

บทที่ 8

บทสรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 บทสรุป

โครงการวิจัยนี้ได้ทำการศึกษ้อัตราค่าธรรมเนียมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำโดยได้วิเคราะห์โครงสร้างของมาตรการในการส่งเสริมจาก 1) กำลังผลิต 2) รูปแบบลักษณะโครงการ 3) ลักษณะการเชื่อมต่อระบบ (on-grid or off-grid) และ 4) ข้อจำกัดด้านกฎหมายเชิงพื้นที่ โดยประเด็นนี้จะเกี่ยวพันถึงผู้ลงทุนด้วย โดยได้ใช้ข้อมูลโครงการที่มีศักยภาพในการพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในลุ่มน้ำต่างๆ ได้แก่ ปิง วัง ยม ชี และมูล จำนวน 256 โครงการมาประกอบการศึกษาวิเคราะห์

การศึกษามาตรการส่งเสริมที่เหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ในการพัฒนาพลังงานน้ำในครั้งนี้จะเป็นการศึกษาถึงกลไกค่าธรรมเนียม FIT (Feed-in tariff) ที่ใช้เป็นการกำหนดอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังน้ำเข้าสู่ระบบ โดยใช้แนวทางการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสม และดำเนินการในขอบเขตของการคำนวณค่าธรรมเนียมแบบคงที่ (Fixed-price FIT tariff) อันเป็นการจ่ายค่าธรรมเนียมต่อหน่วย kWh ที่มีความเป็นอิสระต่อราคาตลาดและมีอัตราคงที่ตลอดช่วงระยะเวลาที่กำหนดไว้ ซึ่งในการศึกษานี้ใช้ระยะเวลา 25 ปี เพื่อให้เกิดความมั่นคงในกระแสรายได้ระยะยาวของโครงการ

การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในการศึกษานี้ได้จัดทำเป็นสองแนวทาง ดังนี้

แนวทางแรก เป็นการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจาก ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนส่วนเพิ่มด้านพลังงาน(ต้นทุนการใช้น้ำเพื่อผลิตไฟฟ้า) และต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษาโดยกำหนดอัตราคิดลด (Discount rate) เพื่อหาค่าปัจจุบันของต้นทุน ซึ่งอัตราการคิดลดนี้จะเป็นอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ผู้ลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำได้รับ เนื่องจากอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะคิดคำนวณจากต้นทุนดังกล่าว และเพื่อการคำนวณหาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟในระดับที่เหมาะสมจึงกำหนดอัตราคิดลดที่ร้อยละ 11.0, 12.0, 13.0 และร้อยละ 14.0 (อัตราผลตอบแทนการลงทุน, IRR=11.0%, 12.0%, 13.0% และ 14.0%) ตามลำดับ ตลอดจนได้วิเคราะห์แยกเป็นกรณีที่ไม่คิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ อย่างไรก็ตามต้นทุนการหลีกเลี่ยงต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนและก๊าซอื่นๆนี้ มิได้เป็นต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจริงต่อผู้ลงทุนทำการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ หากแต่เป็นค่าเสียโอกาสของสังคมในกรณีที่ไม่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ในทางตรงกันข้ามจึงอาจพิจารณาได้เป็นว่าต้นทุนดังกล่าวเป็นส่วนที่เป็นผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นแก่สังคม (Social benefit) ในกรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ได้ผลจากการศึกษาสรุปได้ดังตารางที่ 6-14 และตารางที่ 6-19

แนวทางที่สอง เป็นการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจากต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม โดยต้นทุนภายนอกคำนวณจากผลรวมของต้นทุนการหลีกเลี่ยง ต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน และต้นทุนการปล่อยก๊าซอื่น ส่วนต้นทุนผลิตรวมคำนวณจากอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ย โดยไม่กำหนดอัตราผลตอบแทนที่ต้องการ (Required Internal Rate of Return – IRR) โดยการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟตามแนวทางที่สองนี้ อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟจะมีค่าเท่ากันทุกกำลังผลิตสำหรับทุกรูปแบบลักษณะโครงการและการเชื่อมต่อระบบ ดังแสดงในตารางที่ 6-20 และตารางที่ 6-21 สำหรับกรณีที่ใช้ราคาคาร์บอนต่อหน่วย 0.6044 บาทต่อkgCO₂ และ 0.8059 บาทต่อkgCO₂ตามลำดับ

