่อนภูมิพล เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนน้ำพุง เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง โดยข้อมูลเบื้องต้นของเขื่อนที่ใช้ในประกอบการจำลองจะถูกสรุปไว้ในภาคผนวก ก เพื่อนำมาจัดเรียงศักยภาพของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำในแต่ละเขื่อน โดยงานวิจัยนี้ศึกษาผลลัพธ์แบ่งออกเป็น 4 ส่วน คือ จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำ ปริมาณการลดการระเหยของน้ำเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำ การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำทางเศรษฐกิจ และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำแทนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า

จากการจำลองการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูนลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ผลลัพธ์ที่ได้คือ จากรูปที่ 5.1 แสดงจำนวนไฟฟ้าต่อปีและปริมาณการลดการระเหยของน้ำต่อปีของของเขื่อนผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยดังนี้ เขื่อนสิรินธร เขื่อนภูมิพล เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนน้ำพุง เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนจุฬาภรณ์ และเขื่อนรัชชประภา โดยได้ผลลัพธ์ดังนี้



จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
(ข)
CHULALONGKORN UNIVERSITY

รูปที่ 5.1 แผนภูมิแท่งแสดงจำนวนไฟฟ้าต่อปีและปริมาณการลดการระเหยของน้ำต่อปี สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย: (ก) ทุกเขื่อนที่พิจารณา (ข) เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนท่าทุ่งนา

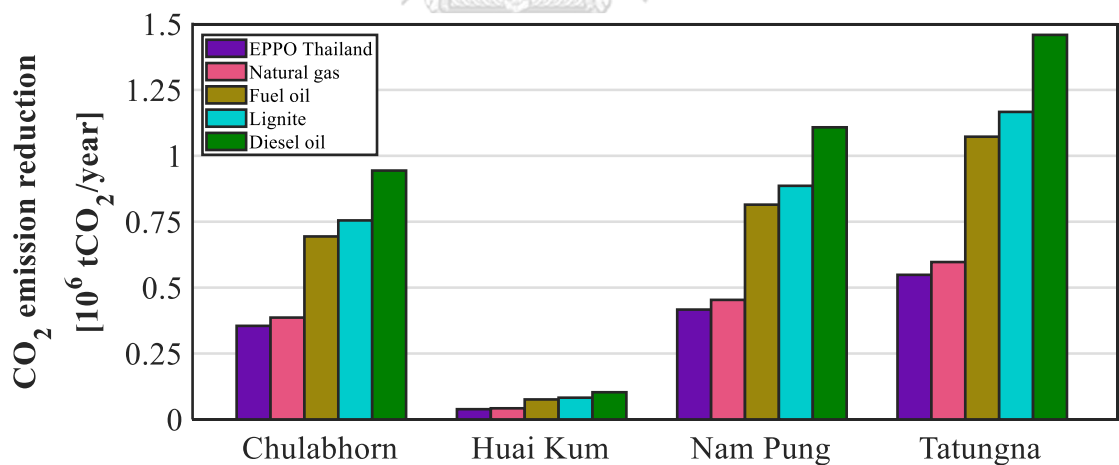
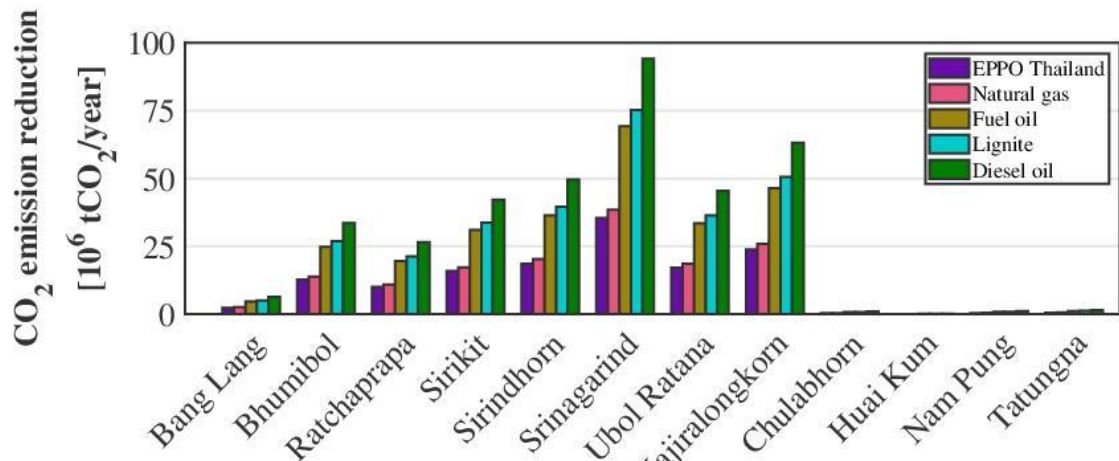
ผลลัพธ์จากการจำลองของกลุ่มจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี (Production Rate) พบว่าสามารถจัดเรียงศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากค่าสูงสุดไปยังค่าต่ำสุดได้คือ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนรัชชประภา เขื่อนบางลาง เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุงและเขื่อนห้วยกุ่ม ตามลำดับ โดยค่าสูงสุดของจำนวนไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีเกิดขึ้นในเขื่อนศรีนครินทร์ มีค่าจำนวนหน่วยไฟฟ้าสูงประมาณ 8.5 หมื่น

ล้านหน่วยไฟฟ้าต่อปีและค่าต่ำสุดของจำนวนไฟฟ้าต่อปี (Production Rate) ที่เกิดขึ้นในเขื่อนห้วยกุ่ม มีค่าต่ำสุดประมาณ 90 ล้านหน่วยไฟฟ้าต่อปี โดยปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีคือ ปริมาณพื้นที่ที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำได้เป็นหลัก

ผลลัพธ์จากการจำลองของกลุ่มปริมาณการลดการระเหยของน้ำ (Water Evaporation Saving) พบว่าสามารถจัดเรียงศักยภาพของเขื่อนที่มีปริมาณการลดการระเหยของน้ำ (Water Evaporation Saving) จากค่าสูงสุดไปยังค่าต่ำสุดได้คือ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนรัชชประภา เขื่อนบางลาง เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนน้ำพุง เขื่อนจุฬาภรณ์และเขื่อนห้วยกุ่ม ตามลำดับ โดยระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เขื่อนอุบลรัตน์สามารถลดปริมาณน้ำระเหยได้มากที่สุดประมาณ 118 ล้านลูกบาศก์เมตรต่อปีและลดปริมาณน้ำระเหยได้น้อยที่สุดที่เขื่อนห้วยกุ่มประมาณ 2 แสนลูกบาศก์เมตรต่อปี โดยปัจจัยที่ส่งผลต่อปริมาณการลดการระเหยของน้ำต่อปีคือ สภาพภูมิอากาศของแต่ละอ่างเก็บน้ำและปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ แต่สภาพภูมิอากาศของแต่ละอ่างเก็บน้ำจะมีผลต่อปริมาณการลดการระเหยของน้ำต่อปีมากที่สุดสามารถเห็นได้จาก เขื่อนอุบลรัตน์สามารถลดปริมาณน้ำระเหยได้มากกว่าเขื่อนศรีนครินทร์แม้ว่าปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของเขื่อนอุบลรัตน์จะน้อยกว่าปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์

ส่วนผลลัพธ์จากการจำลองของกลุ่มปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลง (CO2 Emission Reduction) จะสามารถจัดเรียงศักยภาพของเขื่อนสำหรับการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO2 Emission Reduction) ได้รูปแบบเดียวกันกับปริมาณจำนวนไฟฟ้าต่อปีและจากรูปภาพที่ 5.2 แผนภูมิแท่งแสดงปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงต่อปีของแต่ละชนิดเชื้อเพลิงพบว่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงมีปัจจัยชนิดของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทในการผลิตไฟฟ้าร่วมด้วย โดยเรียงลำดับค่าปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ต่อการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วยจากปริมาณมากไปสู่ปริมาณน้อย ดังนี้ น้ำมันดีเซลของโรงไฟฟ้าแม่ฮ่องสอน น้ำมันเตาและก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้ากระบี่ ถ่านหินลิกไนต์ของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ และก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ ตามลำดับ โดยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงได้มากที่สุดเกิดขึ้นที่เขื่อนศรีนครินทร์เมื่อใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซลของโรงไฟฟ้าแม่ฮ่องสอนจะลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงได้ประมาณ 94,088 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี และปริมาณ

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงน้อยที่เกิดขึ้นที่ห้วยกุ่มเมื่อใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าพระนครเหนือจะลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงได้ประมาณ 38 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี โดยเหตุผลของการที่จำนวนไฟฟ้าและปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงต่อปีสามารถจัดเรียงศักยภาพของเขื่อนทั้งหมดได้เหมือนกันเพราะมีปัจจัยหลักคือ ปริมาณพื้นที่ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บน

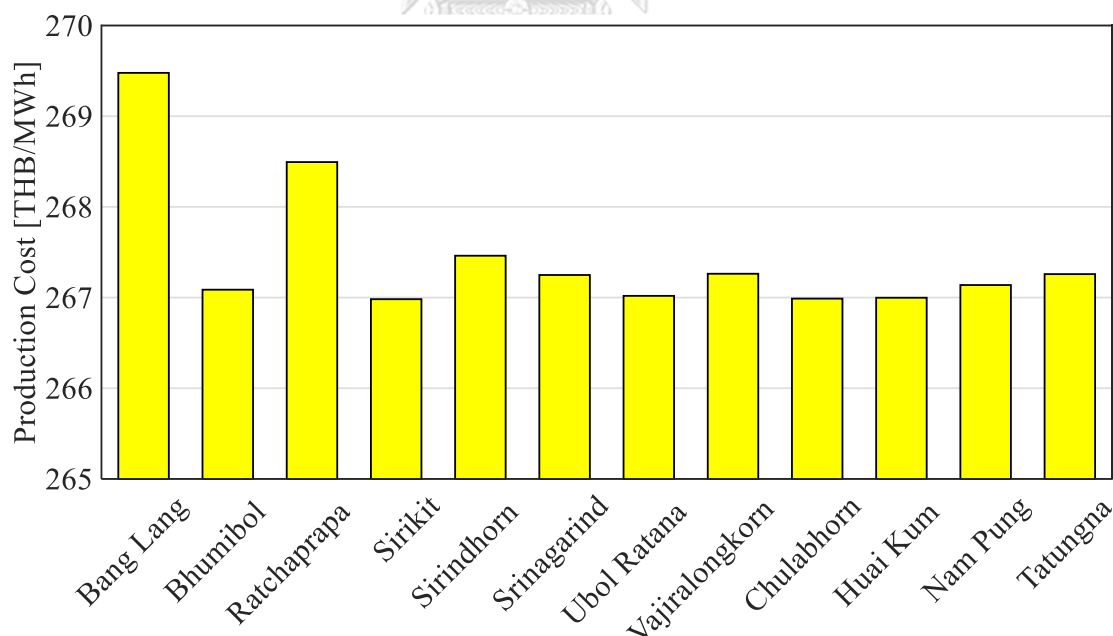


(ข)

รูปที่ 5.2 แผนภูมิแท่งแสดงปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงต่อปีของแต่ละชนิดเชื้อเพลิงสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย: (ก) ทุกเขื่อนที่พิจารณา (ข) เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง และเขื่อนท่าทุ่งนา

ทูลอยน้ำเหมือนกัน แต่ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงต่อปีมีประเภชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าเข้ามาเกี่ยวข้อง ด้วยจึงทำให้เห็นได้ว่าการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูลอยน้ำเหมาะสมอย่างมากในการนำไปใช้ผลิตไฟฟ้าทดแทนน้ำมันดีเซลจะสามารถก่อให้เกิดผลลัพธ์ได้สูงสุด

รูปที่ 5.3 แสดงเงินลงทุนต่อปี หรือราคาต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจำนวน 1 MWh ของแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย จากผลลัพธ์จากการจำลอง พบว่าสามารถจัดเรียงศักยภาพระยะเวลาคืนทุนสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทูลอยน้ำในแต่ละเขื่อนจากใช้เวลาเร็วที่สุดไปยังใช้เวลาช้าที่สุดได้คือ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง ตามลำดับ โดยโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์จะมีระยะเวลาคืนทุนเร็วที่สุดเพราะมีราคาต้นทุนต่ำที่สุดในการผลิตไฟฟ้าจำนวน 1 MWh คือ 266.98 THB/MWh และโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนบางลางจะมีระยะเวลาคืนทุนช้าที่สุดเพราะราคาต้นทุนสูงที่สุดคือ อยู่ที่ 269.55 THB/MWh โดยมีปัจจัยหลักคือ ความเข้มของแสงรวมในแต่ละพื้นที่ เพราะความเข้มแสงสูงจะทำให้ได้พลังงานที่สูงตามไปด้วยทำให้ได้ปริมาณไฟฟ้าต่อ 1 หน่วยพื้นที่ สูงขึ้นซึ่งส่งผลให้ถึงจุดคุ้มทุนเร็วขึ้น



รูปที่ 5.3 แผนภูมิแท่งแสดงเงินลงทุนต่อปีสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทูลอยน้ำเติมพื้นที่ผิวน้ำโดยไม่มีผลกระทบกับการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำในแต่ละเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าของประเทศไทย

แม้ว่าจากผลการวิเคราะห์พบว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนสิริกิติ์จะมีระยะเวลาคืนทุนเร็วที่สุดในการผลิตไฟฟ้า 1 MWh แต่หากคิดถึงองค์ประกอบของผลลัพธ์และเหตุผลสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งคือการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ให้เกิดประโยชน์มากที่สุด จะอนุมานได้ว่าเขื่อนศรีนครินทร์ ที่สามารถให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีสูงที่สุดมีความเหมาะสมสูงที่สุดสำหรับการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำโดยไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้า

อนึ่ง ในส่วนที่ 1 ของงานวิจัยนี้ที่นำเสนอไปในบทที่ 4 และ 5 นั้นเป็นการวิเคราะห์ศักยภาพของเขื่อนผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งในการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำของเขื่อน ผลการวิเคราะห์พบว่าหากปริมาณไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่เขื่อนศรีนครินทร์สามารถผลิตไฟฟ้าได้เพียงพอหรือมากกว่าสำหรับความต้องการปริมาณไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ตั้งแต่ปี 2017-2021 ที่มีค่าอยู่ประมาณ 6.17 หมื่นล้านหน่วยไฟฟ้า แสดงให้เห็นว่าปริมาณไฟฟ้าที่ได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีจำนวนมากและเพียงพอ แต่ในทางปฏิบัติในแง่การจัดการเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าโดยรวมจะสามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำจะสามารถทำได้ยาก ดังนั้นในส่วนที่ 2 จะแสดงให้เห็นในบทที่ 6 และ 7 ต่อไปกล่าวคือเป็นการพิจารณาในอีกแง่มุมของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำโดยมุ่งหมายเพื่อให้มีความเชื่อถือได้ในเชิงเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าด้วย

บทที่ 6

วิธีการประเมินศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระหว่างระบบผลิต

ไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ

ในบทที่ 2 มีการกล่าวถึงข้อเสียการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในการผลิตไฟฟ้าในด้านเรื่องความไม่มั่นคงในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแสดงให้เห็นว่าปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีโอกาสที่ไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในทันทีที่ต้องการอย่างเชื่อถือได้ จากผลการศึกษาในบทที่ 5 ยังแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของปัญหาอีกข้อคือ การมีปริมาณของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่มาเกินความต้องการ เพื่อให้เห็นภาพชัดเจนขึ้น ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า หากติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่เขื่อนศรีนครินทร์จะด้กำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประมาณ 85 TWh ต่อปี ซึ่งมากกว่ากำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์สามารถผลิตไฟฟ้าต่อปีอยู่ที่ 1,250 MWh [44] อยู่ประมาณ 68,000 เท่า โดยจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่มากเกินไปและไม่แน่นอนจะมีผลเสียกับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าโดยรวม เป็นการสร้างปัญหาเชิงระบบอย่างอื่นที่ต้องแก้ไข เช่นการต้องจ่ายอุดหนุนให้พลังงานหมุนเวียนผลิต และจ่ายให้โรงไฟฟ้าฟอสซิลพร้อมเดินเครื่องเสริม หรือแม้กระทั่งการจ่ายเงินให้ใช้ไฟฟ้าเพิ่มเพื่อรักษาระบบเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าในระบบมีมากเกินไป [43] แสดงให้เห็นว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่โดยไม่ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าหลักจึงเป็นไปได้ยาก

จากปัญหาทางด้านเสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้าระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่กล่าวไป ในส่วนที่ 2 ของงานวิจัยนี้ยังต้องการนำเสนอวิธีการใช้ประโยชน์จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในการผลิตไฟฟ้าให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ปริมาณสูงและมีความเชื่อถือได้ โดยในส่วนที่ 2 นี้จะพิจารณาให้มีการทำงานร่วมกับตัวกักเก็บพลังงาน โดยใช้หลักการคือกักเก็บพลังงานไว้จ่ายปริมาณไฟฟ้าทดแทนเมื่อไม่มีแสงแดด ซึ่งการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ร่วมกับตัวกักเก็บพลังงานเป็นการลดข้อด้อยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในด้านความน่าเชื่อถือ ทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าได้ปริมาณสูงโดยไม่ส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าหลัก

ในปัจจุบันตัวกักเก็บพลังงานที่นิยมใช้กันทั่วไปคือ แบตเตอรี่ ซึ่งสามารถเก็บพลังงานไฟฟ้าได้และปล่อยกระแสไฟฟ้าเมื่อต้องการได้ตลอดเวลา แต่เนื่องด้วยราคาแบตเตอรี่มีราคาสูงทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่เก็บได้ค่อนข้างน้อยและไม่เพียงพอในทางปฏิบัติในปัจจุบัน เพื่อให้เห็นภาพชัดเจนขึ้น

ยกตัวอย่างเช่น กรณีของเขื่อนศรีนครินทร์ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 1,250 ล้านหน่วยไฟฟ้า หากต้องการให้สามารถผลิตไฟฟ้าอย่างสม่ำเสมอคงที่ จะประมาณได้เป็น 1 แสนหน่วยไฟฟ้าต่อชั่วโมง ซึ่งหากต้องการใช้ปริมาณไฟฟ้าจากแบตเตอรี่ทดแทนเป็นเวลา 1 ชั่วโมง จะต้องมียุติมาตรแบตเตอรี่คือ 1 แสนหน่วยไฟฟ้า เมื่ออ้างอิงจาก Fu, Remo, และ Margolis [26] ที่แสดงว่าเงินลงทุนต่ำสุดในการใช้ระบบกักเก็บแบตเตอรี่ ลิเทียมไอออนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ศึกษาเมื่อปี ค.ศ. 2018 อยู่ที่ประมาณ 30,000 บาท ดังนั้นการสำรองไฟฟ้าปริมาณน้อยที่สุดสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยแบตเตอรี่สำหรับการสำรองจ่ายไฟฟ้าเพียง 1 ชั่วโมง จะคิดมูลค่าลงทุนอยู่ที่ประมาณ 3 พันล้านบาท ซึ่งถือจํานวนเงินมหาศาล ทั้งนี้ตั้งที่กล่าวมาแล้วก่อนหน้านี้ว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์แบบฟูลอยน้ำจะมีปริมาณมากกว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเขื่อนอย่างมากแบบเทียบไม่ได้ งานวิจัยนี้จึงสรุปว่า การใช้แบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้าเพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำผลิตได้ปริมาณไฟฟ้าสูงและมีความเชื่อถือได้ จึงยังไม่เหมาะสมกับปัจจุบัน

เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำที่ทำการศึกษานี้ตั้งอยู่ในเขื่อนที่มีการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำอยู่แล้ว การใช้ปริมาณน้ำในเขื่อนผลิตไฟฟ้าเป็นตัวกักเก็บพลังงานจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่เป็นไปได้ และมีความเหมาะสมมากกว่า เพราะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำของเขื่อนสามารถผลิตไฟฟ้าทดแทนปริมาณไฟฟ้าจากวิธีการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำได้อย่างเชื่อถือได้ใกล้เคียงกับการจ่ายไฟฟ้าของแบตเตอรี่และไม่มีค่าใช้จ่ายลงทุนเพิ่มเติมสำหรับตัวกักเก็บพลังงาน

ในส่วนที่ 2 ของงานวิจัยนี้เป็นการศึกษาศักยภาพของเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าในการจัดการน้ำในการผลิตไฟฟ้าร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำ เพื่อให้ผลิตไฟฟ้าร่วมกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำและระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของเขื่อนที่เซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำตั้งอยู่โดยไม่กระทบกับเสถียรภาพของระบบไฟฟ้าหลักที่มีอยู่ กล่าวคือสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบเมื่อระบบต้องการ และไม่มีปริมาณมากหรือน้อยกว่าที่ระบบต้องการ พร้อมทั้งมีการใช้ประโยชน์จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำที่ติดตั้งให้ได้ประโยชน์สูงสุดโดยไม่มีการสูญเสียเปลืองเนื่องจากมีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบเกินกว่าระบบไฟฟ้าหลักต้องการ ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจากระบบผสมนี้สามารถทำได้หลายรูปแบบ สำหรับงานวิจัยนี้จะมุ่งเน้นไปที่การหากำลังผลิตไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดของระบบผลิตไฟฟ้าร่วมสำหรับพื้นที่การติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำต่าง ๆ กัน เพื่อแสดงให้เห็นถึงศักยภาพในการทำงานร่วมกันระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนฟูลอยน้ำและระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของเขื่อนที่เซลล์แสงอาทิตย์บน

ท่อนลอยน้ำตั้งอยู่ของแต่ละขนาดการติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำ ซึ่งในส่วนนี้จะมีการนำเสนอเฉพาะเขื่อนศรีนครินทร์เท่านั้น เพื่อเป็นตัวอย่างการจัดการ

เนื้อหาในบทนี้จะประกอบไปด้วยรายละเอียดของการสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ และการตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองที่สร้างขึ้น พร้อมกับส่วนที่เสนอรูปแบบการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ เพื่อเป็นตัวอย่างในการเดินเครื่องเพื่อให้มีเสถียรภาพทางไฟฟ้า และคำอธิบายรายละเอียดการใช้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ที่ตรวจสอบความถูกต้องแล้ว ร่วมกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนท่อนลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ที่นำเสนอด้วย โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.1. แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์

เนื่องจากงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาค้นคว้าในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำที่เปลี่ยนแปลงไปจากรูปแบบที่เป็นอยู่ จึงจำเป็นต้องสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ขึ้นมา ซึ่งแบบจำลองนี้จะจำลองการเปลี่ยนแปลงปริมาณน้ำกักเก็บ ระดับน้ำกักเก็บ และกำลังไฟฟ้าพลังน้ำที่ผลิตได้ในแต่ละชั่วโมงในรูปแบบการปล่อยน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าและการสูบน้ำกลับที่ต่างกัน

เขื่อนศรีนครินทร์ ตั้งอยู่ที่ตำบลท่ากระดาน อำเภอศรีสวัสดิ์ จังหวัดกาญจนบุรี เป็นเขื่อนเป็นเขื่อนผลิตไฟฟ้าแบบสูบกลับ ซึ่งหมายถึงว่าระบบผลิตไฟฟ้าของเขื่อนสามารถเดินเครื่องได้ทั้งการผลิตไฟฟ้าจากการเอาน้ำจากเขื่อนมาเข้าระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า และการสูบน้ำกลับจากน้ำที่อยู่ท้ายเขื่อนกลับเข้ามาเติมน้ำในเขื่อนโดยการจ่ายไฟฟ้าเข้าเครื่องกำเนิดไฟฟ้า โดยมีความสามารถในการผลิตไฟฟ้าโดยมีการติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจำนวน 5 เครื่อง เครื่องที่ 1-3 ทำงานในรูปแบบของเป็นเครื่องผลิตไฟฟ้าเท่านั้น กำลังผลิตเครื่องละ 120 เมกะวัตต์ ในขณะที่เครื่องที่ 4-5 เป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบสูบกลับ ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าหรือสูบน้ำกลับเข้าเขื่อนได้ กำลังผลิตเครื่องละ 180 เมกะวัตต์ รวมกำลังผลิตทั้งสิ้น 720 เมกะวัตต์ มีลักษณะทั่วไปคือพื้นที่อ่างเก็บน้ำ 419 ตารางกิโลเมตร และความจุเท่ากับ 17,745 ล้านลูกบาศก์เมตร โดยระดับน้ำสูงสุดและระดับน้ำต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าคือ 180 และ 159 เมตร ตามลำดับ [44]

แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ถูกพัฒนาขึ้นในงานวิจัยนี้เพื่อทำนายระดับน้ำของเขื่อนและปริมาณน้ำในเขื่อนเป็นรายชั่วโมงเมื่อมีน้ำไหลเข้าอ่างเก็บน้ำ (Inflow) น้ำปล่อยออก

จากเขื่อนเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (Release) น้ำที่ถูกสูบกลับจากการเดินเครื่องในรูปแบบสูบกลับ (Pumped) รวมถึงน้ำระเหยจากน้ำที่อยู่ในเขื่อน (Evaporation) และน้ำล้นจากการปล่อยออกผ่านทางน้ำล้น (Spillway) ซึ่งเป็นน้ำที่ออกจากเขื่อนโดยไม่ถูกใช้ไปกับกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยที่แบบจำลองพัฒนาขึ้นภายใต้สมมติฐานดังนี้

- 1) แบบจำลองอ้างอิงข้อมูลปริมาณน้ำเข้าเขื่อน การปล่อยน้ำและสูบกลับย้อนหลังของเขื่อนศรีนครินทร์ ปี 2017-2021 โดยไม่คิด leap year
- 2) เนื่องจากไม่มีข้อมูลปริมาณน้ำเข้าเขื่อนรายชั่วโมงมีแต่ปริมาณน้ำเข้าเขื่อนรายวันเท่านั้น เพื่อให้สะดวกกับการจำลอง แบบจำลองจึงใช้ปริมาณน้ำเข้าเขื่อนรายวันเข้าเขื่อนเฉพาะชั่วโมงแรกของทุกวัน

การประมาณปริมาณน้ำในเขื่อนในแต่ละช่วงเวลาสามารถคิดได้จากความสัมพันธ์

$$\text{ปริมาณกักเก็บวันนี้} = \text{ปริมาณกักเก็บวันก่อนหน้า} + \text{ปริมาณน้ำเข้าอ่าง} + \text{ปริมาณน้ำสูบกลับ} - \text{ปริมาณน้ำปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้า} - \text{ปริมาณน้ำระเหย} - \text{ปริมาณน้ำล้น}$$

โดย ปริมาณน้ำเข้าอ่างเก็บน้ำ คือปริมาณน้ำทุกรูปแบบที่เกิดจากการไหลเข้าอ่างเก็บน้ำ ปริมาณน้ำสูบกลับ คือปริมาณน้ำที่ถูกสูบกลับมาเติมเข้าอ่างเก็บน้ำโดยใช้ปริมาณไฟฟ้าในการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบสูบกลับ ปริมาณน้ำปล่อยออก คือปริมาณน้ำที่ปล่อยออกผ่านเครื่องกังหันน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า, ปริมาณน้ำระเหย คือปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำที่สูญเสียจากการระเหยของน้ำและปริมาณน้ำล้น คือ ปริมาณน้ำที่ไหลเข้าสู่อ่างเก็บน้ำแล้วทำให้ระดับน้ำในอ่างเก็บน้ำมีค่าเกินมาตรฐานที่อ่างเก็บน้ำรับได้จึงถูกปล่อยออกผ่านทางน้ำล้น (Spillway)

เมื่อได้ปริมาณกักเก็บน้ำ จะสามารถหาระดับน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำ หรือความสูงของน้ำในอ่างเก็บน้ำของแบบจำลอง ได้ด้วยวิธีการ interpolate ของข้อมูลปริมาตรน้ำกักเก็บเทียบระดับน้ำกักเก็บของอ่างเก็บน้ำ ซึ่งแสดงไว้ในภาคผนวก ก.

ปริมาณน้ำปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้า และปริมาณน้ำสูบกลับ มีความสัมพันธ์กับปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า และการสูบน้ำกลับ ตามลำดับ โดยที่วิธีการคำนวณปริมาณไฟฟ้าของเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้มีด้วยกัน 2 วิธี คือ

- 1) การคำนวณโดยใช้ความแตกต่างของระดับน้ำที่เปลี่ยนไป

วิธีนี้เป็นวิธีที่ใช้ทั่วไป มีการคำนวณหาค่าพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าหรือสูบน้ำกลับ ระดับความดัน และอัตราการไหล รายละเอียดการคำนวณแสดงในสมการที่ (10) สำหรับ

วิธีนี้อัตราส่วนปริมาณน้ำที่ใช้ต่อพลังงานไฟฟ้าที่ได้จะมีค่าไม่คงที่ขึ้นอยู่กับระดับความดัน (Pressure head) ซึ่งขึ้นกับผลต่างระหว่างระดับน้ำขาเข้าเครื่องผลิตไฟฟ้า หรือระดับน้ำที่ระดับอ่างลดแรงดัน (Forebay) และระดับน้ำขาออกเครื่องผลิตไฟฟ้า หรือระดับน้ำที่คลองท้ายน้ำ (Tailrace) ด้วย

2) การคำนวณโดยใช้อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้า (Water rate)

วิธีนี้เป็นการประมาณโดยเฉลี่ยจากผลของข้อมูลจริง เพื่อประมาณหาปริมาณน้ำที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าหนึ่งหน่วย โดยการคิดแบบเฉลี่ยจะไม่คิดถึงผลต่างของระดับความดัน โดยจะแยกเป็นอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย ($\text{Water rate}_{\text{gen}}$) และอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการสูบน้ำกลับเฉลี่ย ($\text{Water rate}_{\text{pumped}}$) วิธีการนี้มีความแม่นยำน้อยกว่าวิธีแรก แต่มีข้อดีคือซับซ้อนน้อยกว่า

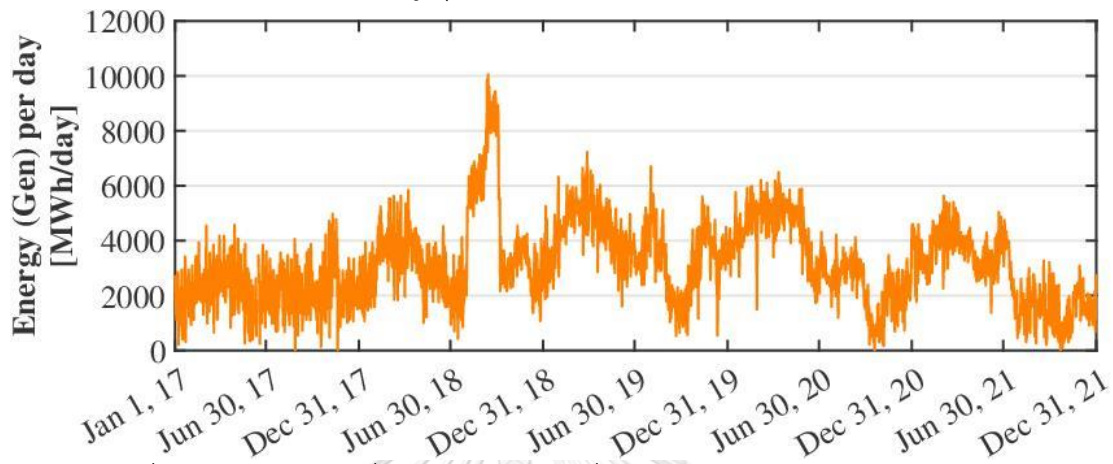
งานวิจัยนี้เลือกใช้วิธีคำนวณโดยใช้อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าในการหาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ของแบบจำลอง โดยใช้ข้อมูลการผลิตไฟฟ้าและข้อมูลการใช้น้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ระหว่าง ค.ศ. 2017 – 2021 เป็นระยะเวลา 5 ปีมาใช้ในการประมาณค่า จะได้ว่าอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย ($\text{Water rate}_{\text{gen}}$) ซึ่งคำนวณจากข้อมูลปริมาณน้ำปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้าทั้งหมดย้อนหลังของเขื่อนศรีนครินทร์ หาดด้วยข้อมูลปริมาณหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ในรอบ 5 ปีที่พิจารณา มีค่าเท่ากับ $3.804 \text{ m}^3/\text{kWh}$ และอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการสูบน้ำกลับเฉลี่ย ($\text{Water rate}_{\text{pumped}}$) ซึ่งคำนวณจากข้อมูลปริมาณน้ำสูบน้ำกลับทั้งหมดย้อนหลังของเขื่อนศรีนครินทร์ หาดด้วยข้อมูลปริมาณหน่วยไฟฟ้าทั้งหมดที่นำเข้ามาจากภายนอกในรอบ 5 ปีที่พิจารณา มีค่าเท่ากับ $2.786 \text{ m}^3/\text{kWh}$

6.2. การตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์

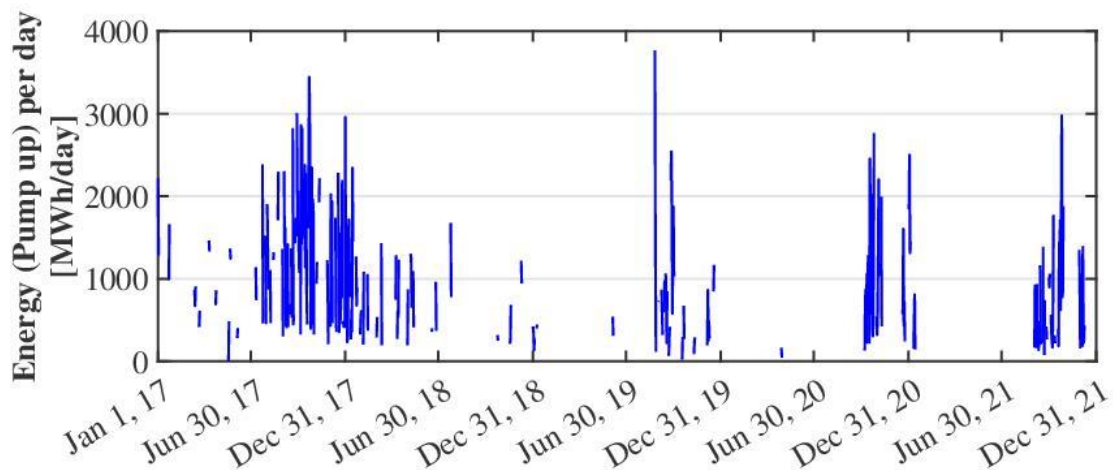
การตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองนั้นในงานวิจัยนี้ได้ใช้ข้อมูลดิบของปริมาณไฟฟ้าที่เขื่อนศรีนครินทร์ผลิตได้รายวันตั้งแต่ปี 2017 – 2021 รวมระยะเวลาทั้งสิ้น 5 ปี ทั้งปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ ดังแสดงในรูปที่ 6.1 และปริมาณไฟฟ้าที่ดึงเข้ามาจากระบบภายนอกเพื่อใช้สำหรับการสูบน้ำกลับ ดังแสดงในรูปที่ 6.2 เป็นตัวแปรต้นสำหรับแบบจำลอง เพื่อหาปริมาณน้ำที่ต้องปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้า และสูบน้ำกลับแต่ละช่วงเวลา แล้วจึงนำปริมาณน้ำดังกล่าวมาหาระดับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ได้จากการจำลอง เพื่อเปรียบเทียบกับปริมาณน้ำจากข้อมูลดิบระหว่างปี 2017-2021

จากการจำลองพบว่า ลักษณะกราฟของระดับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำของแบบจำลองมีค่าใกล้เคียงกับลักษณะกราฟของระดับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำของข้อมูลดิบ ดังแสดงในรูปที่ 6.3 ซึ่งแสดงให้เห็น

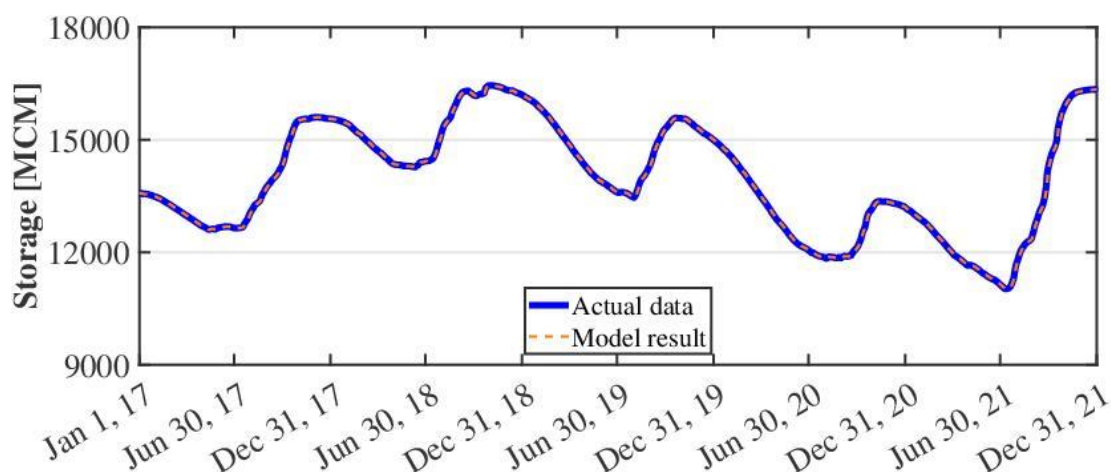
ว่าสามารถใช้วิธีการคำนวณโดยใช้อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้า (Water rate) คิดคำนวณมีความแม่นยำเช่นกัน ดังนั้นจึงสรุปว่าแบบจำลองในงานวิจัยนี้สามารถจำลองระดับปริมาณน้ำในอ่างของเขื่อนศรีนครินทร์ได้จริงเพื่อนำไปใช้ในการจำลองลักษณะของระดับปริมาณน้ำในอ่างเก็บน้ำสำหรับการผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมต่อไปได้



รูปที่ 6.1 ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้รายวันของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021



รูปที่ 6.2 ปริมาณไฟฟ้าจากระบบภายนอกสำหรับสูบน้ำกลับของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021



