แบบสรุปย่อการวิจัย

1. รายละเอียดเกี่ยวกับโครงการวิจัย

1.1 ชื่อเรื่อง

(ภาษาไทย) การศึกษาค่าธรรมเนียมป้อนไฟและส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำ

(ภาษาอังกฤษ) A Study of Feed-in Tariff and Adders for Hydropower Generation

1.2 ชื่อคณะผู้วิจัย

ที่ปรึกษาโครงการ ศ.ดร.ธีระพงษ์ วิกิตเศรษฐ์

คณะพัฒนาการเศรษฐกิจ สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์

หัวหน้าโครงการ

ชื่อ รศ.ดร.ธนพร สุปริยศิลป์

หน่วยงานที่สังกัด สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ / หน่วยวิจัยการจัดการทรัพยากร ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

โทรศัพท์ 0-5394-2461 โทรสาร 0-5394-2478

ผู้ร่วมงานวิจัย

ชื่อ รศ.ดร.กอบเกียรติ ผ่องพุฒิ

หน่วยงานที่สังกัด ภาควิชาวิศวกรรมทรัพยากรน้ำ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ โทรศัพท์ 0-2579-1567

ชื่อ ดร.มนต์ชัย พินิจจิตรสมุทร

หน่วยงานที่สังกัด ภาควิชาเศรษฐศาสตร์เกษตรและทรัพยากร คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

โทรศัพท์ 0-2942-8649 ต่อ 115 โทรสาร 0-2942-8047

ชื่อ ผศ.ดร.อภิญญา วนเศรษฐ

หน่วยงานที่สังกัด สาขาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช

โทรศัพท์ 0-2504-8309

ชื่อ นาง สุรีย์ บุญญานุพงศ์
หน่วยงานที่สังกัด สถาบันวิจัยสังคม มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
โทรศัพท์ 0-5394-2568

ชื่อ ดร.ศักดิ์ศรี รักไทย
หน่วยงานที่สังกัด คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี สถาบันเทคโนโลยีปทุมวัน
โทรศัพท์ 081-931-3791 โทรสาร 0-2579-1567

ชื่อ ดร.ธนะ บุญญสิริกูล
หน่วยงานที่สังกัด บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)
โทรศัพท์ 0-2794-9710

1.3 งบประมาณและระยะเวลาทำวิจัย

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยประจำปี 2555 จำนวนเงิน 1,500,000 บาท
ระยะเวลาทำวิจัย ตั้งแต่ 20 เมษายน 2555 ถึง 19 เมษายน 2556

2. บทคัดย่อ

มาตรการการส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำโดยใช้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบันยังไม่จูงใจผู้ลงทุนและถูกจำกัดให้สำหรับโครงการที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 200 กิโลวัตต์ การศึกษานี้จึงได้คำนวณหาอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยใช้กลไกอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (Feed-in tariff, FIT) แทน โดยแยกระดับอัตราตามกลุ่มขนาดกำลังผลิต รูปแบบลักษณะโครงการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ และลักษณะการเชื่อมต่อเครือข่าย โดยการคำนวณจะพิจารณาเป็นสองแนวทาง โดยแนวทางแรกคำนวณจากต้นทุนด้านการผลิตไฟฟ้า และต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ร้อยละ 11, 12, 13 และร้อยละ 14 ตลอดจนได้วิเคราะห์แยกเป็นกรณีที่ไม่คิดต้นทุนการใช้น้ำ และคิดต้นทุนการใช้น้ำ โดยแนวทางแรกนี้ได้คิดต้นทุนการหลีกเลี่ยง และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม ทั้งนี้ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่นมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับก๊าซคาร์บอน ส่วนแนวทางที่สองคำนวณจากผลรวมต้นทุนการหลีกเลี่ยง และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน แล้วค่อยนำไปรวมกับอัตราค่าไฟฟ้า

ผลการศึกษาพบว่า ควรใช้อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณได้ตามแนวทางแรก เนื่องจากมีความชัดเจนกว่า และเป็นอัตราที่ให้ผลตอบแทนที่เหมาะสมกับผู้ผลิต ขณะที่ไม่สร้างภาระในอนาคตแก่ผู้ใช้ไฟ ขณะที่แนวทางที่สองมีอัตราที่สูงโดยเฉพาะกับกลุ่มที่มีกำลังผลิตเกิน 400 กิโลวัตต์ซึ่งจะทำให้รายได้ของผู้ลงทุนสูงเกินระดับที่เหมาะสมจากการปรับเพิ่มขึ้นของค่าไฟฟ้าฐาน อันเป็นภาระของผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ นอกจากนี้ ควรเลือกใช้ระดับอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่ผลตอบแทนการลงทุน 12%

และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ เนื่องจากให้ระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 8 ปี และเมื่อเทียบค่าที่คำนวณได้เทียบกับอัตราค่าไฟรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของลมและแสงอาทิตย์ พบว่าอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามแนวทางแรกจะมีค่าต่ำกว่าอัตราค่าธรรมเนียมรับซื้อไฟฟ้าของลมและแสงอาทิตย์แทบทุกกรณี ยกเว้นกรณีกำลังผลิตไม่เกิน 400 kW เมื่อ IRR มีค่าตั้งแต่ 12.0%

กล่าวโดยสรุปคือ ควรกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟให้ไม่เกินไปกว่า 10.39 บาท/kWh, 6.58 บาท/kWh และ 4.46 บาท/kWh สำหรับกำลังผลิตไม่เกิน 400 kW, มากกว่า 400 kW ถึง 2,000 kW และมากกว่า 2,000 kW ถึง 8,000 kW ตามลำดับ โดยเลือกที่จะยกเว้นอัตราการส่งเสริมเฉพาะก่อนในระยะแรก ทั้งนี้ ควรมีการสนับสนุนให้เกิดการลงทุนด้านไฟฟ้าพลังน้ำขนาดไม่เกิน 400 kW โดยเฉพาะในกลุ่มองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น และกำหนดให้ผู้ลงทุนมีการกระจายค่าธรรมเนียมใช้น้ำแก่ชุมชนเพื่อรักษาต้นน้ำและป้องกันความเสี่ยงของโครงการ ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับกลไกการจ่ายส่วนเพิ่มค่าไฟในปัจจุบันจะมีค่าใกล้เคียงกับอัตราค่าไฟรวมส่วนเพิ่มของพลังงานแสงอาทิตย์ (10.44 บาท/kWh) และสูงกว่าอัตราของพลังงานลม (8.44 บาท/kWh) เพียงเล็กน้อย

