รายงานฉบับสมบูรณ์

การวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2



โดย

เสนอ

มิถุนายน 2552

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการ

การวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

โดย

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

มิถุนายน 2552

คณะทำงานบริหารโครงการ

ที่ปรึกษา	
ศาสตราจารย์ ดร.นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)
หัวหน้าโครงการ	
รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต ฟุ้งธรรมสาร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยหัวหน้าโครงการ	
รองศาสตราจารย์ ดร.สุวิทย์ เตีย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จำนง สรพิพัฒน์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รองศาสตราจารย์ ดร.สิรินทรเทพ เต้าประยูร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร.อธิคม บางวิวิฒน์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผู้จัดการโครงการ	
นายณัฐพงษ์ ชยวัฑโฒ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผู้ช่วยผู้จัดการโครงการ	
นางสาวมัทนพรรณ จิ๋วเจียม	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
เจ้าหน้าที่การเงินและธุรการ	
นางสาวกัญญารัตน์ นิเทศนวิทยานุกูล	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นางสาวอนันทพร โชตินัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

คณะกรรมการกำกับทิศทาง

ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์	ประธานกรรมการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
ศ. ดร. ปิยะวัติ บุญ-หลง	กรรมการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
นาย อำนวย ทองสถิตย์	กรรมการ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
รศ. ดร. ศักรินทร์ ภูมิรัตน	กรรมการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ศ. ดร. มรกต ตันติเจริญ	กรรมการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
นาย ชวลิต พิชาลัย	กรรมการ	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
นางสาว ชนานัญ บัวเขียว	กรรมการ	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
นาย มิ่งพันธ์ ฉายาวิจิตรศิลป์	กรรมการ	สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย
นาย จิรศักดิ์ บุญรอด	กรรมการ	ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย
นาย เจน นำชัยศิริ	กรรมการ	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
ศ. ดร. ปกรณ์ อดุลพันธุ์	กรรมการ	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
รศ. ดร. พรายพล คุ้มทรัพย์	กรรมการ	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ศ. ดร. สมชาติ โสภณรณฤทธิ์	กรรมการ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
นาย สุรเธียร จักรธรานนท์	กรรมการ	บริษัท กระดาษศรีสยาม จำกัด (มหาชน)
ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	กรรมการและเลขานุการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
รศ. ดร. บัณฑิต ฟุ้งธรรมสาร	ผู้ช่วยเลขานุการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

คณะกรรมการที่ปรึกษา

1. ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย (ประธาน)	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
2. นาย ประโมทย์ ฉมามหัทธนา	ฝ่ายก่อสร้างพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. นาย ธรรมยศ ศรีช่วย	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
4. รศ. ดร. พงศ์เทพ อัครธนกุล	ศูนย์เทคโนโลยีชีวภาพทางการเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
5. ศ. ดร. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
6. รศ. ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์วัฒนา	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
7. นาย พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
8. รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
9. ดร. บุญรอด สัจจกุลนุกิจ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
10. นาย เอกประพันธ์ อักษรพันธุ์	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
11. รศ. ดร. สุธีระ ประเสริฐสรรพ์	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

คณะนักวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ : การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

ศ. ดร.มรกต ตันติเจริญ	หัวหน้าโครงการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
นางอุทัยวรรณ กรุดลอยมา	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส.วัชริน มีรอด	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส.กุลวรางค์ สุวรรณศรี	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
นายกฤษดา บำรุงวงศ์	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส. ดวงกมล ประสิทธิ์นราพันธุ์	ผู้ประสานงาน	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ. ดร. อภิสิทธิ์ เอี่ยมหน่อ	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
นายอภิชาต สีทาแก	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
ดร. สมวงษ์ ตระกูลรุ่ง	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ.ดร. กล้าณรงค์ ศรีรอต	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
ดร.เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ. ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์	นักวิจัย	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผศ.พูนพิภพ เกษมทรัพย์	นักวิจัย	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
นายสมบัติ เหสกุล	นักวิจัย	นักวิชาการอิสระ
ดร.นเรศ ดำรงชัย	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ดร.พลพิบูล สตางค์พุฒิ	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ดร.สุชัย สถิตคุณารัตน์	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ

การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงาน สำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

ดร.อรรณพ นพรัตน์	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.วรินธร สงคศิริ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวนันทิยา เปปะตัง	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวมาลินี ลีโทชวลิต	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายประทิน กุลละวณิชย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน และ Run-of-river

รศ.ดร.ชัยยุทธ ชินณะราศรี	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายสุรไกร บานชื่น	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายอรรถพล วงศ์ตระกูล	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายเกรียงไกร ตรีฤทธิวิทยา	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การศึกษาผลกระทบนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	ที่ปรึกษา	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
รศ.ดร.สุวิทย์ เตีย	ที่ปรึกษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	ที่ปรึกษา	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.ยศพงษ์ ลออนวล	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
ดร.ณทพร จินดาประเสริฐ	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นางสาวปิยธิดา ไตรนุรักษ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ

รศ.ดร. ชยันต์ ตันติวัสดาการ	หัวหน้าโครงการ	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
รศ.ดร. นิรมล สุธรรมกิจ	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ดร. ชโลทร แก่นสันติสุขมงคล	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร. จีรสรณ์ สันติสิริสมบูรณ์	นักวิจัย	ม. รามคำแหง
นายยอด สุขะมงคล	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม. รามคำแหง
นายประจวบ พีระพงศ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นางสาวอรอุมา สิริวัฒนชัย	ผู้ช่วยนักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย

นายวินัย ประภากรเกียรติ	หัวหน้าโครงการ	นักวิจัยอิสระ
นางสาวธิติมา ประภากรเกียรติ	นักวิจัย	มหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิต

การศึกษาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ

ดร.อธิคม บางวิวัฒน์	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร. ชโลทร แก่นสันติสุขมงคล	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มธ.
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
Prof. Dr.-Ing. Christoph Menk	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.อรรณพ นพรัตน์	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การศึกษาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ (ต่อ)

Mr. Nicholas Knight	นักวิจัย	นักวิจัยอิสระ
Mr. Las Moller	นักวิจัย	นักวิจัยอิสระ
รศ.ดร.สิรินทรเทพ เต้าประยูร	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
Dipl.-Ing. Werner Siemers	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การใช้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.อธิคม บางวิวัฒน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.ปูมยศ วัลลิกุล	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจพ.

การประเมิน cost-effectiveness ของการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานในภาพรวมของประเทศ

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
รศ.ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์พัฒนะ	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ผศ.ดร. ธวัชชัย อ่อนจันทร์	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ผศ. ดร. ปกรณ์ โอภาประกาสิต	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายยอด สุขะมงคล	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม.รามคำแหง
นายเผชิญ จันทร์สา	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม.ศรีปทุม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจิระพันธุ์ เนื่องจากนิล	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
นายอนุสรณ์ ธนรัตนโอภาส	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
นายณัฐพงษ์ ชยวัฑโฒ	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for energy

Dipl.-Ing. Werner Siemers	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
Dr. Sebastien Bonnet	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สาวิตรี การีเวทย์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจพ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	ที่ปรึกษา	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
รศ.ดร.สุวิทย์ เตีย	ที่ปรึกษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	ที่ปรึกษา	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.ยศพงษ์ ลออนวล	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
ดร.ณทพร จินดาประเสริฐ	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

กิตติกรรมประกาศ

คณะนักวิจัยขอขอบคุณสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ที่ให้การสนับสนุนการดำเนินโครงการมาโดยตลอดตั้งแต่ระยะที่ 1 และใคร่ขอขอบคุณคณะกรรมการกำกับทิศทางและคณะกรรมการที่ปรึกษาที่ให้การสนับสนุนด้านวิชาการ และคำแนะนำต่างๆ ที่มีคุณค่ายิ่งต่อการดำเนินการวิจัย นอกจากนี้ ยังมีหน่วยงานต่างๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ที่ได้ให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างมาก ตลอดจนบุคคลจำนวนมากที่ได้ให้ข้อมูลและข้อคิดเห็นผ่านการสัมภาษณ์ และการเข้าร่วมประชุมสัมมนาที่คณะนักวิจัยจัดขึ้น ซึ่งคณะนักวิจัยใคร่ขอขอบคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

คำนำ

รายงานฉบับนี้ เป็นการรวบรวมสาระสำคัญ (Consolidated report) ของรายงานการวิจัยฉบับสมบูรณ์ของโครงการย่อย จำนวน 12 กลุ่ม ที่ได้รับการสนับสนุนให้ดำเนินการภายใต้โครงการเพื่อส่งเสริมการวิจัยเชิงนโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้พลังงานที่ สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) รับการสนับสนุนจาก สำนักนโยบายและแผนพลังงาน โดยใช้กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน และ สกว. ได้มอบหมายให้บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งการกำหนดหัวข้อ เงื่อนไข (TOR) และการสรรหานักวิจัย รวมทั้งการบริหารจัดการ โดยมี รศ. ดร. บัณฑิต ฟุ้มธรรมสาร เป็นหัวหน้าโครงการ ภายใต้การกำกับดูแลของคณะกรรมการกำกับทิศทาง และการแนะนำของคณะที่ปรึกษา บนพื้นฐานสาระสำคัญในรายงานฉบับนี้ คณะผู้บริหารโครงการ ได้บูรณาการเป็นบทสรุปผู้บริหาร ที่แยกเป็นเล่มต่างหาก ซึ่งรวมการสังเคราะห์ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายไว้ด้วย ส่วนรายละเอียดของโครงการวิจัยแต่ละกลุ่ม ปรากฏในรายงานฉบับสมบูรณ์ของกลุ่มวิจัยย่อยซึ่งมีจำนวน 12 เล่ม

สารบัญ

คณะทำงานบริหารโครงการ..... i

คณะกรรมการกำกับทิศทาง..... ii

คณะกรรมการที่ปรึกษา..... iii

คณะนักวิจัย..... iv

กิตติกรรมประกาศ..... viii

คำนำ..... ix

บทที่ 1 บทนำ..... 1-1

1.1 หลักการและเหตุผล 1-1

1.2 วัตถุประสงค์ 1-2

1.3 การดำเนินการวิจัย 1-3

บทที่ 2 การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม..... 2-1

2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก..... 2-1

2.1.1 ความเป็นมา / ความสำคัญ 2-1

2.1.2 วัตถุประสงค์โครงการและขอบเขตการวิจัย 2-3

2.1.3 วิธีดำเนินการวิจัย 2-3

2.1.4 บทวิเคราะห์ความต้องการพืชพลังงานเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ 2-4

2.1.5 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่โดยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพและการจัดการ 2-14

2.1.6 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มพื้นที่ปลูก 2-18

2.1.7 สรุป 2-23

2.1.8 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 2-26

2.2 การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงานสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย..... 2-28

2.2.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ 2-28

2.2.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย 2-29

2.2.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ 2-30

2.2.4 เทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว 2-31
2.2.5 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพของเศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็วของไทย 2-37
2.2.6 ต้นทุนการผลิต 2-40
2.2.7 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายที่สำคัญ 2-43
2.3 การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อนและแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)..... 2-63
2.3.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ 2-63
2.3.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย 2-63
2.3.3 วิธีการดำเนินการศึกษา 2-64
2.3.4 ผลการประเมินศักยภาพในภาพรวม 2-67
2.3.5 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านท้ายเขื่อน 2-67
2.3.6 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river) 2-69
2.3.7 อุปสรรคเชิงเทคนิค และแนวทางแก้ไข 2-70
2.3.8 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายที่สำคัญ 2-71
เอกสารอ้างอิง..... 2-73
บทที่ 3 เครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 3-1
3.1 การศึกษาผลกระทบของนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง..... 3-1
3.1.1 ความเป็นมา / ความสำคัญ 3-1
3.1.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย 3-2
3.1.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ 3-5
3.1.4 เชื้อเพลิงเอธานอลและรถยนต์ FFV 3-5
3.1.5 ประสบการณ์การส่งเสริมการใช้เอธานอลในต่างประเทศ 3-8
3.1.6 ประสบการณ์การใช้เอทานอลของประเทศไทย 3-10
3.1.7 ศักยภาพของวัตถุดิบและสถานการณ์การผลิตเอธานอลในประเทศ 3-14
3.1.8 การวิเคราะห์อุปสงค์-อุปทานเอธานอลและผลกระทบจากสถานการณ์ต่าง ๆ 3-16
3.1.9 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 3-23
3.1.10 สรุป 3-27

3.2 การศึกษาการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ..... 3-29

3.2.1 หลักการและเหตุผล 3-29

3.2.2 วัตถุประสงค์ 3-29

3.2.3 ขอบเขต 3-29

3.2.4 หลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน 3-30

3.2.5 การประมาณการผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่ออุปสงค์การใช้เชื้อเพลิง 3-34

3.2.6 การจัดการกับรายได้ที่เกิดขึ้นจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน เพื่อส่งเสริมการประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานทางเลือก และลดมลพิษทางอากาศที่ทำให้โลกร้อน 3-38

3.2.7 สรุปและข้อเสนอแนะ 3-45

3.3 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอน : กรณีการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 3-46

3.3.1 หลักการและเหตุผล 3-46

3.3.2 วัตถุประสงค 3-47

3.3.3 ขอบเขตการศึกษาวิจัย 3-47

3.3.4 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย 3-47

3.3.5 ประสบการณ์การนำภาษีคาร์บอนมาใช้ในต่างประเทศ 3-48

3.3.6 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย 3-49

3.3.7 สรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 3-57

3.4 การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย..... 3-59

3.4.1 ความเป็นมา 3-59

3.4.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย 3-59

3.4.3 แนวโน้มการผลิตชีวมวลและก๊าซชีวภาพ 3-61

3.4.4 การประมาณต้นทุนและความคุ้มทุน 3-62

3.4.5 การประเมินศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าในอนาคต 3-66

3.4.6 ศักยภาพเชิงสิ่งแวดล้อม 3-71

3.4.7 ข้อเสนอแนะ 3-73

3.5 การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดก๊าซเรือนกระจก..... 3-76

3.5.1 หลักการและเหตุผล 3-76

3.5.2 วัตถุประสงค์ 3-77

3.5.3 วิธีการดำเนินวิจัย 3-78

3.5.4 แนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO_2 และการกำหนดเป้าหมายการลดปริมาณ CO_2 3-78

3.5.5 การประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost) 3-80

3.5.6 การประเมินต้นทุนการผลิต (production cost) ของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน 3-83

3.5.7 การประเมินต้นทุนกรณีที่ต้องเพิ่มอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) 3-87

3.5.8 สรุปและข้อเสนอแนะ 3-93

3.6 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)..... 3-95

3.6.1 ความเป็นมาและความเป็นมา 3-95

3.6.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา 3-96

3.6.3 ขอบเขตของการศึกษา 3-97

3.6.4 วิธีการดำเนินการศึกษา 3-97

3.6.5 การวิเคราะห์การประหยัดพลังงานขั้นต้นของโรงไฟฟ้าในโครงการ SPP ในปัจจุบัน 3-99

3.6.6 ปัญหาและข้อเสนอแนะจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง 3-99

3.6.7 ข้อเสนอแนะสำหรับประเทศไทย 3-101

3.6.8 สรุปและข้อเสนอแนะ 3-102

3.7 การประเมิน Cost-effectiveness ของการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ..... 3-103

3.7.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ 3-103

3.7.2 วัตถุประสงค์และขอบเขต 3-103

3.7.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ 3-104

3.7.4 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม 3-105

3.7.5 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง 3-111

3.7.6 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์ 3-116

3.7.7 เทคโนโลยีและศักยภาพประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือน 3-120
3.7.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ 3-125
3.7.9 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มทุน (Cost Effectiveness) 3-127
3.7.10 การลดปริมาณปล่อย CO_2 จากมาตรการประหยัดพลังงาน 3-134
3.7.11 ต้นทุนการลด CO_2 กรณีใช้พลังงานหมุนเวียน 3-136
3.7.11 สรุปและข้อเสนอแนะ 3-136
เอกสารอ้างอิง..... 3-139
บทที่ 4 พัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกยุทธศาสตร์ในการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 4-1
4.1 Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for energy..... 4-1
4.1.1 Rationale and problem statement 4-1
4.1.2 Objective and scope of study 4-2
4.1.3 Methodology 4-4
4.1.4 Results and discussion 4-6
4.1.5 Summary 4-21
4.1.6 Policy Recommendation 4-23
4.2 การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง..... 4-27
4.2.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ 4-27
4.2.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย 4-28
4.2.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ 4-28
4.2.4 ผลการศึกษา 4-29
4.2.5 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายของการพัฒนากรอบและแนวทางการทำฐานข้อมูลพลังงานในภาคขนส่ง 4-56
4.2.6 สรุปและข้อเสนอแนะ 4-76
เอกสารอ้างอิง..... 4-77
บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ 5-1
5.1 มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ..... 5-1
5.2 มาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 5-9
5.3 มาตรการส่งเสริมการผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 5-12

5.4 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพและมาตรการเชิงนโยบายในการส่งเสริม..... 5-15

5.5 ข้อเสนอแนะอื่นๆ..... 5-18

สารบัญรูป

2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก..... 2-1

รูปที่ 2.1-1 ต้นทุนการผลิตเอทานอล (เหรียญสหรัฐ/ลิตร) 2-2

รูปที่ 2.1-2 ระเบียบวิธีวิจัยของโครงการ 2-4

รูปที่ 2.1-3 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากราคาวัตถุดิบในปี พ.ศ. 2545-2548 2-10

รูปที่ 2.1-4 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากราคาวัตถุดิบในปี พ.ศ. 2550 2-11

รูปที่ 2.1-5 ต้นทุนการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมัน ปี พ.ศ. 2550-2551 2-12

รูปที่ 2.1-6 ศักยภาพทางพันธุกรรมของพืชพลังงาน 2-18

รูปที่ 2.1-7 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการใช้ดินสำหรับปลูกอ้อยในปัจจุบัน (ไร่) 2-19

รูปที่ 2.1-8 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการใช้ดินสำหรับปลูกมันสำปะหลังในปัจจุบัน(ไร่) 2-20

รูปที่ 2.1-9 ความเหมาะสมของการใช้ที่ดินในการปลูกปาล์มน้ำมัน(ไร่) 2-20

รูปที่ 2.1-10 พื้นที่ศักยภาพสำหรับการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน 2-26

2.2 การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงานสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย..... 2-28

รูปที่ 2.2-1 การจำแนกรูปแบบเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ 2-31

รูปที่ 2.2-2 รูปแบบของถังปฏิกรณ์สำหรับสารอินทรีย์ที่อยู่ในรูปของแข็ง 2-32

2.3 การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อนและแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)..... 2-63

รูปที่ 1.3-1 ขั้นตอนการศึกษาโครงการ 2-66

3.1 การศึกษาผลกระทบของนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง..... 3-1

รูปที่ 3.1-1 แผนภาพแสดงวิธีการดำเนินการวิจัย 3-6

รูปที่ 3.1-2 เหตุจูงใจของนโยบายส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในประเทศต่าง ๆ 3-8