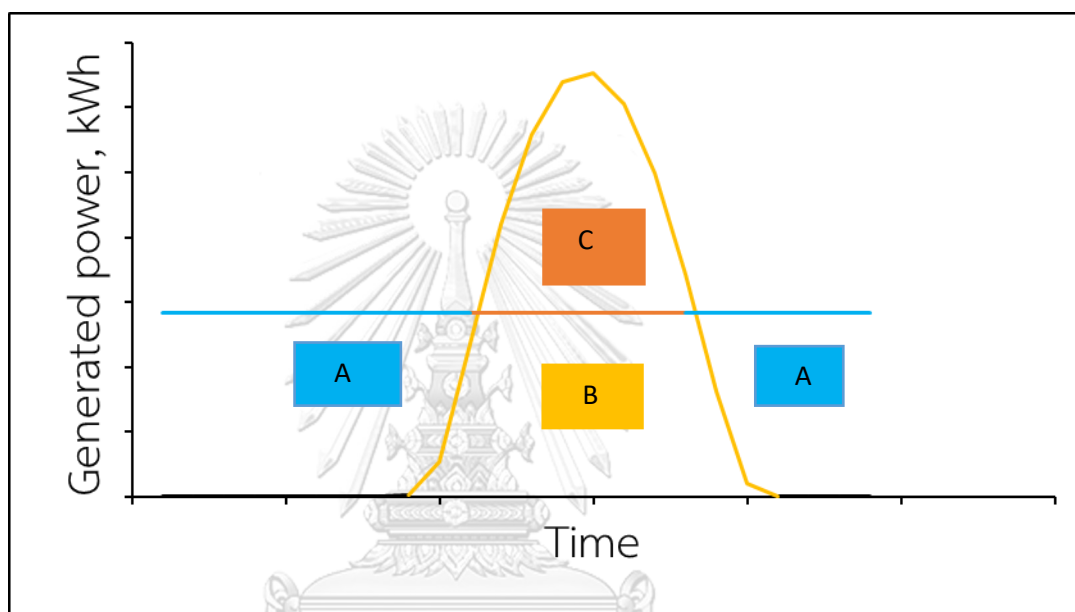
รูปที่ 6.3 ผลการจำลองระดับปริมาณกักเก็บของอ่างเก็บน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ในช่วงระหว่างปี 2017-2021 เปรียบเทียบกับปริมาณน้ำจริงที่บันทึกไว้

6.3. ข้อเสนอรูปแบบการผลิตไฟฟ้าคงที่แบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์

เพื่อให้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำให้ได้เสถียรภาพของการผลิตไฟฟ้า และสามารถใช้ประโยชน์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำให้ได้ประโยชน์สูงสุด พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทั้งหมดจะต้องถูกนำไปใช้โดยไม่มี การสูญเสีย เนื่องจากมีการผลิตเกินกว่าที่ระบบจะรับได้ จึงกำหนดให้ไม่มีการปล่อยน้ำล้นออกจากเขื่อนผ่านทางน้ำล้นโดยไม่มีการผลิตไฟฟ้า ซึ่งกำลังการผลิตไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ แม้อยู่ในเขื่อนศรีนครินทร์เหมือนกัน แต่ก็จะมีความแตกต่างกัน ขึ้นกับขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ที่เลือก

รูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่นำเสนอ ทำได้โดยให้การผลิตไฟฟ้าโดยปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเป็นปริมาณไฟฟ้าหลัก ปริมาณไฟฟ้าของพลังน้ำจะเป็นตัวเสริมเมื่อไม่มีปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจะถูกนำไปใช้สำหรับการสูบน้ำกลับเข้าอ่างเก็บน้ำ รูปที่ 6.4 แสดงรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน สำหรับการผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดใน 1 วัน โดยพื้นที่ต่าง ๆ ที่แสดงในรูปแสดงถึงการจัด

การพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบรวม พื้นที่ A แสดงถึงปริมาณไฟฟ้าของพลังน้ำที่ต้องผลิตเพื่อจ่ายออกให้ได้การผลิตไฟฟ้าผสมคงที่สม่ำเสมอสูงสุด พื้นที่ B แสดงถึงปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ต้องผลิตเพื่อจ่ายออกให้ได้การผลิตไฟฟ้าผสมคงที่สม่ำเสมอสูงสุด และพื้นที่ C แสดงถึงปริมาณไฟฟ้าส่วนเกินจากกำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ต้องการที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ซึ่งจะถูกนำไปใช้ในการสูบน้ำกลับเข้าสู่ตัวเขื่อนเพื่อเป็นการกักเก็บพลังงานไว้ใช้ภายหลัง



รูปที่ 6.4 รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำที่นำเสนอ เพื่อให้ได้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้คงที่สม่ำเสมอ ในแต่ละชั่วโมงใน 1 วัน

6.4. กระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าแบบคงที่สูงสุดที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมของเขื่อนศรีนครินทร์ที่แต่ละขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

เนื่องจากแบบจำลองการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ เพื่อผลิตปริมาณไฟฟ้าแบบคงที่สูงสุดที่พัฒนาขึ้นมีรูปแบบการใช้ปริมาณน้ำสำหรับปล่อยออกและดูดกลับไม่เหมือนเดิมเพื่อให้แบบจำลองสามารถเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่เกิดขึ้นได้ จึงใช้เงื่อนไขการจำลองเพื่อการหากำลังไฟฟ้าสูงสุดจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมดังนี้

- 1) ในการจำลองในรอบ 5 ปี ตั้งแต่ปี 2017 – 2021 เมื่อสิ้นสุดการจำลองระดับน้ำสุดท้ายของแบบจำลองอยู่ในระดับต่างจากระดับน้ำสุดท้ายของข้อมูลจริง ไม่เกิน 0.01 เมตร

- 2) ระดับปริมาณน้ำกักเก็บในเขื่อนต้องอยู่ระหว่างตั้งแต่ระดับน้ำสูงสุดและระดับน้ำต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ
- 3) อัตราการผลิตไฟฟ้าสูงสุดของพลังน้ำต้องไม่เกินกำลังผลิตติดตั้งของเขื่อนศรีนครินทร์ทั้งหมด 720 เมกะวัตต์ ซึ่งเป็นกำลังการผลิตจริงที่ติดตั้งอยู่ในปัจจุบัน
- 4) อัตราการสูบน้ำกลับสูงสุดต้องไม่เกินศักยภาพของเครื่องที่ 4-5 ซึ่งเป็นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าระบบสูบกลับ ที่มีกำลังผลิตเครื่องละ 180 เมกะวัตต์ รวมเป็น 360 เมกะวัตต์

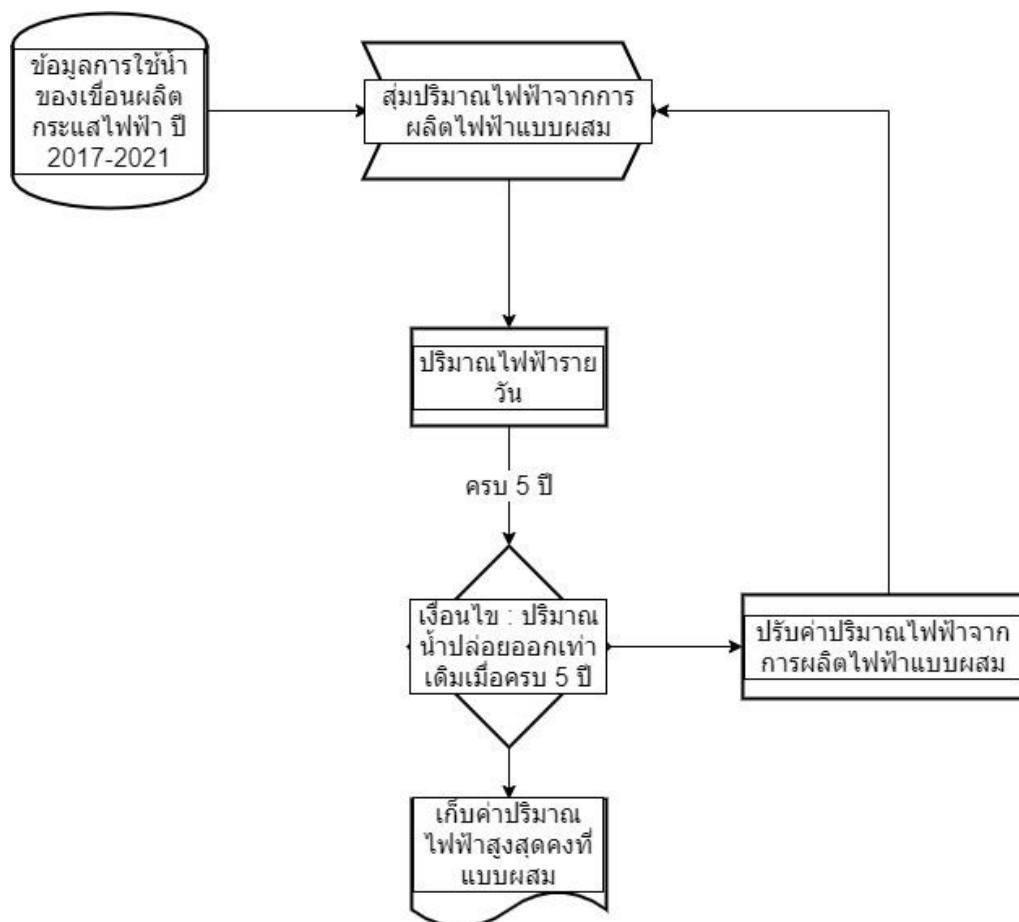
ในงานวิจัยนี้ทำแบบจำลองเพื่อหาความสามารถในการผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมที่ปริมาณของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแตกต่างกันโดยจำลองปริมาณน้ำปล่อยออกและสูบน้ำกลับของเขื่อนในแต่ละช่วงเวลาเพื่อให้ได้กำลังผลิตไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดสำหรับแต่ละปริมาณการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ โดยใช้แบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ที่พัฒนาขึ้น และตรวจสอบความถูกต้องในหัวข้อ 6.1 และ 6.2 มาประกอบการจำลองเพื่อหาปริมาณไฟฟ้าแบบคงที่สูงสุด โดยมีสมมติฐานเพิ่มเติมคือ

- 1) ปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำของแสงอาทิตย์ของเขื่อนศรีนครินทร์ที่คำนวณโดยใช้วิธีการจากบทที่ 4 หัวข้อ 4.1.1 การคำนวณจำนวนหน่วยไฟฟ้าต่อปี
- 2) แม้จะมีรูปแบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานที่แตกต่างไป แต่อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย ($Water\ rate_{gen}$) และอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการสูบน้ำกลับเฉลี่ย ($Water\ rate_{pumped}$) ยังคงมีค่าไม่แตกต่างจากเดิม
- 3) ไม่มีการปล่อยให้น้ำล้น (Spillway) การปล่อยน้ำทั้งหมดทำเพื่อการผลิตไฟฟ้าเท่านั้น
- 4) ไม่คิดปริมาณน้ำระเหย

6.5. กระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสม

กระบวนการประมาณหาลำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมที่แต่ละขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ แสดงดังแผนผังดังรูปที่ 6.5 การคำนวณเริ่มต้นจาก การกำหนดค่ากำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดของการผลิตไฟฟ้าแบบผสม 1 ค่า โดยอิงจากค่าเฉลี่ยปริมาณไฟฟ้ารายชั่วโมงของพลังน้ำของข้อมูลเขื่อนศรีนครินทร์ รวมกับค่าเฉลี่ยปริมาณไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ของข้อมูลเขื่อนศรีนครินทร์ในบทที่ 4 หัวข้อ 4.1. และนำค่าประมาณกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ประมาณไว้ของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมมาจำลองหาปริมาณน้ำกักเก็บที่เหลืออยู่ในเขื่อนจนครบ 5 ปีที่พิจารณา ซึ่งมีรายละเอียดการจำลองหาระดับน้ำในแต่ละวันแสดงไว้ในหัวข้อต่อไป โดยทุกช่วงที่ทำการจำลอง

ระดับน้ำของการจำลองต้องอยู่ระหว่างระดับน้ำสูงสุดและต่ำสุดของการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้า และกำลังการผลิตไฟฟ้าของน้ำและกำลังการสูบกลับของการจำลองต้องไม่เกินที่โรงไฟฟ้ามีอยู่ ในกรณีที่ระดับน้ำสุดท้ายที่ได้จากการจำลองมีค่าสูงกว่าระดับน้ำสุดท้ายของข้อมูลจริง จะต้องจำลองใหม่โดยทำการปรับเพิ่มค่าประมาณกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด ในทางกลับกันในกรณีที่ระดับน้ำสุดท้ายที่ได้จากการจำลองมีค่าต่ำกว่าระดับน้ำสุดท้ายของข้อมูลจริง ต้องจำลองใหม่โดยการปรับลดค่าประมาณกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด ทำซ้ำจนได้ระดับน้ำสุดท้ายของแบบจำลองต่างกับระดับสุดท้ายของข้อมูลจริง ไม่เกิน 0.01 เมตร จึงจะได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ทำได้ของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมของแบบจำลอง



รูปที่ 6.5 แผนผังแสดงกระบวนการคิดกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ผลิตไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำ

6.6. กระบวนการหาระดับน้ำในแต่ละวันเมื่อมีการจ่าย / สูบน้ำกลับในแต่ละชั่วโมง

การจำลองการผลิตไฟฟ้าแบบผสมทำโดยการพิจารณาหาระดับน้ำในแต่ละชั่วโมงตลอดระยะเวลา 5 ปี โดยกำหนดให้ ระดับน้ำเมื่อเริ่มต้นการจำลองมีค่าเท่ากับระดับน้ำของข้อมูลจริงในวันที่ 1 มกราคม 2017 และมีปริมาณน้ำเข้าในแต่ละวันตามข้อมูลจริงตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2017 – 31 ธันวาคม 2021 ซึ่งกระบวนการในการหาระดับน้ำเมื่อปล่อยน้ำ / สูบน้ำกลับ ในแต่ละชั่วโมงของ 1 วัน มีกระบวนการ แสดงดังแผนผังรูปที่ 6.6 แผนผังแสดงการหาระดับน้ำในแต่ละวันเมื่อมีการจ่าย / สูบน้ำกลับในแต่ละชั่วโมง

การทดสอบแบบจำลอง ข้อมูลในการทำการทดลองมีค่าดังนี้ ในแต่ละชั่วโมงจะมีปริมาณน้ำที่เปลี่ยนไปเนื่องจากปริมาณน้ำเข้าและปริมาณปล่อยออก/สูบน้ำกลับ โดยคำนวณได้ดังนี้

ในกรณีที่มีการปล่อยน้ำออกเพื่อผลิตไฟฟ้า

ปริมาณกักเก็บชั่วโมงนี้ = ปริมาณกักเก็บชั่วโมงก่อนหน้า + ปริมาณน้ำเข้าอ่าง - ปริมาณน้ำปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้า

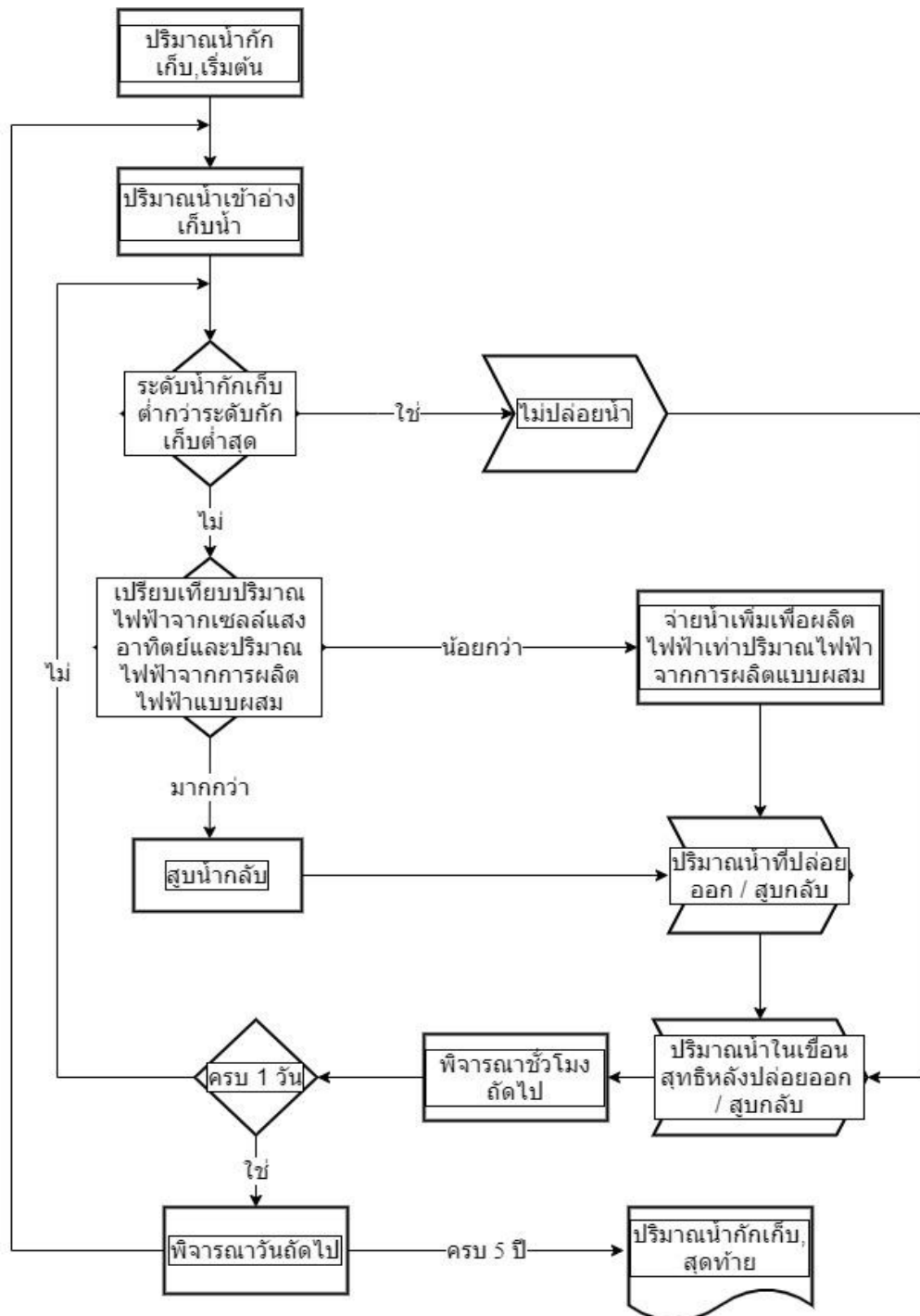
ในกรณีที่มีการสูบน้ำกลับ

ปริมาณกักเก็บชั่วโมงนี้ = ปริมาณกักเก็บชั่วโมงก่อนหน้า + ปริมาณน้ำเข้าอ่าง + ปริมาณน้ำสูบน้ำกลับ

โดยที่ปริมาณน้ำเข้าอ่าง คือ ปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างเก็บน้ำของแบบจำลอง โดยใช้ค่าอ้างอิงจากข้อมูลจริงของเขื่อนศรีนครินทร์ โดยที่ปริมาณน้ำเข้าอ่างทั้งวันจะไหลเข้าที่ชั่วโมงแรกของวันเท่านั้น และปริมาณน้ำปล่อยออกเพื่อผลิตไฟฟ้า คือ ปริมาณน้ำที่ปล่อยออกของแบบจำลองเพื่อผลิตปริมาณไฟฟ้าคงที่สูงสุดของพลังน้ำคำนวณมาจาก

$$\text{Release} = I_{\text{hydro}} \cdot \text{Water rate}_{\text{gen}} \quad (22)$$