Abstract

At present, the financial incentives using feed-in premium or adder for investment in electricity production from hydropower is quite low and is limited to the project with installed capacity less than 200 kW. In this study, the feed-in tariff (FIT) scheme was proposed to be used as a financial incentive for hydropower instead of adder. The proposed tariff was classified into different levels depending on installed capacities, hydropower schemes, and types of connectivity to the electricity grid. Two methods were applied to calculate the tariff. In the first method, the tariff was calculated from the marginal capacity cost and the marginal operating and maintenance cost in two scenarios, i.e. with and without the marginal energy cost, which in this case was the water cost, at the internal rate of return (IRR) at 11%, 12%, 13%, and 14%. In the first method, the avoided cost and the carbon emission cost were calculated and considered as the social benefits. The cost of other gas emission was negligible comparing to the cost of carbon emission. In the second method, the tariff calculation was based on the total number of avoided cost and carbon emission cost. This amount was later added to the electricity cost.

The findings showed that the first feed-in tariff scheme should be used since the FIT from the second method was quite high especially for the hydropower projects with installed capacity greater than 400 kW, which would be the burden costs for the electricity users. In addition, it was recommended that FIT which yielded 12%

rate of return and with the water cost should be selected since the payback period was not over eight years. When comparing the calculated amount with the overall electricity rate and the adder from wind and solar power, the amount of FIT in the first scheme was lower than any of the adder from wind and solar power, except for cases that had their power production capacities less than 400 kW when the IRR was at 12% and above.

In brief, FIT should be set not to exceed 10.39 baht per kWh, 6.58 baht per kWh and 4.46 baht per kWh for the plants that do not exceed 400 kW, between 400 kW to 2000 kW, and more than 2000 kW to 8000 kW, respectively. This should be done by avoiding the promotion fee in the first session. However, the investment of hydropower that does not exceed 400 kW should be encouraged, especially within a local administrative organization. The investors should also pay water fee to the community so as to conserve the water and prevent the risk of the project. The proposed FIT is more or less equal to the present electricity rate plus the adder for solar power (10.44 baht per kWh), and slightly higher than that of wind power (8.44 baht per kWh).

3. ความสำคัญและที่มาของปัญหาการวิจัย

พลังงานเป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ แนวทางหนึ่งที่จะช่วยบรรเทาปัญหาด้านพลังงาน โดยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศคือ การเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศ พลังน้ำขนาดเล็ก เป็นพลังงานหมุนเวียนที่มีความเหมาะสมในการพัฒนา เนื่องจากก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

รัฐบาลได้มุ่งส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการออกมาตรการต่างๆในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน หนึ่งในมาตรการดังกล่าว คือการใช้มาตรการจูงใจด้านราคาผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) โดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคารับซื้อไฟฟ้าตามระเบียบ SPP หรือ VSPP ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี

สำหรับพลังน้ำ คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบให้มีการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังน้ำขนาดเล็ก(50-200 kW) และพลังน้ำขนาดเล็กมาก (ต่ำกว่า 50 kW) จะเห็นว่าพลังงานน้ำที่มีขนาดตั้งแต่ 200 kW ไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า นอกจากนี้ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าพลังน้ำในปัจจุบันยังไม่จูงใจผู้ลงทุน เนื่องจากมีค่าต่ำเมื่อเทียบกับพลังงานหมุนเวียนบางประเภท แต่กลับสามารถลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้ในสัดส่วนมากกว่า (ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์, 2553 และอธิคม บางวิวัฒน์, 2553)

จากการศึกษาวิจัยพบว่าประเทศไทยยังมีศักยภาพในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำอยู่หลายโครงการ โดยเฉพาะในพื้นที่ภาคเหนือของประเทศ ซึ่งหากมีการศึกษามาตรการเพื่อส่งเสริมให้เกิดการพัฒนาไฟฟ้าจากพลังน้ำ จะส่งผลให้เกิดการลงทุนในพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังน้ำมากขึ้น

