แบบสรุปผู้บริหาร

ส่วนที่ 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

ส่วนที่ 2 สรุปโครงการวิจัย

พลังงานเป็นปัจจัยสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ แนวทางหนึ่งที่จะช่วยบรรเทาปัญหาด้านพลังงาน โดยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศคือ การเพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศ พลังน้ำขนาดเล็กเป็นพลังงานหมุนเวียนที่มีความเหมาะสมในการพัฒนา เนื่องจากก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยรัฐได้มุ่งส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการออกมาตรการต่างๆในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน หนึ่งในมาตรการดังกล่าว คือการใช้มาตรการจูงใจด้านราคาโดยกำหนดส่วนเพิ่มอัตรารับซื้อไฟฟ้า (Adder) อย่างไรก็ตาม มาตรการดังกล่าวในปัจจุบันยังไม่จูงใจผู้ลงทุนและถูกจำกัดให้สำหรับโครงการที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 200 กิโลวัตต์เท่านั้น

การศึกษานี้จึงได้คำนวณหาอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยใช้กลไกอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (Feed-in tariff, FIT)แทนโดยแยกระดับอัตราตามกลุ่มขนาดกำลังผลิต (จนถึง 8 MW) และรูปแบบลักษณะโครงการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ อัตรา FIT นี้จะเป็นอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่คงที่ ในที่นี้กำหนดให้เท่ากับ 25 ปี ซึ่งเท่ากับอายุโครงการไฟฟ้าพลังน้ำ

การคำนวณจะพิจารณาเป็นสองแนวทาง โดยแนวทางแรกคำนวณจากต้นทุนด้านการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ร้อยละ 11, 12, 13 และร้อยละ 14 หรือกล่าวอีกนัยหนึ่ง หากพิจารณาในแง่ดอกเบี้ยแล้วอัตราผลตอบแทนภายในที่ระดับ 11.0% เทียบได้กับอัตราเงินกู้ประมาณ 7-8% รวมกับอัตราเงินเฟ้อ

ประมาณ 3.0% นอกจากนี้คณะผู้วิจัยยังได้วิเคราะห์แยกเป็นกรณีที่ไม่คิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ

ส่วนต้นทุนการหลีกเลี่ยง(ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลที่สามารถหลีกเลี่ยงได้เมื่อมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแทน) ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและก๊าซอื่นๆ เช่น NO_x และ SO_2 นี้ มิได้เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่อผู้ลงทุนทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ หากแต่เป็นค่าเสียโอกาสของสังคมในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ในทางตรงกันข้ามจึงอาจพิจารณาได้เป็นว่า ต้นทุนดังกล่าวเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social benefit) ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ซึ่งสามารถนำมาใช้ประกอบการกำหนดนโยบายได้

แนวทางที่สองคำนวณจากผลรวมต้นทุนการหลีกเลี่ยง และต้นทุนการปล่อยก๊าซต่างๆแล้วค่อยนำไปรวมกับอัตราค่าไฟฟ้า

ผลการศึกษาพบว่า ควรใช้ค่าFIT ที่คำนวณได้ตามแนวทางแรก เนื่องจากอัตราที่คำนวณได้จากแนวทางที่สองมีค่าสูงโดยเฉพาะกับกลุ่มที่มีกำลังผลิตเกิน 400 กิโลวัตต์ซึ่งจะทำให้รายได้ของผู้ลงทุนสูงเกินระดับที่เหมาะสม อันเป็นภาระของผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่ นอกจากนี้ควรเลือกใช้ค่า FIT ที่คำนวณได้ตามแนวทางแรกที่คำนวณที่ผลตอบแทนการลงทุน 12% และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ เนื่องจากให้ระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 8 ปี และเมื่อเทียบค่าที่คำนวณได้เทียบกับอัตราค่าไฟรวมกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของลมและแสงอาทิตย์ พบว่าอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามแนวทางแรกจะมีค่าต่ำกว่าอัตราค่าธรรมเนียมรับซื้อไฟฟ้าของลมและแสงอาทิตย์แทบทุกกรณี ยกเว้นกรณีกำลังผลิตไม่เกิน 400 kW เมื่อ IRR มีค่าตั้งแต่ 12.0%

นอกจากนี้เพื่อเป็นการสนับสนุนให้เกิดการร่วมลงทุนระหว่างภาครัฐ ภาคเอกชน และชุมชนสำหรับการลงทุนร่วม หรือในการศึกษานี้เรียกว่า อัตราส่งเสริมเฉพาะ จะได้รับอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟเพิ่มอีกร้อยละ 1 สำหรับโครงการที่มีกำลังการผลิตไม่เกิน 2 เมกะวัตต์ และร้อยละ 0.5 สำหรับโครงการที่มีกำลังการผลิตสูงกว่า 2 เมกะวัตต์แต่ไม่เกิน 8 เมกะวัตต์