เมื่อ I_{hydro} คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของพลังน้ำ (kWh) Release คือ ปริมาณน้ำที่ปล่อยผ่านกังหันน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (m^3) และ $\text{Water rate}_{\text{gen}}$ คือ อัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้า (m^3/kWh) ซึ่งมีค่าเท่ากับ $3.804 \text{ m}^3/\text{kWh}$



รูปที่ 6.6 แผนผังแสดงการหาระดับน้ำในแต่ละวันเมื่อมีการจ่าย / สูบน้ำกลับในแต่ละชั่วโมง

ในขณะที่ปริมาณน้ำสูบล้าง คือปริมาณน้ำที่ไหลเข้าอ่างจากการสูบล้างโดยใช้ไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำพลังแสงอาทิตย์ของแบบจำลอง เกิดขึ้นเมื่อปริมาณไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีค่ามากกว่าปริมาณไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าแบบผสม โดยคำนวณจากสมการ

$$V_{\text{Pump up}} = (I_{\text{FPV}} - I_{\text{hybrid}}) \cdot \text{Water rate}_{\text{pumped}} \quad (23)$$

เมื่อ I_{FPV} คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ (kWh) I_{hybrid} คือ ปริมาณหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าแบบผสม (kWh) $V_{\text{Pump up}}$ คือ ปริมาณน้ำสูบล้าง (m^3) และ $\text{Water rate}_{\text{pumped}}$ คือ อัตราส่วนปริมาณน้ำสูบล้างต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าสำหรับการสูบน้ำกลับ (m^3/kWh) ซึ่งมีค่าเท่ากับ $2.786 \text{ m}^3/\text{kWh}$



บทที่ 7

ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์

แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์

บทนี้จะกล่าวถึงผลลัพธ์จากการจำลองหาค่ากำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ ตามที่เสนอไว้ในบทที่ 6 โดยการนำเสนอในบทนี้ จะนำเสนอผลการจำลองแยกตามขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ซึ่งจะแสดงเป็นร้อยละของพื้นที่ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเทียบกับพื้นที่ผิวน้ำที่ระดับต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งสำหรับเขื่อนศรีนครินทร์คือ 294 ตารางกิโลเมตร โดยที่เนื้อหาบทนี้จะแบ่งการนำเสนอออกเป็น 2 ส่วนหลัก โดยส่วนแรกคือ ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าผสมของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ซึ่งเป็นการอธิบายตัวอย่างผลลัพธ์การจำลองที่ขนาดพื้นที่ติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ต่างกัน และอีกส่วนเป็นการอธิบายถึงกำลังไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดที่ผลิตได้จากเขื่อนศรีนครินทร์ที่แต่ละขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

7.1. ผลการจำลองการผลิตไฟฟ้าผสมของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา

จากผลการจำลองที่ผ่านเงื่อนไขทำให้สามารถผลิตกำลังไฟฟ้าแบบผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุด เกิดขึ้นได้เมื่อมีขนาดติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่เกินประมาณร้อยละ 1.20 ของพื้นที่ติดตั้งมีได้หรือคิดเป็น 603.03 เมกะวัตต์ สำหรับกรณีที่มีขนาดติดตั้งเกินร้อยละ 1.20 ของพื้นที่ติดตั้งที่มีได้ เมื่อมีการเดินเครื่องให้มีกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดจะมีช่วงเวลาที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในบางเวลามีค่าสูงมากเกินกว่าที่จะผันเอากำลังไฟฟ้าส่วนเกินมาสู่ระบบสูบน้ำกลับได้ เพราะมีกำลังไฟฟ้าเกินกว่าศักยภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบสูบน้ำกลับที่ติดตั้งอยู่ ทำให้มีพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลาหนึ่งจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักเกินกว่าที่กำหนด จึงผิดเงื่อนไขที่ตั้งไว้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ต้องสามารถผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าหลักไม่มากหรือน้อยเกินกว่าที่กำหนดไว้ ขอบเขตของการศึกษาในบทนี้จึงกำหนดไว้เฉพาะสำหรับกรณีที่ขนาดติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำไม่เกินประมาณร้อยละ 1.20 ของพื้นที่ติดตั้งมีได้เท่านั้น

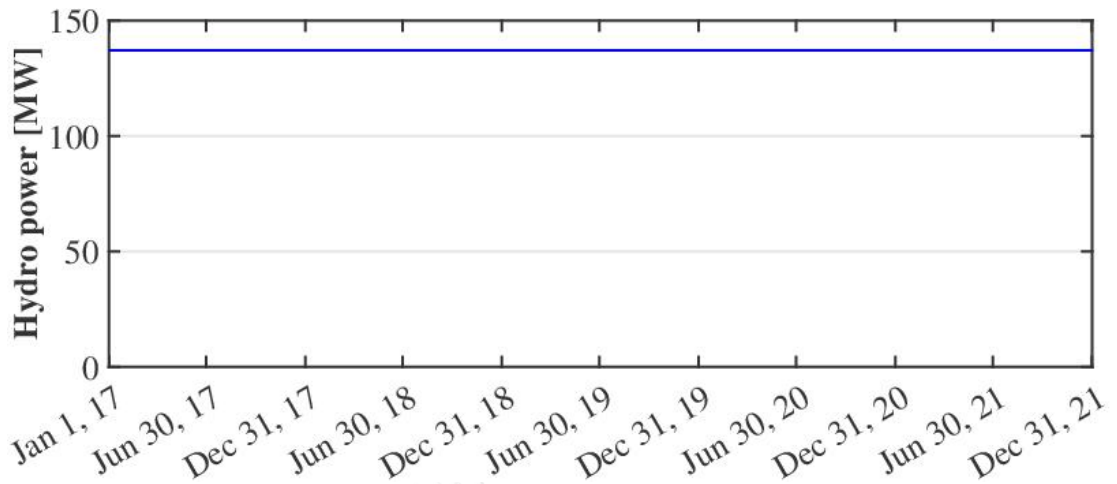
กระบวนการประเมินศักยภาพที่เชื่อมรูปแบบนี้แสดงให้เห็นถึงขอบเขตของกำลังผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดจากการเดินเครื่องผลิตกำลังไฟฟ้าแบบผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ โดยกำลังการผลิตไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดจะมีค่าเพิ่มมากขึ้นตามปริมาณพื้นที่ติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและศักยภาพของเขื่อนในการผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดจะเพิ่มมากขึ้นอีกเมื่อเขื่อนมีความสามารถในการสูบน้ำ เพราะจะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าแบบผสมมีค่าสูงขึ้นจากปริมาณที่เพิ่มขึ้นของพื้นที่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์และปริมาณน้ำสูบน้ำกลับสำหรับผลิตไฟฟ้า

จากการจำลอง สามารถแบ่งผลการจำลองที่ผ่านเงื่อนไขได้เป็น 3 รูปแบบตามรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำได้ คือ รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำคงที่ตลอดเวลา รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบไม่มีการสูบน้ำกลับ และรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบมีการสูบน้ำกลับ ซึ่งขึ้นกับขนาดการติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

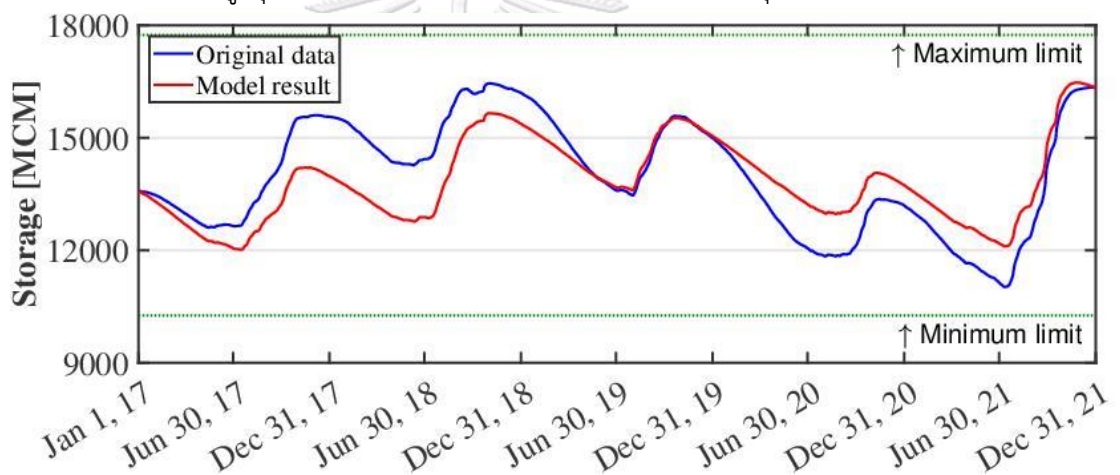
7.1.1. รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำคงที่ตลอดเวลา

รูปแบบการเดินเครื่องนี้เกิดขึ้นเฉพาะกรณีที่ไม่มีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเลย ทำให้ไม่มีสัดส่วนของพลังงานไฟฟ้าที่มาจากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเลย การผลิตในรูปแบบนี้มีลักษณะการเดินเครื่องดังแสดงในรูป 7.1 ซึ่งแสดงให้เห็นว่ากำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดจะมาจากการใช้พลังน้ำในการผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวตลอดเวลาคงที่ที่ 137.14 MW ตลอดทุกวันไม่ขึ้นกับสภาพแวดล้อมภายนอก รูปแบบนี้เป็นรูปแบบที่มีเสถียรภาพค่อนข้างสูง เพราะขึ้นกับปริมาณน้ำที่มีสะสมไว้เพียงอย่างเดียว หากมีปริมาณน้ำเพียงพอก็สามารถผลิตไฟฟ้าให้ระบบได้

รูปที่ 7.2 แสดงปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำกรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลาเปรียบเทียบกับรูปแบบการทำงานเดิม แสดงให้เห็นว่ามีความแตกต่างกันของปริมาณน้ำกักเก็บ ซึ่งเป็นผลมาจากการเดินเครื่องที่ต่างรูปแบบกัน แต่ปริมาณน้ำกักเก็บที่สอดคล้องกับรูปแบบการผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ยังคงมีปริมาณน้ำเริ่มต้นและสิ้นสุดการจำลองเท่ากันกับปริมาณน้ำของรูปแบบการทำงานเดิม และอยู่ในขอบเขตระหว่างปริมาณน้ำสูงสุดและต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ จึงยืนยันได้ว่าการเดินเครื่องในรูปแบบนี้สามารถเกิดขึ้นได้จริง



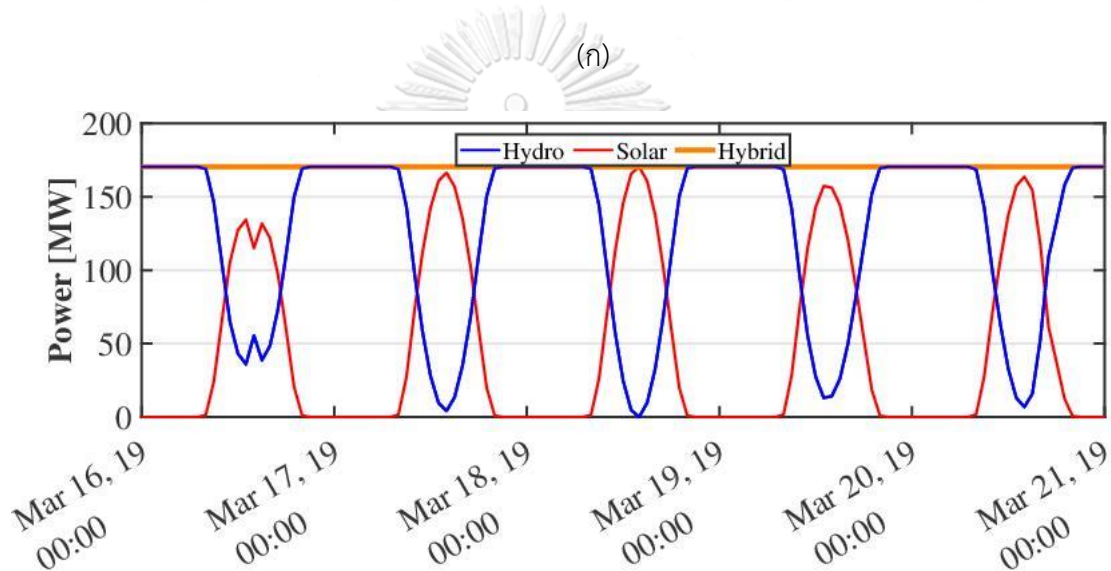
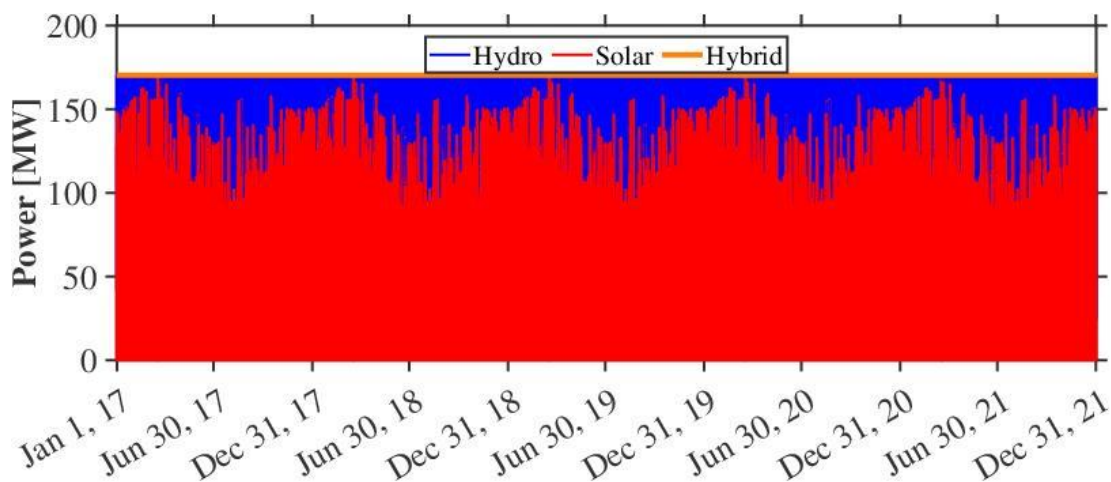
รูปที่ 7.1 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ



รูปที่ 7.2 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา สำหรับกรณีไม่ติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำเปรียบเทียบกับข้อมูลปริมาณน้ำกักเก็บในรูปแบบการทำงานเดิมในช่วงปี 2017-2021

7.1.2 รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบไม่มีการสูบน้ำกลับ

สำหรับเขื่อนศรีนครินทร์ รูปแบบการเดินเครื่องนี้เกิดขึ้นเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ แต่มีขนาดติดตั้งไม่เกินประมาณร้อยละ 0.3391 ของพื้นที่ติดตั้งที่มีได้หรือคิดเป็น 170.4 เมกะวัตต์ รูปที่ 7.3 แสดงการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในรูปแบบนี้ของระบบผลิตไฟฟ้า

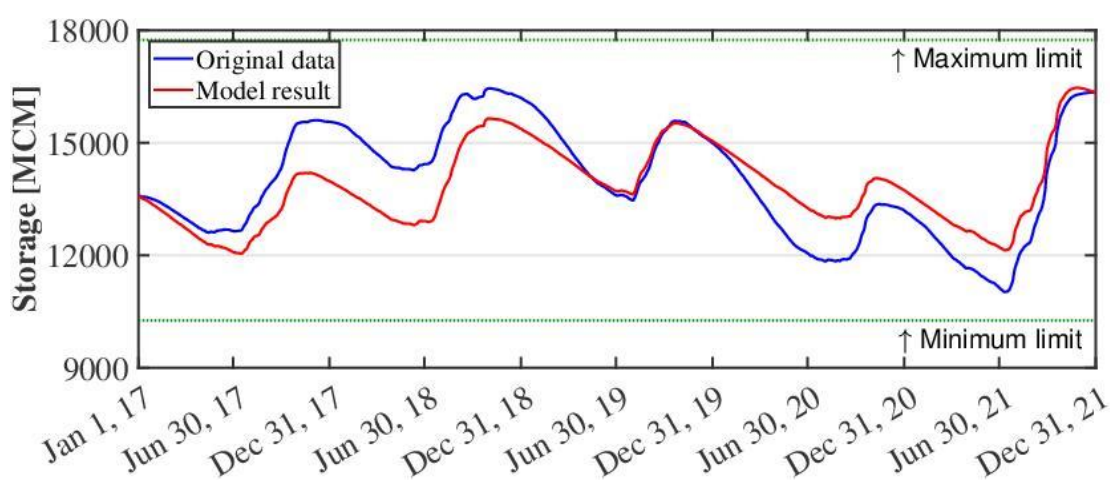


รูปที่ 7.3 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 0.3391% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง (ก) ในช่วงปี 2017-2021 และ (ข) ในช่วงวันที่ 16-21 มีนาคม 2019

จากพลังน้ำ และจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในแต่ละชั่วโมง เพื่อเป็นตัวอย่างในการอธิบายให้เห็นภาพชัดเจน จะเห็นว่าพลังน้ำจะถูกนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไม่มีแสงแดดในการผลิตไฟฟ้าแบบคงที่ และจะลดกำลังผลิตไฟฟ้าของพลังน้ำลงตามสัดส่วนเมื่อมีกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเข้ามาในระบบด้วยเพื่อรักษาระดับกำลังผลิตไฟฟ้าให้คงที่ โดยไม่มีช่วงใดเลยตลอดการจำลองที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเกินกว่าระดับกำลังการผลิตคงที่ที่กำหนดไว้ รูปที่ 7.4 ยืนยันว่าสามารถเดินเครื่องในรูปแบบนี้ได้

เพราะระดับปริมาณน้ำกักเก็บเนื่องจากการเดินเครื่องในรูปแบบนี้ทั้งช่วงที่ทำการจำลองมีค่าอยู่ในขอบเขตระหว่างปริมาณน้ำสูงสุดและต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