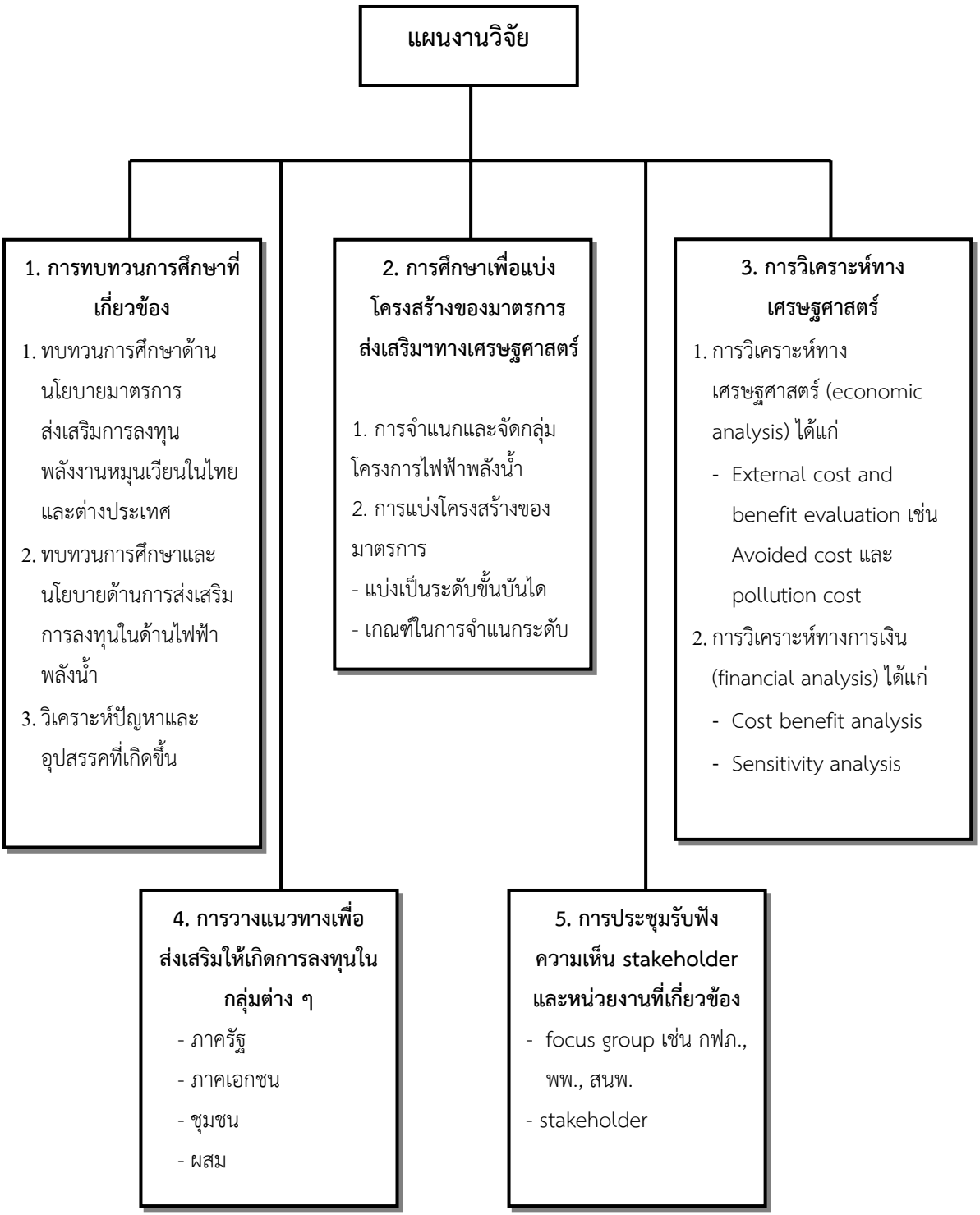
4. วัตถุประสงค์การวิจัย

โครงการวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์ในการศึกษาดังนี้

1. เพื่อศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำ
2. เพื่อศึกษาแนวทางส่งเสริมการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำสำหรับภาครัฐ ภาคเอกชน และชุมชน

5. ระเบียบวิธีการวิจัย (โดยย่อ)

คณะผู้วิจัยได้ทำการวิเคราะห์ข้อมูลโครงการที่มีศักยภาพในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำจากผลการศึกษาโครงการที่มีศักยภาพในพื้นที่ลุ่มน้ำปิง วัง ยม ชี และมูล ที่เคยได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ (วช.) นอกจากนี้คณะผู้วิจัยได้ดำเนินการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องจากแหล่งต่างๆ เพื่อทำการกำหนดสมมติฐานที่สำคัญและวิเคราะห์โครงสร้างอัตราค่าธรรมเนียมคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม รวมถึงศึกษาแนวทางการลงทุนประเภทต่างๆ ตลอดจนได้จัดให้มีโครงการประชุมรับฟังความคิดเห็นจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน และผู้ทรงคุณวุฒิ ทั้งนี้วิธีการวิจัยแสดงได้ดังแผนผังในรูปที่ 1



รูปที่ 1 กรอบแนวคิดในการดำเนินการวิจัย

6. ผลการวิจัย

6.1 ผลการศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำ

คณะผู้วิจัยได้แบ่งโครงสร้างของมาตรการในการส่งเสริมทางเศรษฐศาสตร์ โดยพิจารณาจาก 1) กำลังผลิต 2) รูปแบบลักษณะโครงการ 3) ลักษณะการเชื่อมต่อระบบ (on-grid or off-grid) และ 4) ข้อจำกัดด้านกฎหมายพื้นที่ป่า โดยประเด็นนี้จะเกี่ยวพันถึงประเภทผู้ลงทุนด้วย ในการศึกษานี้คณะผู้วิจัยได้นำข้อมูลโครงการที่มีศักยภาพในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในลุ่มน้ำต่างๆ ได้แก่ ปิง วัง ยม ชี และมูล มาใช้ประกอบการวิเคราะห์ จากนั้นคณะผู้วิจัยจึงได้จัดข้อมูลโครงการตามโครงสร้างมาตรการข้างต้น เพื่อนำมาวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ต่อไป

การศึกษามาตรการส่งเสริมที่เหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ในการพัฒนาพลังงานน้ำในครั้งนี้จะเป็นการศึกษาถึงกลไกค่าธรรมเนียมFIT (Feed-in tariff) ที่ใช้เป็นการกำหนดเป็นอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำเข้าสู่ระบบ โดยใช้แนวทางการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสมและดำเนินการในขอบเขตของการคำนวณค่าธรรมเนียมแบบคงที่ (Fixed-price FIT tariff) อันเป็นการจ่ายค่าธรรมเนียมต่อหน่วย kWh ที่มีความเป็นอิสระต่อราคาตลาดและมีอัตราคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาที่กำหนดไว้ ซึ่งในการศึกษานี้ใช้ระยะเวลา 25 ปี เพื่อให้เกิดความมั่นคงในกระแสรายได้ระยะยาวของโครงการ

การคำนวณต้นทุนต่างๆมีรายละเอียดดังนี้

1) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำในการศึกษานี้ใช้ข้อมูลโครงการในเขตพื้นที่ลุ่มน้ำปิง วัง ยม ชี และ มูล โดยคำนวณจำนวนเงินลงทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ส่วนใหญ่ดำเนินการศึกษาในช่วงปี พ.ศ.2549 – 2551 และทำการคำนวณให้เป็นค่าปีฐาน ณ สิ้นปี 2554 โดยคูณอัตราดัชนีผู้บริโภค หรืออัตราเงินเฟ้อ เพื่อสะท้อนถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง และเป็นการปรับฐานการคำนวณ เพื่อให้เป็นตัวเลข ณ ฐานปีเดียวกัน

2) ต้นทุนการหลีกเลี่ยง (Avoided cost)

ต้นทุนจากการหลีกเลี่ยง (Avoided cost) เป็นต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งครอบคลุมต้นทุนค่าพลังงาน (Energy cost / Direct variable cost) และต้นทุนกำลังการผลิต (Capacity cost / Direct fixed cost) ที่สามารถหลีกเลี่ยงได้เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลดังกล่าว

จากกรอบแผนการพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าPDP ฉบับที่ 3 พบว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำเป็นการทดแทนการผลิตไฟฟ้าในอนาคตจากเชื้อเพลิง 2 ส่วนที่สำคัญคือการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและลิกไนต์และจากก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นการคำนวณต้นทุนที่หลีกเลี่ยงจึงคำนวณโดยเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำและการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังกล่าว ซึ่งในการศึกษานี้ได้ค่าเท่ากับ 0.9329 บาทต่อkWh

3) ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน (Carbon emission cost)

ใช้ข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคตตามกรอบแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ที่มีการระบุถึงปริมาณคาดการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซค์ ในช่วง 20 ปี[1] ของแผนและวิเคราะห์โดยใช้ราคาคาร์บอนต่อหน่วย 0.6044 บาทต่อkgCO_2 และ 0.8059 บาทต่อkgCO_2

4) ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่น

ในกระบวนการผลิตไฟฟ้านอกจากจะมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์หรือCO_2แล้วยังมีปริมาณก๊าซเรือนกระจกอื่นๆถูกปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิตด้วยที่สำคัญได้แก่ ก๊าซที่มีไนโตรเจนเป็นองค์ประกอบ (Nitrogen Oxides:NO_x) และก๊าซที่มีซัลเฟอร์เป็นองค์ประกอบ เช่น Sulphur Dioxide (SO_2) จากการคำนวณพบว่า ต้นทุนการปล่อยก๊าซNO_xอยู่ระหว่าง 0.00000037284 ถึง 0.00000042944 บาทต่อkWh และต้นทุนการปล่อยก๊าซSO_2อยู่ระหว่าง 0.00000022385 ถึง 0.00000025783 บาทต่อkWhซึ่งเป็นมูลค่าที่ต่ำมากเมื่อเทียบกับต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนอันเนื่องจากปริมาณ NO_x และ SO_2 ที่ปล่อยออกมามีไม่มากและราคาในการซื้อขายค่อนข้างต่ำนั่นเอง ดังนั้นในการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟครั้งนี้จึงไม่นำมาพิจารณาคำนวณรวม ซึ่งจะไม่ส่งผลต่อการกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ

5) ต้นทุนการใช้น้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า (Energy cost)

งานศึกษานี้มีแนวคิดในการวิเคราะห์อัตราการใช้น้ำใน 2 ลักษณะคือ ที่ไม่คิดอัตราค่าธรรมเนียมใช้น้ำ (MC_E=0) โดยถือว่าการใช้น้ำในการผลิตไฟฟ้า มิได้เกิดการสูญเสียน้ำแต่อย่างใด และกรณีที่คิดอัตราค่าธรรมเนียมใช้น้ำอาจพิจารณาเป็นค่าเสียโอกาสในการใช้น้ำสำหรับกิจกรรมอื่นๆ และถือว่ามีการสูญเสียน้ำบางส่วนในกิจกรรมการผลิตไฟฟ้า และถือเป็นส่วนหนึ่งในการส่งเสริมการดูแลรักษาต้นน้ำ หรือในทางกลับกันอาจจะถือเป็นต้นทุนในการดูแลรักษาต้นน้ำได้ด้วยเช่นกัน สำหรับการศึกษานี้จะใช้อัตราค่าธรรมเนียมการใช้น้ำอ้างอิงจากกฎกระทรวงซึ่งกำหนดการลดหย่อนค่าชลประทานสำหรับผู้ใช้น้ำจากทางน้ำชลประทานเพื่อกิจการพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กพ.ศ. 2552 โดยกรมชลประทานเรียกเก็บค่าชลประทานในอัตราดังต่อไปนี้ (1) ประเภทเขื่อนหรือฝายเก็บกักน้ำลูกบาศก์เมตรละ 0.00246 บาท (2) ประเภทเขื่อนหรือฝายทดน้ำลูกบาศก์เมตรละ 0.0064 บาท

[1]เนื่องจากอายุโครงการที่กำหนดสำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำมีกำหนดเป็น 25 ปี ดังนั้น ปริมาณคาดการณ์การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซค์ในระยะ 5 ปีสุดท้ายจะถือว่าเป็นจำนวนเท่ากับจำนวนในปีที่ 20

6) ต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษา (Operation and Maintenance cost)

ในการศึกษานี้คิดต้นทุนดำเนินการและบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังน้ำเป็นสัดส่วนร้อยละ 1.0 ของเงินลงทุนเริ่มต้น ตามหลักเกณฑ์ทั่วไปของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมเนียมป้อนไฟในการศึกษานี้ได้จัดทำเป็นสองแนวทาง ดังนี้

แนวทางแรก เป็นการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจาก ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านพลังงาน(ต้นทุนการใช้น้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า) และต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยกำหนดอัตราคิดลด (Discount rate)เพื่อหาค่าปัจจุบันของต้นทุน ซึ่งอัตราการคิดลดนี้จะเป็นอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้รับ เนื่องจากอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะคิดคำนวณจากต้นทุนดังกล่าว และเพื่อการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในระดับที่เหมาะสม จึงกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 11.0, 12.0, 13.0 และร้อยละ 14.0 (อัตราผลตอบแทนการลงทุน, IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0%) ตามลำดับหรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง หากพิจารณาในแง่ดอกเบี้ยแล้ว อัตราผลตอบแทนภายในที่ระดับ 11.0% เทียบได้กับอัตราเงินกู้ประมาณ 7-8% (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) รวมกับอัตราเงินเฟ้อประมาณ 3.0% (ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2556) นอกจากนี้คณะผู้วิจัยยังได้วิเคราะห์แยกเป็นกรณีที่ไม่คิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ

ส่วนต้นทุนการหลีกเลี่ยง ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและก๊าซอื่นๆนี้ มิได้เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่อผู้ลงทุนทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ หากแต่เป็นค่าเสียโอกาสของสังคมในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ในทางตรงกันข้ามจึงอาจพิจารณาได้เป็นว่า ต้นทุนดังกล่าวเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social benefit) ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ซึ่งสามารถนำมาใช้ประกอบการกำหนดนโยบายได้ (รายละเอียดอยู่ในหัวข้อข้อเสนอแนะ)

แนวทางที่สอง เป็นการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจากต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม โดยต้นทุนภายนอกคำนวณจากผลรวมของต้นทุนการหลีกเลี่ยง ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและต้นทุนการปล่อยก๊าซอื่น ส่วนต้นทุนผลิตรวมคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย โดยไม่กำหนดอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required Internal Rate of Return – IRR) โดยการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามแนวทางที่สองนี้ อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะมีค่าเท่ากันทุกกำลังผลิตสำหรับทุกรูปแบบลักษณะโครงการและการเชื่อมต่อระบบ