รูปที่ 3.1-3 ประมาณการปริมาณเอธานอลจากอ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลังที่จะเกิดขึ้นในปีพ.ศ. 2551- 2561 เปรียบเทียบระหว่าง สอน. สศก. และกล้าณรงค์ 3-15

3.2 การศึกษาการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ..... 3-30

รูปที่ 3.2-1 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในปี 2539-25501/ และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆที่พยากรณ์ได้ในปี 2551-25702 3-36
รูปที่ 3.2-2 ปริมาณการปลดปล่อย CO_2 จากเชื้อเพลิงปิโตรเลียมในช่วงปี 2551 - 2570 3-36
3.3 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอน : กรณีการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 3-46
รูปที่ 3.3-1 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าของไทยในปี 1994 3-48
รูปที่ 3.3-2 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณี BAU 3-50
รูปที่ 3.3-3 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณีจัดเก็บภาษี $25/ตันคาร์บอน 3-51
รูปที่ 3.3-4 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณีจัดเก็บภาษี $200/ตันคาร์บอน 3-51
รูปที่ 3.3-5 ต้นทุนผลิตไฟฟ้าในทุกกรณีศึกษา (อัตราแลกเปลี่ยน 35 Baht/US$) 3-52
รูปที่ 3.3-6 Increase in electricity generation cost compared to the BAU case 3-53
รูปที่ 3.3-7 Total CO_2 emission from power generation (million tons CO_2) 3-54
รูปที่ 3.3-8 CO_2 emission (kg CO_2 per kWh) 3-55
รูปที่ 3.3-9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในกรณี BAU และเมื่อเก็บภาษีคาร์บอนเทียบกับค่า Adders 3-58
3.4 การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย..... 3-59
รูปที่ 3.4-1 ศักยภาพคงเหลือชีวมวลและก๊าซชีวภาพ 3-62
รูปที่ 3.4-2 การเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงชีวมวล ถ่านหิน และน้ำมันเตา 3-63
รูปที่ 3.4-3 การเปรียบเทียบผลตอบแทนต่อเงินลงทุน 4 กรณีศึกษา 3-64
รูปที่ 3.4.-4 การเปรียบเทียบผลตอบแทนต่อเงินลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวล 3-65
รูปที่ 3.4-5 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตความร้อนจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพภายใต้ Scenario ต่างๆ 3-70
รูปที่ 3.4-6 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพภายใต้ Scenario ต่างๆ 3-70
รูปที่ 3.4-7 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้ากรณีมีส่วนเพิ่มจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพ 3-71
รูปที่ 3.4-8 การเปรียบเทียบศักยภาพของ CERs 3-72
3.5 การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดก๊าซเรือนกระจก..... 3-76
รูปที่ 3.5-1 การคาดการณ์ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้า 3-80

ตามแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (BAU) กับกรณีมีการใช้พลังงาน หมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (15 yr MOEN)
รูปที่ 3.5-2 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 10 ปี ของเทคโนโลยีแต่ละประเภทเทียบกับราคาขายไฟเฉลี่ย 3-85
รูปที่ 3.5-3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 5 ปี ในเทคโนโลยีแต่ละประเภท 3-86
รูปที่ 3.5-4 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราผลตอบแทน (%IRR) และการลงทุนในตลาด (% Utilization of total potential) ใน 20 ปี 3-87
รูปที่ 3.5-5 พลังงานไฟฟ้าผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณต่างๆ เทียบกับแผนพลังงานทดแทน 15 ปี 3-88
รูปที่ 3.5-6 ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ 3-91
รูปที่ 3.5-7 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในกรณี BAU กรณีใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผน 15 ปี และกรณีกำหนดเป้าหมาย 80% ของศักยภาพ 3-93

3.7 การประเมิน Cost-effectiveness ของการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ..... 3-103

รูปที่ 3.7-1 การคาดการณ์การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยตั้งแต่ปี 2530 - 2573 3-105
รูปที่ 3.7-2 เส้นแนวโน้มการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Penetration rate) .ในอุตสาหกรรม 3-109
รูปที่ 3.7-3 อัตราการทดแทนรถยนต์ไฮบริดต่อรถยนต์โดยสารส่วนบุคคลในเขตพื้นที่กทม.และปริมณฑล 3-112
รูปที่ 3.7-4 เป้าหมายการจำหน่ายรถยนต์อีโคคาร์ 3-114
รูปที่ 3.7-5 ปริมาณรถยนต์อีโคคาร์สะสมจากนโยบายส่งเสริมการใช้รถยนต์อีโคคาร์ 3-115
รูปที่ 3.7-6 การเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ในภาคเศรษฐกิจหลัก 3-130
รูปที่ 3.7-7 การเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ของอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้าในภาคเศรษฐกิจหลัก 3-131
รูปที่ 3.7-8 ผลการเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ของอุปกรณ์ที่ใช้ความร้อนในภาคเศรษฐกิจหลัก 3-132
รูปที่ 3.7-9 การเปรียบเทียบต้นทุนสุทธิกับมูลค่าพลังงานที่ประหยัดได้ของเทคโนโลยี/อุปกรณ์ประหยัดพลังงานแต่ละประเภท 3-133
รูปที่ 3.7-10 ต้นทุนสุทธิและปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ของเทคโนโลยีต่างๆ 3-138

4.1 Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for energy..... 4-1

รูปที่ 4.1-1 Learning curve for export electricity from bagasse 4-8

รูปที่ 4.1-2 GHG net reduction in power production of sugar and rice sector 4-22

รูปที่ 4.1-3 GHG net reduction in biofuel production from sugar, cassava and palm oil 4-23

4.2 การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง..... 4-27

รูปที่ 4.2-1 แผนภาพแสดงวิธีการดำเนินการวิจัย 4-29

รูปที่ 4.2-2 การเชื่อมโยงของข้อมูล (Data flow) ของกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม 4-40

รูปที่ 4.2-3 แผนภาพแสดงความเชื่อมโยงข้อมูลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในภาคการขนส่งทางถนน 4-42

รูปที่ 4.2-4 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนน 4-46

รูปที่ 4.2-5 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก 4-57

รูปที่ 4.2-6 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก(2) 4-59

รูปที่ 4.2-7 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.) 4-62

รูปที่ 4.2-8 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก (3) 4-64

รูปที่ 4.2-9 แนวทางในการจัดทำข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม 4-67

รูปที่ 4.2-10 แนวทางในการจัดทำข้อมูลอัตราการบรรทุกผู้โดยสารและสินค้า 4-72

รูปที่ 4.2-11 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน 4-73

5.1 มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ..... 5-1

รูปที่ 5.1-1 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 กรณี BAU ของประเทศไทยและเป้าหมายการลด CO_2 ในปี 2020 5-3

รูปที่ 5.1-2 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อหัวประชากรของโลกและของประเทศไทย 5-4

รูปที่ 5.1-3 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อ GDP-ppp ของโลกและของประเทศไทย 5-5

รูปที่ 5.1-4 เป้าหมายลด CO_2 ภายใต้สถานการณ์ต่างๆ และศักยภาพการลด CO_2 ด้วยมาตรการต่างๆ 5-8

5.2 มาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... 5-9
รูปที่ 5.2-1 ต้นทุนสุทธิและปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ของเทคโนโลยีต่างๆ 5-11
5.3 มาตรการส่งเสริมการผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 5-12
รูปที่ 5.3-1 ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ 5-16

สารบัญตาราง

2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก..... 2-1

ตารางที่ 2.1-1 กำลังการผลิตของโรงงานปัจจุบัน อยู่ระหว่างการสร้าง และได้รับอนุมัติทั้งสิ้น จำแนกตามประเภทวัตถุดิบ 2-5

ตารางที่ 2.1-2 เป้าหมายการผลิตอ้อยตามระเบียบวาระอ้อยแห่งชาติ ระยะ 3 ปี ของประเทศไทย 2-7

ตารางที่ 2.1-3 ปริมาณผลผลิตมันสำปะหลังสำหรับผลิตเอทานอล 2-8

ตารางที่ 2.1-4 ความต้องการใช้ปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซลตามเป้าหมายกระทรวงพลังงาน 2-11

ตารางที่ 2.1-5 อุปสงค์ อุปทาน ปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซล 2-13

ตารางที่ 2.1-6 พื้นที่เหมาะสมต่อการปลูกปาล์มน้ำมันจำแนกรายภาค 2-21

ตารางที่ 2.1-7 พื้นที่ศักยภาพสำหรับการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน เมื่อพิจารณาจากปัจจัยเพิ่มเติม 2-22

ตารางที่ 2.1-8 ปริมาณเอทานอลที่คาดว่าจะผลิตได้ ในกรณีผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น และปริมาณการใช้วัตถุดิบเพื่อการผลิตอื่นอยู่ในระดับเดียวกับปี 2551 2-23

ตารางที่ 2.1-9 ปริมาณเอทานอลที่คาดว่าจะผลิตได้ ในกรณีผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น ลดการส่งออกน้ำตาลตามแผนของ สอน. โดยการใช้และการส่งออกมันสำปะหลังเป็นไปตามแผน สศก. 2-24

ตารางที่ 2.1-10 ปริมาณไบโอดีเซลที่คาดว่าจะผลิตได้ เมื่อเพิ่มผลผลิตปาล์มน้ำมัน 2-25

2.2 การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงานสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย..... 2-28

ตารางที่ 2.2-1 ผลของ pre-treatment วิธีต่างๆ สำหรับพืชจำพวกหญ้า 2-31

ตารางที่ 2.2-2 สรุปสมรรถนะของระบบผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศออสเตรีย 2-36

ตารางที่ 2.2-3 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มเศษวัสดุทางการเกษตร (เกิดขึ้นในพื้นที่เก็บเกี่ยว) 2-37

ตารางที่ 2.2-4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพและมีเธน 2-38

ตารางที่ 2.2-5 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มของเสียอุตสาหกรรมเกษตร ปี 2550 2-39

ตารางที่ 2.2-6 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ 2-40

การปลูกหญ้าและวัชพืช ในพื้นที่ 1 ไร่ รอบการปลูก 1 ปี
ตารางที่ 2.2-7 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร พืชไร่โตเร็ว และวัชพืช 2-41
ตารางที่ 2.2-8 การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม 2-44
ตารางที่ 2.2-9 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี) 2-50
ตารางที่ 2.2-10 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (ระยะเวลา 15 ปี) 2-55
ตารางที่ 2.2-11 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัชพืช (ระยะเวลา 15 ปี) 2-59
2.3 การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อนและแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)..... 2-63
ตารางที่ 2.3-1 โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำระบายท้ายเขื่อนที่มีศักยภาพเชิงเทคนิค จำนวน 9 โครงการ 2-67
ตารางที่ 2.3-2 ผลการศึกษาโครงการศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำแบบรายกลุ่ม 2-69
ตารางที่ 2.3-3 ผลการศึกษาโครงการศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำแบบรายลุ่มน้ำ 2-69
3.1 การศึกษาผลกระทบของนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง..... 3-1
ตารางที่ 3.1-1 ชิ้นส่วนของเครื่องยนต์ที่ได้รับผลกระทบ เมื่อใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่มีส่วนผสมเอธานอลใน สัดส่วนที่แตกต่างกัน 3-7
ตารางที่ 3.1-2 ประมาณการเอธานอลที่ผลิตได้ เมื่อพิจารณาควบคู่ระหว่างวัตถุดิบและกำลังผลิตของโรงงาน 3-15
ตารางที่ 3.1-3 ต้นทุนนโยบายสะสมภายใต้สถานการณ์ส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 3-23
ตารางที่ 3.1-4 สรุปการประเมินอุปสงค์ของเอธานอลจากสถานการณ์ต่าง ๆ 3-24
3.3 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอน : กรณีการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... 3-46
ตารางที่ 3.3-1 Cumulative CO_2 reduction from power generation 3-53
ตารางที่ 3.3-2 Avoided cost of power generation in all cases 3-56
3.4 การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย..... 3-59

ตารางที่ 3.4-1 การคาดการณ์ผลผลิตทางการเกษตรและปศุสัตว์ในอนาคต 3-61
ตารางที่ 3.4-2 โอกาสและอุปสรรคชีวมวลแต่ละชนิด 3-65
ตารางที่ 3.4-3 ผลของการใช้ CDM ต่อศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพในอนาคต 3-68
ตารางที่ 3.4-4 การสนับสนุนโรงไฟฟ้าชีวมวลตามต้นทุนจริง 3-73
ตารางที่ 3.4-5 สัดส่วนของ CERs ตามการสนับสนุนจากภาครัฐ 3-74
3.5 การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดก๊าซเรือนกระจก..... 3-76
ตารางที่ 3.5-1 อัตราการปล่อยก๊าซมลพิษ (Emission factors) จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดต่างๆ 3-81
ตารางที่ 3.5-2 ปริมาณก๊าซมลพิษที่ถูกปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในปี 2551 3-81
ตารางที่ 3.5-3 ประมาณการมูลค่าผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าในปี 2551 3-82
ตารางที่ 3.5-4 สมมติฐานการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 3-84
ตารางที่ 3.5-5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 10 ปี และ 5 ปี สำหรับเทคโนโลยีแต่ละประเภทเปรียบเทียบกับ adder ปัจจุบัน 3-84
ตารางที่ 3.5-6 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ของประเทศไทย (ที่มา: กระทรวงพลังงาน และการ Interpolate ในปีที่ไม่มีข้อมูล) 3-89
ตารางที่ 3.5-7 ผลการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย) เฉลี่ยของเทคโนโลยีต่างๆ ในแต่ละกรณีศึกษา 3-90
ตารางที่ 3.5-8 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) จากกรณีลดระยะเวลาคืนเงินกู้ 5 ปี และกรณีให้ IRR 40% เปรียบเทียบกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน 3-92
ตารางที่ 3.5-9 ผลกระทบต่อปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน) จากการผลิตไฟฟ้าที่อัตราผลตอบแทน (IRR) ต่างๆ 3-92
3.7 การประเมิน Cost-effectiveness ของการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ..... 3-103
ตารางที่ 3.7-1 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม 3-108
ตารางที่ 3.7-2 การคาดการณ์การเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคอุตสาหกรรม 3-110
ตารางที่ 3.7-3 ข้อมูลการผลิตรถยนต์อีโคคาร์ 3-114
ตารางที่ 3.7-4 สรุปผลการจำลองศักยภาพประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนนจากการใช้รถยนต์ไฮบริดและอีโคคาร์ 3-116

ตารางที่ 3.7-5 การคาดการณ์การเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคอาคารพาณิชย์ 3-119
ตารางที่ 3.7-6 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์ 3-120
ตารางที่ 3.7-7 แสดงการคาดการณ์ Penetration rate ของการเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคครัวเรือน 3-124
ตารางที่ 3.7-8 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือน 3-123
ตารางที่ 3.7-9 ต้นทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กรณีคืนเงินกู้ใน 10 ปี 3-125
ตารางที่ 3.7-10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 3-127
ตารางที่ 3.7-11 Cost Effectiveness ในภาคเศรษฐกิจหลัก 3-128
ตารางที่ 3.7-12 ปริมาณการประหยัดพลังงานและต้นทุนสุทธิในปี 2573 3-129
ตารางที่ 3.7-13 Emission factors for fuels 3-134
ตารางที่ 3.7-14 ปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้และต้นทุนสุทธิในปี 2573 3-135

4.1 Development of tools to estimate alternative strategies and options in using Biomass for energy..... 4-1

ตารางที่ 4.1-1 Grouping of sugar industry SPP/VSPP into export potential and efficiency classes 4-7
ตารางที่ 4.1-2 Results from GEMIS in sugar industry power plants 4-9
ตารางที่ 4.1-3 Summary results GEMIS for field rest 4-10
ตารางที่ 4.1-4 Financial results for bagasse cogeneration 4-11
ตารางที่ 4.1-5 Results for GEMIS calculation on Bioethanol 4-12
ตารางที่ 4.1-6 Summary of use of rice husks in Thailand 4-15
ตารางที่ 4.1-7 Selected results from GEMIS for rice husk and rice straw 4-15
ตารางที่ 4.1-8 Results of economic evaluation for different project settings 4-17
ตารางที่ 4.1-9 Results of the GEMIS calculation 4-18
ตารางที่ 4.1-10 Results of emission calculation for biodiesel 4-20
ตารางที่ 4.1-11 Summary calculation of net GHG and energy savings 4-21

4.2 การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง..... 4-27

ตารางที่ 4.2-1 ปัจจัยและตัวแปรที่มีผลต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง 4-30
ตารางที่ 4.2-2 สรุปนโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนน 4-34
ตารางที่ 4.2-3 สรุปข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยวางแผนและติดตามประเมินผล 4-35

นโยบายด้านกประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนน
ตารางที่ 4.2-4 รายชื่อหน่วยงานที่จัดทำแผนภาพการเชื่อมโยงข้อมูล 4-41
ตารางที่ 4.2-5 สรุปผลการจัดลำดับความสำคัญของข้อมูลที่จำเป็นแบ่งตามกลุ่มนโยบาย 4-44
ตารางที่ 4.2-6 ตารางแสดงข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองการใช้พลังงาน 4-46
ตารางที่ 4.2-7 กลุ่มข้อมูลที่มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ 4-48
ตารางที่ 4.2-8 กลุ่มข้อมูลที่จัดเก็บไม่อย่างสม่ำเสมอ 4-49
ตารางที่ 4.2-9 ลักษณะ สถานะภาพและแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น 4-51
ตารางที่ 4.2-10 การจำแนกลักษณะของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง 4-55
ตารางที่ 4.2-11 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนและจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่โดยแบ่งตามประเภทรถยนต์ ขนาดและชนิดเชื้อเพลิง 4-58
ตารางที่ 4.2-12 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ โดยแบ่งตามประเภทรถยนต์ และขนาด 4-60
ตารางที่ 4.2-13 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลอัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษ 4-63
ตารางที่ 4.2-14 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (VKT) 4-65
ตารางที่ 4.2-15 ตัวอย่างตารางข้อมูลรายได้ของครัวเรือน 4-66
ตารางที่ 4.2-16 ตัวอย่างตารางข้อมูลรายจ่ายของครัวเรือน 4-66
ตารางที่ 4.2-17 ตัวอย่างข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ ณ ราคาปัจจุบันในสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ 4-68
ตารางที่ 4.2-18 ตัวอย่างข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ ณ ราคาปี 1988 ในสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ 4-69
ตารางที่ 4.2-19 ตัวอย่างข้อมูลจำนวนประชากร (พันคน) 4-70
ตารางที่ 4.2-20 ตัวอย่างข้อมูลอัตราการบรรทุกผู้โดยสารตามประเภทของยานพาหนะ 4-72
ตารางที่ 4.2-21 ตัวอย่างข้อมูลอัตราการบรรทุกสินค้าตามประเภทของยานพาหนะ 4-72
ตารางที่ 4.2-22 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลการใช้พลังงานในสาขาขนส่งจำแนกตามชนิดพลังงาน 4-75