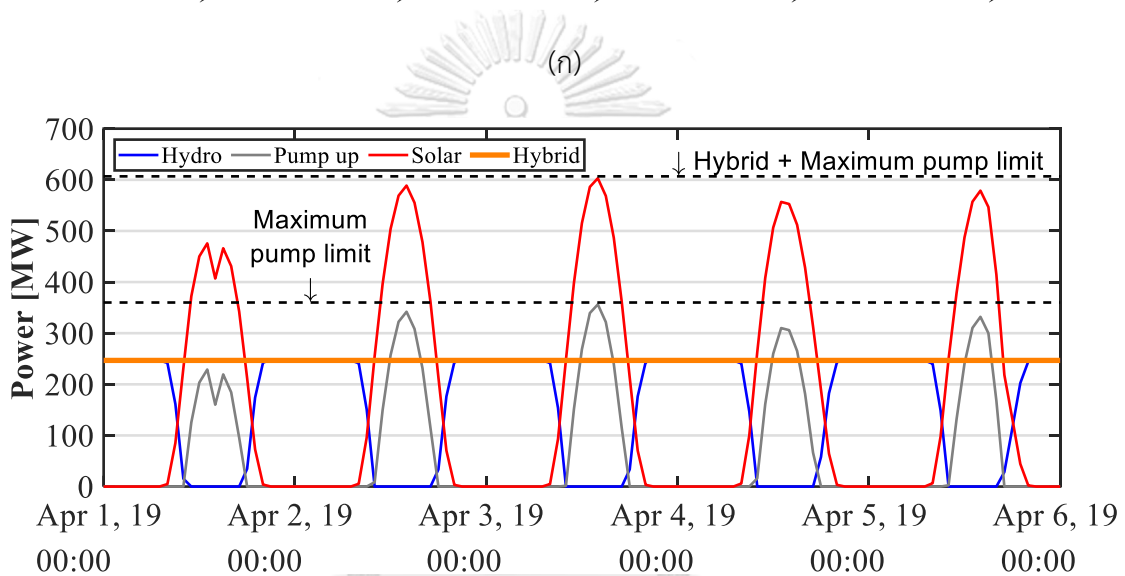
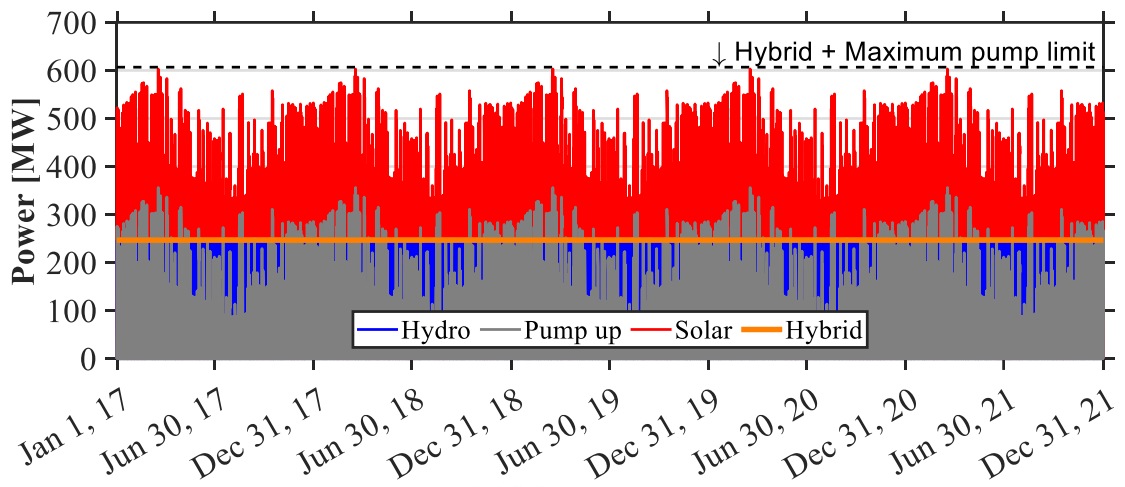
นอกจากนี้ยังสังเกตได้อีกว่าระดับกำลังไฟฟ้าคงที่ที่ผลิตได้จากรูปแบบนี้จะมีค่าสูงกว่ากรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ที่แสดงให้เห็นในรูปที่ 7.1 แสดงให้เห็นว่าการเอาระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมาใช้ในรูปแบบนี้สามารถเพิ่มระดับการผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อถือได้ได้ เมื่อนำมาใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ



รูปที่ 7.4 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 0.3391% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ในช่วงปี 2017-2021

7.1.3 รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบมีการสูบน้ำกลับ

สำหรับเขื่อนศรีนครินทร์ รูปแบบการเดินเครื่องนี้เกิดขึ้นเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่มีขนาดติดตั้งระหว่างร้อยละ 0.3391 ถึงร้อยละ 1.20 ของพื้นที่ติดตั้งที่มีได้ รูปที่ 7.5 แสดงการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในรูปแบบนี้ของระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ และจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในแต่ละชั่วโมงในวัน ในช่วงปี 2017-2021 ที่ขนาดการติดตั้งร้อยละ 1.20 ของพื้นที่ติดตั้งที่มีได้ เพื่อเป็นตัวอย่างในการอธิบายให้เห็นภาพชัดเจน จะเห็นว่าในช่วงเวลาที่กำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีค่าน้อยกว่าระดับกำลังไฟฟ้าผสมที่กำหนดจะมีรูปแบบเหมือนกับรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ



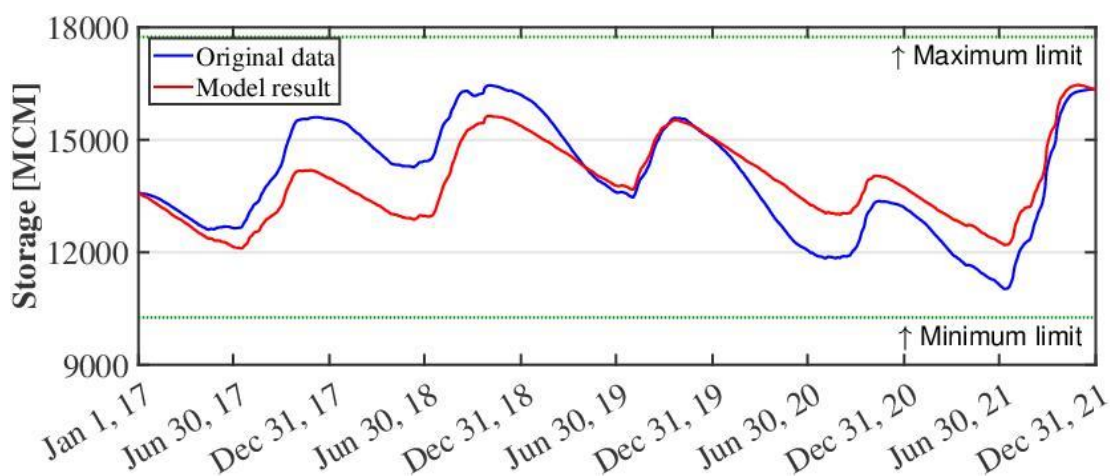
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ก)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (ข)

รูปที่ 7.5 การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้ารายชั่วโมงของระบบผลิตไฟฟ้าผสมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อให้ได้กำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุด สำหรับกรณีมีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 1.20% (ก) ในช่วงปี 2017-2021 และ (ข) ในช่วงวันที่ 16-21 มีนาคม 2019

แบบไม่มีการสูบน้ำกลับที่เสนอไปในข้อที่แล้วคือ ระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจะเดินเครื่องคงที่ในช่วงที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ และจะลดกำลังการผลิตตามสัดส่วนเมื่อมีกำลังไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ส่วนที่แตกต่างกันคือเมื่อกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จากทุ่นลอยน้ำมีค่าสูงเกินกว่าระดับกำลังไฟฟ้าผสมที่กำหนด จะหยุดการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และแบ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์เป็น 2 ส่วน ส่วนแรกจะจ่ายออกไปเท่ากับที่ระดับกำลังไฟฟ้าผสมที่กำหนดไว้ และส่วนที่เกินมาจะถูกนำไปใช้ในการสูบน้ำกลับเข้าอ่างเก็บน้ำทั้งหมด

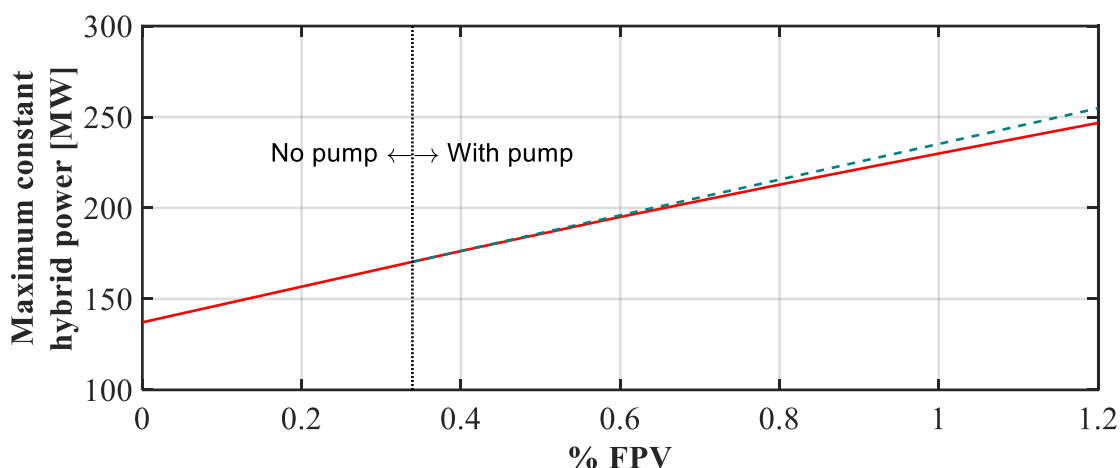
เห็นได้จากพื้นที่ใต้กราฟของกำลังไฟฟ้าส่วนสูบน้ำกลับจะมีค่าเท่ากับพื้นที่ใต้กราฟของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำส่วนที่อยู่เหนือเส้นกำหนดกำลังไฟฟ้าผสม รูปที่ 7.6 ยืนยันว่าสามารถเดินเครื่องในรูปแบบนี้ได้ เพราะระดับปริมาณน้ำกักเก็บเนื่องจากการเดินเครื่องในรูปแบบนี้ทั้งช่วงที่ทำการจำลองมีค่าอยู่ในขอบเขตระหว่างปริมาณน้ำสูงสุดและต่ำสุดสำหรับการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ



รูปที่ 7.6 ปริมาณน้ำกักเก็บในอ่างเก็บน้ำเขื่อนศรีนครินทร์กรณีติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขนาด 1.20% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา ในช่วงปี 2017-2021

7.2. กำลังไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดที่ผลิตได้จากเขื่อนศรีนครินทร์ที่แต่ละขนาดติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ

ในส่วนนี้เป็นการพิจารณาความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ผลิตได้กับขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ของระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์ เพื่อแสดงให้เห็นถึงศักยภาพของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในรูปแบบของการผลิตไฟฟ้าแบบเชื่อถือได้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด รูปที่ 7.7 แสดงให้เห็นว่า กำลังผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ทำได้ของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมมีค่าเกือบจะแปรผันตรงตามปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ โดยมีกำลังผลิตไฟฟ้าแบบคงที่ต่ำที่สุดคือ 137.14 เมกะวัตต์สำหรับกรณีที่ไม่มีการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเลย และมีค่าสูงสุด คือ 246.76 เมกะวัตต์ที่ขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่ร้อยละ 1.20

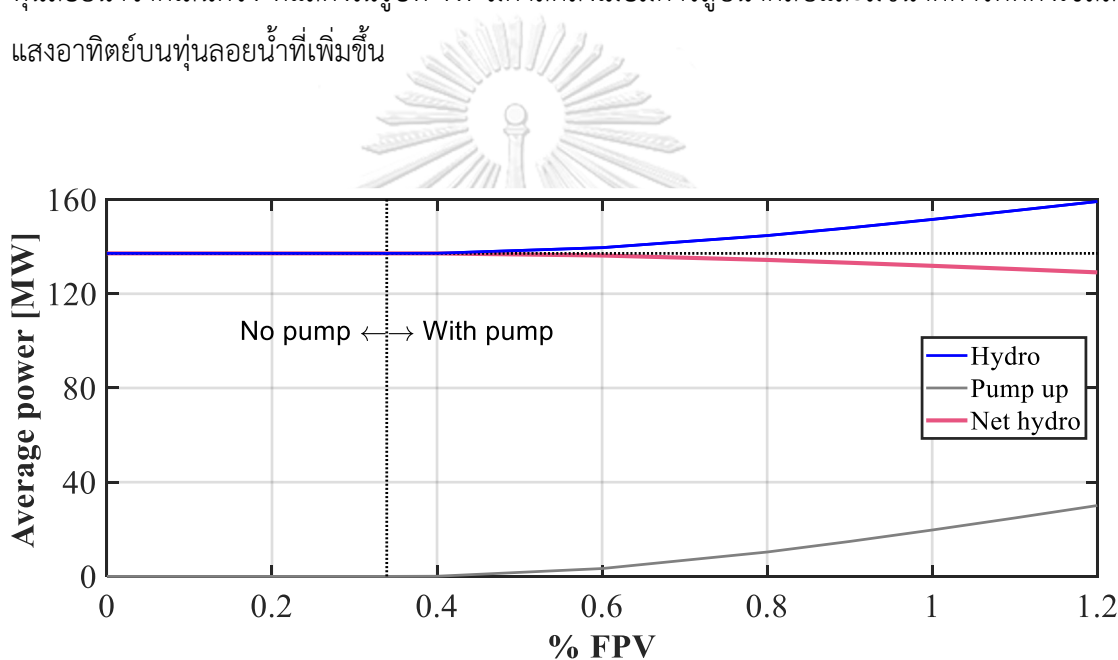


รูปที่ 7.7 ความสัมพันธ์ระหว่างกำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ผลิตได้กับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเทียบกับพื้นที่ติดตั้งที่ทำได้ ของระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์

จากรูปที่ 7.7 ในช่วงที่ขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำมีค่าไม่เกิน 0.3391% ของพื้นที่สูงสุดสำหรับการติดตั้ง ความชันของกราฟจะมีลักษณะเป็นเส้นตรง แต่เมื่อขนาดติดตั้งเกินกว่า 0.3391% จะเห็นว่าการเบี่ยงเบนจากเส้นตรงทำให้มีความชันลดลง ซึ่งช่วงนี้เป็นช่วงที่เริ่มมีบางเวลาที่เครื่องผลิตไฟฟ้าทำงานแบบสูบน้ำกลับ และเมื่อมีขนาดติดตั้งที่เพิ่มขึ้นความเบี่ยงเบนนี้จะยิ่งมากขึ้นด้วย สาเหตุของการเบี่ยงเบนที่ทำให้ความชันลดลงนี้สามารถอธิบายได้จากการพิจารณารูปที่ 7.8

รูปที่ 7.8 แสดงถึงสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดเฉลี่ยในส่วนของการผลิตด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และการสูบน้ำ ซึ่งสัดส่วนกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ได้นี้คิดมาจากการเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าเมื่อมีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังน้ำ และการเฉลี่ยกำลังไฟฟ้าที่ใช้ในกระบวนการสูบน้ำกลับของเครื่องผลิตไฟฟ้าเมื่อมีกำลังไฟฟ้าส่วนเกินที่ผลิตได้จากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่มากกว่ากำลังไฟฟ้าคงที่ที่กำหนด โดยคิดเฉลี่ยตลอดช่วงเวลาที่ทำการจำลอง จะเห็นว่าเมื่อร้อยละของขนาดติดตั้งมีค่าต่ำกว่า 0.3391% สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำจะมีค่าคงที่ไม่ขึ้นกับขนาดติดตั้ง เพราะปริมาณน้ำรวมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีปริมาณที่ไม่เปลี่ยนแปลง แต่เมื่อร้อยละของขนาดติดตั้งมีค่ามากกว่า 0.3391% จะเริ่มเห็นสัดส่วนของกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยที่ถูกนำไปใช้กับการสูบน้ำกลับ และเมื่อมีการสูบน้ำกลับก็จะมีปริมาณน้ำที่สามารถปล่อยได้มากขึ้นเมื่อเทียบกับกรณีที่ไม่มีการสูบน้ำกลับ จึงจะเห็นด้วยว่า สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำมีค่าเพิ่มขึ้นด้วย แสดงให้เห็นว่าเมื่อมีการสูบน้ำกลับเกิดขึ้นทั้งสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ และพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการสูบน้ำกลับก็จะเพิ่มขึ้นตามขนาดติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ แต่โดยรวมแล้วกำลังผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยในส่วน

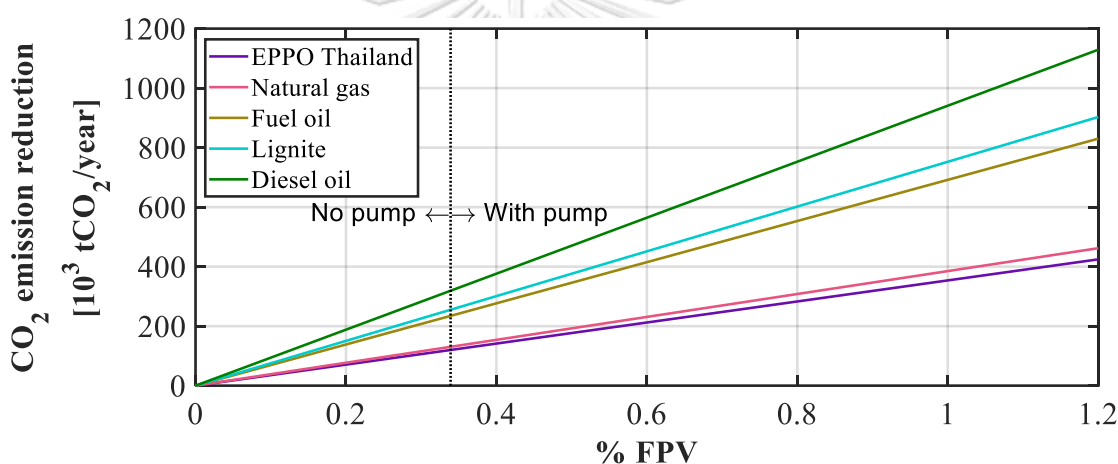
ของพลังน้ำที่คิดจากผลต่างระหว่างการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำและการใช้ไฟฟ้าเพื่อสูบน้ำกลับ จะมีค่าลดลงเมื่อมีขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เพิ่มขึ้น ดังแสดงให้เห็นในรูปที่ 7.8 สาเหตุเกิดจากอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าสำหรับการสูบน้ำกลับของแบบจำลองมีค่า 2.786 m^3/kWh ซึ่งน้อยกว่าอัตราส่วนปริมาณน้ำต่อหนึ่งหน่วยไฟฟ้าของการผลิตไฟฟ้าในแบบจำลองมีค่า 3.804 m^3/kWh ทำให้การสูบน้ำกลับใช้พลังงานมากกว่าการผลิตไฟฟ้า การสูบน้ำกลับที่เพิ่มขึ้นเมื่อมีขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเพิ่มขึ้น จึงทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยลัพธ์ของพลังน้ำลดลง ส่งผลให้ความชันระหว่างกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ทำได้กับขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจากเส้นตรง ที่แสดงในรูปที่ 7.7 มีค่าลดลงเมื่อมีการสูบน้ำกลับและมีขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เพิ่มขึ้น



รูปที่ 7.8 สัดส่วนของกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดเฉลี่ยในส่วนของการผลิตด้วยระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำและการสูบน้ำ เทียบกับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังน้ำของเขื่อนศรีนครินทร์

นอกจากนี้ เมื่อนำผลของการผลิตไฟฟ้าของแบบจำลองมาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าผลของการสูบน้ำกลับที่ทำให้มีประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้ารวมของการผลิตไฟฟ้าแบบผสมลดลงนั้นส่งผลต่อการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์น้อยมาก โดยเมื่อนำมาคิดในเชิงเงินลงทุนต่อปี ตามหัวข้อ 4.1.3 จะได้ค่าประมาณ 267.25 THB/MWh สำหรับทุกขนาดการติดตั้ง เพราะกำลังการผลิตที่ลดลงมีปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับกำลังไฟฟ้าของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ผลิตได้ต่อพื้นที่ติดตั้ง จึงสรุปได้ว่าขนาดการติดตั้งไม่มีผลต่อการพิจารณาเรื่องต้นทุนการติดตั้ง