ในการศึกษานี้ได้พยายามเปรียบเทียบการส่งเสริมด้วยอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟของพลังน้ำกับพลังงานประเภทอื่น แต่ในปัจจุบันยังไม่มีอัตรา FIT ของพลังงานประเภทอื่นที่ประกาศใช้อย่างเป็นทางการและสามารถนำมาอ้างอิงได้ ประกอบกับการวิเคราะห์ในการศึกษานี้ใช้แนวทางการวิเคราะห์แบบ Marginal Cost ซึ่งต้องใช้ข้อมูลที่ละเอียดในการวิเคราะห์ดังที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทที่ 4 อย่างไรก็ตามเพื่อให้ผลการศึกษาสามารถนำไปประกอบการตัดสินใจเชิงนโยบายได้ จึงได้นำผลการศึกษามาเปรียบเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้ารวมกับส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าของพลังงานลมและแสงอาทิตย์ ตารางที่ 6-22 และ 6-23 แสดงผลการศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณจากแนวทางทั้งสองแนวทางเทียบกับลมและแสงอาทิตย์ซึ่งจะพบว่า อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณได้จากแนวทางแรก จะมีค่าน้อยกว่าอัตราค่าธรรมเนียมรับซื้อไฟฟ้าของลมและแสงอาทิตย์แทบทุกกรณี ยกเว้นกรณีกำลังผลิตน้อยกว่า 400 kW และ IRR มีค่าตั้งแต่ 12.0% ในขณะที่อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณได้จากแนวทางที่สองนั้นจะมีค่าน้อยกว่าอัตราของลมและแสงอาทิตย์ทุกกรณี

นอกจากนี้คณะผู้วิจัยได้ทำการคำนวณอัตราการส่งเสริมเฉพาะสำหรับลักษณะองค์กรที่ร่วมดำเนินการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ โดยอาศัยแนวคิดที่ว่าการทำงานร่วมย่อมมีต้นทุนที่สูงกว่าการทำงานเพียงหน่วยงานเดียว ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำจำเป็นต้องเป็นการดำเนินงานร่วมหลายหน่วยงาน อาทิ ภาคเอกชนร่วมดำเนินงานกับส่วนราชการ และ/หรือกับภาคประชาสังคมในรูปแบบของสหกรณ์ เนื่องจากข้อจำกัดของกฎหมายผลการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 6-24

ในด้านการศึกษาเพื่อวางแนวทางในการลงทุนนั้น คณะผู้วิจัยได้วิเคราะห์ปัญหาอุปสรรคของการลงทุนพัฒนาโครงการการผลิตไฟฟ้าพลังงานน้ำจากการรวบรวมข้อมูลเอกสารและการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการมีประเด็นโดยสรุปดังนี้

- 1) นโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของรัฐปรับเปลี่ยนเร็ว ไม่แน่นอน ไม่ต่อเนื่อง ขณะที่การลงทุนพัฒนาโครงการของเอกชนต้องใช้เวลาดำเนินการอย่างน้อย 1-2 ปี แต่

นโยบายและระเบียบกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องมีการปรับเปลี่ยนเร็วมาก ทำให้เอกชนไม่กล้าตัดสินใจลงทุน