5.1 มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ..... 5-1

ตารางที่ 5.1-1 ศักยภาพการลด CO_2 5-6

บทที่ 1
บทนำ

1.1 หลักการและเหตุผล

เพื่อความมั่นคงทางพลังงาน และความสามารถในการแข่งขันในระยะยาว และเพื่อลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม จากการผลิตและการใช้พลังงาน ตลอดจนเพื่อการมีส่วนร่วมในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ประเทศไทยจำเป็นต้องส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอย่างจริงจัง โดยในเบื้องต้น รัฐบาลได้ตั้งเป้าหมายให้สัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเชิงพาณิชย์ เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 0.5 ในปี 2546 เป็นร้อยละ 8 ภายในปี 2554 ด้วยมาตรการทั้งด้านการผลิตไฟฟ้าและการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ รวมทั้งด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน อย่างไรก็ตาม ความสำเร็จของนโยบายดังกล่าว ขึ้นอยู่กับการแก้ปัญหาและอุปสรรคที่สำคัญ 2 ด้าน คือ

(1). ด้านพลังงานหมุนเวียน

การลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนส่วนมาก ยังต้องเผชิญกับความเสี่ยงหลายประการ โดยเฉพาะด้านต้นทุนและค่าใช้จ่ายที่ค่อนข้างสูง ขาดเทคโนโลยีที่เหมาะกับสภาพท้องถิ่น ตลาดรองรับมีขนาดจำกัด มีการแข่งขันใช้ประโยชน์จากทรัพยากรที่เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียน ขาดผู้ประกอบการและผู้ใช้พลังงานหมุนเวียนความคุ้นเคยและความชำนาญในเทคโนโลยีและการลงทุนที่เกี่ยวข้อง ขีดความสามารถทางวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีด้านพลังงานหมุนเวียนในประเทศยังต่ำมาก และมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐยังไม่ชัดเจน เป็นต้น

(2). ด้านประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

แม้ว่าที่ผ่านมารัฐได้มีความพยายามส่งเสริมการประหยัดพลังงานอยู่บ้างแต่ผลลัพธ์ยังไม่น่าพอใจเท่าที่ควร ซึ่งอาจเป็นเพราะการขาดแคลนข้อมูล ทั้งด้านเทคโนโลยีและด้านการลงทุน การขาดความมั่นใจในเทคโนโลยี ขาดขีดความสามารถในการพึ่งพาตนเองทางเทคโนโลยี หรืออาจจะเป็นเพราะสนับสนุนไม่ถูกจุด เป็นต้น การแก้ปัญหาทั้ง 2 ประการข้างต้น ต้องการการวิจัยพัฒนาทั้งด้านนโยบายและเทคโนโลยี การสาธิต (RD&D) ตลอดจนมาตรการเชิงนโยบายซึ่งจะเป็นฐานให้แผนการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน และประสิทธิภาพการใช้พลังงานบรรลุเป้าหมายได้ดีขึ้น

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) โดยการสนับสนุนของกระทรวงพลังงาน จึงได้ริเริ่มโครงการส่งเสริมการวิจัยเชิงโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน และด้านการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานขึ้น เพื่อเป็นการสนับสนุนให้มาตรการส่งเสริมต่างๆ ของภาครัฐดังกล่าวมีประสิทธิผลและคุ้มค่าเชิงเศรษฐ ศาสตร์ การศึกษาวิจัยเชิงนโยบายดังกล่าว ตั้งอยู่บนพื้นฐานของ

การประเมินศักยภาพ และความเป็นไปได้ของแหล่งพลังงานหมุนเวียน ศักยภาพในการประหยัดพลังงาน และการประเมินเทคโนโลยีพลังงานแต่ละด้านทั้งในเชิงเทคนิค เชิงเศรษฐศาสตร์ และเชิงสิ่งแวดล้อม การจัดลำดับความสำคัญของทางเลือก แหล่งพลังงาน เทคโนโลยีพลังงาน และมาตรการที่เหมาะสม ตลอดจนการจัดทำแผนงานวิจัยและพัฒนาที่เกี่ยวข้อง และแผนงานพัฒนาทรัพยากรมนุษย์ด้านพลังงาน ซึ่ง สกว. ได้มอบหมายให้บัณฑิตวิทยาลัยร่วมฯ ดำเนินการศึกษาจนครบถ้วนสมบูรณ์ตามขอบเขตที่กำหนด และผลงานหลายอย่างได้เริ่มมีการนำไปใช้ประโยชน์แล้ว

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการวิจัยดังกล่าวใช้ระยะเวลาค่อนข้างสั้น แต่ต้องครอบคลุมเนื้อหาหลาย ๆ ด้าน ทำให้การศึกษาในบางเรื่องยังขาดข้อมูลและ/หรือข้อวิเคราะห์ที่ชัดเจน โดยเฉพาะอย่างยิ่งการประเมินศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนและศักยภาพการประหยัดพลังงานในบางด้าน และการประเมินผลกระทบ (impact) และผลประโยชน์ (benefits) ของทางเลือกการใช้พลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานที่มีต่อ ระบบเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ที่จะเป็นเหตุผลสนับสนุนที่หนักแน่น (Sound justification) ในการกำหนดทางเลือกมาตรการเชิงนโยบายต่าง ๆ ซึ่งล้วนแล้วแต่ต้องใช้เวลาในการศึกษาประเด็นต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องให้ละเอียด ลึกซึ้ง และครอบคลุมยิ่งขึ้น รวมทั้งการปรึกษาหารือผู้มีส่วนได้เสีย (stakeholder) ในการแสวงหาแนวทางที่จะนำไปสู่ข้อยุติในประเด็นที่เป็นอุปสรรคต่อการกำหนดมาตรการเชิงนโยบาย และแนวทางดำเนินการในทางปฏิบัติ สกว. จึงได้รับการสนับสนุนจาก สนพ. ให้ดำเนินโครงการฯ ระยะที่ 2 เป็นเวลา 1 ปี โดยใช้เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ส่วนที่เหลือจากการดำเนินการในระยะที่ 1 ทั้งนี้ประเด็นและหัวข้อวิจัยต่าง ๆ ที่จะสนับสนุนให้ดำเนินการยังคงอยู่ภายในกรอบและขอบเขตที่ระบุไว้ในข้อตกลงเดิม และเป็นประเด็นที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการกำกับทิศทางการวิจัยเรียบร้อยแล้ว

1.2 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งพลังงานหมุนเวียนและศักยภาพการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในบางสาขาให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น

(2) เพื่อประเมินทางเลือกการใช้พลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานในสาขาที่มีศักยภาพและมีความสำคัญสูงทั้งเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

(3) เพื่อพัฒนาข้อเสนอแนะมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงาน

1.3 การดำเนินการวิจัย

การดำเนินการวิจัยเพื่อตอบสนองวัตถุประสงค์ดังกล่าว แบ่งออกเป็น 3 ส่วน และ 11 โครงการย่อย ดังนี้

(1) ประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่อาจมีบทบาทสูงบางประเภท เพื่อให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น อันได้แก่ โอกาสและความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิต และพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงานสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและพืชไร่โตเร็วบางประเภท รวมทั้งศักยภาพของการใช้เทคโนโลยีพลังน้ำที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อันได้แก่ พลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อนและประเภทแม่น้ำไหลผ่าน (Run-of-river) โดยศึกษาเพิ่มเติมจากข้อมูลเดิมที่มีอยู่

(2) วิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของแนวนโยบายและเครื่องมือเชิงนโยบายบางประเภทในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ซึ่งประกอบด้วย

- นโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์
- การใช้ค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน (Carbon surcharge or carbon tax) เป็นเครื่องมือในการกระตุ้นให้มีการประหยัดพลังงานและเพิ่มการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำเพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- การใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism - CDM) และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการส่งเสริมการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- การใช้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)
- การวิเคราะห์ความคุ้มค่า (Cost-effectiveness) ของการลงทุนด้านเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน

(3) พัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ในการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอันประกอบด้วย

- ฐานข้อมูลและเครื่องมือวิเคราะห์ทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ
- โครงสร้างฐานข้อมูลสำหรับการวิจัยและการติดตามและประเมินผลการดำเนินมาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง

(4) เพื่อสังเคราะห์และนำเสนอข้อเสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานบนพื้นฐานของผลการศึกษาในข้อ 1 ถึง 3

บทที่ 2
การประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนเพิ่มเติม

2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

2.1.1 ความเป็นมา / ความสำคัญ

สถานการณ์การใช้พลังงานของประเทศยังพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศเป็นอย่างมาก โดยเฉพาะเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่ง รัฐบาลตั้งเป้าหมายให้มีการลดการพึ่งพาการนำเข้าเชื้อเพลิงปิโตรเลียม โดยการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ กล่าวคือได้ตั้งเป้าหมายให้มีการใช้เอทานอลเพิ่มขึ้นเป็น 2.4 ล้านลิตร/วัน และไบโอดีเซล 3.0 ล้านลิตร/วัน ในปี 2554

ปัจจุบัน (กรกฎาคม 2551) การผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลเป็นพลังงานทดแทน มีปริมาณเฉลี่ย 1 ล้านลิตร/วัน และ 1.44 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ[1] ปัจจัยที่มีผลต่อการส่งเสริมการผลิตและใช้เอทานอลและไบโอดีเซลต่ำกว่าเป้าหมายมาจากหลายปัจจัย เป็นต้นว่า การกำหนดราคารับซื้อเอทานอล/ ไบโอดีเซลที่ไม่จูงใจ (ใกล้เคียงกับต้นทุนการผลิต) การเปลี่ยนแปลงของราคาวัตถุดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ตลอดจนปริมาณวัตถุดิบส่วนใหญ่ถูกป้อนเข้าสู่อุตสาหกรรมเดิมที่มีอยู่ เช่น อุตสาหกรรมน้ำตาลและแป้งมัน รวมทั้งอุตสาหกรรมส่งออก

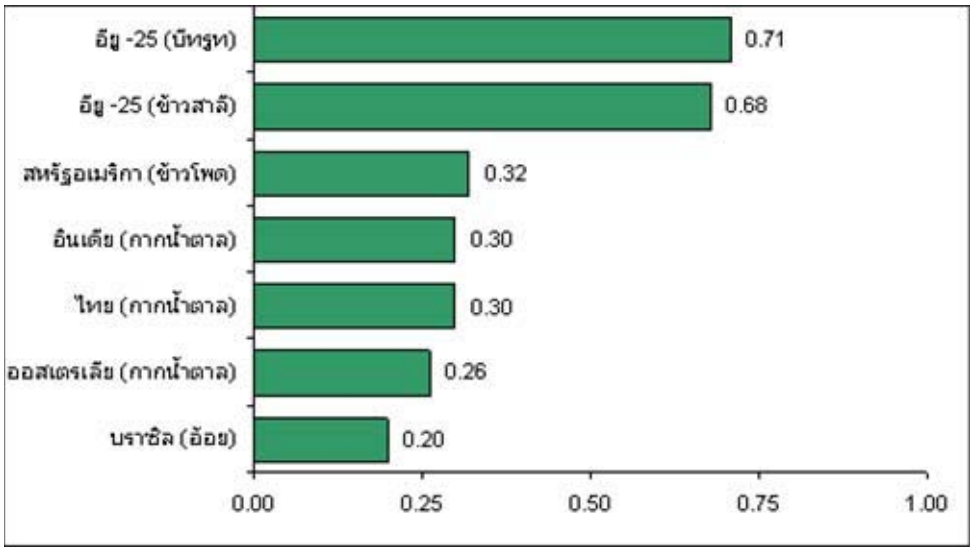
เมื่อเปรียบเทียบศักยภาพการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซลต่อพื้นที่ของประเทศไทยกับค่าเฉลี่ยของโลก พบว่าปริมาณเอทานอลและไบโอดีเซลโดยเฉลี่ยต่อพื้นที่ของประเทศไทยยังต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของโลกค่อนข้างมากโดย ค่าเฉลี่ยทั่วโลกของผลผลิตเอทานอลจากอ้อยต่อพื้นที่อยู่ที่ 960 ลิตร/ไร่[2] เทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศไทยที่ 826 ลิตร/ไร่ ค่าเฉลี่ยไบโอดีเซลต่อพื้นที่ของโลกเท่ากับ 720 ลิตร/ไร่ เทียบกับค่าเฉลี่ยของประเทศไทยที่ 478 ลิตร/ไร่

ประเทศบราซิลถือได้ว่ามีต้นทุนการผลิตเอทานอลจากผลิตผลทางการเกษตรถูกที่สุดในโลก (รูปที่ 2.1-1) เนื่องจากผลผลิตอ้อยต่อพื้นที่สูง ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากอ้อยของประเทศบราซิล

[1] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. มีนาคม 2551. ปริมาณการใช้เอทานอลและไบโอดีเซล. ค้นหาได้ที่ http://www.dede.go.th/dede/

[2] Burrill & Company. 2007, April. BIOTECH 2007 Life Sciences: A Global Transformation.

จึงต่ำกว่าประเทศไทย ในขณะที่ประเทศไทยใช้ราคาอ้างอิงการผลิตเอทานอลของประเทศบราซิล ดังนั้นการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่จึงเป็นแนวทางหนึ่งในการเพิ่มศักยภาพการผลิตพลังงานจากพืชผลทางการเกษตร ทั้งในแง่ต้นทุนการผลิตและปริมาณความต้องการวัตถุดิบที่เพิ่มขึ้นนอกเหนือจากการใช้เพื่อวัตถุประสงค์เดิมที่มีอยู่[3]



รูปที่ 2.1-1 ต้นทุนการผลิตเอทานอล (เหรียญสหรัฐ/ลิตร)

ที่มา : Global Status of Commercialized Biotech/GM Crops :2007

ด้วยเหตุนี้ การเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ของพืชพลังงานไม่ว่าจะเป็นอ้อยและปาล์มน้ำมัน จึงเป็นความท้าทายสำหรับประเทศไทย โดยแนวทางที่น่าจะเป็นไปได้สูง คือการใช้เทคโนโลยีการปรับปรุงพันธุ์ เช่น เทคโนโลยีชีวภาพรวมทั้งการจัดการ โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อมีข้อจำกัดในการขยายพื้นที่เพาะปลูกเพื่อพลังงาน

[3] Clive James. 2007.Global Status of Commercialized Biotech/GM Crops:2007 (online) available URL http://www.isaaa.org/resources/publications/briefs/37/executivesummary/pdf/Brief%2037%20-%20Executive%20Summary%20-%20English.pdf

2.1.2 วัตถุประสงค์โครงการและขอบเขตการวิจัย

2.1.2.1 วัตถุประสงค์โครงการ

(1) เพื่อประเมินศักยภาพในการใช้เทคโนโลยี โดยเฉพาะเทคโนโลยีชีวภาพและการจัดการในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน

(2) เพื่อประเมินความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตพืชดังกล่าว เพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยการขยายพื้นที่ปลูกและ/หรือการใช้พื้นที่ทดแทนพืชที่เพาะปลูกอยู่เดิมแต่ให้ผลตอบแทนไม่คุ้มค่าโดยระบุปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์โดยสังเขป

(3) เพื่อสังเคราะห์และจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการส่งเสริมและบริหารจัดการที่เหมาะสมในการเพิ่มผลผลิตพืชดังกล่าวเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ทั้งประเด็นการใช้เทคโนโลยีและการจัดการ รวมทั้งการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

2.1.2.2 ขอบเขตการวิจัย

(1) ศึกษาวิจัยแยกตามประเด็นโดยผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านทั้งระบบสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ เทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ดำเนินการวางแผนเชิงยุทธศาสตร์ด้านการมองอนาคต (foresight) เพื่อให้เห็นภาพอนาคตในเวลาอย่างน้อย 5-10 ปีข้างหน้า ด้วยการจัดระดมความคิดเห็นเฉพาะกลุ่มภายใน (foresight workshop)

(2) ประมวลและสังเคราะห์ข้อมูล จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการที่เหมาะสม และแผนที่นำทางการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อยและมันสำปะหลังเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเอทานอล และการเพิ่มผลผลิตปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซล

2.1.3 วิธีดำเนินการวิจัย

(1) ประมวล/วิเคราะห์เพื่อประเมินศักยภาพของเทคโนโลยี เช่น เทคโนโลยีชีวภาพ และการจัดการต่อการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

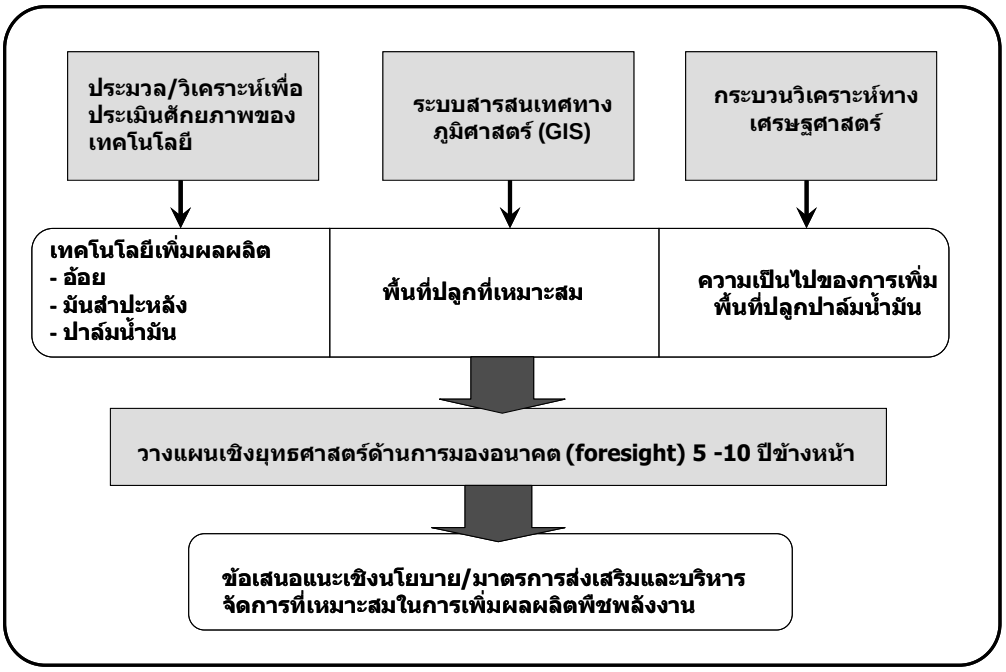
(2) ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศทางภูมิศาสตร์ หรือ GIS ในการศึกษาพื้นที่ที่เหมาะสม/มีศักยภาพในการปลูกอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ และระบุจำนวนและการกระจายตัวของพื้นที่ที่มีศักยภาพในการปลูกปาล์มโดยสังเขป