ส่วนในด้านสิ่งแวดล้อม จะเห็นว่ารูปแบบการผลิตไฟฟ้าแบบคงที่ ซึ่งมีเสถียรภาพเชิงระบบไฟฟ้า จะสามารถนำไปทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงอื่นที่มีความเชื่อถือได้สูงได้โดยไม่มีปัญหา เมื่อพิจารณาถึงความสามารถในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังงานของเขื่อนศรีนครินทร์เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นในการผลิตไฟฟ้า พบว่าปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มีค่าแปรผันตรงกับขนาดการติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ในทุกประเภทของเชื้อเพลิงที่นำไปทดแทน ดังแสดงรูปที่ 7.10 โดยเรียงลำดับเชื้อเพลิงที่สามารถลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากมากที่สุดไปน้อยได้คือ น้ำมันดีเซล (Diesel oil) ถ่านหินลิกไนต์ (Lignite) น้ำมันเตา (Fuel oil) และก๊าซธรรมชาติ (Natural gas) โดยที่ผลของการลดลงของกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดเฉลี่ยจากพลังงานน้ำเมื่อมีการเดินเครื่องสูบน้ำกลับมีผลค่อนข้างน้อย



รูปที่ 7.9 ปริมาณการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบกับร้อยละของขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำและพลังงานของเขื่อนศรีนครินทร์ เมื่อมีการเดินเครื่องเพื่อผลิตไฟฟ้าคงที่ตลอดเวลา

โดยสรุปแล้ว ผลของการจำลองการผลิตไฟฟ้าแบบผสมระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับพลังงานของเขื่อนศรีนครินทร์จากวิธีการประเมินศักยภาพของเขื่อนและอ่างเก็บน้ำในงานวิจัย แสดงให้เห็นถึงการแก้ไขปัญหาความมั่นคงในการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้าเพื่อนำมาซึ่งปริมาณพลังงานที่เสถียรและระดับพลังงานที่คาดว่าจะได้รับด้วยปริมาณเซลล์แสงอาทิตย์ที่ระดับต่าง ๆ ดังแสดงข้างต้น โดยพลังงานน้ำในเขื่อนเป็นแหล่งพลังงานกักเก็บ แทนที่แบตเตอรี่ ซึ่งเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานที่ได้รับความนิยมอย่างมาก แต่ยังมีราคาที่สูงทำให้ไม่สามารถถึงจุดคุ้มทุนได้เวลานี้ และหากเขื่อนมีความสามารถในการสูบน้ำกลับ กำลังไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดจะมีขอบเขตที่เพิ่มขึ้นด้วย เนื่องจากพลังงานงานน้ำจากการปล่อยเพื่อผลิตไฟฟ้ามีค่าเพิ่มขึ้นด้วยปริมาณน้ำที่เพิ่มขึ้น

จากการสูบกัลป์ แต่ทั้งนี้ต้องคำนึงถึงด้วยว่าการสูบกัลป์ใช้พลังงานมากกว่าการปล่อยน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า ทำให้อัตราการเพิ่มขึ้นของกำลังไฟฟ้าจากพลังงานน้ำคงที่สูงสุดที่ทำได้เทียบกับขนาดติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำมีค่าลดลง



บทที่ 8

สรุปผลการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

การเปรียบเทียบศักยภาพของเขื่อนผลิตไฟฟ้าแต่ละแห่งของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในการใช้ปริมาณระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำเต็มพื้นที่ผิวน้ำในอ่างเก็บน้ำที่ผลิตไฟฟ้าพลังน้ำโดยไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของเขื่อนผลิตไฟฟ้าในบทที่ 3 และ 4 ซึ่งเป็นส่วนที่ 1 ของงานวิจัยนี้ทำการศึกษาผลลัพธ์แบ่งออกเป็น 4 ส่วน คือ จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ ปริมาณการลดการระเหยของน้ำเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ การวิเคราะห์ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำทางเศรษฐกิจ และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดลงจากการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแทนที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า สามารถจัดเรียงศักยภาพของเขื่อนในการทำผลิตไฟฟ้าและการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่จากมากที่สุดไปอย่างน้อยที่สุดได้คือ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนรัชชประภา เขื่อนบางลาง เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนน้ำพุงและเขื่อนห้วยกุ่ม ตามลำดับ ในเชิงของการลดการระเหยของน้ำเมื่อมีระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ สามารถจัดเรียงศักยภาพของเขื่อนจากมากไปน้อยได้คือ เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนรัชชประภา เขื่อนบางลาง เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนน้ำพุง เขื่อนจุฬาภรณ์และเขื่อนห้วยกุ่ม ตามลำดับ ในขณะที่เมื่อคิดถึงความคุ้มค่าในการลงทุน จะสามารถเรียงราคาต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจำนวน 1 MWh จากน้อยไปมากคือ คือ เขื่อนสิริกิติ์ เขื่อนภูมิพล เขื่อนอุบลรัตน์ เขื่อนจุฬาภรณ์ เขื่อนห้วยกุ่ม เขื่อนน้ำพุง เขื่อนวชิราลงกรณ์ เขื่อนศรีนครินทร์ เขื่อนสิรินธร เขื่อนท่าทุ่งนา เขื่อนรัชชประภา และเขื่อนบางลาง ตามลำดับ

ส่วนที่ 2 คือ บทที่ 6 และ 7 จะเป็นการพิจารณาศักยภาพเขื่อนศรีนครินทร์ในการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำของเขื่อนเพื่อผลิตไฟฟ้าอย่างคงที่สูงสุด โดยใช้วิธีการสร้างแบบจำลองการผลิตไฟฟ้าของเขื่อนศรีนครินทร์ และตรวจสอบความถูกต้องของแบบจำลองด้วยกับเทียบกับข้อมูลจริงในปี 2017-2021 แล้วจึงนำเอาแบบจำลองที่สอบเทียบแล้วมาใช้ในการจำลองหากำลังไฟฟ้าคงที่สม่ำเสมอสูงสุดที่ผลิตได้ของการผลิตไฟฟ้าร่วมระหว่างการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำกับจากพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์ ที่ขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำต่างกัน โดยกระบวนการประเมินศักยภาพเขื่อนรูปแบบนี้แสดงให้เห็นถึงขอบเขตของกำลังผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดแบบผสมของเขื่อนศรีนครินทร์ โดยกำลังการผลิต

ไฟฟ้าแบบผสมคงที่สูงสุดจะมีค่าเพิ่มมากขึ้นตามปริมาณพื้นที่ติดตั้งของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำจึงเป็นการตอบคำถามว่าปริมาณติดตั้งที่เหมาะสมของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำขึ้นอยู่กับความต้องการปริมาณไฟฟ้าและศักยภาพของเขื่อนในการผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดจะเพิ่มมากขึ้นเมื่อเขื่อนมีการสูบน้ำเพราะจะทำให้กำลังผลิตไฟฟ้าแบบผสมมีค่าสูงขึ้นจากปริมาณน้ำที่สูบน้ำกลับและปริมาณเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำที่เพิ่มมากขึ้น ทำให้สามารถแบ่งรูปแบบการเดินเครื่องได้ 3 รูปแบบคือรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำคงที่ตลอดเวลา สำหรับกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำ รูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบไม่มีการสูบน้ำกลับ สำหรับกรณีที่ขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำน้อยกว่าร้อยละ 0.3391 หรือกำลังผลิตติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำน้อยกว่า 170.4 เมกะวัตต์และรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบมีการสูบน้ำกลับ สำหรับกรณีที่ขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์แบบทุ่นลอยน้ำระหว่างร้อยละ 0.3391 ถึง 1.20 หรือกำลังผลิตติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำระหว่าง 170.4 เมกะวัตต์ถึง 603.03 เมกะวัตต์โดยที่การผลิตไฟฟ้าแบบคงที่โดยมีการใช้ประโยชน์ของเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำให้คุ้มค่าสูงสุดจะไม่สามารถทำได้ถ้ามีการติดตั้งเกินกว่าร้อยละ 1.20 หรือ 603.03 เมกะวัตต์ติดตั้งเพราะติดข้อจำกัดที่ศักยภาพของการสูบน้ำกลับของเครื่องผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งที่เขื่อนศรีนครินทร์ สำหรับรูปแบบการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำแบบมีการสูบน้ำกลับพบว่ามีการลดลงของความชันระหว่างกำลังไฟฟ้าคงที่สูงสุดที่ทำได้กับขนาดการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำ เนื่องจากการสูบน้ำกลับมีประสิทธิภาพน้อยกว่าการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ แต่การลดลงนี้มีผลน้อยมากเมื่อนำมาประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

จากผลสรุปการดำเนินงานวิจัยที่ได้กล่าวไปข้างต้น ผู้วิจัยมีความคิดเห็นว่าสามารถนำงานวิจัยนี้ไปศึกษาและพัฒนาต่อไปได้เป็นที่น่าสนใจที่จะพิจารณาการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าคงที่สูงสุดจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำร่วมกับแบตเตอรี่ในการเก็บปริมาณไฟฟ้าไว้ใช้ในกรณีที่ไม่มีแสงแดดและปริมาณน้ำสำหรับผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอ เพื่อเป็นทางเลือกในการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนทุ่นลอยน้ำในเขื่อน การคำนวณจุดคุ้มทุนและขนาดของแบตเตอรี่สำรองไฟยังเป็นข้อจำกัดที่ทำหาย และควรนำบริบททางสังคมในเรื่องผลกระทบจากรูปแบบการปล่อยน้ำสำหรับพื้นที่ท้ายเขื่อนที่เปลี่ยนแปลงไปเพื่อรองรับการผลิตไฟฟ้าแบบคงที่จากการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้ามาพิจารณาร่วมด้วย เพื่อหาความเหมาะสมในการจัดทำโครงการต่อไป

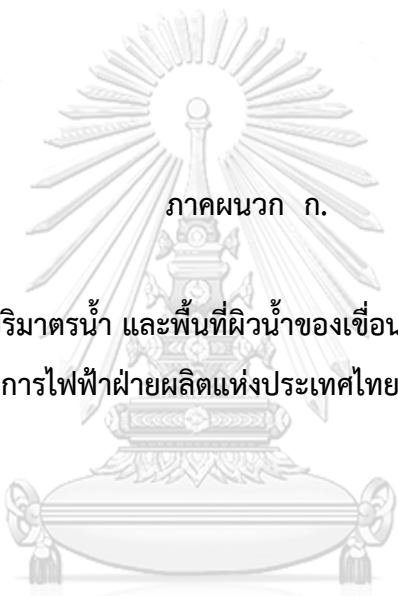
บรรณานุกรม

1. Friel, D., et al. *A review of floating photovoltaic design concepts and installed variations.* in *Proceedings of the 4th International Conference Offshore Renew Energy CORE.* 2019.
2. Sahu, A., N. Yadav, and K. Sudhakar, *Floating photovoltaic power plant: A review.* *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2016. **66**: p. 815-824.
3. *EPPO, Thailand power development plan (PDP2018) rev. 1.* 2020.
4. EGAT. ข่าว/ประชาสัมพันธ์. Available from:
https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=452&Itemid=116.
5. Kim, S.-M., M. Oh, and H.-D. Park, *Analysis and Prioritization of the Floating Photovoltaic System Potential for Reservoirs in Korea.* *Applied Sciences*, 2019. **9**(3).
6. Stiubiener, U., et al., *PV power generation on hydro dam's reservoirs in Brazil: A way to improve operational flexibility.* *Renewable Energy*, 2020. **150**: p. 765-776.
7. Hartzell, T.S., *Evaluating potential for floating solar installations on Arizona water management infrastructure.* 2016.
8. Durković, V. and Ž. Đurišić, *Analysis of the Potential for Use of Floating PV Power Plant on the Skadar Lake for Electricity Supply of Aluminium Plant in Montenegro.* *Energies*, 2017. **10**(10).
9. Lopez, A., et al., *US Renewable Energy Technical Potentials. A GIS-Based Analysis.* 2012, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
10. Fereshtehpour, M., et al., *Evaluation of factors governing the use of floating solar system: A study on Iran's important water infrastructures.* *Renewable Energy*, 2021. **171**: p. 1171-1187.

11. Temiz, M. and N. Javani, *Design and analysis of a combined floating photovoltaic system for electricity and hydrogen production*. International Journal of Hydrogen Energy, 2020. **45**(5): p. 3457-3469.
12. Ferrer-Gisbert, C., et al., *A new photovoltaic floating cover system for water reservoirs*. Renewable Energy, 2013. **60**: p. 63-70.
13. Sharma, P., B. Muni, and D. Sen, *DESIGN PARAMETERS OF 10KW FLOATING SOLAR POWER PLANT*. 2015.
14. Goswami, A., et al., *Floating solar power plant for sustainable development: A techno-economic analysis*. Environmental Progress & Sustainable Energy, 2019. **38**(6).
15. Mittal, D., B.K. Saxena, and K. Rao. *Floating solar photovoltaic systems: An overview and their feasibility at Kota in Rajasthan*. in *2017 International Conference on Circuit, Power and Computing Technologies (ICCPCT)*. 2017. IEEE.
16. Tiwari, G., *Evaluation of carbon credits earned by a solar energy park in Indian conditions*. The Open Fuels & Energy Science Journal, 2008. **1**(1).
17. Redón Santafé, M., et al., *Theoretical and experimental analysis of a floating photovoltaic cover for water irrigation reservoirs*. Energy, 2014. **67**: p. 246-255.
18. Song, J. and Y. Choi, *Analysis of the potential for use of floating photovoltaic systems on mine pit lakes: case study at the ssangyong open-pit limestone mine in Korea*. Energies, 2016. **9**(2): p. 102.
19. Haas, J., et al., *Floating photovoltaic plants: Ecological impacts versus hydropower operation flexibility*. Energy Conversion and Management, 2020. **206**.
20. Rauf, H., M.S. Gull, and N. Arshad, *Integrating floating solar PV with hydroelectric power plant: analysis of Ghazi Barotha reservoir in Pakistan*. Energy Procedia, 2019. **158**: p. 816-821.
21. Mittal, D., B.K. Saxena, and K. Rao. *Potential of floating photovoltaic system for energy generation and reduction of water evaporation at four different lakes in Rajasthan*. in *2017 International Conference On Smart Technologies For Smart Nation (SmartTechCon)*. 2017. IEEE.

22. Farfan, J. and C. Breyer, *Combining floating solar photovoltaic power plants and hydropower reservoirs: a virtual battery of great global potential*. Energy Procedia, 2018. **155**: p. 403-411.
23. Vasco, G., J. Silva, and A. Beluco. *Feasibility study of a PV hydro hybrid system, with photovoltaic panels on floating structures*. in *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. 2018. IOP Publishing.
24. Maués, J.A., *Floating solar PV—hydroelectric power plants in Brazil: Energy storage solution with great application potential*. International Journal of Energy Production and Management. 2019. Vol. 4. Iss. 1, 2019. **4**(1): p. 40-52.
25. Solomin, E., et al., *Hybrid Floating Solar Plant Designs: A Review*. Energies, 2021. **14**(10): p. 2751.
26. Fu, R., T.W. Remo, and R.M. Margolis, *2018 US utility-scale photovoltaics-plus-energy storage system costs benchmark*. 2018, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
27. DiOrio, N., A. Dobos, and S. Janzou, *Economic analysis case studies of battery energy storage with SAM*. 2015, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
28. Pimentel Da Silva, G.D., A. Magrini, and D.A.C. Branco, *A multicriteria proposal for large-scale solar photovoltaic impact assessment*. Impact Assessment and Project Appraisal, 2019. **38**(1): p. 3-15.
29. Valiantzas, J.D., *Simplified versions for the Penman evaporation equation using routine weather data*. Journal of Hydrology, 2006. **331**(3-4): p. 690-702.
30. Shuttleworth, W.J., *Putting the "vap" into evaporation*. Hydrology and Earth System Sciences, 2007. **11**(1): p. 210-244.
31. Gilbert, M.M., *Renewable and efficient electric power systems*. 2004: John Wiley & Sons.
32. Dobos, A.P., *PVWatts version 5 manual*. 2014, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
33. Yang, D., et al., *Bidirectional irradiance transposition based on the Perez model*. Solar Energy, 2014. **110**: p. 768-780.

34. Jacobson, M.Z. and V. Jadhav, *World estimates of PV optimal tilt angles and ratios of sunlight incident upon tilted and tracked PV panels relative to horizontal panels*. Solar Energy, 2018. **169**: p. 55-66.
35. <JAM72D10 400-420_MB spec PV.pdf>.
36. Murray, F., *On the Computation of Saturation Vapor Pressure*. Journal of Applied Meteorology and Climatology, 1967. **6**(1): p. 203-204.
37. Harrison, L., *Fundamental concepts and definitions relating to humidity: Humidity and moisture 3*. NY: Rain hold publishing Co, 1963.
38. *Historical average weather 28 July (2021)*]; Available from: <https://www.worldweatheronline.com/>.
39. EGAT. *EGAT kicks off the World's Largest Hydro-Floating Solar Hybrid Project*. 28 July (2021)]; Available from: https://www.egat.co.th/en/index.php?option=com_content&view=article&id=564:egat-kicks-off-the-world-s-largest-hydro-floating-solar-hybrid-project&catid=11.
40. EGAT, *EGAT, Announcement for Invitation for Bids No. EGAT 6/2561-SRD-FPV (Floating Solar Power Plant for Sirindhorn Dam Hydro-Floating Solar Hybrid Pilot Project)*. 2019.
41. Tongsovit, S., et al., *The economics of solar PV self-consumption in Thailand*. Renewable Energy, 2019. **138**: p. 395-408.
42. *Electric power transmission and distribution losses (% of output)*. 28 July (2021)]. Available from: <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS><a
43. EGAT.ข่าว/ประชาสัมพันธ์. Available from: https://www.egat.co.th/index.php?option=com_content&view=article&id=1790:article-20161209-01&catid=49&Itemid=251.
44. EGAT.โรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนศรีนครินทร์. Available from: <http://snr.egat.com/index.php/2016-01-06-02-25-10>.



ภาคผนวก ก.