- 2) พระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 ซึ่งใช้อยู่ในปัจจุบันไม่เอื้อต่อเอกชนในการลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าร่วมกับรัฐ
- 3) ข้อจำกัดทางกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับการใช้ประโยชน์ในพื้นที่อ่อนไหว พื้นที่หวงห้าม เช่น พื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และชั้น 2 พื้นที่เขตอุทยานแห่งชาติ พื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่า ฯลฯ เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เนื่องจากการพัฒนาโครงการส่วนใหญ่ต้องดำเนินการในพื้นที่ดังกล่าวแต่กฎหมายคุ้มครองการใช้พื้นที่เข้มงวดมาก เอกชนไม่สามารถขอใช้หรือขอเช่าทำประโยชน์ในพื้นที่ได้
- 4) กฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องมีจำนวนมากและขึ้นอยู่กับอำนาจการพิจารณาของหลายหน่วยงาน ซึ่งเป็นอุปสรรคต่อการตัดสินใจพัฒนาโครงการของภาคเอกชน
- 5) รัฐมีนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่ไม่มีไฟฟ้าใช้โดยเป็นการผลิตไฟฟ้าที่ไม่เชื่อมโยงกับระบบสายส่งไฟฟ้า(off-grid) แต่ยังไม่มีความมาตรการในการสนับสนุนและสร้างแรงจูงใจให้เอกชนในการลงทุนโครงการผลิตโรงไฟฟ้าในพื้นที่ที่ระบบส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึง นอกจากนี้ การลงทุนพัฒนาโครงการในพื้นที่ดังกล่าว เอกชนมีโอกาสในการคืนทุนได้ยาก ทั้งยังมีความเสี่ยงสูงเนื่องจากพื้นที่ดังกล่าวส่วนใหญ่ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับและอาจมีความไม่ปลอดภัย
- 6) ผู้ลงทุนเข้าถึงแหล่งเงินทุนยาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งเอกชนไม่สามารถให้ความมั่นใจในเรื่องความมั่นคงของแหล่งน้ำ ไม่สามารถยืนยันได้ว่า ปริมาณน้ำในแหล่งน้ำจะมีเพียงพอผลิตไฟฟ้าได้ตลอดอายุโครงการหรือไม่ (เช่น ถ้าฝนตกน้อย หรือเกิดภาวะแห้งแล้ง) สถาบันการเงินจึงขาดความเชื่อมั่นในโครงการและไม่ให้การสนับสนุนทางการเงิน
- 7) กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตซับซ้อนและต้องใช้เวลาานาน ทำให้เอกชนไม่สนใจที่จะพัฒนาโครงการโดยเฉพาะอย่างยิ่งโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำซึ่งตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 หน่วยงานราชการที่จะดำเนินการร่วมกับภาคเอกชน เช่น กรมป่าไม้ องค์การปกครองส่วนท้องถิ่นโดยกระทรวงมหาดไทย ฯลฯ จะต้องทำหน้าที่เป็นผู้นำเสนอโครงการต่อหน่วยงานที่ทำหน้าที่พิจารณา (กระทรวงการคลัง หรือ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ แล้วแต่กรณี) ก่อนนำเสนอคณะรัฐมนตรีพิจารณาอนุมัติ แต่พื้นที่ที่มีศักยภาพ

ในการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ป่าไม้หรือพื้นที่ลุ่มน้ำชั้น 1 และชั้น 2 ซึ่งการขออนุมัติใช้ประโยชน์ก็จำเป็นต้องได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเช่นกัน ดังนั้น หากเอกชนที่จะลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ป่าไม้ จึงต้องดำเนินการขออนุญาตเข้าทำประโยชน์ในพื้นที่ป่าไม้จากคณะรัฐมนตรีก่อน เมื่อได้รับอนุมัติแล้วจึงจะเข้าสู่กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตลงทุนตามพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ พ.ศ. 2535 ซึ่งจะเห็นได้ว่า กระบวนการและขั้นตอนการขออนุญาตพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำมีความยุ่งยาก ซับซ้อนและใช้เวลานานมากกว่าโครงการไฟฟ้าพลังงานทดแทนชนิดอื่นๆ

- 8) ความไม่ชัดเจนเกี่ยวกับข้อกำหนดการจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากยังไม่มีข้อกำหนดหลักเกณฑ์ว่า โรงไฟฟ้าขนาดใดบ้างที่ต้องจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม และต้องการจัดทำรายงานการศึกษาด้านใด (EIA / ESA / IEE / EHIA) รวมทั้งหน่วยงานใดเป็นผู้ทำหน้าที่ตรวจสอบรายงานการศึกษา ทำให้เอกชนที่จะลงทุนและหน่วยงานที่จะทำหน้าที่พิจารณาโครงการมีความสับสนในการปฏิบัติ เพราะมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมของรัฐไม่มีความชัดเจนและยังมีความขัดแย้งกันระหว่างมาตรการป้องกันผลกระทบต่อสภาพแวดล้อมและมาตรการส่งเสริมการลงทุน
- 9) ราคาซื้อไฟฟ้ายังไม่จูงใจ โดยเอกชนเห็นว่า เป็นราคาที่ไม่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง
- 10) หน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง สถาบันการเงินรวมถึงภาคประชาชนยังขาดความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำ ซึ่งเป็นปัญหาและอุปสรรคในการสร้างความร่วมมือ การติดต่อประสานงาน การพิจารณาโครงการ การสนับสนุนโครงการฯ
- 11) องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นซึ่งได้รับการถ่ายโอนภารกิจในการดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำธรรมชาติ¹ หรือแหล่งน้ำที่มีศักยภาพในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำอยู่ในพื้นที่รับผิดชอบขาดศักยภาพและความพร้อมทั้งด้านบุคลากร ความรู้ ความเข้าใจ เทคโนโลยีงบประมาณ ฯในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ

สำหรับอุปสรรคในการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษานั้นเมื่อพิจารณาด้านที่ตั้งของแหล่งน้ำต้นทุนรวมทั้งพื้นที่แหล่งน้ำของโครงการส่วนใหญ่ที่มีศักยภาพผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษา พบว่า อยู่ในความรับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการของหน่วยงานราชการทั้งหมด ตลอดจนตั้งอยู่