(3) ใช้เครื่องมือวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะการวิเคราะห์ผลตอบแทนระหว่างปาล์มน้ำมันและพืชที่มีการปลูกอยู่เดิม เพื่อประเมินความเป็นไปได้ของการเพิ่มพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในพื้นที่ที่มีการปลูกพืชอื่นอยู่

(4) จัดประชุมระดมความคิดระหว่างภาคเอกชนและผู้เชี่ยวชาญด้านเทคโนโลยีเพื่อพิจารณาทิศทางความต้องการใช้พืชพลังงานในอนาคต และความเป็นไปได้ของการเพิ่มผลผลิต พืชพลังงาน รวมทั้งเงื่อนไขของปัจจัยสู่ความสำเร็จของการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

(5) จัดประชุมระดมความคิดในกลุ่มผู้เชี่ยวชาญเพื่อจัดทำแผนที่นำทางการพัฒนาเทคโนโลยี (Technology Road Map) ด้วยการมองอนาคต (foresight) ในการเพิ่มผลผลิตอ้อยและมันสำปะหลังเพื่อผลิตเชื้อเพลิงเอทานอล และการเพิ่มผลผลิตปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซลในระยะ 5-10 ปีข้างหน้า

(6) สังเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากการศึกษา จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการส่งเสริมและบริหารจัดการที่เหมาะสมในการเพิ่มผลผลิตพืชดังกล่าว ทั้งในประเด็นการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกและการใช้เทคโนโลยีรวมถึงการจัดทำแผนที่นำทางการวิจัยและพัฒนาพร้อมทั้งเงื่อนไขความสำเร็จ รวมทั้งข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการที่เป็นรูปธรรม



รูปที่ 2.1 -2 ระเบียบวิธีวิจัยของโครงการ

2.1.4 บทวิเคราะห์ความต้องการพืชพลังงานเพื่อการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

การวิเคราะห์ปริมาณความต้องการพืชพลังงานเพื่อการผลิตเอทานอลและไบโอดีเซล แบ่งออกเป็น 2 กรณี ประกอบด้วย 1) การวิเคราะห์ความต้องการเพื่อให้บรรลุเป้าหมายของกระทรวงพลังงานที่กำหนดไว้ในปี พ.ศ. 2554 และ 2) การวิเคราะห์ความต้องการตามกำลังการผลิตของโรงงานที่ได้รับอนุมัติ ซึ่งในปัจจุบัน (กรกฎาคม 2551) มีอยู่ 45 โรงงาน แต่ดำเนินการผลิตเพียง 10

โรงงาน กำลังการผลิตรวม 1.55 ล้านลิตร/วัน และอีก 9โรงงานที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างและมีแผนดำเนินการผลิตที่ชัดเจน กำลัง การผลิตรวม 2.19 ล้านลิตร/วัน รวมโรงงานที่ดำเนินการผลิตและกำลังก่อสร้าง 19 โรงงาน กำลังผลิต 3.74 ล้านลิตร/วัน และหากโรงงานที่ได้รับอนุญาต ทั้งหมดเปิดดำเนินการครบทั้ง 45 โรงงาน จะมีกำลังการผลิต 11.3 ล้านลิตร/วัน[4] (ตารางที่ 2.1-1)

ตารางที่ 2.1-1 กำลังการผลิตของโรงงานปัจจุบัน อยู่ระหว่างการสร้าง และได้รับอนุมัติทั้งสิ้น จำแนกตามประเภทวัตถุดิบ

รายการ	กากน้ำตาล/อ้อย		มันสำปะหลัง		กากน้ำตาล/อ้อย/มันสำปะหลัง/กากมัน		รวม	
	โรงงาน (โรง)	กำลังการผลิต (ล้านลิตร/วัน)	โรงงาน (โรง)	กำลังการผลิต (ล้านลิตร/วัน)	โรงงาน (โรง)	กำลังการผลิต (ล้านลิตร/วัน)	โรงงาน (โรง)	กำลังการผลิต (ล้านลิตร/วัน)
1) โรงงานที่ผลิตแล้ว	9	1.42	1	0.13	0	0	10	1.55
2) โรงงานที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง	1	0.15	8	2.04	0	0	9	2.19
3) โรงงานที่ได้รับอนุมัติ	12	1.98	24	8.00	9	1.22	45	11.30

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 21 กรกฎาคม 2551

จากตารางที่ 2.1-1 แบ่งโรงงานตามประเภทวัตถุดิบที่ใช้ได้ 3 กลุ่ม

กลุ่มที่ 1 จำนวน 12 โรงงาน ใช้กากน้ำตาล/อ้อย

กลุ่มที่ 2 จำนวน 24 โรงงาน ใช้มันสำปะหลัง

กลุ่มที่ 3 จำนวน 9 โรงงาน ใช้กากน้ำตาล/อ้อย หรือมันสำปะหลังเป็นวัตถุดิบ

2.14.1. ความต้องการวัตถุดิบเพื่อการผลิตเอทานอล

วัตถุดิบหลักเพื่อการผลิตเอทานอล ประกอบด้วย อ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลัง จากวัตถุดิบ 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ดังนี้

อ้อย 1 ตัน	ผลิตเอทานอลได้	70	ลิตร
กากน้ำตาล 1 ตัน	ผลิตเอทานอลได้	260	ลิตร

[4] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. กรกฎาคม 2551. กำลังการผลิตของโรงงานเอทานอล. ค้นหาได้ที่ http://www.dede.go.th/dede/

มันสำปะหลัง 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 150 ลิตร

ปี พ.ศ. 2550/51 ปริมาณอ้อยที่ผลิตได้ทั้งหมด 73 ล้านตัน ถูกป้อนเข้าสู่โรงงานน้ำตาลที่มีจำนวน 46 โรง กำลังการผลิตน้ำตาลประมาณ 7.9 ล้านตัน ต้องการอ้อยไม่น้อยกว่า 75 ล้านตัน ดังนั้น ในกรณีที่ผลผลิตอ้อยต่ำกว่าความต้องการของโรงงานน้ำตาล วัตถุดิบหลักเพื่อใช้ผลิตเอทานอลที่เป็นไปได้ คือ กากน้ำตาล ที่เป็นผลพลอยได้จากการผลิตน้ำตาล ในปี พ.ศ. 2550/51 การผลิตเอทานอลเกือบทั้งหมด มาจากการใช้กากน้ำตาลประมาณ 1.4 ล้านตัน ถ้าดูจากผลผลิตอ้อยและปริมาณการใช้ในปัจจุบันแล้ว (ผลผลิตอ้อยไม่ได้เพิ่มขึ้น) ในระยะสั้น วัตถุดิบที่ใช้ผลิตเอทานอลมาจากกากน้ำตาลเป็นหลัก และถ้าลดการส่งออกกากน้ำตาล 0.5 ล้านตัน จะมีกากน้ำตาลเข้าสู่โรงงานผลิตเอทานอลเพิ่มเป็น 1.9 ล้านตันโดยไม่กระทบการใช้กากน้ำตาลในอุตสาหกรรมเดิมที่มีอยู่

สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย (สอน.)ได้จัดทำวาระอ้อยแห่งชาติ 3 ปี (ปี พ.ศ. 2551/52 - 2553/54) ในวาระดังกล่าว นอกจากแผนเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่จาก 11.8 ตัน/ไร่ ในปัจจุบันเป็น 15 ตัน/ไร่ ในปี พ.ศ. 2553/54 แล้ว สอน. ยังมีแผนลดเป้าหมายการผลิตน้ำตาลเพื่อการส่งออกจาก 55 ล้านตันในปัจจุบัน เหลือ 42, 37 และ 32 ล้านตัน ในปีเพาะปลูกอ้อย 2551/52, 2552/53 และ 2553/54 ตามลำดับ ในกรณีดังกล่าวจะมีอ้อยที่เหลือจากการผลิตน้ำตาลส่งออกมาใช้ผลิตเอทานอลโดยตรง คิดเป็นปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้ 3.9, 6.6 และ 9.4 ล้านลิตร/วัน และเมื่อรวมกับปริมาณกากน้ำตาลที่เหลือจะมีเอทานอลที่ผลิตได้ 4.53, 7.08 และ 9.71 ล้านลิตร/วัน ในปี พ.ศ. 2551/52, 2552/53 และ 2553/54 ตามลำดับ (ตารางที่ 2.1-2) ทั้งนี้เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตของโรงงานผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล/อ้อยที่ได้รับการอนุมัติให้ดำเนินการ 12 โรง (ถ้ามีการก่อสร้างทั้งหมด) ซึ่งมีกำลังการผลิตทั้งหมด 1.98 ล้านลิตร/วัน และหากให้โรงงานที่กำหนดวัตถุดิบในการผลิตเอทานอลมากกว่า 1 ชนิด จำนวน 9 โรง เลือกใช้กากน้ำตาล/อ้อยทั้งหมด จะมีกำลังการผลิตเพิ่มเป็น 3.20 ล้านลิตร/วัน ดังนั้น จึงมีวัตถุดิบมากกว่ากำลังการผลิตของโรงงาน แต่ทั้งนี้โรงงานเอทานอลจากมันสำปะหลังอาจปรับมาใช้อ้อยและกากน้ำตาลเป็นวัตถุดิบ หรืออาจ มีความเป็นได้ที่จะมีการขยายจำนวนโรงงานผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล/อ้อย หากมีความชัดเจนในด้านนโยบายและความต้องการของตลาด

ตารางที่ 2.1-2 เป้าหมายการผลิตอ้อยตามระเบียบวาระอ้อยแห่งชาติ ระยะ 3 ปี ของประเทศไทย

รายการ	2550/51 (ปัจจุบัน)	2551/52	2552/53	2553/54
1. เป้าหมายอ้อย (ล้านตัน)	73.2	80	87	95
1.1 yield (ตัน/ไร่)	11.8	13	14	15
1.2 พื้นที่เพาะปลูกอ้อย (ล้านไร่)	6.2	6.2	6.2	6.2
1.3 อ้อยเพื่อผลิตน้ำตาลบริโภคในประเทศ (ล้านตัน)	18	20	20	20
1.4 อ้อยเพื่อผลิตน้ำตาลส่งออก (ล้านตัน)	55.2	42	37	32
1.5 อ้อยที่เหลือเพื่อผลิตเอทานอล (ล้านตัน)	0	18	30	43
กากน้ำตาลที่เหลือเพื่อผลิตเอทานอล (ล้านตัน) *	1.4	0.89	0.67	0.44
2. เป้าหมายน้ำตาล (ล้านตัน)				
2.1 ประสิทธิภาพการผลิตน้ำตาล (กิโลกรัม/ตันอ้อย)	106	107	107	108
2.2 เป้าหมายการผลิตน้ำตาล (ล้านตัน)	7.6	6.6	6.1	5.6
3.1 ปริมาณเอทานอลที่ผลิตจากอ้อย (ล้านลิตร/ปี)	0	1,440	2,400	3,440
(ล้านลิตร/วัน)		(3.9)	(6.6)	(9.4)
3.2 ปริมาณเอทานอลที่ผลิตจากกากน้ำตาล (ล้านลิตร/ปี)	364	231	174	114
(ล้านลิตร/วัน)*	1.0	0.63	0.48	0.31
3.3 ปริมาณเอทานอลทั้งหมด (3.1 +3.2) (ล้านลิตร/ปี)	364	1,671	2,574	3,554
(ล้านลิตร/วัน)*	1.0	4.53	7.08	9.71

ที่มา: สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย, 2551 อ้อย 1 ตัน ผลิตเอทนานอลได้ 80 ลิตร และ ดำเนินการผลิต 365 วัน

* ประมาณการโดยคณะนักวิจัย,2551 กากน้ำตาล 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 260 ลิตร และดำเนินการผลิต 365 วัน/ปี

หมายเหตุ : ปริมาณการใช้กากน้ำตาลภายในประเทศ 1.4 ล้านตัน ส่งออกกากน้ำตาล 0.5 ล้านตัน ที่เหลือเข้าสู่กระบวนการผลิตเอทานอล

วัตถุดิบหลักอีกชนิดหนึ่งในการผลิตเอทานอล คือ มันสำปะหลัง ซึ่งปัจจุบันนิยมใช้มันเส้น เพราะเก็บได้ตลอดปี ในปี พ.ศ. 2550 มีปริมาณมันสำปะหลังเหลือเพื่อการผลิตเอทานอลเพียง 0.3 ล้านตัน มันสำปะหลังเกือบทั้งหมดถูกใช้ในการผลิตแป้ง มันเส้น และมันอัดเม็ด เมื่อดูผลผลิตมันสำปะหลังในปี พ.ศ. 2550 เห็นได้ว่าผลผลิตสูงขึ้นถึง 26 ล้านตัน เทียบกับผลผลิตเฉลี่ยในรอบ 4-5 ปีที่ผ่านมา ที่ได้เพียง 20 ล้านตัน ทั้งนี้เนื่องจากราคามันสำปะหลังที่สูงขึ้น ทำให้มีการขยายพื้นที่ปลูก และมีกำลังซื้อปัจจัย การผลิต/ดูแลแปลงมากขึ้น อย่างไรก็ดี แม้ผลผลิตสูงถึง 26 ล้านตัน แต่ทั้งหมดเป็นที่ต้องการของอุตสาหกรรมเดิมที่มีอยู่ ทั้งนี้ ในระยะสั้นและกลางถ้าจะใช้มันสำปะหลังเป็นวัตถุดิบในการผลิตเอทานอล อาจนำเอาส่วนที่นำไปใช้ผลิตมันเส้นเพื่อการส่งออกไปใช้ ซึ่งจะทำให้มีมันสำปะหลังป้อนโรงงานผลิต เอทานอลทั้งหมด 9.5 ล้านตัน ผลิตเอทานอล ได้ 4 ล้านลิตร/วัน

ในปี พ.ศ. 2553/54 สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.) ได้จัดทำแผนการผลิตมันสำปะหลังสำหรับอุตสาหกรรมมันเส้น มันอัดเม็ด แป้งมัน และเอทานอล ในระหว่างปี พ.ศ. 2551-2554 เช่นกัน (ตารางที่ 2.1-3) โดยคงที่พื้นที่เพาะปลูก 7.4 ล้านไร่ เพิ่มผลผลิตมันสำปะหลังต่อพื้นที่จาก 3.45 ในปี พ.ศ. 2551 เป็น 4.5 ตัน/ไร่ ในปี พ.ศ. 2554 ทำให้ผลผลิตมันโดยรวมในปี พ.ศ. 2554 เพิ่มเป็น 33.3 ล้านตัน อย่างไรก็ดี แม้จะมีผลผลิตโดยรวมเพิ่มขึ้น แต่ สศก. ตั้งเป้าการใช้มันสำปะหลังเพื่อการผลิตมันเส้นเพื่อการส่งออกมากขึ้น จาก 2.1 ล้านตันในปี 2551 เป็น 7.77 ล้านตันในปี 2554 ทำให้ศักยภาพการใช้มันสำปะหลังเพื่อการผลิตเอทานอลมีไม่มากนัก คือประมาณ 2.56 ล้านตัน เพื่อผลิตเอทานอล 1.19 ล้านลิตร/วัน ในปี พ.ศ. 2554 ทั้งนี้เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตของโรงงานผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังที่ได้รับการอนุมัติให้ดำเนินการถึง 24 โรง (ถ้ามีการก่อสร้างทั้งหมด) ซึ่งมีกำลังการผลิตทั้งหมด 8 ล้านลิตร/วัน และต้องการมันสำปะหลัง 19.5 ล้านตัน แล้วจะเกิดภาวะขาดแคลนวัตถุดิบ

ตารางที่ 2.1-3 ปริมาณผลผลิตมันสำปะหลังสำหรับผลิตเอทานอล

รายการ	2551	2552	2553	2554
พื้นที่เพาะปลูก (ล้านไร่)	7.4	7.4	7.4	7.4
ผลผลิตเฉลี่ยต่อไร่ (ตัน)*	3.45	4.00	4.25	4.50
ผลผลิตรวม (ล้านตัน)	25.53	29.60	31.45	33.30
ความต้องการใช้มันสำปะหลัง (ล้านตัน)				
บริโภคภายในประเทศ	7.77	8.19	8.42	8.69
- มันเส้น/มันอัดเม็ด	2.31	2.52	2.63	2.73
- แป้งมัน	5.46	5.67	5.80	5.96
ส่งออก	15.96	20.16	21.42	22.05
- มันอัดเม็ด	4.20	3.36	3.36	3.15
- มันเส้น	2.10	6.72	7.35	7.77
- แป้งมัน	9.66	10.08	10.71	11.13
มันสำปะหลังเพื่อการผลิตเอทานอล (ล้านตัน)	1.83	1.25	1.61	2.56
คิดเป็นเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)	0.85	0.58	0.75	1.19

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2551 หมายเหตุ : มันสำปะหลัง 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 167 ลิตร และดำเนินการผลิต 360 วัน/ปี

การวิเคราะห์ปริมาณวัตถุดิบที่ต้องการใช้ในการผลิตเอทานอลที่กล่าวมาข้างต้น ดูจากปริมาณวัตถุดิบที่มีอยู่ รวมทั้งการคาดการณ์จากผลผลิตต่อพื้นที่ที่เพิ่มขึ้น และการปรับลดการส่งออกเพื่อนำวัตถุดิบมาใช้ผลิตพลังงานในประเทศมากขึ้น อย่างไรก็ตาม จากความต้องการพลังงานที่สูงขึ้นและการส่งเสริมการผลิตพลังงานทดแทนของรัฐบาล ทำให้มีการขออนุญาตตั้งโรงงานผลิตเอทา

นอลถึง 45 โรงงาน ที่อาจมีความต้องการวัตถุดิบที่มากกว่า ดังนั้น จึงได้นำการคำนวณปริมาณความต้องการวัตถุดิบในกรณีที่โรงงานที่ได้รับอนุมัติทั้งหมด 45 โรงเปิดดำเนินการด้วย โดยสรุปแต่ละกรณีดังต่อไปนี้

การจำลองสถานการณ์ (scenarios) การเพิ่มการผลิตเอทานอล

กรณีที่ 1 จากสถานการณ์ปัจจุบันที่โรงงานน้ำตาลทั้งหมด ต้องการอ้อยประมาณ 75 ล้านตัน และผลผลิตปัจจุบันมีประมาณ 73 ล้านตัน/ปี ในกรณีดังกล่าว อ้อยทั้งหมดเข้าสู่โรงงานน้ำตาลและได้กากน้ำตาล 3.3 ตัน กากน้ำตาลส่วนหนึ่งใช้ในอุตสาหกรรมในประเทศ (1.4 ล้านตัน) ส่วนที่เหลือทั้งหมด 1.9 ล้านตัน (งดการส่งออก) นำไปผลิตเอทานอล ได้เอทานอล 1.4 ล้านลิตร/วัน

กรณีที่ 2 จากผลผลิตมันสำปะหลัง 26 ล้านตัน/ปี มันสำปะหลังอาจไม่มีศักยภาพมากนักในการผลิตเอทานอล นอกจากงดการส่งออกมันเส้น/มันอัดเม็ด ทำให้มีมันสำปะหลังประมาณ 9.5 ล้านตัน ผลิตเอทานอลได้ 4 ล้านลิตร/วัน