ข้อมูลระดับความสูงน้ำ ปริมาณน้ำ และพื้นที่ผิวน้ำของเขื่อนผลิตกระแสไฟฟ้าทั้ง 12 แห่งของ
การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ก.1 รายละเอียดเขื่อนบางลาง

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 6.10 องศา ลองจิจูด 101.29 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
65.0	42.69	6.53
65.5	46.16	6.92
66.0	49.79	7.30
66.5	53.59	7.68
67.0	57.54	8.05
67.5	61.66	8.41
68.0	65.95	8.77
68.5	70.40	9.12
69.0	75.01	9.47
69.5	79.80	9.81
70.0	84.75	10.15
70.5	89.87	10.49
71.0	95.16	10.83
71.5	100.63	11.16
72.0	106.26	11.50
72.5	112.07	11.83
73.0	118.05	12.17
73.5	124.21	12.50
74.0	130.54	12.84
74.5	137.05	13.19
75.0	143.74	13.53
75.5	150.61	13.88
76.0	157.65	14.23
76.5	164.88	14.59
77.0	172.29	14.95

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
77.5	179.88	15.32
78.0	187.66	15.70
78.5	195.62	16.09
79.0	203.77	16.48
79.5	212.10	16.88
80.0	220.62	17.29
80.5	229.35	17.71
81.0	238.30	18.14
81.5	247.46	18.58
82.0	256.84	19.03
82.5	266.44	19.49
83.0	276.28	19.95
83.5	286.35	20.43
84.0	296.66	20.91
84.5	307.21	21.39
85.0	318.01	21.89
85.5	329.06	22.39
86.0	340.37	22.90
86.5	351.93	23.41
87.0	363.81	23.94
87.5	375.97	24.46
88.0	388.38	24.98
88.5	401.05	25.50
89.0	413.97	26.02
89.5	427.14	26.54
90.0	440.57	27.05
90.5	454.25	27.56
91.0	468.19	28.07

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
91.5	482.38	28.58
92.0	496.82	29.09
92.5	511.52	29.60
93.0	526.48	30.12
93.5	541.68	30.63
94.0	557.15	31.14
94.5	572.86	31.65
95.0	588.83	32.17
95.5	605.00	33.09
96.0	621.44	33.55
96.5	638.13	34.01
97.0	655.08	34.49
97.5	672.30	34.98
98.0	689.79	35.47
98.5	707.55	35.98
99.0	725.59	36.49
99.5	743.91	37.01
100.0	762.50	37.55
100.5	781.38	38.09
101.0	800.54	38.64
101.5	820.00	39.20
102.0	839.75	39.77
102.5	859.79	40.35
103.0	880.13	40.94
103.5	900.74	41.54
104.0	921.66	42.15
104.5	942.90	42.77
105.0	964.45	43.39

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
105.5	986.32	43.65
106.0	1008.50	44.49
106.5	1030.99	45.27
107.0	1053.80	45.99
107.5	1076.99	46.62
108.0	1100.47	47.23
108.5	1124.23	47.82
109.0	1148.28	48.38
109.5	1172.58	48.91
110.0	1197.14	49.41
110.5	1221.94	49.87
111.0	1246.98	50.36
111.5	1272.23	50.73
112.0	1297.70	51.10
112.5	1323.37	51.48
113.0	1349.23	51.85
113.5	1375.27	52.22
114.0	1401.48	52.59
114.5	1427.84	52.97
115.0	1454.36	53.34
115.5	1481.05	53.71
116.0	1507.94	54.09
116.5	1535.03	54.46
117.0	1562.33	54.83
117.5	1589.83	55.21
118.0	1617.53	55.58
118.5	1645.43	55.95
119.0	1673.54	56.32

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
119.5	1701.85	56.70
120.0	1730.36	57.07



ก.2 รายละเอียดเขื่อนภูมิพล

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 17.25 องศา ลองจิจูด 98.97 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
200.0	2400.00	82.00
200.5	2449.54	82.50
201.0	2499.27	83.05
201.5	2549.21	83.66
202.0	2599.40	84.32
202.5	2649.84	85.02
203.0	2700.56	85.77
203.5	2751.57	86.56
204.0	2802.91	87.38
204.5	2854.58	88.24
205.0	2906.61	89.12
205.5	2959.01	90.03
206.0	3011.80	90.97
206.5	3064.99	91.92
207.0	3118.61	92.90
207.5	3172.66	93.89
208.0	3227.17	94.89
208.5	3282.14	95.90
209.0	3337.60	96.93
209.5	3393.54	97.96
210.0	3450.00	99.00
210.5	3506.97	100.04
211.0	3564.47	101.09
211.5	3622.52	102.14
212.0	3681.11	103.19

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
212.5	3740.27	104.25
213.0	3800.00	105.30
213.5	3860.31	106.35
214.0	3921.20	107.40
214.5	3982.69	108.45
215.0	4044.78	109.50
215.5	4107.48	110.55
216.0	4170.80	111.60
216.5	4234.74	112.64
217.0	4299.30	113.69
217.5	4364.49	114.73
218.0	4430.31	115.78
218.5	4496.77	116.83
219.0	4563.87	117.88
219.5	4631.61	118.94
220.0	4700.00	120.00
220.5	4769.03	121.07
221.0	4838.70	122.15
221.5	4909.01	123.24
222.0	4979.97	124.34
222.5	5051.57	125.46
223.0	5123.81	126.60
223.5	5196.68	127.76
224.0	5270.20	128.94
224.5	5344.34	130.14
225.0	5419.11	131.37
225.5	5494.50	132.64
226.0	5570.51	133.93

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
226.5	5647.13	135.27
227.0	5724.36	136.65
227.5	5802.18	138.07
228.0	5880.60	139.54
228.5	5959.59	141.07
229.0	6039.17	142.65
229.5	6119.30	144.29
230.0	6200.00	146.00
230.5	6269.70	148.40
231.0	6341.72	150.85
231.5	6416.02	153.32
232.0	6492.58	155.84
232.5	6571.36	158.39
233.0	6652.34	160.98
233.5	6735.48	163.59
234.0	6820.77	166.24
234.5	6908.16	168.92
235.0	6997.62	171.63
235.5	7089.14	174.36
236.0	7182.67	177.12
236.5	7278.19	179.91
237.0	7375.67	182.72
237.5	7475.08	185.55
238.0	7576.38	188.40
238.5	7679.56	191.27
239.0	7784.57	194.17
239.5	7891.40	197.07
240.0	8000.00	200.00

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
240.5	8110.35	202.94
241.0	8222.43	205.90
241.5	8336.19	208.86
242.0	8451.62	211.84
242.5	8568.67	214.83
243.0	8687.33	217.83
243.5	8807.56	220.83
244.0	8929.33	223.84
244.5	9052.61	226.86
245.0	9177.37	229.88
245.5	9303.59	232.90
246.0	9431.23	235.92
246.5	9560.26	238.94
247.0	9690.66	241.97
247.5	9822.39	244.98
248.0	9955.42	248.00
248.5	10089.73	251.01
249.0	10225.28	254.02
249.5	10362.05	257.01
250.0	10500.00	260.00
250.5	10639.11	262.98
251.0	10779.34	265.95
251.5	10920.66	268.90
252.0	11063.06	271.84
252.5	11206.48	274.77
253.0	11350.92	277.68
253.5	11496.33	280.57
254.0	11642.69	283.44

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
254.5	11789.96	286.29
255.0	11938.12	289.13
255.5	12087.14	291.93
256.0	12236.99	294.72
256.5	12387.64	297.48
257.0	12539.05	300.22
257.5	12691.20	302.92
258.0	12844.06	305.60
258.5	12997.60	308.25
259.0	13151.79	310.87
259.5	13306.60	313.45
260.0	13462.00	316.00
260.5	13617.96	318.52

ก.3 รายละเอียดเขื่อนรัชชประภา

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 8.98 องศา ลองจิจูด 98.80 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
10.0	0.00	0.00
10.5	0.28	0.07
11.0	0.56	0.14
11.5	0.84	0.22
12.0	1.12	0.29
12.5	1.40	0.36
13.0	1.68	0.43
13.5	1.96	0.50
14.0	2.24	0.58
14.5	2.52	0.65
15.0	2.80	0.72
15.5	3.08	0.79
16.0	3.36	0.86
16.5	3.64	0.94
17.0	3.92	1.01
17.5	4.20	1.08
18.0	4.48	1.15
18.5	4.76	1.22
19.0	5.04	1.30
19.5	5.32	1.37
20.0	5.60	1.44
20.5	7.40	1.79
21.0	9.20	2.13
21.5	11.00	2.48
22.0	12.79	2.82

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
22.5	14.59	3.17
23.0	16.39	3.51
23.5	18.19	3.86
24.0	19.99	4.20
24.5	21.79	4.55
25.0	23.58	4.90
25.5	25.38	5.24
26.0	27.18	5.59
26.5	28.98	5.93
27.0	30.78	6.28
27.5	32.58	6.62
28.0	34.37	6.97
28.5	36.17	7.31
29.0	37.97	7.66
29.5	39.77	8.00
30.0	41.57	8.35
30.5	45.34	9.04
31.0	49.58	9.74
31.5	54.31	10.46
32.0	59.52	11.19
32.5	65.21	11.94
33.0	71.37	12.70
33.5	78.02	13.48
34.0	85.14	14.28
34.5	92.75	15.09
35.0	100.83	15.92
35.5	109.39	16.76
36.0	118.44	17.62

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
36.5	127.96	18.49
37.0	137.96	19.38
37.5	148.44	20.29
38.0	159.41	21.21
38.5	170.85	22.15
39.0	182.77	23.10
39.5	195.17	24.06
40.0	208.05	25.05
40.5	221.40	26.05
41.0	235.24	27.06
41.5	249.56	28.09
42.0	264.36	29.14
42.5	279.64	30.20
43.0	295.39	31.27
43.5	311.63	32.37
44.0	328.34	33.47
44.5	345.54	34.60
45.0	363.21	35.74
45.5	381.37	36.89
46.0	400.00	38.06
46.5	419.12	39.25
47.0	438.71	40.45
47.5	458.78	41.67
48.0	479.33	42.90
48.5	500.36	44.15
49.0	521.87	45.41
49.5	543.87	46.69
50.0	566.33	47.99

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
50.5	590.22	49.47
51.0	614.87	50.94
51.5	640.29	52.42
52.0	666.48	53.90
52.5	693.44	55.38
53.0	721.17	56.86
53.5	749.66	58.33
54.0	778.92	59.81
54.5	808.95	61.29
55.0	839.75	62.77
55.5	871.31	64.25
56.0	903.64	65.73
56.5	936.75	67.21
57.0	970.61	68.69
57.5	1005.25	70.17
58.0	1040.66	71.65
58.5	1076.83	73.13
59.0	1113.77	74.61
59.5	1151.48	76.09
60.0	1189.96	77.57
60.5	1229.20	79.05
61.0	1269.21	80.54
61.5	1309.99	82.02
62.0	1351.54	83.50
62.5	1393.86	84.98
63.0	1436.94	86.46
63.5	1480.80	87.95
64.0	1525.42	89.43

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
64.5	1570.81	90.91
65.0	1616.96	92.39
65.5	1663.89	93.88
66.0	1711.58	95.36
66.5	1760.04	96.84
67.0	1809.27	98.33
67.5	1859.27	99.81
68.0	1910.03	101.30
68.5	1961.56	102.78
69.0	2013.86	104.27
69.5	2066.93	105.75
70.0	2120.77	107.24
70.5	2174.29	107.68
71.0	2228.31	108.21
71.5	2282.84	108.82
72.0	2337.88	109.51
72.5	2393.46	110.27
73.0	2449.58	111.11
73.5	2506.25	112.01
74.0	2563.49	112.99
74.5	2621.31	114.03
75.0	2679.72	115.13
75.5	2738.73	116.30
76.0	2798.36	117.52
76.5	2858.61	118.80
77.0	2919.51	120.14
77.5	2981.05	121.52
78.0	3043.26	122.96

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
78.5	3106.15	124.44
79.0	3169.72	125.97
79.5	3233.99	127.55
80.0	3298.97	129.16
80.5	3364.67	130.81
81.0	3431.11	132.50
81.5	3498.30	134.22
82.0	3566.25	135.98
82.5	3634.97	137.76
83.0	3704.47	139.57
83.5	3774.76	141.41
84.0	3845.87	143.27
84.5	3917.79	145.15
85.0	3990.55	147.04
85.5	4064.15	148.96
86.0	4138.61	150.88
86.5	4213.93	152.82
87.0	4290.13	154.77
87.5	4367.23	156.72
88.0	4445.22	158.68
88.5	4524.14	160.63
89.0	4603.98	162.59
89.5	4684.76	164.55
90.0	4766.50	166.50
90.5	4849.20	168.45
91.0	4932.87	170.38
91.5	5017.53	172.30
92.0	5103.19	174.21

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
92.5	5189.87	176.11
93.0	5277.57	177.98
93.5	5366.30	179.84
94.0	5456.08	181.67
94.5	5546.93	183.47
95.0	5638.84	185.25
95.5	5731.84	187.00
96.0	5825.94	188.72
96.5	5921.14	190.40
97.0	6017.47	192.05
97.5	6114.92	193.65
98.0	6213.53	195.22
98.5	6313.28	196.74
99.0	6414.21	198.22
99.5	6516.32	199.64
100.0	6619.62	201.02
100.5	6724.12	202.35
101.0	6829.84	203.62

ก.4 รายละเอียดเขื่อนสิริกิติ์

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 17.81 องศา ลองจิจูด 100.52 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
100.0	310.00	44.00
100.5	336.21	45.73
101.0	364.13	47.43
101.5	393.67	49.09
102.0	424.72	50.72
102.5	457.19	52.33
103.0	490.98	53.92
103.5	526.02	55.49
104.0	562.20	57.03
104.5	599.46	58.57
105.0	637.70	60.09
105.5	676.87	61.60
106.0	716.88	63.10
106.5	757.67	64.59
107.0	799.17	66.08
107.5	841.33	67.56
108.0	884.08	69.05
108.5	927.37	70.53
109.0	971.15	72.02
109.5	1015.38	73.51
110.0	1060.00	75.00
110.5	1104.99	76.50
111.0	1150.29	78.00
111.5	1195.89	79.51
112.0	1241.75	81.03

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
112.5	1287.84	82.56
113.0	1334.14	84.09
113.5	1380.64	85.63
114.0	1427.31	87.19
114.5	1474.14	88.75
115.0	1521.13	90.32
115.5	1568.26	91.90
116.0	1615.55	93.50
116.5	1662.98	95.10
117.0	1710.56	96.70
117.5	1758.31	98.32
118.0	1806.23	99.95
118.5	1854.34	101.58
119.0	1902.65	103.21
119.5	1951.20	104.85
120.0	2000.00	106.50
120.5	2049.09	108.15
121.0	2098.49	109.80
121.5	2148.25	111.45
122.0	2198.40	113.09
122.5	2248.98	114.74
123.0	2300.05	116.37
123.5	2351.65	118.01
124.0	2403.84	119.63
124.5	2456.67	121.24
125.0	2510.21	122.84
125.5	2564.51	124.42
126.0	2619.64	125.98

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
126.5	2675.68	127.52
127.0	2732.71	129.04
127.5	2790.78	130.54
128.0	2850.00	132.00
128.5	2910.44	133.43
129.0	2972.19	134.83
129.5	3035.35	136.18
130.0	3100.00	137.50
130.5	3164.17	138.74
131.0	3229.90	140.04
131.5	3297.18	141.40
132.0	3365.95	142.80
132.5	3436.21	144.26
133.0	3507.92	145.75
133.5	3581.05	147.30
134.0	3655.58	148.88
134.5	3731.48	150.49
135.0	3808.73	152.14
135.5	3887.29	153.83
136.0	3967.15	155.54
136.5	4048.29	157.27
137.0	4130.67	159.04
137.5	4214.28	160.82
138.0	4299.10	162.62
138.5	4385.10	164.44
139.0	4472.26	166.28
139.5	4560.57	168.13
140.0	4650.00	170.00

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
140.5	4740.54	171.88
141.0	4832.16	173.76
141.5	4924.85	175.66
142.0	5018.59	177.56
142.5	5113.37	179.47
143.0	5209.17	181.39
143.5	5305.97	183.31
144.0	5403.76	185.23
144.5	5502.53	187.16
145.0	5602.26	189.09
145.5	5702.94	191.02
146.0	5804.56	192.96
146.5	5907.11	194.89
147.0	6010.57	196.83
147.5	6114.93	198.77
148.0	6220.19	200.71
148.5	6326.34	202.65
149.0	6433.36	204.60
149.5	6541.25	206.55
150.0	6650.00	208.50
150.5	6759.61	210.46
151.0	6870.06	212.42
151.5	6981.36	214.38
152.0	7093.50	216.36
152.5	7206.47	218.34
153.0	7320.27	220.32
153.5	7434.90	222.32
154.0	7550.35	224.33

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
154.5	7666.63	226.36
155.0	7783.73	228.39
155.5	7901.64	230.45
156.0	8020.38	232.52
156.5	8139.94	234.61
157.0	8260.32	236.73
157.5	8381.52	238.87
158.0	8503.55	241.03
158.5	8626.41	243.22
159.0	8750.10	245.45
159.5	8874.63	247.71
160.0	9000.00	250.00
160.5	9126.21	252.33
161.0	9253.28	254.71
161.5	9381.21	257.13
162.0	9510.00	259.60
162.5	9639.67	262.12
163.0	9770.21	264.70
163.5	9901.65	267.33
164.0	10033.99	270.02
164.5	10167.24	272.78
165.0	10254.49	272.65
165.5	10381.34	275.03
166.0	10508.32	277.43
166.5	10635.40	279.87
167.0	10762.55	282.33
167.5	10889.73	284.82
168.0	11016.92	287.34

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
168.5	11144.07	289.89
169.0	11271.16	292.47
169.5	11398.15	295.10
170.0	11525.00	297.75



ก.5 รายละเอียดเขื่อนสิรินธร

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 15.21 องศา ลองจิจูด 105.43 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
115.0	0.01	0.73
115.5	1.35	0.95
116.0	2.47	1.17
116.5	3.44	1.39
117.0	4.31	1.61
117.5	5.15	1.86
118.0	6.02	2.13
118.5	6.97	2.43
119.0	8.08	2.79
119.5	9.40	3.20
120.0	11.00	3.67
120.5	12.93	4.22
121.0	15.25	4.85
121.5	18.03	5.58
122.0	21.33	6.41
122.5	25.21	7.36
123.0	29.73	8.43
123.5	34.96	9.62
124.0	40.94	10.97
124.5	47.75	12.46
125.0	55.45	14.11
125.5	64.09	15.93
126.0	73.74	17.93
126.5	84.46	20.12
127.0	96.31	22.51

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
127.5	109.35	25.11
128.0	123.65	27.92
128.5	139.26	30.97
129.0	156.25	34.24
129.5	174.67	37.77
130.0	194.58	41.55
130.5	209.53	40.53
131.0	228.84	40.96
131.5	252.53	42.86
132.0	280.59	46.21
132.5	313.01	51.01
133.0	349.81	57.27
133.5	390.97	64.99
134.0	436.50	74.17
134.5	486.41	84.80
135.0	540.68	96.89
135.5	599.32	110.44
136.0	662.33	125.44
136.5	729.71	141.90
137.0	801.46	159.81
137.5	882.45	174.28
138.0	972.40	185.86
138.5	1068.38	197.57
139.0	1170.41	209.41
139.5	1278.48	221.38
140.0	1392.60	233.48
140.5	1512.75	245.70
141.0	1638.95	258.05

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
141.5	1771.19	270.54
142.0	1909.47	283.15
142.5	2053.79	295.88