ในการศึกษานี้ได้พยายามเปรียบเทียบการส่งเสริมด้วยอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟของพลังน้ำกับพลังงานประเภทอื่น แต่ในปัจจุบันยังไม่มีอัตรา FIT ของพลังงานประเภทอื่นที่ประกาศใช้อย่างเป็นทางการและสามารถนำมาอ้างอิงได้ ประกอบกับการวิเคราะห์ในการศึกษานี้ใช้แนวทางการวิเคราะห์แบบ Marginal Cost ซึ่งต้องใช้ข้อมูลที่ละเอียดในการวิเคราะห์ อย่างไรก็ตามเพื่อให้ผลการศึกษานี้สามารถนำไปประกอบการตัดสินใจเชิงนโยบายได้ จึงได้นำผลการศึกษามาเปรียบเทียบกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อ

ไฟฟ้าของพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์ ตารางที่ 1 และ 2 แสดงผลการศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณจากแนวทางทั้งสองแนวทางเทียบกับลมและแสงอาทิตย์ โดยคำนวณอัตราของลมจากอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันมีค่าเท่ากับ 3.9361 บาท/kWh ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของลมมีค่าเท่ากับ 4.50 บาท/kWh สำหรับกำลังผลิตน้อยกว่าหรือเท่ากับ 50 kW และ 3.50 บาท/kWh สำหรับกำลังผลิตมากกว่า 50 kW คิดเป็น 8.4361 และ 7.4361 บาท/kWh ตามลำดับ สำหรับอัตราของแสงอาทิตย์ก็ดำเนินการในทำนองเดียวกัน คือคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าในปัจจุบันรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของแสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 6.50 บาท/kWh

นอกจากนี้คณะผู้วิจัยได้ทำการคำนวณอัตราการส่งเสริมเฉพาะสำหรับลักษณะองค์กรที่ร่วมดำเนินการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ โดยอาศัยแนวคิดที่ว่าการดำเนินงานร่วมย่อมมีต้นทุนที่สูงกว่าการดำเนินงานเพียงหน่วยงานเดียว ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจำเป็นต้องเป็นการดำเนินงานร่วมหลายหน่วยงาน อาทิ ภาคเอกชนร่วมดำเนินงานกับส่วนราชการ และหรือกับภาคประชาสังคมในรูปแบบของสหกรณ์ เนื่องจากข้อจำกัดของกฎหมายผลการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 1 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT), อัตรา FIT_{EX} และอัตราค่าไฟฟ้ารวมกับAdder จากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

หน่วย : บาท/kWh

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อโครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC_T(ไม่คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ)				อัตราFIT_{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.6044 kg/CO_2	อัตราFIT_{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.8059kg/CO_2	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adderของพลังงานลม	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับAdder ของพลังงานแสงอาทิตย์
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%				
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	8.82	9.42	10.03	10.65	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	9.49	10.14	10.80	11.46	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.53	5.90	6.29	6.68	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	5.79	6.19	6.59	6.99	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	3.71	4.01	4.27	4.54	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	3.81	4.07	4.33	4.60	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.64	7.10	7.56	8.03	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	7.07	7.56	8.05	8.54	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.65	2.83	3.01	3.20	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	2.80	2.99	3.18	3.38	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	1.73	1.85	1.97	2.09	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	1.77	1.89	2.01	2.13	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361

หมายเหตุ 1. FIT เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 1

2. FIT_{EX}เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 2

3. ระยะเวลาคืนทุนเมื่อคิด IRR=11.0%, 12.0%, 13.0%และ14.0% มีค่าเท่ากับ 8 ปี 5.06 เดือน, 7 ปี 10.12 เดือน, 7 ปี 3.96 เดือน, และ 6 ปี 10.48 เดือน ตามลำดับ

ตารางที่ 2 อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT), อัตรา FIT_{EX} และอัตราค่าไฟฟ้ารวมกับAdderจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

หน่วย : บาท/kWh

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อโครงข่าย	อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (FIT) จากต้นทุน MC_T (คิดค่าธรรมเนียมใช้น้ำ)				อัตราFIT_{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.6044 kg/CO_2	อัตราFIT_{EX} เมื่อใช้ราคาคาร์บอน 0.8059kg/CO_2	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder ของพลังงานลม	อัตราค่าไฟฟ้ารวมกับ Adder ของพลังงานแสงอาทิตย์
			11.0%	12.0%	13.0%	14.0%				
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	9.07	9.67	10.28	10.90	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	9.74	10.39	11.04	11.71	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	5.92	6.29	6.68	7.07	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	6.18	6.58	6.98	7.38	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	4.15	4.40	4.66	4.93	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	4.20	4.46	4.72	4.99	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	6.96	7.41	7.87	8.34	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
		On	7.39	7.87	8.36	8.86	5.4734	5.6749	8.4361/7.4361	10.4361
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	2.92	3.10	3.29	3.47	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	3.07	3.26	3.45	3.65	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	2.22	2.34	2.46	2.58	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361
		On	2.26	2.38	2.50	2.62	5.4734	5.6749	7.4361	10.4361

หมายเหตุ 1. FIT เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 1 2.FIT_{EX}เป็นอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ ที่คำนวณตามแนวทางที่ 2 .