(2.1) จากกรณีที่ 1 + 2 จะมีวัตถุดิบผลิตเอทานอลได้ 5.4 ล้านลิตร/วัน

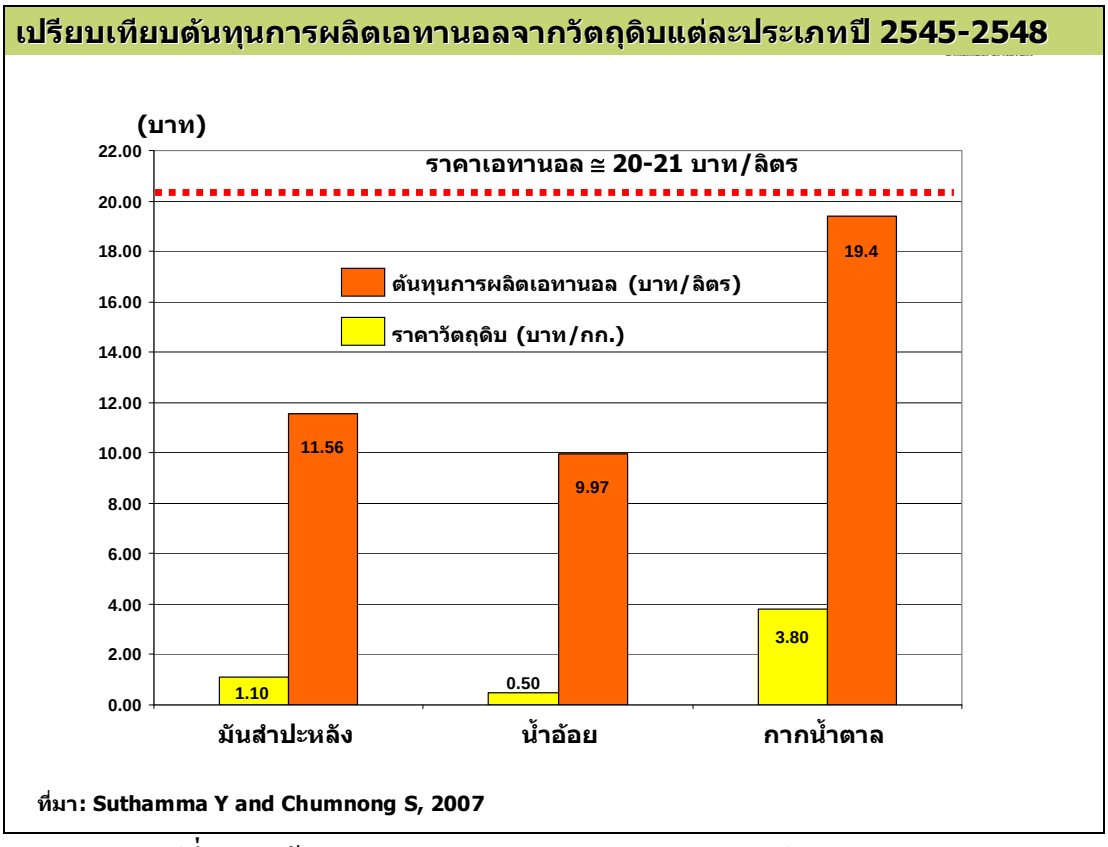
(2.2) ในปี พ.ศ. 2551-2552 มีโรงงานผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลที่ดำเนินการแล้ว 9 โรงงาน และกำลังก่อสร้าง 1 โรงงาน กำลังการผลิตรวม 1.6 ล้านลิตร/วัน ดังนั้นกากน้ำตาลที่ได้จากกรณีที่ 1 สามารถใช้ป้อนโรงงานดังกล่าวได้ ส่วนในกรณีมันสำปะหลัง มีโรงงานผลิตเอทานอลที่ดำเนินการแล้ว 1 โรง และอยู่ระหว่างการก่อสร้าง 9 โรงงาน มี กำลังการผลิตรวม 2.2 ล้านลิตร/วัน รวมความต้องการมันสำปะหลัง 5.4 ล้านตัน ซึ่งอาจงดการส่งออก มันเส้น มันอัดเม็ดจำนวนหนึ่ง ดังนั้น จึงมีความเป็นไปได้ที่จะมีวัตถุดิบ และกำลังการผลิตของโรงงานเอทานอลในปัจจุบันเพียงพอที่จะผลิตเอทานอลได้ 3.7 ล้านลิตร/วัน ซึ่งบรรลุแผนของกระทรวงพลังงานที่ตั้งไว้ 2.4 ล้านลิตร/วัน

กรณีที่ 3 ตามแผนของ สศก. จะมีการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ แต่ไม่ลดเป้าการส่งออก ดังนั้น ถ้าสามารถเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ได้ จะมีมันสำปะหลังสำหรับการผลิตเอทานอลได้ 1.19 ล้านลิตร/วัน ซึ่งต่ำกว่ากำลังผลิตของโรงงานผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง 2.2 ล้านลิตร/วัน ในกรณีนี้ จะมีเอทานอลที่ได้จากกากน้ำตาลและมันสำปะหลังประมาณ 2.5 ล้านลิตร/วัน ซึ่งใกล้เคียงกับเป้าหมายของกระทรวงพลังงาน แต่ทั้งนี้ ถ้าไม่สามารถเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ของมันสำปะหลังได้ และไม่ลดเป้าหมายการส่งออกผลิตภัณฑ์มัน จะไม่มีมันป้อนโรงงานผลิตเอทานอล และการผลิตเอทานอลจะมาจากกากน้ำตาลเท่านั้น ทำให้ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้ ต่ำกว่าเป้าที่วางไว้ 2.4 ล้านลิตร/วัน

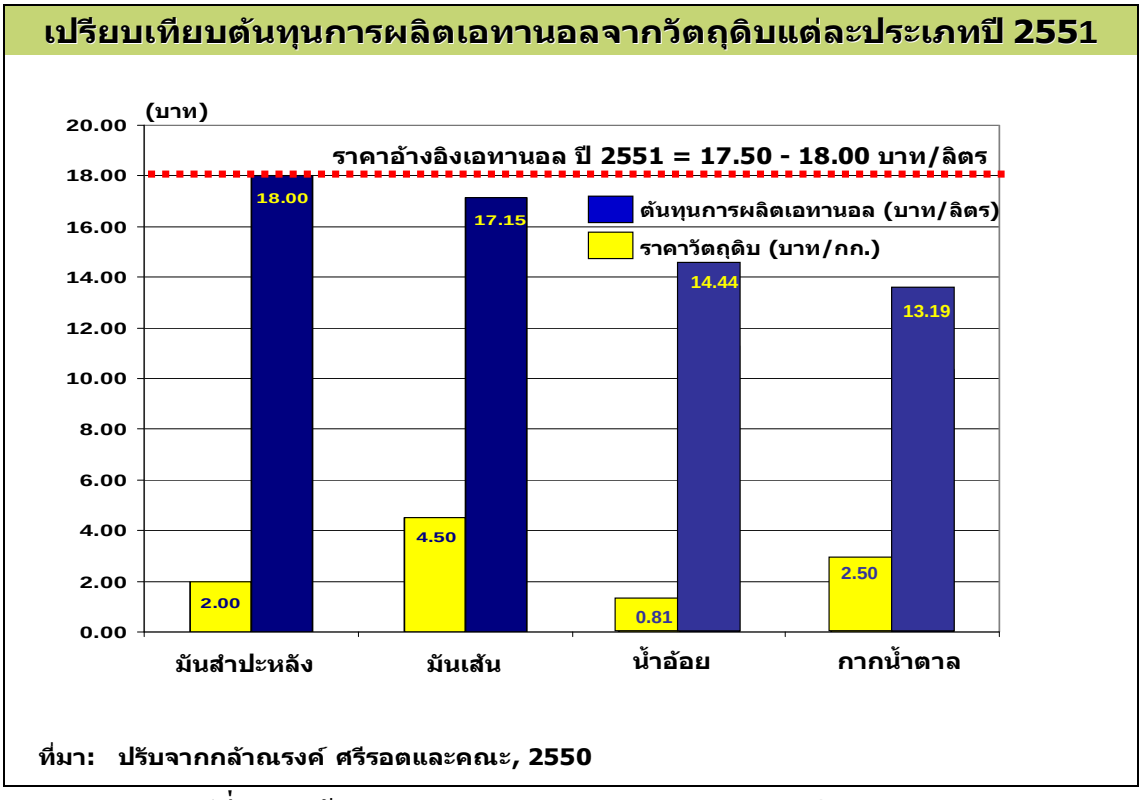
กรณีที่ 4 ตามวาระอ้อยแห่งชาติของ สอน. จะนำอ้อยที่เหลือจากการลดการ ผลิตน้ำตาลส่งออกมาผลิตเอทานอลในปี พ.ศ. 2551/2552 3.9 ล้านลิตร/วัน และเพิ่มในปีต่อๆไปเป็น 6.6 และ 9.4 ล้านลิตรตามลำดับ แต่เมื่อดูกำลังการผลิตของโรงงานทั้งหมด 45 โรงที่ได้รับอนุมัติ พบว่ามีโรงงานที่วางแผนผลิตจากอ้อยและกากน้ำตาลประมาณวันละไม่มากกว่า 3.2 ล้านลิตร ดังนั้นจะมีวัตถุดิบมากกว่ากำลังผลิตของโรงงาน แต่ทั้งนี้ยังมีโรงงานผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังอีกประมาณวันละ 8 ล้านลิตร ที่อาจปรับมาใช้อ้อยและกากน้ำตาลเป็นวัตถุดิบได้

กรณีที่ 5 แม้ว่าโรงงานผลิตเอทานอลทั้งหมด 45 โรงที่ได้รับอนุมัติ มีเพียง 19 โรงที่ดำเนินการและกำลังจะดำเนินการ แต่ถ้าโรงงานที่เหลือตัดสินใจดำเนินการ จำเป็นต้องมีการจัดหาวัตถุดิบป้อน โดยเฉพาะสำหรับ มีโรงงานที่ใช้มันสำปะหลังอย่างน้อย 24 โรงงาน (กำลังผลิตรวม 8 ล้านลิตร/วัน) ที่ต้องการหัวมันไม่น้อยกว่า 19.5 ล้านตัน/ปี ในกรณีนี้แม้จะมีการเพิ่มผลผลิตต่อไร่ของ สศก. แต่ไม่ลดการส่งออกมันเส้น มันอัดเม็ด จะไม่มีมันสำปะหลังป้อนเข้าโรงงาน แต่ถ้าลดการส่งออกจะมีมันสำปะหลังประมาณ 9.5 ล้านตัน สำหรับผลิตเอทานอลได้ 4 ล้านลิตร/วัน จะเห็นได้ว่าปริมาณมันที่มียังห่างไกลกับความต้องการของโรงงาน

ราคาพืชพลังงานเป็นปัจจัยกำหนดวัตถุดิบสำหรับผลิตเอทานอล จากการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิต เอทานอล โดยจำนงค์ และคณะที่ใช้ราคาวัตถุดิบระหว่างปี พ.ศ. 2545-2548 (รูปที่ 2.1-3) และโดยกล้าณรงค์ และคณะ ที่ใช้ราคาวัตถุดิบในปี พ.ศ. 2550 (รูปที่ 2.1-4) พบว่าการผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อยมีต้นทุนการผลิตต่ำสุด คือ 9.97 บาท/ลิตร เมื่อราคาวัตถุดิบ 0.50 บาท/กิโลกรัม และเพิ่มขึ้นเป็น 14.44 บาท/ลิตร เมื่อราคาอ้อยสูงขึ้นเป็น 0.81 บาท/กิโลกรัม ด้านกากน้ำตาลเมื่อราคาลดลงจาก 3.8 บาท/กิโลกรัม เหลือ 2.50 บาท/กิโลกรัม ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลจะลดจาก 19.4 เป็น 13.19 บาท/ลิตร ขณะที่ราคามันสำปะหลังและมันเส้น หากยังอยู่ในระดับสูง คือ 2.00 ถึง 4.50 บาท/กิโลกรัม จะส่งผลให้ต้นทุนการผลิตเอทานอลสูงถึง 17.15 - 18.00 บาท



รูปที่ 2.1-3 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากราคาวัตถุดิบในปี พ.ศ. 2545-2548



รูปที่ 2.1-4 ต้นทุนการผลิตเอทานอลจากราคาวัตถุดิบในปี พ.ศ. 2550

2.1.4.2 ความต้องการวัตถุดิบเพื่อการผลิตไบโอดีเซล

กระทรวงพลังงานมีเป้าหมายเพิ่มการใช้ไบโอดีเซลจาก 0.9 ล้านลิตร/วัน (329 ล้านลิตร/ปี) ในปี พ.ศ. 2550 เป็น 3.0 ล้านลิตร/วัน (1,056 ล้านลิตร/ปี) ในปี พ.ศ. 2554 ซึ่งต้องใช้น้ำมันปาล์มดิบประมาณ 1 ล้านตัน/ปี หรือผลปาล์มสดประมาณ 6 ล้านตัน/ปี (ตารางที่ 2.1-4)

ตารางที่ 2.1-4 ความต้องการใช้ปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซลตามเป้าหมายกระทรวงพลังงาน

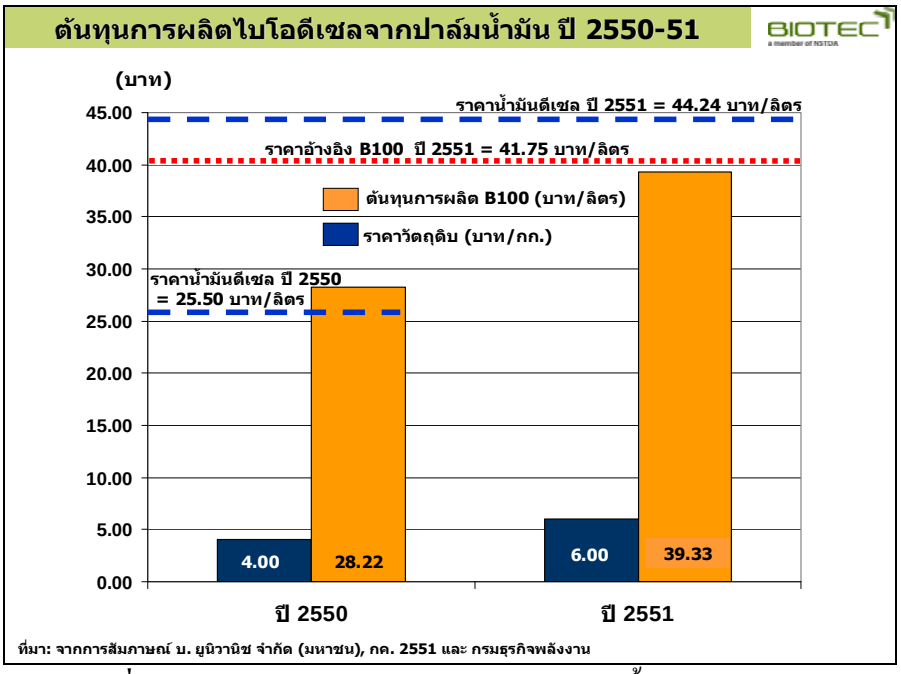
รายการ	2550	2551	2552	2553	2554
ไบโอดีเซล (ล้านลิตร/ปี)	329	621	694	767	1,095
ไบโอดีเซล (ล้านลิตร/วัน)	0.9	1.7	1.9	2.1	3.0
ผลปาล์มสด (ล้านตัน/ปี)	1.83	3.45	3.85	4.26	6.08
น้ำมันปาล์มดิบ (ล้านตัน/ปี)	0.33	0.62	0.69	0.77	1.09

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2550)

หมายเหตุ : สัดส่วนน้ำมันปาล์มดิบคิดเป็นร้อยละ 18 ของน้ำหนักผลปาล์ม

ในปี พ.ศ. 2550 ประเทศไทยผลิตผลปาล์มสดได้ 7.3 ล้านตัน ในขณะที่มีโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มกำลังผลิตรวมทั้งหมด 13 ล้านตัน/ปี ถ้าโรงงานใช้กำลังการผลิตเต็มที่ จะต้องมีผลปาล์มสดเป็น 2 เท่าของปัจจุบัน ผลปาล์มสด 7.3 ล้านตัน เมื่อแปรรูปจะได้น้ำมันปาล์มดิบ 1.4 ล้านตัน ซึ่ง

ร้อยละ 64 จะเข้าสู่อุตสาหกรรมน้ำมันเพื่อการบริโภค ร้อยละ 14 ผลิตเพื่อการส่งออก และร้อยละ 22 เป็นวัตถุดิบเพื่อป้อนสู่อุตสาหกรรมไบโอดีเซล (0.3 ล้านตัน) คิดเป็นปริมาณไบโอดีเซล 0.8 ล้านลิตร/วัน อย่างไรก็ตาม ในการผลิตไบโอดีเซลจริงในปี พ.ศ. 2550 มีการผลิตจริงเพียง 0.2 ล้านลิตร/วัน เนื่องจากต้นทุนการผลิตไบโอดีเซลสูงกว่าราคาน้ำมันดีเซลในขณะนั้น (รูปที่ 2.1-5) แต่เมื่อราคาน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นเป็น 45 บาท/ลิตร ในปี พ.ศ. 2551 และการประกาศแผนการพัฒนาและส่งเสริมการใช้ไบโอดีเซลของกระทรวงพลังงาน ที่กำหนดให้มีการผสมไบโอดีเซลในน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว B2 ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันปาล์มเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จนเกิดปัญหาผลผลิตปาล์มน้ำมันไม่เพียงพอกับความต้องการ ราคาผลปาล์มสดพุ่งสูงขึ้นจาก 3.86 บาท/กิโลกรัม เป็นกิโลกรัมละ 6 บาทในเดือนมกราคม 2551[5] ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 28.22 บาท/ลิตร เป็น 39.33 บาท/ลิตร จากปัญหาดังกล่าวคณะรัฐมนตรีจึงมีมติเมื่อวันที่ 22 มกราคม 2551 อนุมัติให้มีการนำเข้าน้ำมันปาล์มดิบจากต่างประเทศจำนวน 30,000 ตัน โดยให้นำเข้าให้แล้วเสร็จภายในเดือนกุมภาพันธ์ 2551 เพื่อบรรเทาปัญหาการขาดแคลน การอนุญาตให้นำเข้าดังกล่าว เป็นอีกปัจจัยที่ทำให้การผลิตไบโอดีเซลโดยเฉลี่ยของประเทศ ในปี พ.ศ. 2551 เพิ่มขึ้นเป็น1.25 ล้านลิตร/วัน



รูปที่ 2.1-5 ต้นทุนการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมัน ปี พ.ศ. 2550-2551

จากข้อมูลกรมพัฒนาธุรกิจพลังงาน (สิงหาคม 2551) มีผู้ผลิตไบโอดีเซลเชิงพาณิชย์ (B100) ที่ได้รับอนุญาตให้จำหน่ายจำนวนทั้งสิ้น 9 ราย มีกำลังการผลิตรวมกัน 800 ล้านลิตร/ปี หรือเฉลี่ย