ก.6 รายละเอียดเขื่อนศรีนครินทร์

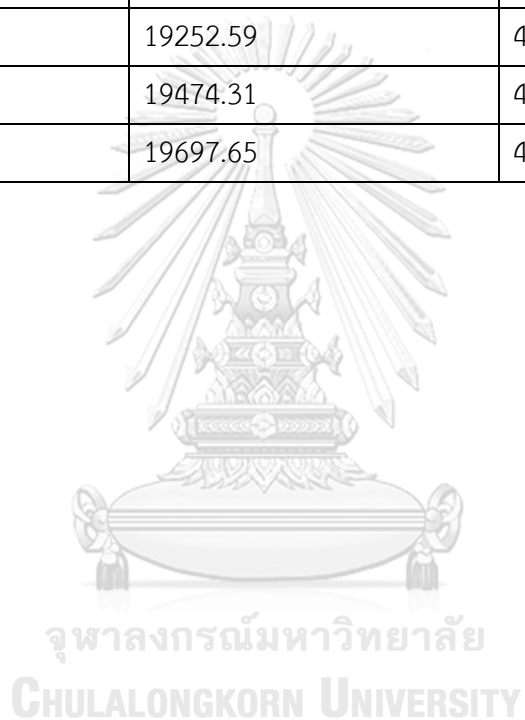
ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 14.41 องศา ลองจิจูด 99.12 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
140.0	5694.50	190.30
140.5	5790.39	192.63
141.0	5887.45	194.99
141.5	5985.69	197.38
142.0	6085.12	199.80
142.5	6185.75	202.25
143.0	6287.60	204.73
143.5	6390.69	207.23
144.0	6495.03	209.76
144.5	6600.63	212.32
145.0	6707.50	214.90
145.5	6815.66	217.51
146.0	6925.13	220.13
146.5	7035.92	222.78
147.0	7148.04	225.46
147.5	7261.50	228.15
148.0	7376.32	230.86
148.5	7492.52	233.60
149.0	7610.11	236.35
149.5	7729.10	239.11
150.0	7849.50	241.90
150.5	7971.09	244.83
151.0	8094.18	247.77
151.5	8218.78	250.72
152.0	8344.88	253.68

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
152.5	8472.47	256.63
153.0	8601.54	259.59
153.5	8732.10	262.55
154.0	8864.13	265.50
154.5	8997.63	268.45
155.0	9132.60	271.40
155.5	9269.03	274.34
156.0	9406.93	277.28
156.5	9546.28	280.21
157.0	9687.08	283.13
157.5	9829.34	286.04
158.0	9973.04	288.95
158.5	10118.19	291.85
159.0	10264.78	294.74
159.5	10412.82	297.62
160.0	10562.30	300.50
160.5	10713.22	303.37
161.0	10865.58	306.24
161.5	11019.39	309.10
162.0	11174.63	311.95
162.5	11331.32	314.81
163.0	11489.44	317.66
163.5	11649.01	320.51
164.0	11810.03	323.37
164.5	11972.49	326.23
165.0	12136.40	329.10
165.5	12301.76	331.98
166.0	12468.57	334.86

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
166.5	12636.84	337.76
167.0	12806.57	340.68
167.5	12977.76	343.62
168.0	13150.42	346.58
168.5	13324.55	349.56
169.0	13500.15	352.57
169.5	13677.23	355.62
170.0	13855.80	358.70
170.5	14035.90	362.10
171.0	14217.49	365.38
171.5	14400.57	368.55
172.0	14585.16	371.64
172.5	14771.24	374.65
173.0	14958.83	377.60
173.5	15147.93	380.51
174.0	15338.54	383.39
174.5	15530.66	386.25
175.0	15724.30	389.10
175.5	15919.46	391.95
176.0	16116.15	394.81
176.5	16314.37	397.69
177.0	16514.12	400.59
177.5	16715.42	403.53
178.0	16918.25	406.50
178.5	17122.63	409.51
179.0	17328.56	412.56
179.5	17536.05	415.66
180.0	17745.10	418.80

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
180.5	17955.72	421.98
181.0	18167.90	425.22
181.5	18381.67	428.49
182.0	18597.01	431.80
182.5	18813.94	435.15
183.0	19032.46	438.52
183.5	19252.59	441.93
184.0	19474.31	445.34
184.5	19697.65	448.77



ก.7 รายละเอียดเขื่อนอุบลรัตน์

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 16.77 องศา ลองจิจูด 102.58 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
160.0	1.56	0.74
160.5	2.83	1.42
161.0	4.11	2.10
161.5	5.38	2.79
162.0	6.66	3.47
162.5	7.93	4.15
163.0	9.20	4.83
163.5	10.48	5.51
164.0	11.75	6.20
164.5	13.03	6.88
165.0	14.30	7.56
165.5	18.58	9.71
166.0	24.03	12.00
166.5	30.64	14.43
167.0	38.41	17.00
167.5	47.69	20.44
168.0	58.80	24.00
168.5	71.73	27.69
169.0	87.46	31.79
169.5	103.19	35.89
170.0	122.42	40.70
170.5	144.17	45.94
171.0	168.43	51.60
171.5	195.56	57.75
172.0	226.35	64.70

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
172.5	260.80	72.45
173.0	298.90	81.00
173.5	341.50	90.48
174.0	389.59	101.00
174.5	443.18	112.58
175.0	502.26	125.20
175.5	568.16	139.55
176.0	641.90	154.80
176.5	723.50	170.95
177.0	812.94	188.00
177.5	911.37	206.76
178.0	1019.61	226.00
178.5	1137.68	245.71
179.0	1265.56	265.90
179.5	1402.86	285.78
180.0	1551.73	307.64
180.5	1712.16	331.48
181.0	1884.16	357.29
181.5	2068.18	378.69
182.0	2263.60	401.22
182.5	2470.42	424.87
183.0	2688.64	449.64
183.5	2919.51	474.28
184.0	3163.10	499.48
184.5	3419.41	525.23
185.0	3688.43	551.54
185.5	3970.63	578.08
186.0	4266.74	605.50

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
186.5	4576.76	633.81
187.0	4900.68	663.00
187.5	5239.51	692.88
188.0	5593.93	724.10
188.5	5964.05	756.04
189.0	6349.95	788.11
189.5	6751.74	819.69
190.0	7169.50	850.18



ก.8 รายละเอียดเขื่อนนวิชราลงกรณ์

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 14.41 องศา ลองจิจูด 99.12 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
100.0	58.69	12.50
100.5	64.37	13.54
101.0	70.83	14.64
101.5	78.07	15.79
102.0	86.09	16.99
102.5	94.89	18.24
103.0	104.46	19.54
103.5	114.82	20.90
104.0	125.95	22.31
104.5	137.87	23.77
105.0	150.56	25.28
105.5	164.03	26.85
106.0	178.28	28.46
106.5	193.31	30.13
107.0	209.12	31.85
107.5	225.70	33.63
108.0	243.07	35.45
108.5	261.22	37.33
109.0	280.14	39.26
109.5	299.84	41.24
110.0	320.32	43.27
110.5	342.16	45.22
111.0	365.08	47.19
111.5	389.08	49.18
112.0	414.16	51.20

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
112.5	440.33	53.25
113.0	467.57	55.32
113.5	495.90	57.41
114.0	525.31	59.53
114.5	555.80	61.67
115.0	587.37	63.84
115.5	620.02	66.03
116.0	653.75	68.25
116.5	688.57	70.49
117.0	724.46	72.76
117.5	761.44	75.05
118.0	799.50	77.37
118.5	838.64	79.71
119.0	878.86	82.07
119.5	920.16	84.46
120.0	962.54	86.88
120.5	1002.80	89.50
121.0	1045.00	92.19
121.5	1089.13	94.96
122.0	1135.19	97.81
122.5	1183.19	100.72
123.0	1233.13	103.72
123.5	1285.00	106.78
124.0	1338.80	109.92
124.5	1394.54	113.14
125.0	1452.22	116.43
125.5	1511.82	119.80
126.0	1573.37	123.23

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
126.5	1636.85	126.75
127.0	1702.26	130.34
127.5	1769.61	134.00
128.0	1838.89	137.74
128.5	1910.11	141.55
129.0	1983.26	145.44
129.5	2058.35	149.40
130.0	2135.37	153.44
130.5	2214.32	157.55
131.0	2295.22	161.73
131.5	2378.04	165.99
132.0	2462.80	170.33
132.5	2549.50	174.74
133.0	2638.13	179.22
133.5	2728.69	183.78
134.0	2821.19	188.41
134.5	2915.63	193.12
135.0	3012.00	197.90
135.5	3112.02	202.56
136.0	3214.37	207.23
136.5	3319.07	211.89
137.0	3426.11	216.55
137.5	3535.48	221.22
138.0	3647.20	225.89
138.5	3761.26	230.55
139.0	3877.65	235.22
139.5	3996.39	239.89
140.0	4117.46	244.56

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
140.5	4240.88	249.23
141.0	4366.64	253.90
141.5	4494.73	258.57
142.0	4625.17	263.24
142.5	4757.61	268.15
143.0	4892.48	273.05
143.5	5029.80	277.94
144.0	5169.55	282.82
144.5	5311.74	287.69
145.0	5456.36	292.56
145.5	5603.43	297.41
146.0	5752.93	302.26
146.5	5904.87	307.09
147.0	6059.25	311.92
147.5	6216.07	316.74
148.0	6375.32	321.55
148.5	6537.02	326.36
149.0	6701.15	331.15
149.5	6867.72	335.94
150.0	7036.72	340.71
150.5	7208.17	345.48
151.0	7382.05	350.24
151.5	7558.37	354.99
152.0	7737.13	359.73
152.5	7918.32	364.46
153.0	8101.95	369.19
153.5	8288.03	373.90
154.0	8476.53	378.61

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
154.5	8667.48	383.31
155.0	8860.87	388.00
155.5	9163.77	396.00
156.0	9444.99	403.33
156.5	9704.52	410.01
157.0	9942.36	416.02
157.5	10158.51	421.37
158.0	10352.98	426.06
158.5	10525.76	430.09
159.0	10676.85	433.46
159.5	10806.25	436.17
160.0	10913.97	438.21
160.5	11000.00	439.60
161.0	11134.69	441.45
161.5	11318.03	443.76
162.0	11550.03	446.54
162.5	11830.69	449.79

ก.9 รายละเอียดเขื่อนจุฬาภรณ์

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 15.21 องศา ลองจิจูด 105.43 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
726.0	14.17	1.38
726.5	14.87	1.43
727.0	15.59	1.48
727.5	16.34	1.53
728.0	17.11	1.59
728.5	17.91	1.64
729.0	18.74	1.69
729.5	19.60	1.74
730.0	20.49	1.80
730.5	21.41	1.86
731.0	22.37	1.92
731.5	23.37	1.98
732.0	24.40	2.05
732.5	25.47	2.13
733.0	26.58	2.21
733.5	27.73	2.29
734.0	28.92	2.38
734.5	30.16	2.48
735.0	31.44	2.58
735.5	32.77	2.69
736.0	34.15	2.81
736.5	35.57	2.94
737.0	37.05	3.07
737.5	38.58	3.22
738.0	40.17	3.38

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
738.5	41.80	3.54
739.0	43.50	3.72
739.5	45.88	3.93
740.0	48.23	4.13
740.5	50.56	4.31
741.0	52.89	4.48
741.5	55.22	4.63
742.0	57.57	4.77
742.5	59.93	4.91
743.0	62.32	5.04
743.5	64.76	5.16
744.0	67.24	5.29
744.5	69.79	5.41
745.0	72.40	5.53
745.5	75.09	5.66
746.0	77.86	5.79
746.5	80.73	5.92
747.0	83.71	6.07
747.5	86.81	6.23
748.0	90.02	6.40
748.5	93.37	6.58
749.0	96.87	6.78
749.5	100.52	7.00
750.0	104.33	7.24
750.5	108.41	7.37
751.0	112.46	7.52
751.5	116.50	7.70
752.0	120.54	7.89

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
752.5	124.60	8.10
753.0	128.71	8.33
753.5	132.88	8.58
754.0	137.13	8.84
754.5	141.47	9.11
755.0	145.93	9.40
755.5	150.53	9.70
756.0	155.28	10.00
756.5	160.20	10.32
757.0	165.31	10.64
757.5	170.63	10.96
758.0	176.17	11.29
758.5	181.96	11.62
759.0	188.00	11.95
759.5	194.34	12.28
760.0	200.96	12.61
760.5	207.73	12.94
761.0	214.62	13.28
761.5	221.64	13.62
762.0	228.77	13.97
762.5	235.99	14.31
763.0	243.28	14.66
763.5	250.63	15.02
764.0	258.01	15.38
764.5	265.40	15.74
765.0	272.79	16.11
765.5	280.16	16.48
766.0	287.48	16.86

ก.10 รายละเอียดเขื่อนห้วยกุ่ม

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 16.42 องศา ลองจิจูด 101.80 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
290.0	0.30	0.08
290.5	0.35	0.10
291.0	0.40	0.11
291.5	0.45	0.14
292.0	0.50	0.14
292.5	0.65	0.16
293.0	0.80	0.18
293.5	0.95	0.21
294.0	1.10	0.23
294.5	1.20	0.25
295.0	1.30	0.27
295.5	1.50	0.32
296.0	1.70	0.37
296.5	2.00	0.39
297.0	2.30	0.40
297.5	2.55	0.44
298.0	2.80	0.48
298.5	3.05	0.53
299.0	3.30	0.58
299.5	3.65	0.63
300.0	4.00	0.68
300.5	4.35	0.73
301.0	4.70	0.78
301.5	5.10	0.83
302.0	5.50	0.88

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
302.5	5.95	0.95
303.0	6.40	1.02
303.5	7.00	1.11
304.0	7.60	1.20
304.5	8.20	1.31
305.0	8.80	1.42
305.5	9.55	1.51
306.0	10.30	1.60
306.5	11.15	1.69
307.0	12.00	1.77
307.5	12.90	1.85
308.0	13.80	1.93
308.5	14.70	1.99
309.0	15.60	2.05
309.5	16.70	2.13
310.0	17.80	2.20
310.5	19.00	2.25
311.0	20.20	2.30
311.5	21.50	2.36
312.0	22.80	2.42
312.5	24.15	2.49
313.0	25.50	2.55
313.5	26.90	2.61
314.0	28.30	2.67
314.5	29.70	2.73
315.0	31.10	2.79

ก.11 รายละเอียดเขื่อนน้ำพุง

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 16.95 องศา ลองจิจูด 103.94 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
264.0	0.38	0.31
264.5	0.59	0.36
265.0	0.80	0.43
265.5	1.05	0.52
266.0	1.35	0.65
266.5	1.73	0.82
267.0	2.22	1.03
267.5	2.84	1.29
268.0	3.60	1.60
268.5	4.55	1.97
269.0	5.69	2.40
269.5	7.06	2.90
270.0	8.68	3.47
270.5	10.52	3.72
271.0	12.47	3.98
271.5	14.54	4.28
272.0	16.78	4.62
272.5	19.20	5.01
273.0	21.85	5.45
273.5	24.74	5.94
274.0	27.90	6.50
274.5	31.38	7.14
275.0	35.19	7.85
275.5	39.37	8.65
276.0	43.94	9.54

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
276.5	48.89	10.16
277.0	54.13	10.78
277.5	59.67	11.41
278.0	65.52	12.04
278.5	71.71	12.70
279.0	78.24	13.38
279.5	85.13	14.08
280.0	92.40	14.83
280.5	100.05	15.61
281.0	108.12	16.45
281.5	116.60	17.35
282.0	125.52	18.30
282.5	134.94	19.20
283.0	144.74	20.05
283.5	154.91	20.86
284.0	165.48	21.65
284.5	176.45	22.42
285.0	187.83	23.19
285.5	199.64	23.96
286.0	211.87	24.75
286.5	224.55	25.55
287.0	237.69	26.39
287.5	251.28	27.27
288.0	265.35	28.19
288.5	279.90	29.18
289.0	294.94	30.23
289.5	310.49	31.37
290.0	326.54	32.59

ก.12 รายละเอียดเขื่อนท่าทุ่งนา

ตำแหน่งที่ตั้ง ละติจูด 14.25 องศา ลองจิจูด 99.23 องศา

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
40.0	0.17	0.17
40.5	0.32	0.23
41.0	0.46	0.29
41.5	0.61	0.35
42.0	0.75	0.41
42.5	1.06	0.51
43.0	1.37	0.62
43.5	1.67	0.72
44.0	1.98	0.82
44.5	2.48	0.91
45.0	2.98	1.00
45.5	3.48	1.09
46.0	3.98	1.18
46.5	4.69	1.30
47.0	5.40	1.42
47.5	6.11	1.54
48.0	6.82	1.66
48.5	7.79	1.80
49.0	8.77	1.94
49.5	9.74	2.08
50.0	10.71	2.22
50.5	12.01	2.41
51.0	13.31	2.60
51.5	14.60	2.78
52.0	15.90	2.97

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
52.5	17.56	3.15
53.0	19.22	3.32
53.5	20.88	3.50
54.0	22.54	3.67
54.5	24.68	3.97
55.0	26.82	4.27
55.5	28.95	4.57
56.0	31.09	4.87
56.5	33.92	5.26
57.0	36.75	5.66
57.5	39.57	6.05
58.0	42.40	6.44
58.5	46.12	6.93
59.0	49.83	7.43
59.5	53.55	7.92
60.0	57.26	8.41
60.5	62.01	8.96
61.0	66.76	9.50
61.5	71.51	10.05
62.0	76.26	10.59
62.5	82.02	11.06
63.0	87.79	11.53
63.5	93.55	11.99
64.0	99.31	12.46
64.5	105.07	12.93
65.0	110.84	13.40
65.5	116.60	13.86
66.0	122.36	14.33

Level	Storage	Water surface area
m.	Mm ³	km. ²
66.5	128.12	14.80
67.0	133.89	15.27
67.5	139.65	15.73
68.0	145.41	16.20





ภาคผนวก ข.

สมการสำหรับการหาค่าตัวแปรเพื่อพิจารณาอัตราการระเหยของน้ำ

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
CHULALONGKORN UNIVERSITY

ข.1 ความชันของโค้งความดันไอน้ำอิ่มตัว (Slope of the saturation vapor pressure curve, m)
คำนวณมาจากสมการของ Tetens, Murray

$$m = \frac{2504 \exp\left(\frac{17.27T}{T + 237.3}\right)}{(T + 237.3)^2}$$

เมื่อ T = air temperature ($^{\circ}\text{C}$)

In hourly calculations T refers to the hourly mean, T_{hr} .

ข.2 Psychrometric constant (γ_p)

คำนวณมาจากสมการของ Brunt

$$\gamma_p = 0.00163 \frac{P}{\lambda}$$

เมื่อ P = atmospheric pressure (kPa)

λ = latent heat of vaporization (MJ kg^{-1})

ข.3 ความแตกต่างระหว่างความดันไอ (Vapor pressure deficit, δ_e)

$$\delta_e = (1 - \text{RH})e_s$$

เมื่อ e_s = saturated vapor pressure of air, as is found inside plant stoma.

RH = Relative humidity

ข.4 ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอ (latent heat of vaporization, λ_v)

คำนวณจากสมการของ Harrison

$$\lambda_v = 2.501 - (2.361 \times 10^{-3})T$$

เมื่อ λ_v = latent heat of vaporization (MJ kg^{-1})

T = air temperature ($^{\circ}\text{C}$)

The value of the latent heat varies only slightly over normal temperature ranges. A single value may be taken (for $T = 20^{\circ}\text{C}$): $\lambda_v = 2.45 \text{ MJ kg}^{-1}$.

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-สกุล	นาย พร้อมศักดิ์ ทรัพย์ธนากร
วัน เดือน ปี เกิด	21 มีนาคม 2536
สถานที่เกิด	กรุงเทพมหานคร
วุฒิการศึกษา	2015 Bachelor of Engineering (B.Eng.), Mechanical Engineering, Kasetsart University, Bangkok, Thailand
ที่อยู่ปัจจุบัน	2423/7 Phokaew 1 separate 3, klongjan, Bangkok, Bangkok 10240
ผลงานตีพิมพ์	2021 International Conference on Smart City and Green Energy (ICSCGE)