3. ระยะเวลาคืนทุนเมื่อคิด IRR=11.0% สำหรับช่วงกำลังผลิตจากต่ำไปสูง มีค่าระหว่าง 7 ปี 8.05 เดือนถึง 8 ปี 2.61 เดือนกรณี run-of-the-river และมีค่าระหว่าง 6 ปี 8.15 เดือนถึง 8 ปี 3.35 เดือนสำหรับกรณี storage

4. ระยะเวลาคืนทุนเมื่อคิด IRR=12.0% สำหรับช่วงกำลังผลิตจากต่ำไปสูง มีค่าระหว่าง 7 ปี 2.42 เดือนถึง 7 ปี 8.01 เดือนกรณี run-of-the-river และมีค่าระหว่าง 6 ปี 3.87 เดือนถึง 7 ปี 6.58 เดือนสำหรับกรณี storage

5. ระยะเวลาคืนทุนเมื่อคิด IRR=13.0% มีค่าระหว่าง 6 ปี 9.18 เดือนถึง 7 ปี 2.13เดือนกรณี run-of-the-river และมีค่าระหว่าง 5 ปี 11.95 เดือนถึง 7 ปี 0.90 เดือนสำหรับกรณี storage

6. ระยะเวลาคืนทุนเมื่อคิด IRR=14.0% มีค่าระหว่าง 6 ปี 4.55เดือนถึง 6 ปี 8.88 เดือนกรณี run-of-the-river และมีค่าระหว่าง 5 ปี 8.36 เดือนถึง 6 ปี 7.80 เดือนสำหรับกรณี storage

ตารางที่ 3 อัตราการส่งเสริมเฉพาะ (บาทต่อkWh)

ประเภท	ขนาดกำลังผลิต	เชื่อมต่อโครงข่าย	% ผลตอบแทนที่เพิ่มขึ้น	อัตราส่งเสริมเฉพาะ (2 หน่วยงาน)	อัตราส่งเสริมเฉพาะ (3 หน่วยงานขึ้นไป)
Run-of-the-river	ไม่เกิน 400 kW	Off	1.0%	0.60	1.20
		On	1.0%	0.65	1.30
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	1.0%	0.37	0.74
		On	1.0%	0.40	0.80
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.5%	0.15	0.30
		On	0.5%	0.13	0.26
Storage	ไม่เกิน 400 kW	Off	1.0%	0.46	0.92
		On	1.0%	0.49	0.98
	มากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW	Off	1.0%	0.18	0.36
		On	1.0%	0.19	0.38
	มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW	Off	0.5%	0.06	0.12
		On	0.5%	0.06	0.12

หมายเหตุ: 1 หน่วยงาน หมายถึง มีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตเพียงรายเดียว เช่น เอกชนเป็นผู้ผลิตเพียงรายเดียว ขณะที่ 2 หน่วยงาน หมายถึงมีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตสองหน่วยงาน เช่น เอกชนร่วมกับภาครัฐ หรือร่วมกับสหกรณ์ชุมชน และ 3 หน่วยงาน หมายถึง มีหน่วยงานที่ร่วมกันผลิตสามหน่วยงานขึ้นไป เช่น เอกชนร่วมกับภาครัฐและสหกรณ์ชุมชน

6.2 ผลการศึกษาแนวทางส่งเสริมการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำสำหรับภาครัฐภาคเอกชนและชุมชน

ในด้านการศึกษาเพื่อวางแนวทางในการส่งเสริมการลงทุนนั้น คณะผู้วิจัยได้วิเคราะห์ปัญหาอุปสรรคของการลงทุนพัฒนาโครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากการรวบรวมข้อมูลเอกสารและการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการมีประเด็นโดยสรุปดังนี้

1) นโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของรัฐปรับเปลี่ยนเร็ว ไม่แน่นอน ไม่ต่อเนื่อง ขณะที่การลงทุนพัฒนาโครงการของเอกชนต้องใช้เวลาดำเนินการอย่างน้อย 1-2 ปี แต่นโยบายและระเบียบกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องมีการปรับเปลี่ยนเร็วมาก ทำให้เอกชนไม่กล้าตัดสินใจลงทุน
2) พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 ซึ่งใช้อยู่ในปัจจุบันไม่เอื้อต่อเอกชนในการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าร่วมกับรัฐ

3) ข้อจำกัดทางกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับการใช้ประโยชน์ในพื้นที่อ่อนไหว พื้นที่หวงห้าม เช่น พื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และชั้น 2 พื้นที่เขตอุทยานแห่งชาติ พื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า ฯลฯ เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เนื่องจากการพัฒนาโครงการส่วนใหญ่ต้องดำเนินการในพื้นที่ดังกล่าวแต่กฎหมายคุ้มครองการใช้พื้นที่เข้มงวดมาก เอกชนไม่สามารถขอใช้หรือขอเข้าทำประโยชน์ในพื้นที่ได้
4) กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องมีจำนวนมากและขึ้นอยู่กับอำนาจการพิจารณาของหลายหน่วยงาน ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการตัดสินใจพัฒนาโครงการของภาคเอกชน
5) รัฐมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยเป็นการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า(off-grid) แต่ยังไม่มีมาตรการในการสนับสนุนและสร้างแรงจูงใจให้เอกชนในการลงทุนโครงการผลิตโรงไฟฟ้าในพื้นที่ที่ระบบส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึง นอกจากนี้ การลงทุนพัฒนาโครงการในพื้นที่ดังกล่าว เอกชนมีโอกาสในการคืนทุนได้ยาก ทั้งยังมีความเสี่ยงสูง เนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวส่วนใหญ่ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับและอาจมีความไม่ปลอดภัย
6) ผู้ลงทุนเข้าถึงแหล่งเงินทุนยาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งเอกชนไม่สามารถให้ความมั่นใจในเรื่องความมั่นคงของแหล่งน้ำ ไม่สามารถยืนยันได้ว่า ปริมาณน้ำในแหล่งน้ำจะมีเพียงพอผลิตไฟฟ้าได้ตลอดอายุโครงการหรือไม่ (เช่น ถ้าฝนตกน้อย หรือเกิดภาวะแห้งแล้ง) สถาบันการเงินจึงขาดความเชื่อมั่นในโครงการและไม่ให้การสนับสนุนทางการเงิน
7) กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตซับซ้อนและต้องใช้เวลานาน ทำให้เอกชนไม่สนใจที่จะพัฒนาโครงการโดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 หน่วยงานราชการที่จะดำเนินการร่วมกับภาคเอกชน เช่น กรมป่าไม้ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นโดยกระทรวงมหาดไทย ฯลฯ จะต้องทำหน้าที่เป็นผู้นำเสนอโครงการต่อหน่วยงานที่ทำหน้าที่พิจารณา (กระทรวงการคลัง หรือ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แล้วแต่กรณี) ก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติ แต่พื้นที่ที่มีศักยภาพในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ป่าไม้หรือพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และชั้น 2 ซึ่งการขออนุมัติใช้ประโยชน์ก็จำเป็นต้องได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเช่นกัน ดังนั้นหากเอกชนที่จะลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ป่าไม้ จึงต้องดำเนินการขออนุญาตเข้าทำประโยชน์ในพื้นที่ป่าไม้จากคณะรัฐมนตรีก่อน เมื่อได้รับอนุมัติแล้วจึงจะเข้าสู่กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตลงทุนตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 ซึ่งจะเห็นได้ว่า กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำมีความยุ่งยาก ซับซ้อนและใช้เวลานานมากกว่าโครงการไฟฟ้าพลังงานทดแทนชนิดอื่นๆ