[5] สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ และกระทรวงพลังงาน, 2551

2.19 ล้านลิตร/วัน หากมีการผลิตเต็มกำลังการผลิตจะต้องการน้ำมันปาล์มดิบประมาณปีละ 0.8 ล้านตัน (ผลปาล์มสดประมาณ 4 ล้านตัน)

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณน้ำมันปาล์มดิบและความต้องการใช้ทั้งในกรณีบรรลุเป้าหมายของกระทรวงพลังงานและเต็มกำลังการผลิตของโรงงานผลิตไบโอดีเซล พบว่า ปริมาณน้ำมันปาล์มดิบมี ไม่เพียงพอสองกรณี

ในระยะสั้น การลดปริมาณการส่งออกน้ำมันปาล์มดิบจำนวน 0.2 ล้านตัน จะทำให้มีน้ำมันปาล์มดิบเพื่อการผลิตไบโอดีเซลเพิ่มเป็น 0.5 ล้านตัน หรือคิดเป็นไบโอดีเซลประมาณ 1.37 ล้านลิตร/วัน ซึ่งยังคงต่ำกว่าเป้าหมายของกระทรวงพลังงาน แต่จากแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม ปี พ.ศ. 2551-2555 ได้กำหนดเป้าหมายให้เพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่เป็น 3.2 ตัน/ไร่ (จาก 2.79 ตัน/ไร่) และขยายพื้นที่เพาะปลูกอีกเป็น 5.42 ล้านไร่ (ตารางที่ 2.1-5) ในกรณีนี้ จะมีปริมาณวัตถุดิบเพื่อการผลิตเพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายของกระทรวงพลังงานในปี พ.ศ. 2554 และกำลังการผลิตของโรงงาน

ตารางที่ 2.1-5 อุปสงค์ อุปทาน ปาล์มน้ำมันเพื่อการผลิตไบโอดีเซล

รายการ	2551	2552	2553	2554	2555
ปริมาณผลผลิต					
- พื้นที่เพาะปลูก (ล้านไร่)	3.45	3.95	4.45	4.95	5.42
- พื้นที่ให้ผลผลิต (ล้านไร่)	3.02	3.22	3.42	3.82	4.22
- yield (ตัน/ไร่)	2.79	2.85	2.97	3.16	3.21
- ผลผลิตปาล์มสด (ล้านตัน)	8.44	9.18	10.17	12.06	13.56
- อัตราน้ำมัน (%)	17.50	18.00	18.00	18.50	18.50
- น้ำมันปาล์มดิบ (ล้านตัน)	1.48	1.65	1.83	2.23	2.51
ความต้องการน้ำมันปาล์มสำหรับอุตสาหกรรมอื่นๆ (ล้านตัน)	0.92	0.98	1.05	1.13	1.21
เหลือน้ำมันปาล์มสำหรับผลิตไบโอดีเซล (ล้านตัน)	0.56	0.67	0.78	1.10	1.30
คิดเป็นปริมาณไบโอดีเซลที่คาดว่าจะผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน) (2)	1.53	1.84	2.14	3.01	3.56
เป้าหมายการผลิตไบโอดีเซลของกระทรวงพลังงาน	1.70	1.90	2.10	3.00	

หมายเหตุ (1) * หมายถึงตัวเลขประมาณการ (2) 1 กิโลกรัม CPO : ไบโอดีเซล 1 ลิตร

ที่มา: แผนพัฒนาอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม ปี พ.ศ. 2551 - 2555

โดยสรุปผลการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นอย่างชัดเจนว่า ปริมาณวัตถุดิบจากพืชพลังงานหลักของประเทศในปัจจุบัน ไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายการใช้เอทานอลและไบโอดีเซลของกระทรวง

พลังงาน หรือความต้องการกำลังการผลิตของโรงงานผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพที่ได้รับอนุมัติ เนื่องจากมีการใช้ในอุตสาหกรรมอื่นอยู่แล้ว แต่อาจมีความเป็นไปได้ในระยะสั้นและกลาง ที่จะเพิ่มปริมาณวัตถุดิบให้เพียงพอ ถ้ามีการลดการส่งออกน้ำตาลและมันเส้นและมันอัดเม็ด ซึ่งอาจจะไม่เป็นทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ที่เป็นผลดีในระยะยาว ดังนั้นการเพิ่มการผลิตชีวมวล จึงเป็นสิ่งจำเป็นในระยะกลางและยาว เพื่อรองรับกับความ ต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้น โดยที่การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตวัตถุดิบ เพื่อเพิ่มผลผลิตต่อไร่ให้ทัดเทียมกับประเทศที่มีผลผลิตสูง (โดยจำกัดการเพิ่มพื้นที่) จะเป็นประเด็นสำคัญ

2.1.5 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่โดยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพและการจัดการ

ความก้าวหน้าและศักยภาพของเทคโนโลยีชีวภาพ ทำให้นานาประเทศทั้งที่พัฒนาแล้วและกำลังพัฒนายอมรับ ว่าเป็นเทคโนโลยีที่จำเป็นสำหรับการพัฒนาประเทศ และการยกระดับความสามารถทางเศรษฐกิจในศตวรรษที่ 21 ดังเห็นได้จากการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีชีวภาพในหลายอุตสาหกรรม อาทิ การแพทย์ การเกษตร อาหาร การจัดการสิ่งแวดล้อม และพลังงานทดแทน เป็นต้น แนวโน้มการวิจัยและพัฒนาส่วนใหญ่มุ่งไปในทิศทางเดียวกัน คือ เพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์และกระบวนการที่เป็นประโยชน์ต่อชีวิตและความเป็นอยู่ของมนุษย์ ดังตัวอย่างต่อไปนี้

สหรัฐอเมริกา เป็นประเทศผู้นำด้านเทคโนโลยีชีวภาพสำหรับพืชพลังงาน มีการลงทุนจากภาครัฐ เช่น กระทรวงพลังงาน (DOE) และกระทรวงเกษตรฯ (USDA) เพื่อสนับสนุนทุนวิจัยจีโนมพืชชนิดต่างๆ ด้วยงบประมาณ 10 ล้านเหรียญสหรัฐ และจากภาคเอกชน เช่น สถาบัน J. Craig Venture ลงทุนวิจัยจีโนม ละหุ่งซึ่งเป็นพืชในวงศ์เดียวกับมันสำปะหลัง หรือแม้แต่ธุรกิจเงินร่วม ลงทุน เช่น Silicon Valley's Legendary Venture Capital และ Kleiner Perkins Caufield & Byers ประกาศลงทุนด้านนี้ด้วยจำนวนเงิน 200 เหรียญสหรัฐ

บราซิล เป็นประเทศผู้ผลิตเอทานอลจากอ้อยที่สำคัญของโลกมีการลงทุนด้านเทคโนโลยีชีวภาพสำหรับอ้อยมามากกว่า 20 ปี มีการพัฒนาสายพันธุ์อ้อยมากกว่า 140 สายพันธุ์ ช่วยลดค่าใช้จ่ายในการปลูกลงร้อยละ 1 ต่อปี

ออสเตรเลีย ประเทศคู่แข่งของบราซิลมีการผลิตอ้อยลงทุนด้านเทคโนโลยีชีวภาพสำหรับอ้อยมาเป็นเวลานานและต่อเนื่อง มีการใช้ marker assisted selection หรือ MAS พัฒนาพันธุ์อ้อยที่สะสมน้ำตาลได้เร็ว (High-early Sugar Variety) และอ้อยจีเอ็มที่มีปริมาณซูโครสสูง เป็นต้น

มาเลเซีย ประเทศผู้นำปาล์มน้ำมัน เมื่อปลายปี 2550 บริษัท Asiatic Centre for Genome Technology Sdn Bhd (ACGT) ของมาเลเซียร่วมมือกับบริษัท Synthetic Genomics (SGI) ของ

สหรัฐอเมริการ ประกาศความสำเร็จของการทำ first draft จีโนมปาล์มน้ำมัน เมื่อเดือนพฤษภาคม 2551

ในภาพรวมของโลก ทิศทางการลงทุนด้านเทคโนโลยีชีวภาพสำหรับพืชพลังงานมีแนวโน้มการทำวิจัยในลักษณะเป็นเครือข่ายระหว่างสถาบัน ทั้งภายในและระหว่างประเทศมากขึ้น เนื่องจากการพัฒนาเทคโนโลยีนี้ต้องใช้เงินลงทุนสูงและมีการพัฒนาเทคโนโลยีไปอย่างรวดเร็ว ตัวอย่างเช่น The Global Cassava Partnership (GCP-21) ซึ่งเป็นความร่วมมือระหว่าง 21 ประเทศ จากทวีปอเมริกา ยุโรป แอฟริกา และเอเชีย ภายใต้โครงการ the Global Cassava Development Strategy IFAD/FAO ที่ต้องการยกระดับผลผลิตมันสำปะหลังของโลกด้วยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพเป็นเครื่องมือสำคัญ โดยได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยจากองค์กรนานาชาติ 15 องค์กร และมูลนิธิต่างๆ ทั้งนี้ ประเทศในเอเชียนอกจากญี่ปุ่นแล้ว จีนนับว่ามีบทบาทเด่นในการพัฒนาเทคโนโลยีชีวภาพมันสำปะหลังอยู่มาก เช่น มันสำปะหลังจีเอ็ม waxy cassava (มีอะมิโลเพคตินสูง) และอินโดนีเซียเป็นอีกประเทศหนึ่งที่พัฒนามันสำปะหลังจีเอ็มที่มีปริมาณ เบต้าแคโรตีนสูง มันสำปะหลังชะลออายุหลังการเก็บเกี่ยว และมันสำปะหลังที่มีขนาดเม็ดแป้งเล็กที่เป็นที่ต้องการของอุตสาหกรรมทำกระดาษ[6]

ความก้าวหน้าของเทคโนโลยีชีวภาพช่วยย่นระยะเวลาในการปรับปรุงพันธุ์แบบดั้งเดิม จากประมาณมากกว่า 10 ปี เหลือเพียงครึ่งหนึ่ง โดยไม่ต้องรอให้ลักษณะที่ต้องการแสดงออกมาก่อน (เช่นให้ต้นโต ติดเมล็ด) เพื่อเลือกต้นที่ต้องการ เนื่องจากสามารถตรวจว่ามียีนที่ควบคุมลักษณะดังกล่าวอยู่ใน ต้นอ่อนหรือไม่ ถ้าไม่ทราบตำแหน่งของยีนที่ต้องการอาจใช้ตำแหน่งยีนเครื่องหมายที่อยู่ใกล้กับยีนที่ต้องการมากที่สุด วิธีนี้เรียกว่า “Marker Assisted Selection” หรือ MAS แต่มีข้อจำกัดที่ต้องหา Marker ที่มีความสัมพันธ์โดยตรงกับลักษณะที่สนใจ (ความแม่นยำของ Marker ที่ใช้) สำหรับในกรณีพืชที่เป็นกลุ่มประชากรเดียวกันหรือในกลุ่มสปีชีส์ใกล้เคียงกันที่มีความหลากหลายต่ำ ไม่สามารถหาพันธุกรรมที่ต้องการในกลุ่มเดียวกันหรือใกล้เคียงกันได้ ในกรณีนี้ ต้องไปหาพันธุกรรมที่ต้องการจากสิ่งมีชีวิตกลุ่มอื่น และเนื่องจากเป็นกลุ่มที่ต่างกัน จึงไม่สามารถผสมพันธุ์และคัดเลือกได้ตามปกติ ซึ่งนำไปสู่การใช้ “เทคโนโลยีพันธุวิศวกรรม” ซึ่งมีข้อได้เปรียบ คือ นำเฉพาะยีนที่ต้องการใส่เข้าไป ทำให้การปรับปรุงพันธุ์ค่อนข้างง่าย เร็ว และจำเพาะ แต่ข้อจำกัด คือ ต้องทำการค้นหายีน ทราบโครงสร้างและหน้าที่ของยีน ปัจจุบัน ทิศทางการวิจัยพืชดัดแปลงพันธุกรรมมุ่งเน้นพัฒนาพืชให้เป็นแหล่งพลังงานชีวภาพแทนพลังงานฟอสซิล เช่น การ

[6] จากการประชุม First Scientific Meeting of the Global Cassava Partnership GCP -1, Cassava: Meeting the Challenges of the New Millennium ระหว่างวันที่ 21-25 กรกฎาคม 2551 Ghent University ประเทศเบลเยี่ยม

เปลี่ยนโครงสร้างแป้งเพื่อให้หมักง่าย (High Extractable Starch Hybrids -HES) หรือการเปลี่ยนแปลงเมตาบอลิซึมของไขมัน จากไขมันชนิดที่ไม่ต้องการให้กลายเป็นชนิดที่ต้องการ เป็นต้น

ประเทศไทยมีการใช้เทคโนโลยีดีเอ็นเอเป็นเครื่องมือในการปรับปรุงพันธุ์พืช เช่น ข้าวขาวดอกมะลิ 105 ทนน้ำท่วมเฉียบพลัน ทนอยู่ใต้น้ำได้ 15-21 วัน โดยไม่ตาย ฟื้นตัวหลังน้ำท่วมได้ดี และให้ผลผลิตเฉลี่ยสูงกว่าพันธุ์เดิมในสภาพน้ำท่วม ปัจจุบันสำนักงานเกษตร จังหวัดอุตรดิตถ์และพิจิตร และสมาพันธุ์เกษตรอินทรีย์แห่งประเทศไทยได้รับเมล็ดพันธุ์ไปขยายเพื่อส่งเสริมเกษตรกรในเครือข่าย นอกจากนี้นักวิจัยได้ค้นพบยีนความหอมและดำเนินการยื่นจดสิทธิบัตรยีนความหอมและการใช้ประโยชน์ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา ออสเตรเลีย จีน ฟิลิปปินส์ ไทย ญี่ปุ่น เวียดนาม อินเดีย ฝรั่งเศส ยุโรป (EPO) และได้รับสิทธิบัตรจากสหรัฐอเมริกา เลขที่ 7319181 เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2551

ด้านการวิจัยและพัฒนาพืชดัดแปลงพันธุกรรม มีหน่วยงานราชการและมหาวิทยาลัยต่างๆ วิจัยและพัฒนาพืชจีเอ็ม ได้แก่ มะละกอต้านทานโรคจุดวงแหวน พริกต้านทานโรคใบด่างประสับปะรดต้านทานสารกำจัดวัชพืช และมะเขือเทศต้านทานโรคใบหงิกเหลือง เป็นต้น พืชบางชนิดมีการทดสอบภาคสนามไปแล้วส่วนหนึ่ง เช่น มะละกอต้านทานไวรัสจุดวงแหวน ก่อนที่คณะรัฐมนตรี มีมติให้กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ยุติการดำเนินการทดลองความปลอดภัยทางชีวภาพของพืชดัดแปลงพันธุกรรมทุกชนิดในระดับไร่/นา เมื่อ 3 เมษายน 2544 ตามข้อเสนอของสมัชชาคนจน และให้มีการยกร่างกฎหมายว่าด้วยความปลอดภัยทางชีวภาพโดยให้ประชาชนมีส่วนร่วม ทำให้งานวิจัยและพัฒนาพืชดัดแปลงพันธุกรรมของไทยโดยเฉพาะในภาคสนามหยุดชะงัก และถึงแม้ว่า ครม. มีมติเห็นควรให้มีการทดสอบพืชดัดแปลงพันธุกรรมในแปลงทดลองของทางราชการได้เมื่อ 25 ธันวาคม 2550 แต่จากความเข้มงวดและกฎเกณฑ์ต่างๆ ทำให้ยังไม่มีการนำเสนอโครงการเพื่อขออนุมัติทดสอบแต่อย่างใด

นอกเหนือจากพันธุ์ที่เป็นปัจจัยกำกับการเจริญเติบโตและให้ผลผลิตของพืชแล้ว ปัจจัยด้านสภาพแวดล้อมและปฏิสัมพันธ์ของพันธุกรรมกับสิ่งแวดล้อมมีอิทธิพลต่อการเพิ่มผลผลิตพืชเช่นกัน ดังนั้น เกษตรกรจึงควรเลือกใช้พันธุ์ให้เหมาะสมกับแต่ละสภาพพื้นที่ปลูก และการจัดการสภาพแวดล้อม ได้แก่ การให้น้ำและปุ๋ยในช่วงเวลาที่พืชต้องการ ตัวอย่างเช่น กรณีอ้อย แม้ว่าปริมาณน้ำฝนเฉลี่ยของประเทศไทยมีค่าใกล้เคียงกับปริมาณน้ำเฉลี่ยต่อปีที่พืชต้องการ แต่การกระจายของฝนยังไม่สอดคล้องกับความต้องการน้ำในแต่ละช่วงเวลาของการเติบโต ในกรณีมันสำปะหลังซึ่งถึงแม้ว่าจะเป็นพืชปลูกได้ง่ายและปรับตัวเข้ากับสภาวะแวดล้อมได้กว้าง แต่ถ้ามันสำปะหลังขาดน้ำในระยะ 6 เดือนแรก ผลผลิตแป้งจะลดลงและมีผลต่อคุณภาพแป้ง โดยเฉพาะคุณสมบัติไฮเดรชั่นและขนาดเม็ดแป้ง และกรณีปาล์มน้ำมัน น้ำมีความสำคัญมากต่อการ

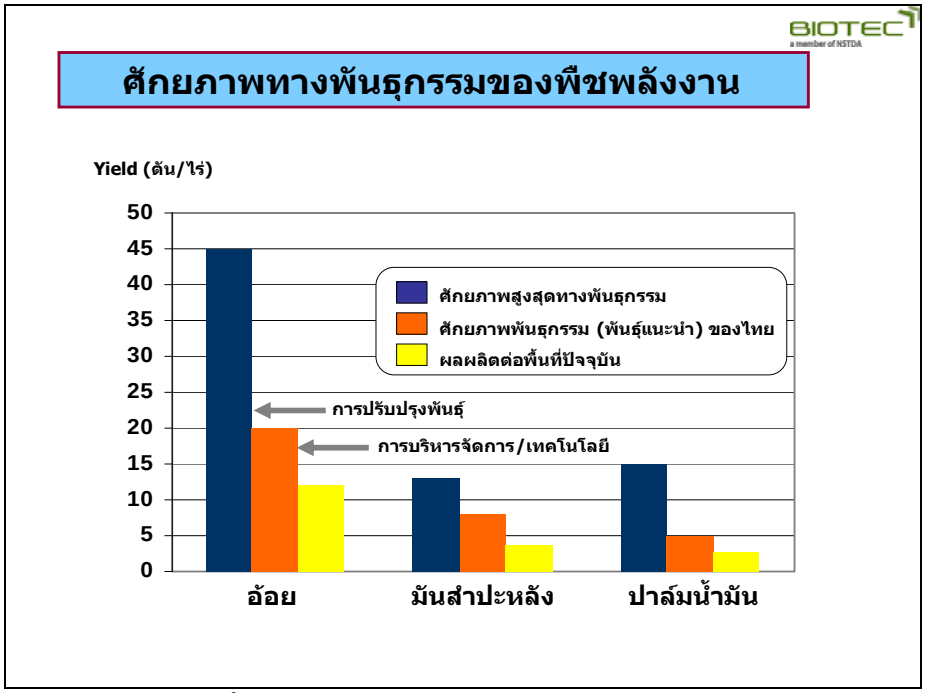
เจริญเติบโต เพราะเนื้อเยื่อของปาล์มน้ำมันมีน้ำเป็นองค์ประกอบมากกว่าร้อยละ 80 ถ้าปาล์มน้ำมันได้รับน้ำไม่เพียงพอ จะไปยับยั้งการสร้างและการเจริญของดอกและเซลล์สืบพันธุ์ รวมทั้งเกิดการหลุดร่วงของดอก และผลผลิตปาล์มน้ำมันลดลง