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 ทั้งนี้อัตราค่าไฟรวมในปัจจุบันเท่ากับ 3.94 บาท/kWh และส่วนเพิ่มของพลังงานแสงอาทิตย์และลมเท่ากับ 6.50 และ 4.50 บาท/kWh ตามลำดับ

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

1. การผลิตไฟฟ้าจากท้ายเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ เป็นนโยบายที่สามารถดำเนินการได้ทันที เนื่องจากส่วนใหญ่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยราชการ อีกทั้งอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟมีค่าไม่สูงมากนัก และไม่สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังลม ที่ระดับการให้ผลตอบแทนการลงทุนที่มีค่าสูงถึง 12%
2. 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%
3. ควรมีนโยบายการจัดสรรผลประโยชน์สังคมคืนสู่ผู้ใช้ไฟฟ้าอย่างเหมาะสม เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้สร้างผลประโยชน์ต่อสังคม ในอัตรา 1.5373 บาทต่อหน่วย หรือในอัตรา 1.7388 บาทต่อหน่วย ขึ้นกับต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน ภาครัฐอาจมีการกำหนดนโยบายจัดสรรผลประโยชน์นี้คืนสู่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า ในสัดส่วนที่เหมาะสม (เช่นร้อยละ 50 ของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น) ตัวอย่างเช่น

   อัตราคืนประโยชน์ฯ(บาทต่อหน่วย)=สัดส่วนการคืนประโยชน์x1.5373xจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังน้ำต่อปี/จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่บริโภคต่อปี

   ซึ่งอัตราการคืนประโยชน์ต่อหน่วย จะถูกจัดสรรคืนในรูปแบบของการลดอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปีถัดไป แนวทางเช่นนี้จะให้เกิดการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมากขึ้น อันส่งผลกระทบเชิงบวกต่อเนื่องต่อถึงกลไกการรักษาทรัพยากรน้ำและสิ่งแวดล้อม
4. พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 ซึ่งใช้อยู่ในปัจจุบันไม่เอื้อต่อเอกชนในการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าร่วมกับรัฐ
5. กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องมีจำนวนมากและขึ้นอยู่กับอำนาจการพิจารณาของหลายหน่วยงาน ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการตัดสินใจพัฒนาโครงการของภาคเอกชน
6. ผู้ลงทุนเข้าถึงแหล่งเงินทุนยาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งเอกชนไม่สามารถให้ความมั่นใจในเรื่องความมั่นคงของแหล่งน้ำ ไม่สามารถยืนยันได้ว่า

ปริมาณน้ำในแหล่งน้ำจะมีเพียงพอผลิตไฟฟ้าได้ตลอดอายุโครงการหรือไม่ (เช่น ถ้าฝนตกน้อย หรือเกิดภาวะแห้งแล้ง) สถาบันการเงินจึงขาดความเชื่อมั่นในโครงการและไม่ให้การสนับสนุนทางการเงิน

ส่วนที่ 3 บทคัดย่อ

บทคัดย่อ

มาตรการการส่งเสริมการลงทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำโดยใช้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบันยังไม่จูงใจผู้ลงทุนและถูกจำกัดให้สำหรับโครงการที่มีกำลังผลิตไม่เกิน 200 กิโลวัตต์ การศึกษานี้จึงได้คำนวณหาอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมโดยใช้กลไกอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟ (Feed-in tariff, FIT) แทนโดยแยกระดับอัตราตามกลุ่มขนาดกำลังผลิต รูปแบบลักษณะโครงการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำ และลักษณะการเชื่อมต่อเครือข่าย โดยการคำนวณจะพิจารณาเป็นสองแนวทาง โดยแนวทางแรกคำนวณจากต้นทุนด้านการผลิตไฟฟ้า และต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยกำหนดอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ร้อยละ 11, 12, 13 และร้อยละ 14 ตลอดจนได้วิเคราะห์แยกเป็นกรณีที่ไม่คิดต้นทุนการใช้น้ำ และคิดต้นทุนการใช้น้ำ โดยแนวทางแรกนี้ได้คิดต้นทุนการหลีกเลี่ยง และต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคมทั้งนี้ต้นทุนการปล่อยก๊าซชนิดอื่นมีค่าน้อยมากเมื่อเทียบกับก๊าซคาร์บอน 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 400kW 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).