8) ความไม่ชัดเจนเกี่ยวกับข้อกำหนดการจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากยังไม่มีการกำหนดหลักเกณฑ์ว่า โรงไฟฟ้าขนาดใดบ้างที่ต้องจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม และต้องการจัดทำรายงานการศึกษาด้านใด (EIA / ESA / IEE / EHIA) รวมทั้งหน่วยงานใดเป็นผู้ทำหน้าที่ตรวจสอบรายงานการศึกษา ทำให้เอกชนที่จะลงทุนและหน่วยงานที่จะทำหน้าที่พิจารณาโครงการมีความสับสนในการปฏิบัติ เพราะมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมของรัฐไม่มีความชัดเจนและยังมีความขัดแย้งกันระหว่างมาตรการป้องกันผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมและมาตรการส่งเสริมการลงทุน
9) ราคารับซื้อไฟฟ้ายังไม่จูงใจ โดยเอกชนเห็นว่า เป็นราคาที่ไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง
10) หน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง สถาบันการเงินรวมถึงภาคประชาชนยังขาดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ซึ่งเป็นปัญหาและอุปสรรคในการสร้างความร่วมมือ การติดต่อประสานงาน การพิจารณาโครงการ การสนับสนุนโครงการฯ
11) องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นซึ่งได้รับการถ่ายโอนภารกิจในการดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำธรรมชาติ[2]หรือแหล่งน้ำที่มีศักยภาพในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำอยู่ในพื้นที่รับผิดชอบ ขาดศักยภาพและความพร้อมทั้งด้านบุคลากร ความรู้ ความเข้าใจ เทคโนโลยี งบประมาณฯในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

สำหรับอุปสรรคในการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษานั้นเมื่อพิจารณาด้านที่ตั้งของแหล่งน้ำต้นทุนรวมทั้งพื้นที่แหล่งน้ำของโครงการส่วนใหญ่ที่มีศักยภาพผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษา พบว่า อยู่ในความรับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการของหน่วยงานราชการทั้งหมด ตลอดจนตั้งอยู่ในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดด้านกฎหมาย ดังนั้น ความเป็นไปได้ในการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษาโดยภาคเอกชนจึงยังมีปัญหาและอุปสรรคอยู่มาก

ในกรณีของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดด้านกฎหมาย หน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการพื้นที่ (กรมป่าไม้ กรมอุทยานฯ) อาจลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำได้ตามนโยบายของรัฐหรือตามเหตุผลและความจำเป็นของทางราชการ แต่การลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับหน่วยงานราชการอื่น (เช่น องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น) รวมทั้งภาคเอกชน ยังมีปัญหาและอุปสรรคอยู่มาก เนื่องจากยังไม่มีการแก้ไขกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้อง

ในกรณีของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่สามารถผ่อนผันมาตรการทางกฎหมายในการใช้ประโยชน์พื้นที่แหล่งน้ำหรือไม่มีข้อจำกัดทางกฎหมายในการพัฒนาโครงการ (เช่น พื้นที่ชลประทาน อ่างเก็บน้ำ ฝาย แหล่งน้ำธรรมชาติ ฯ) หน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำ (เช่น กรมชลประทาน กรมเจ้าท่า กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ฯ) การลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำสามารถดำเนินการได้โดยหน่วยงานที่รับผิดชอบ

[2]ระเบียบกรมชลประทานว่าด้วยการถ่ายโอนภารกิจให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น พ.ศ. 2553

ดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำหรือการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับหน่วยงานราชการด้วยกันหรือร่วมกับภาคเอกชน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับนโยบายของหน่วยราชการ ศักยภาพและความพร้อมในการลงทุนของผู้ที่จะร่วมลงทุน อย่างไรก็ตาม การร่วมลงทุนพัฒนาโครงการระหว่างหน่วยงานภาครัฐและเอกชนในโครงการที่มีขนาดเล็ก (ต่ำกว่า 1 พันล้านบาท ซึ่งไม่เข้าข่ายพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ) ยังไม่มีระเบียบ ข้อบังคับหรือแนวทางปฏิบัติรองรับ ทำให้การร่วมลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระหว่างหน่วยราชการกับภาคเอกชนยังไม่สามารถดำเนินการได้ ขณะที่หน่วยราชการที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำ เช่น กรมชลประทาน กรมเจ้าท่า องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นฯ พบว่า ไม่มีหน่วยงานใดที่มีนโยบายเกี่ยวกับการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ทั้งโดยหน่วยงานเอง หรือโดยการร่วมลงทุนระหว่างหน่วยงานหรือภาคเอกชน

ดังนั้นรัฐจึงควรได้รับทราบถึงปัญหาอุปสรรคดังกล่าว ตลอดจนวางแนวทางส่งเสริมการลงทุนหรือการสร้างแรงจูงใจเพื่อให้เอกชนหรือผู้ประกอบการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำดังนี้

1) กำหนดนโยบายและเป้าหมายที่ชัดเจน

2) กำหนดมาตรการสนับสนุนทางภาษีและการเงิน เช่น การยกเว้นภาษี การให้เงินสนับสนุนการลงทุนแบบให้เปล่า การให้เงินกู้ยืม/เงินลงทุน (Soft Loan, VC) ฯ

3) กำหนดมาตรการจูงใจ เช่น การให้เงินสนับสนุนค่าการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยตรง (Feed-in Tariff/Adder, Investment Subsidy) การให้ส่วนลดหรือเครดิตภาษีที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การสร้างระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ (Smart Grid) ฯ

4) แก้ไขกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องเพื่อเอื้อให้เกิดการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

7. ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

แนวทางเชิงนโยบายที่เหมาะสมสำหรับส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถดำเนินการในแนวทางต่อไปนี้