นอกจากการให้น้ำแล้ว การจัดการศัตรูพืชเป็นปัจจัยสำคัญเช่นกัน โดยเฉพาะโรคใบขาวในอ้อย ที่ทำความเสียหายเป็นพื้นที่กว่าล้านไร่ คิดเป็นมูลค่ากว่า 400 ล้านบาท ขณะนี้ยังไม่มีอ้อยสายพันธุ์ใดที่ต้านทานโรคใบขาวได้ สาเหตุหลักของการระบาดเป็นการแพร่ระบาดโดยผ่านท่อนพันธุ์ ดังนั้นวิธีการควบคุมการแพร่กระจายโรคที่ดีที่สุดคือ การปลูกอ้อยโดยใช้ท่อนพันธุ์ปลอดโรคที่ตรวจสอบโดยใช้ ชุดตรวจ หรือใช้วิธีการผลิตขยายท่อนพันธุ์ปลอดโรคจากการเพาะเลี้ยงเนื้อเยื่อ อย่างไรก็ดี ยังจำเป็นต้องดำเนินการควบคู่กับการจัดการในแปลงผลิตเพื่อเฝ้าระวังแมลงพาหะ

จากการศึกษาข้อมูลผลผลิตทางการเกษตร งานวิจัยด้านการปรับปรุงพันธุ์ของอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันที่ผ่านมา รวมทั้งการปลูกทดสอบพันธุ์ในพื้นที่ต่างๆ ของหลายหน่วยงาน สรุปได้ว่าผลผลิตเฉลี่ยต่อพื้นที่ของมันสำปะหลังอยู่ที่ 3.5 ตัน/ไร่ ดีกว่าผลผลิตเฉลี่ยของโลกและหลายประเทศที่ปลูกมันสำปะหลังเป็นหลัก และศักยภาพของพันธุ์มันสำปะหลังที่มีการพัฒนามาแล้วมีผลผลิตมากกว่า 5 ตัน/ไร่ (6-8 ตัน/ไร่) ในส่วนของพันธุ์อ้อยของไทยมีศักยภาพทางพันธุกรรมที่ให้ผลผลิตได้มากกว่า 20 ตัน/ไร่ ถ้ามีการบริหารจัดการในเรื่องพื้นที่เพาะปลูก และการป้องกันศัตรูพืช เช่น หนอนกอ โรค ใบขาว โรคแส้ดำ

ในกรณีของปาล์มน้ำมัน การปรับปรุงพันธุ์ต้องใช้เวลานาน และประเทศไทยเริ่มมีการปรับปรุงพันธุ์ช้ากว่าอ้อยและมันสำปะหลัง เมื่อดูศักยภาพของพันธุ์ที่ได้รับการพัฒนา โดยเฉพาะของภาคราชการอาจยังไม่เห็นศักยภาพทางพันธุกรรมที่ให้ผลผลิตสูง แต่ในภาคเอกชนให้ความสนใจในการปรับปรุงพันธุ์ รวมทั้งเกษตรกร จากการศึกษาความหลากหลายทางพันธุกรรมจากพันธุ์ที่มีการปลูกในประเทศไทย พบว่า มีต้นปาล์มที่มีศักยภาพที่ให้ผลผลิตดีและมีคุณสมบัติที่น่าสนใจ เป็นต้นว่า ผลสุกแก่พร้อมกัน

อย่างไรก็ดี แม้ว่าพันธุ์พืชที่มีอยู่มีศักยภาพทางพันธุกรรมที่ให้ผลผลิตต่อพื้นที่สูง แต่ก็ยังประสบกับปัญหาไม่ทนต่อศัตรูพืช เช่น กรณีอ้อยที่มีปัญหาโรคใบขาว แส้ดำ หนอนกอ ดังนั้น เพื่อเป็นการลดความเสี่ยง จึงต้องนำพันธุ์ที่ให้ผลผลิตสูงมาปรับปรุงเพิ่มคุณสมบัติความต้านทานต่อโรค รวมทั้งปรับปรุงพันธุ์พืชให้มีประสิทธิภาพในการใช้ปุ๋ย และน้ำ และทนต่อสภาวะที่ไม่เหมาะสม



รูปที่ 2.1-6 ศักยภาพทางพันธุกรรมของพืชพลังงาน

จากศักยภาพทางพันธุกรรมและสรีรวิทยาของพืชที่มีอยู่ทั้งอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน มีศักยภาพจะให้ผลผลิตสูงถึง 45 ตัน/ไร่ 13 ตัน/ไร่ และ 15 ตัน/ไร่ ตามลำดับ (รูปที่ 2.1-6) ด้วยความก้าวหน้าของเทคโนโลยี รวมทั้งความจำเป็นในเรื่องของความต้องการของมนุษย์และพื้นที่ที่จำกัด ทำให้ต้องปรับปรุงพันธุ์ให้ผลผลิตต่อพื้นที่สูงขึ้น จากประสบการณ์ของการปรับปรุงพันธุ์พืชอาหารของโลกเพื่อให้พอเพียงกับความต้องการของมนุษย์พบว่าในระยะเวลา 50 ปี (ระหว่างปีพ.ศ. 2493 -2543) การปรับปรุงพันธุ์เพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ของพืชอาหารของโลกได้ประมาณ 3 เท่าตัว และมีการคาดหมายว่ายังสามารถเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ต่อไปได้อีกอย่างน้อยปีละ 1.5 เท่าตัว ภายในปี พ.ศ. 2593 เพื่อให้พอเพียงกับจำนวนประชากรโลกที่เพิ่มขึ้น

จากศักยภาพด้านพันธุกรรมและการจัดการที่เหมาะสม ชี้ให้เห็นความเป็นไปได้ในการยกระดับผลผลิตพืชพลังงานทั้งสามด้วยการปรับปรุงพันธุ์อย่างต่อเนื่อง และเมื่อผนวกกับความก้าวหน้าด้านเทคโนโลยีชีวภาพทั้งของไทยและต่างประเทศ จึงยิ่งเป็นเครื่องยืนยันถึงความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่ รวมถึงการเพิ่มลักษณะพิเศษต่างๆ ในอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ได้ตามเป้าหมายกระทรวงพลังงาน และความต้องการของอุตสาหกรรมในอนาคต

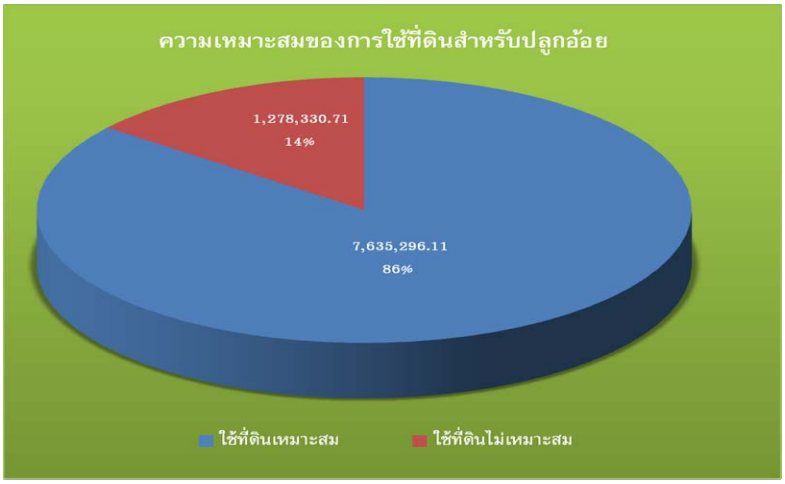
2.1.6 ความเป็นไปได้ในการเพิ่มพื้นที่ปลูก

2.1.6.1 ความเหมาะสมของพื้นที่เพาะปลูก

ประเทศไทยมีพื้นที่เพาะปลูกทั้งหมดประมาณ 321 ล้านไร่ ในจำนวนนี้เป็นพื้นที่ปลูกอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ซึ่งเป็นพืชเศรษฐกิจสำคัญและเป็นวัตถุดิบสำหรับการผลิตพลังงานทดแทน ประมาณ 16.84 ล้านไร่ ในพื้นที่ดังกล่าว ยังมีบางส่วนที่เป็นการปลูกพืชในพื้นที่ไม่เหมาะสม ทำให้ผลผลิตต่อพื้นที่ต่ำ ทั้งนี้ เนื่องจากปริมาณผลผลิตต่อไร่เป็นปฏิสัมพันธ์ของพันธุ์กับสิ่งแวดล้อม และการปลูกพืชในพื้นที่ไม่เหมาะสม ยังเป็นการทำลายสิ่งแวดล้อมด้วย เช่น การปลูกในพื้นที่ลาดชัน เป็นต้น

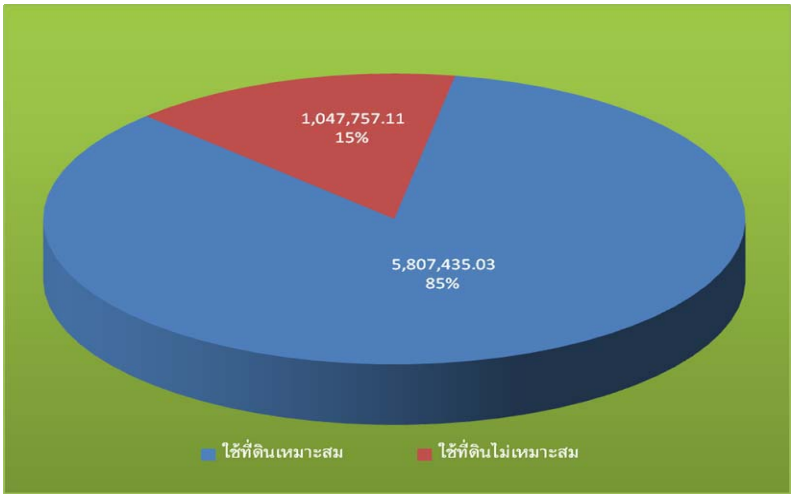
การกำหนดนโยบายกลยุทธ์และแผนพัฒนาพืชพลังงานให้สอดคล้องกันระหว่างพื้นที่และชนิดพืช จำเป็นต้องมีข้อมูลเชิงพื้นที่ ในการศึกษานี้ จึงได้วิเคราะห์ความเหมาะสมของพื้นที่ (Land Evaluation) ต่อการปลูกอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ซึ่งรวมถึงพื้นที่ที่มีลักษณะดิน สภาพภูมิประเทศและภูมิอากาศที่เหมาะสม พร้อมทั้งวิเคราะห์หาพื้นที่ที่มีศักยภาพในการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน เพื่อประเมินความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มผลผลิตปาล์มน้ำมัน ด้วยการขยายพื้นที่ปลูกจากภาคใต้ ไปยังพื้นที่ที่มีศักยภาพในภาคอื่นๆ โดยใช้ระบบสารสนเทศภูมิศาสตร์ (Geographic Information System; GIS) และข้อมูลดาวเทียมในปัจจุบัน (พ.ศ. 2550-2551)

การประเมินความเหมาะสมของพื้นที่ปลูกปัจจุบันของอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ด้วยการเปรียบเทียบสภาพภูมิอากาศ ภูมิประเทศ และคุณสมบัติของดินในแต่ละพื้นที่ กับความต้องการพื้นฐานหรือข้อจำกัดของพืชแต่ละชนิด ซึ่งครอบคลุมทั้งลักษณะทางกายภาพและความอุดมสมบูรณ์ ซึ่งแบ่งเป็น 2 ระดับ ได้แก่ การใช้ที่ดินเหมาะสม (เหมาะสมมาก; S1 และเหมาะสมปานกลาง; S2) และการใช้ที่ดินไม่เหมาะสม (เหมาะสมน้อย; S3 และไม่เหมาะสม; S4) ผลการประเมินสรุปได้ว่า พื้นที่ปลูกอ้อยในปัจจุบันส่วนใหญ่ปลูกในพื้นที่ที่เหมาะสม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 86 ของพื้นที่ปลูกอ้อยทั้งหมด (รูปที่ 2.1-7)



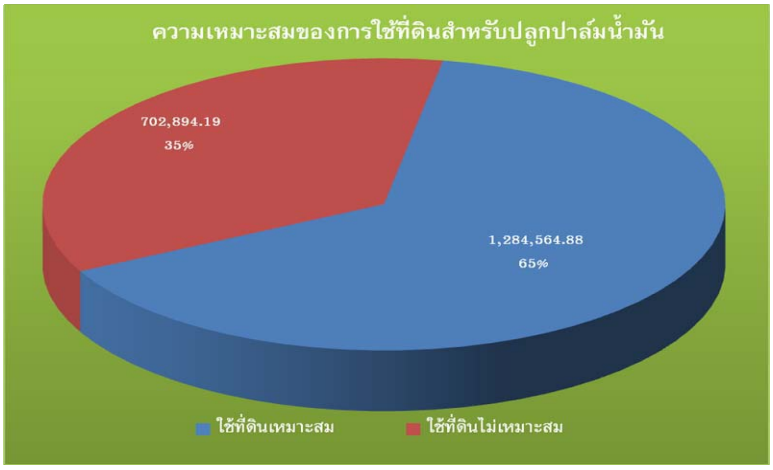
รูปที่ 2.1-7 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการใช้ดินสำหรับปลูกอ้อยในปัจจุบัน (ไร่)

พื้นที่ปลูกมันสำปะหลังในปัจจุบัน ส่วนใหญ่ปลูกในพื้นที่ที่เหมาะสม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 85 ของพื้นที่ปลูกมันสำปะหลังทั้งหมด (รูปที่ 2.1-8)



รูปที่ 2.1-8 ผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของการใช้ดินสำหรับปลูกมันสำปะหลังในปัจจุบัน(ไร่)

ปาล์มน้ำมันมีการใช้สัดส่วนพื้นที่ไม่เหมาะสมถึงร้อยละ 35 ของพื้นที่ปลูกปาล์มทั้งหมด (รูปที่ 2.1-9) การจัดการ/ปรับเปลี่ยน ให้มีความเหมาะสมมากขึ้น เช่น การทำระบบให้น้ำเสริมและ การใส่ปุ๋ย จะเป็นโอกาสสำหรับการเพิ่มปริมาณผลผลิตเฉลี่ยต่อพื้นที่ของประเทศเพิ่มขึ้น



รูปที่ 2.1-9 ความเหมาะสมของการใช้ที่ดินในการปลูกปาล์มน้ำมัน(ไร่)

การประเมินพื้นที่ที่มีศักยภาพสำหรับการปลูกปาล์มน้ำมัน ด้วยการเปรียบเทียบกับปัจจัยความต้องการพื้นฐานหรือข้อจำกัดของปาล์มน้ำมันทั้ง 7 ปัจจัยหลัก ได้แก่ 1) ปริมาณน้ำฝน 2) ดิน 3) ความลาดชัน 4) อุณหภูมิ 5) ความชื้นสัมพัทธ์ 6) ความเสี่ยงต่อการเกิดภัยแล้ง และ 7) จำนวนเดือนที่มีอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำสุดน้อยกว่า 15 องศาเซลเซียส สรุปได้ว่าประเทศไทยมีพื้นที่ที่มีศักยภาพปลูกปาล์มน้ำมัน 19.8 ล้านไร่ ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่จัดอยู่ในระดับความเหมาะสมปานกลาง ภาคใต้มีพื้นที่ศักยภาพสูงสุดประมาณ 10 ล้านไร่ เนื่องจากมีปริมาณน้ำฝนที่เหมาะสม รองลงมาคือภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีพื้นที่ศักยภาพใกล้เคียงกัน ภาคละประมาณ 3 ล้านไร่ ปัจจัยหลักที่ทำให้ภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีความเหมาะสมรองจาก ภาคใต้ เพราะดินมีความอุดมสมบูรณ์ และมีความชื้นสัมพัทธ์ต่ำกว่า ในขณะที่ภาคกลางมีพื้นที่เหมาะสมเพียง 0.8 ล้านไร่เท่านั้น (ตารางที่ 2.1-6)

ตารางที่ 2.1-6 พื้นที่เหมาะสมต่อการปลูกปาล์มน้ำมันจำแนกรายภาค

ภาค	พื้นที่การเกษตร (1) ทั้งหมด (ล้านไร่)	พื้นที่ที่มีศักยภาพในการปลูกปาล์มน้ำมัน (ล้านไร่) (2)		
		เหมาะสมมาก	เหมาะสมปานกลาง	รวม
ตะวันออกเฉียงเหนือ	57.75	0.00	3.11	3.11
ภาคกลาง	25.88	0.00	0.80	0.80
ภาคตะวันออก		0.00	2.64	2.64
ภาคเหนือ	27.5	0.00	3.19	3.19
ภาคใต้	19.15	0.00	10.15	10.15
รวม	130.28	0.001	19.89	19.89

หมายเหตุ : 0.0 มีพื้นที่เหมาะสมในระดับต่ำกว่า 1,000 ไร่

ที่มา: (1) สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, 2549

(2) อภิสิทธ์ เอี่ยมหน่อ และคณะ, 2551

แต่เมื่อพิจารณาถึงปัจจัยเพิ่มเติมที่มีผลต่อปริมาณ/คุณภาพผลผลิตปาล์มน้ำมัน เป็นต้นว่าต้องการน้ำมากกว่า 20 ลิตร/ต้น/วัน และการขาดน้ำนานเกิน 3 เดือน ทำให้ผลผลิตต่อไร่ลดลง เช่นเดียวกับ การปลูกในระดับความสูงเหนือระดับน้ำทะเลมากกว่า 200 เมตรขึ้นไป ปาล์มมีโอกาสให้ผลผลิตลดลง และผลปาล์มสดต้องเข้าสู่กระบวนการสกัดภายใน 24 ชั่วโมงเพื่อให้น้ำมันที่ผลิตได้มีคุณภาพที่ดี จึงต้องมีโครงข่ายถนนเพื่อรองรับการขนส่งผลผลิตเข้าสู่โรงงานสกัด พบว่ามีพื้นที่ศักยภาพเหลือเพียง 0.31 ล้านไร่ เท่านั้น (ตารางที่ 2.1-7 และรูปที่ 2.1-10) นอกจากนั้นเมื่อเปรียบเทียบกับแผนที่การใช้ประโยชน์ที่ดิน พบว่า พื้นที่ดังกล่าวมีการใช้ประโยชน์ที่ดินเต็มพื้นที่แล้ว ดังนั้นรัฐควรพิจาณาแนวทางการเพิ่มผลผลิตในเชิงการเพิ่มผลผลิตเฉลี่ยต่อพื้นที่มากกว่าการขยายพื้นที่ปลูก โดยการปลูกปาล์มพันธุ์ดีในพื้นที่เหมาะสมและการเสริมระบบน้ำในบางพื้นที่ร่วมกับการขยายพื้นที่ปลูก