¹ระเบียบกรมชลประทานว่าด้วยการถ่ายโอนภารกิจให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น พ.ศ. 2553

ในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดด้านกฎหมาย ดังนั้น ความเป็นไปได้ในการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ศึกษาโดยภาคเอกชนจึงยังมีปัญหาและอุปสรรคอยู่มาก

ในกรณีของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่มีข้อจำกัดด้านกฎหมายหน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการพื้นที่ (กรมป่าไม้ กรมอุทยานฯ) อาจลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำได้ตามนโยบายของรัฐหรือตามเหตุผลและความจำเป็นของทางราชการ แต่การลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับหน่วยงานราชการอื่น (เช่น องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น) รวมทั้งภาคเอกชน ยังมีปัญหาและอุปสรรคอยู่มากเนื่องจากยังไม่มีมาตรการทางกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้อง

ในกรณีของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ที่สามารถผ่อนผันมาตรการทางกฎหมายในการใช้ประโยชน์พื้นที่แหล่งน้ำหรือไม่มีข้อจำกัดทางกฎหมายในการพัฒนาโครงการ (เช่น พื้นที่ชลประทาน อ่างเก็บน้ำ ฝาย แหล่งน้ำธรรมชาติ ฯ) หน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำ (เช่น กรมชลประทาน กรมเจ้าท่า กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(พพ.) องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น ฯ) การลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำสามารถดำเนินการได้โดยหน่วยงานที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำหรือการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำร่วมกับหน่วยงานราชการด้วยกันหรือร่วมกับภาคเอกชน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับนโยบายของหน่วยราชการ ศักยภาพและความพร้อมในการลงทุนของผู้ที่จะร่วมลงทุน อย่างไรก็ตาม การร่วมลงทุนพัฒนาโครงการระหว่างหน่วยงานภาครัฐและเอกชนในโครงการที่มีขนาดเล็ก (ต่ำกว่า 1 พันล้านบาท ซึ่งไม่เข้าข่ายพระราชบัญญัติว่าด้วยการให้เอกชนเข้าร่วมงานหรือดำเนินการในกิจการของรัฐ) ยังไม่มีระเบียบ ข้อบังคับหรือแนวทางปฏิบัติรองรับ ทำให้การร่วมลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำระหว่างหน่วยราชการกับภาคเอกชนยังไม่สามารถดำเนินการได้ ขณะที่หน่วยราชการที่รับผิดชอบดูแลและบริหารจัดการแหล่งน้ำ เช่น กรมชลประทาน กรมเจ้าท่า องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น ฯ พบว่า ไม่มีหน่วยงานใดที่มีนโยบายเกี่ยวกับการลงทุนพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ ทั้งโดยหน่วยงานเอง หรือโดยการร่วมลงทุนระหว่างหน่วยงานหรือภาคเอกชน

ดังนั้นรัฐจึงควรได้รับทราบถึงปัญหาอุปสรรคดังกล่าว ตลอดจนวางแนวทางส่งเสริมการลงทุนหรือการสร้างแรงจูงใจเพื่อให้เอกชนหรือผู้ประกอบการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำดังนี้

- 1) กำหนดนโยบายและเป้าหมายที่ชัดเจน
- 2) กำหนดมาตรการสนับสนุนทางภาษีและการเงิน เช่น การยกเว้นภาษี การให้เงินสนับสนุน การลงทุนแบบให้เปล่า การให้เงินกู้ยืม/เงินลงทุน (Soft Loan, VC) ฯ

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

4) แก้ไขกฎหมายและระเบียบข้อบังคับที่เกี่ยวข้องเพื่อเอื้อให้เกิดการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

8.2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ

แนวทางเชิงนโยบายที่เหมาะสมสำหรับส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถดำเนินการในแนวทางต่อไปนี้

1. นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำควรใช้อัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่มาจาก **การคำนวณโดยต้นทุนส่วนเพิ่ม (MC_T)** มากกว่า เนื่องจากมีลักษณะแปรผันตามปริมาณผลิตไฟฟ้าตามขนาดกำลังการผลิต และข้อมูลการคำนวณเป็นตัวเลขที่เกิดขึ้นจริงมากกว่า นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับอัตราต่อหน่วยของอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณจากแนวคิดต้นทุนภายนอกและต้นทุนผลิตรวม(FIT_{EX}) พบว่า อัตราของ FIT_{EX} มีค่าสูงกว่าอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟที่คำนวณมาจาก MC_T ในกลุ่มขนาดกำลังการผลิตสูง (มากกว่า 2,000 แต่ไม่เกิน 8,000 kW ทุกประเภท และมากกว่า 400 แต่ไม่เกิน 2,000 kW ในแบบ Storage) การใช้ค่าธรรมเนียมในอัตรา FIT_{EX} จะทำให้รายได้สูงเกินระดับที่เหมาะสม อันเป็นภาระของผู้ใช้ไฟส่วนใหญ่
2. **เงื่อนไขการคำนวณที่ผลตอบแทนการลงทุน 12% และคิดค่าธรรมเนียมการใช้น้ำ** เป็นแนวทางที่เหมาะสมในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ เนื่องจากให้ระยะเวลาคืนทุนไม่เกิน 8 ปี (ขณะที่เป็นประเภท Storage ระยะเวลาคืนทุนจะสั้นกว่านี้) และมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิในระดับที่เหมาะสม และเป็นอัตราที่ต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับอัตราส่วนเพิ่มค่าไฟ (รวมกับค่าไฟฐานที่ 3.9341 บาทต่อหน่วย) จากพลังงานแสงอาทิตย์ (ตารางที่ 6-22 และ 6-23) ขณะที่ค่าธรรมเนียมการใช้น้ำจะเป็นส่วนที่ส่งเสริมการใช้ทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ และการดูแลรักษาต้นน้ำ
3. **การผลิตไฟฟ้าจากท้ายเขื่อนหรืออ่างเก็บน้ำ** เป็นนโยบายที่สามารถดำเนินการได้ทันที เนื่องจากส่วนใหญ่อยู่ในความรับผิดชอบของหน่วยราชการ อีกทั้งอัตราค่าธรรมเนียมป้อนไฟมีค่าไม่สูงมากนัก และไม่สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากพลังลม ที่ระดับการให้ผลตอบแทนการลงทุนที่มีค่าสูงถึง 12%

4. นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำ ควรเริ่มต้นส่งเสริมเฉพาะการผลิตไฟฟ้าที่ต่อเข้ากับโครงข่าย (on-grid) เป็นลำดับแรก เนื่องจากสามารถดำเนินการได้ในทางปฏิบัติขณะที่การผลิตไฟฟ้าโดยไม่ต่อเข้ากับโครงข่าย (off-grid) นั้นยังมีอุปสรรคในทางปฏิบัติ โดยเฉพาะการวัดและทวนสอบปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้อย่างถูกต้องแม่นยำ อีกทั้งการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยไม่ต่อเข้าโครงข่ายแบบทั่วไป อาจจะสร้างแรงจูงใจที่ส่งผลกระทบต่อสังคม เช่น เกิดการบุกรุกเข้าอยู่อาศัยในพื้นที่ป่าต้นน้ำมากยิ่งขึ้น เป็นต้น จึงควรพิจารณาร่วมกับมิติของสังคมทางด้านอื่นๆ ร่วมด้วย
5. นโยบายรัฐควมส่งเสริมการมีส่วนร่วมของชุมชนในรูปแบบสหกรณ์ 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) ภาครัฐอาจมีการกำหนดนโยบายจัดสรรผลประโยชน์นี้คืนสู่ประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า ในสัดส่วนที่เหมาะสม (เช่นร้อยละ 50 ของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้น หรือเป็นเงิน 0.7687 บาทต่อหน่วยหรือ 0.8694 บาทต่อหน่วยขึ้นกับต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอน) ดังนี้

$$\text{อัตราคืนประโยชน์ (บาทต่อหน่วย)} = \text{สัดส่วนการคืนประโยชน์} \times 1.5373 \times \text{จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังน้ำต่อปี / จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่บริโภคต่อปี} \quad (8.1)$$

หรือ

อัตราคืนประโยชน์(บาทต่อหน่วย)=สัดส่วนการคืนประโยชน์ $\times 1.7388 \times$ จำนวน
หน่วยไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังน้ำต่อปี/จำนวนหน่วยไฟฟ้าที่บริโภคต่อปี (8.2)

ซึ่งอัตราการคืนประโยชน์ต่อหน่วย จะถูกจัดสรรคืนในรูปแบบของการลดอัตราค่าไฟฟ้า
ขายปลีกของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายในปีถัดไป แนวทางเช่นนี้จะให้เกิดการสนับสนุนการ
ผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำมากขึ้น อันส่งผลกระทบเชิงบวกต่อเนื่องต่อถึงกลไกการรักษา
ทรัพยากรน้ำและสิ่งแวดล้อม