1. **นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำควรใช้อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่มาจากการคำนวณโดยต้นทุนส่วนเพิ่ม (MC_T) มากกว่า** เนื่องจากมีลักษณะแปรผันตามปริมาณผลิตไฟฟ้าตามขนาดกำลังการผลิต และข้อมูลการคำนวณเป็นตัวเลขที่เกิดขึ้นจริงมากกว่า นอกจากนั้น เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับอัตราต่อหน่วยของอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณจากแนวคิดต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม(FIT_{EX}) พบว่า อัตราของ FIT_{EX} มีค่าสูงกว่าอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณมาจาก MC_Tในกลุ่มขนาดกำลังการผลิตสูง (มากกว่า2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW ทุกประเภท และมากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW ในแบบ Storage) การใช้ค่าธรรมเนียมในอัตรา FIT_{EX} จะทำให้รายได้สูงเกินระดับที่เหมาะสม อันเป็นภาระของผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่

2. **เงื่อนไขการคำนวณที่ผลตอบแทนการลงทุน 12% และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำเป็นแนวทางที่เหมาะสมในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ** เนื่องจากให้ระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 8 ปี (ขณะที่เป็นประเภท Storage ระยะเวลาคืนทุนจะสั้นกว่านี้) และมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิในระดับที่เหมาะสม และเป็นอัตราที่ต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟ (รวมกับค่าไฟฐานที่ 3.9341 บาทต่อหน่วย) จากพลังงานลมในเกือบทุกช่วงกำลังผลิต ยกเว้นกรณีกำลังผลิตไม่เกิน 400 kW สำหรับ Run-of-the-river ขณะที่ค่าธรรมเนียมการใช้น้ำจะเป็นส่วนที่ส่งเสริมการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพและการดูแลรักษาต้นน้ำ
3. **การผลิตไฟฟ้าจากท้ายเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ เป็นนโยบายที่สามารถดำเนินการได้ทันที** เนื่องจากส่วนใหญ่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยราชการ อีกทั้งอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟมีค่าไม่สูงมากนัก และไม่สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังลม ที่ระดับการให้ผลตอบแทนการลงทุนที่มีค่าสูงถึง 12%
4. **นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ควรเริ่มต้นส่งเสริมเฉพาะการผลิตไฟฟ้าที่ต่อเข้ากับโครงข่าย (on-grid) เป็นลำดับแรก** เนื่องจากสามารถดำเนินการได้ในทางปฏิบัติขณะที่การผลิตไฟฟ้าโดยที่ไม่ต่อเข้ากับโครงข่าย (off-grid) นั้นยังมีอุปสรรคในทางปฏิบัติ โดยเฉพาะการวัดและทวนสอบปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างถูกต้องแม่นยำ อีกทั้งการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยไม่ต่อเข้าโครงข่ายแบบทั่วไป อาจจะสร้างแรงจูงใจที่ส่งผลกระทบเชิงลบต่อสังคม เช่น เกิดการบุกรุกเข้าอยู่อาศัยในพื้นที่ป่าต้นน้ำมากยิ่งขึ้น เป็นต้น จึงควรพิจารณาร่วมกับมิติของสังคมทางด้านอื่นๆร่วมด้วย
5. **นโยบายรัฐความส่งเสริมการมีส่วนร่วมของชุมชนในรูปแบบสหกรณ์ เพื่อทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ และมุ่งเน้นการส่งเสริมแบบประเภท Run-of-the-river**ที่ขนาดกำลังผลิตไม่เกิน 2,000 kW เป็นพิเศษ ทั้งนี้โดยร่วมกับหน่วยงานอื่นๆ เพื่อสร้างความเข้มแข็งทางการบริหารจัดการ ทั้งนี้การมีส่วนร่วมของชุมชนย่อมจะสร้างให้เกิดกลไกการดูแลรักษาต้นน้ำได้ดียิ่งขึ้น เนื่องจากเป็นส่วนหนึ่งของรายได้ชุมชน ขณะที่ผู้ร่วมลงทุนมีความเสี่ยงลดลงจากการขาดแคลนน้ำ ซึ่งจากการวิเคราะห์ความอ่อนไหว พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิลดลงอย่างมากจากอัตราผลตอบแทนที่ 13% เป็น 14% หรือจาก 12% เป็น 11%
6. **ควรมีนโยบายการจัดสรรผลประโยชน์สังคมคืนสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม** เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้สร้างผลประโยชน์ต่อสังคม ในอัตรา 1.5373 บาทต่อหน่วย (ในรูปของต้นทุนการหลีกเลี่ยง 0.9329 บาทต่อหน่วย และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน 0.6044 บาทต่อหน่วย) หรือในอัตรา 1.7388 บาทต่อหน่วย (ในรูปของต้นทุนการหลีกเลี่ยง 0.9329 บาทต่อหน่วย และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน 0.8059 บาทต่อหน่วย) ภาครัฐอาจมีการกำหนดนโยบายจัดสรรผลประโยชน์นี้คืนสู่ประชาชนผู้ใช้

ไฟฟ้า ในสัดส่วนที่เหมาะสม (เช่นร้อยละ 50 ของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น หรือเป็นเงิน 0.7687 บาทต่อหน่วยหรือ 0.8694 บาทต่อหน่วยขึ้นกับต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน) ดังนี้

อัตราคืนประโยชน์ฯ(บาทต่อหน่วย)=สัดส่วนการคืนประโยชน์x1.5373xจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังน้ำต่อปี/จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่บริโภคต่อปี (8.1)

หรือ

อัตราคืนประโยชน์ฯ(บาทต่อหน่วย)=สัดส่วนการคืนประโยชน์x1.7388xจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังน้ำต่อปี/จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่บริโภคต่อปี (8.2)

ซึ่งอัตราการคืนประโยชน์ต่อหน่วย จะถูกจัดสรรคืนในรูปแบบของการลดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปีถัดไป แนวทางเช่นนี้จะให้เกิดการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมากขึ้น อันส่งผลกระทบเชิงบวกต่อเนื่องต่อถึงกลไกการรักษาทรัพยากรน้ำและสิ่งแวดล้อม

8. การนำไปใช้ประโยชน์

หน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถนำผลงานวิจัยไปใช้เป็นข้อมูลประกอบการกำหนดแนวทางหรือนโยบาย เพื่อให้เกิดการส่งเสริมการลงทุนหรือการสร้างแรงจูงใจเพื่อให้เอกชนหรือผู้ประกอบการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