ตารางที่ 2.1-7 พื้นที่ศักยภาพสำหรับการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน เมื่อพิจารณาจากปัจจัยเพิ่มเติม

ภาค	พื้นที่ (ไร่)		
	เหมาะสมมาก	เหมาะสมปานกลาง	รวม
ตะวันออกเฉียงเหนือ	0.00	15,237.19	15,237.19
ภาคกลาง	0.00	42,051.73	42,051.73
ภาคตะวันออก	0.00	71,499.90	71,499.90
ภาคเหนือ	0.00	46,830.00	46,830.00
ภาคใต้	0.00	137,657.51	137,657.51
รวม	0.00	313,276.33	313,276.33

ที่มา: อภิสิทธิ์ เอี่ยมหน่อ และคณะ, 2551

2.6.1.2 ความเป็นไปได้ในการปลูกปาล์มน้ำมันทดแทนพืชชนิดอื่น

ปัจจัยที่มีผลต่อการตัดสินใจในการปรับเปลี่ยนชนิดพืชของเกษตรกร ได้แก่ ทักษะ/ความชำนาญสภาพพื้นที่เหมาะสม ขนาดของพื้นที่ทั้งหมด รายได้เพิ่มขึ้น พืชที่ปลูกอยู่เดิมมีราคาตกต่ำ ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น ขาดแคลนแรงงาน การได้รับข่าวสารข้อมูล และการเป็นสมาชิกของกลุ่ม เป็นต้น

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในพื้นที่ที่มีการปลูกพืชอื่น เป็นการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนที่เกษตรกรจะได้รับ โดยมีสมมุติฐานว่า หากเกษตรกรจะปรับเปลี่ยนไปสู่การปลูกปาล์มในพื้นที่ปลูกพืชชนิดอื่นอยู่ ในกรณีที่การปลูกปาล์มให้ผลตอบแทนที่สูงขึ้น และมีปัจจัยอื่นๆ ดังกล่าวข้างต้นสนับสนุน

เมื่อเปรียบเทียบกับผลตอบแทนของพืชที่มีการปลูกอยู่เดิม พบว่ามีความเป็นไปได้ที่จะปลูกปาล์มน้ำมันทดแทนในพื้นที่ที่เป็นสวนไม้ผล โดยเฉพาะทุเรียนและเงาะเนื่องจากพืชทั้งสองชนิดมีผลตอบแทนต่ำกว่าการปลูกปาล์มน้ำมัน และปัจจุบันผลไม้ทั้งสองประเภทประสบปัญหาล้นตลาด รวมทั้งในพื้นที่ปลูกยางพาราบางส่วน โดยคาดว่าจะมีพื้นที่ขยายเพิ่มเติมได้ประมาณ 0.20 ล้านไร่ (ณ ราคาปาล์มสด 5 บาท/กิโลกรัม ในปี 2550) หากราคาปาล์มสดปรับเพิ่มเป็น 6 บาท/กิโลกรัม มีความเป็นไปได้ที่จะจูงใจให้เกษตรกรหันมาปลูกปาล์มน้ำมันเพิ่มขึ้นเป็น 0.30 ล้านไร่ อย่างไรก็ตาม มีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมันมากกว่า 0.3 ล้านไร่ เพื่อให้มีปริมาณผลปาล์มสดเพิ่มขึ้น/เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานของประเทศ โดยจากผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของพื้นที่ปลูกปาล์มเมื่อคำนึงถึงปัจจัยทางกายภาพ ได้แก่ ความเหมาะสมของโครงสร้างดินและสภาพอากาศ พบว่ามีพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันที่จะขยายได้อีก 14.80 ล้านไร่ ภายใต้เงื่อนไขของการสร้างระบบน้ำเพิ่มเติม เช่น ระบบน้ำตามท่อ พัฒนาแหล่งน้ำ และ

ระบบชลประทาน รวมทั้งการปรับปรุงบำรุงดิน เนื่องจากพื้นที่ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่จัดอยู่ในระดับความเหมาะสมปานกลาง

2.1.7 สรุป

(1) ด้วยศักยภาพด้านพันธุกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพ และภายใต้สภาวะของการจัดการที่เหมาะสม โดยเฉพาะเทคโนโลยีชีวภาพ และการจัดการ มีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มผลผลิตอ้อยเป็น 15 ตัน/ไร่ และมันสำปะหลังเป็น 6 ตัน/ไร่ มีวัตถุดิบผลิตเอทานอลได้ 13.3 ล้านลิตร/วัน อย่างไรก็ดี มีความเป็นไปได้ ที่ผลผลิตเฉลี่ยของมันสำปะหลังเพิ่มเป็น 8 หรือ 10 ตัน/ไร่ ขึ้นอยู่กับความสามารถในการจัดระบบน้ำและการบำรุงดินได้เหมาะสมและความครอบคลุมพื้นที่ปลูกมันสำปะหลังของประเทศ ในสถานการณ์เช่นนี้ จะมีวัตถุดิบเพื่อการผลิตเอทานอลจำนวน 19.3 และ 25.4 ล้านลิตร/วัน ถ้าปริมาณการใช้วัตถุดิบของอุตสาหกรรมที่มีอยู่เดิมและการส่งออกอยู่ในระดับเดียวกับปี 2551 (ตารางที่ 2.1-8)

ตารางที่ 2.1-8 ปริมาณเอทานอลที่คาดว่าจะผลิตได้ ในกรณีผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น และปริมาณการใช้วัตถุดิบเพื่อการผลิตอื่นอยู่ในระดับเดียวกับปี 2551

กรณีที่	ผลผลิตต่อพื้นที่ (ตัน/ไร่)		คิดเป็นปริมาณเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)
	อ้อย	มันสำปะหลัง	
1 (ปี 2551)	11.8	3.5	1.0 + 0.8 = 1.8
2 (ปี 2554-56)	15	6	4.8 + 8.5 = 13.3
3 (หลังปี 2556)	15	8	4.8 + 14.5 = 19.3
4 (หลังปี 2556)	15	10	4.8 + 20.6 = 25.4

หมายเหตุ (1) พื้นที่ปลูกอ้อยที่ 6.2 ล้านไร่ พื้นที่ปลูกมันสำปะหลัง 7.4 ล้านไร่

(2) ปริมาณการใช้อ้อยเพื่อผลิตน้ำตาล 75 ล้านตัน ดังนั้น มีอ้อยผลิตเอทานอล 18 ล้านตัน อ้อย 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 70 ลิตร

(3) ปริมาณการใช้กากน้ำตาลในประเทศและการส่งออกอยู่ในระดับเดียวกับปี 2551 (ใช้กากน้ำตาลในประเทศ 1.4 ล้านตัน ส่งออกกากน้ำตาล 0.5 ล้านตัน) มีกากน้ำตาลเพื่อการผลิตเอทานอลรวม 1.85 ล้านตัน อ้อย 1 ตันผลิตกากน้ำตาลได้ 50 กก. และ กากน้ำตาล 1 ตันผลิตเอทานอลได้ 260 ลิตร

(4) ปริมาณการใช้มันสำปะหลังเพื่อผลิตแป้งมัน มันเส้น/อัดเม็ด บริโภค และการส่งออกอยู่ในระดับเดียวกับปี 2551 (ในประเทศ 7.8 ล้านตัน และส่งออก 16 ล้านตัน)

(5) โรงงานเอทานอลดำเนินการผลิต 365 วัน/ปี

(2) หากปริมาณการใช้ในอุตสาหกรรมที่มีอยู่เดิมและปริมาณการส่งออกเป็นไปตามวาระแห่งชาติของ สอน. และแผนการผลิตมันสำปะหลังของ สศก. จะมีวัตถุดิบเพื่อการผลิตเอทานอลได้ 15.3 21.4 และ 27.5 ล้านลิตร/วัน หากผลผลิตเฉลี่ยของมันสำปะหลังเพิ่มเป็น 6, 8 และ10 ตัน/ไร่ ตามลำดับ (ตารางที่ 2.1-9)

ตารางที่ 2.1-9 ปริมาณเอทานอลที่คาดว่าจะผลิตได้ ในกรณีผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้น ลดการส่งออกน้ำตาลตามแผนของ สอน. โดยการใช้และการส่งออกมันสำปะหลังเป็นไปตามแผน สศก.

กรณีที่	ผลผลิตต่อพื้นที่ (ตัน/ไร่)		คิดเป็นปริมาณเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)
	อ้อย	มันสำปะหลัง	
1 (ปี 2551)	11.8	3.5	1.0 + 0.8 = 1.8
2 (ปี 2554-56)	15	6	9.7 + 5.61 = 15.3
3 (หลังปี 2556)	15	8	9.7 + 11.7 = 21.4
4 (หลังปี 2556)	15	10	9.7 + 17.8 = 27.5

หมายเหตุ (1) พื้นที่ปลูกอ้อยที่ 6.2 ล้านไร่ พื้นที่ปลูกมันสำปะหลัง 7.4 ล้านไร่

(2) ปริมาณอ้อย 95 ล้านตัน มีอ้อยเพื่อการผลิตเอทานอล 43 ล้านตัน ผลิตเอทานอลได้ 9.4 ล้านลิตร ปริมาณกากน้ำตาลเพื่อการผลิตเอทานอล 0.44 ล้านตัน (เป้าหมายของแผนของ สอน ปี2553/54) โดยอ้อย 1 ตันผลิตเอทานอลได้ 80 ลิตร กากน้ำตาล 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 260 ลิตร

(3) ปริมาณการใช้มันสำปะหลังเพื่อผลิตแป้งมัน มันเส้น/อัดเม็ด บริโภคในประเทศ 8.69 ล้านตัน ปริมาณการใช้มันสำปะหลังเพื่อผลิตแป้งมัน มันเส้น/อัดเม็ดส่งออก 22.05 ล้านตัน (เป้าหมายของแผน สศก ปี 2554) โดยมันสำปะหลัง 1 ตัน ผลิตเอทานอลได้ 150 ลิตร

(4) ปริมาณการใช้อ้อยและมันสำปะหลังภายในประเทศและส่งออกหลังปี 2556 อยู่ระดับเดียวกับปี 2554

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณน้ำมันปาล์มดิบและความต้องการใช้ ทั้งในกรณีสนองเป้าหมายของกระทรวงพลังงานและกรณีสนองกำลังการผลิตของโรงงานผลิตไบโอดีเซลทั้งหมด พบว่า ปริมาณน้ำมันปาล์มดิบมี ไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ทั้งสองกรณี ในระยะสั้น การลดปริมาณการส่งออกน้ำมันปาล์มดิบจำนวน 0.2 ล้านตัน จะทำให้มีน้ำมันปาล์มดิบเพื่อการผลิตไบโอดีเซลเพิ่มเป็น 0.5 ล้านตัน หรือคิดเป็นไบโอดีเซลประมาณ 1.37 ล้านลิตร/วัน ซึ่งต่ำกว่าเป้าหมายของกระทรวงพลังงาน

(3) ในกรณีมีการส่งเสริมให้เกษตรกรใช้พันธุ์ที่เหมาะสมกับพื้นที่ มีระบบการจัดการน้ำที่เหมาะสมตามความต้องการของพืช พร้อมกับการบำรุงดินจะมีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มผลผลิตของปาล์มน้ำมันจาก 2.79 ตัน/ไร่ เป็น 3.50 ตัน/ไร่ ทำให้มีวัตถุดิบผลิตไบโอดีเซลได้ 2.78 ล้านลิตร/วัน และหากเกษตรกรมีการปรับเปลี่ยนไปใช้สายพันธุ์ที่ให้ผลผลิตสูง/ทนต่อสภาพแวดล้อมที่ไม่เหมาะสม สร้างระบบน้ำเพิ่มเติม เช่น ระบบน้ำตามท่อ พัฒนาแหล่งน้ำ และระบบชลประทาน รวมทั้งการปรับปรุงบำรุงดิน จะทำให้ผลผลิตต่อไร่เพิ่มเป็น 5.00 ตัน/ไร่ ในกรณีนี้จะมีวัตถุดิบเหลือเพื่อผลิตไบโอดีเซลได้ 5.15 ล้านลิตร/วัน อย่างไรก็ดี คาดว่าสายพันธุ์ที่ให้ผลผลิตสูง 5.00 ตัน/ไร่ จะพร้อมส่งเสริมให้เกษตรกรได้ใช้หลังจาก ปี 2556

ดังนั้น ในระยะสั้น ยังคงต้องมีการขยายพื้นที่เพาะปลูกเพิ่มเติมหากต้องการให้มีปริมาณผลผลิตปาล์มน้ำมันเพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายของกระทรวงพลังงาน (ตารางที่ 2.1-10)

ตารางที่ 2.1-10 ปริมาณไบโอดีเซลที่คาดว่าจะผลิตได้ เมื่อเพิ่มผลผลิตปาล์มน้ำมัน

กรณีที่	ผลผลิตต่อพื้นที่ (ตัน/ไร่)	คิดเป็นปริมาณไบโอดีเซล (ล้านลิตร/วัน)
1. (ปี2550)	2.79	0.80
2. (ปี 2555)	3.50	2.78
3. (หลังปี 2556)	5.00	5.15

หมายเหตุ (1) พื้นที่ให้ผลผลิต 2.7 ล้านไร่

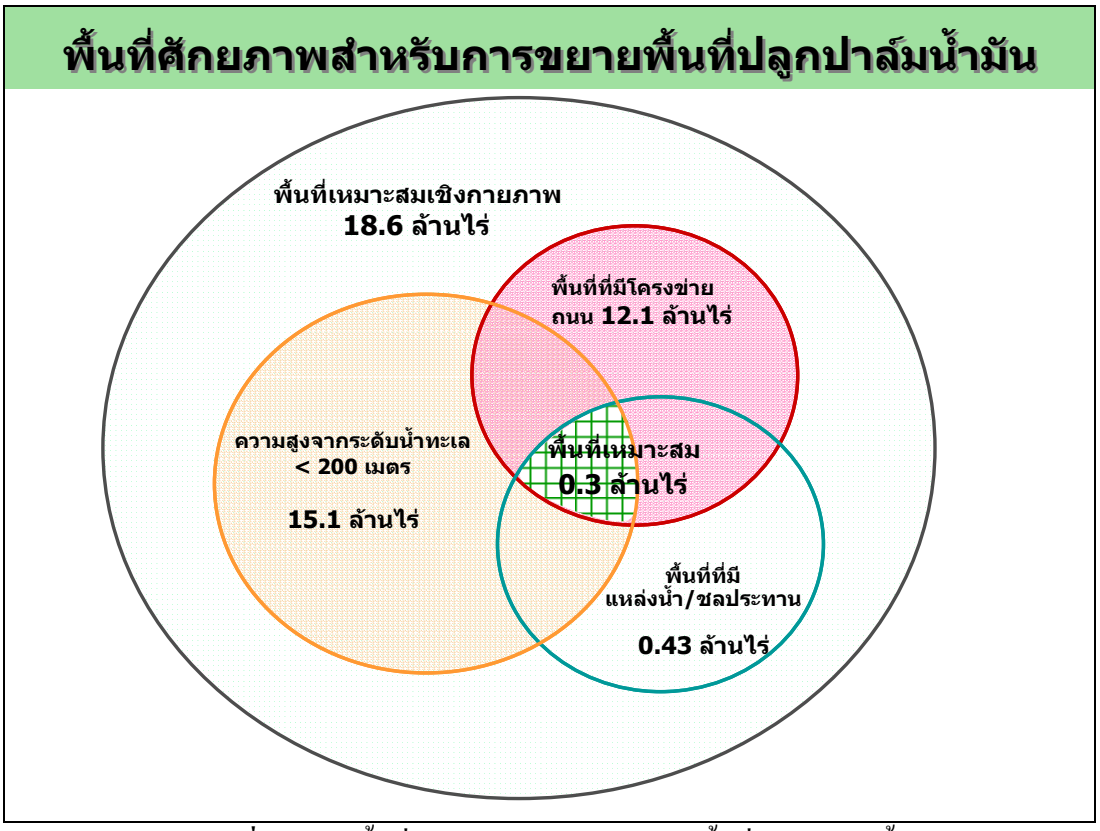
(2) พื้นที่ให้ผลผลิต 3.20 ล้านไร่ (พื้นที่เพาะปลูกในปี 2550) ผลผลิตเฉลี่ย 3.50 ตัน/ไร่

(3) พื้นที่ให้ผลผลิต 3.20 ล้านไร่ (พื้นที่เพาะปลูกในปี 2550) ผลผลิตเฉลี่ย 5.00 ตัน/ไร่

ทั้งสามกรณีเป็นการคำนวณภายใต้เงื่อนไขมีการใช้และส่งออก CPO 1 ล้านตัน/ปี และสัดส่วนน้ำมันปาล์มดิบคิดเป็นร้อยละ 18 ของน้ำหนักผลปาร์ม

(4) มีความเป็นไปได้ที่จะมีการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในพื้นที่ปลูกไม้ผล เช่น เงาะและทุเรียน รวมทั้งยางพาราในพื้นที่ภาคตะวันออก ภาคเหนือ และภาคใต้ ที่ให้ผลตอบแทนไม่คุ้มค่า จำนวน 0.2 ล้านไร่ (ณ ระดับราคาผลปาล์มสดเฉลี่ย 5 บาท/กิโลกรัม) อย่างไรก็ดี หากราคารับซื้อผลปาล์มสดเพิ่มเป็น 6 บาท/กิโลกรัม อาจมีความเป็นไปได้ที่เกษตรกรจะขยายพื้นที่ปลูกเป็น 0.30 ล้านไร่ ในพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลาง และภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

(5) มีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมันมากกว่า 0.3 ล้านไร่ เพื่อให้มีปริมาณ ผลปาล์มสดเพิ่มขึ้น/เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายด้านพลังงานของประเทศ เนื่องจากผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมของพื้นที่ปลูกปาล์มเมื่อคำนึงถึงปัจจัยทางกายภาพ ได้แก่ ความเหมาะสมของโครงสร้างดินและสภาพอากาศ พบว่ามีพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันที่จะขยายได้อีก 14.80 ล้านไร่ ภายใต้เงื่อนไขของการสร้างระบบน้ำเพิ่มเติม เช่น ระบบน้ำตามท่อ พัฒนาแหล่งน้ำ และระบบชลประทาน รวมทั้งการปรับปรุงบำรุงดิน เนื่องจากพื้นที่ส่วนใหญ่เป็นพื้นที่จัดอยู่ในระดับความเหมาะสมปานกลาง อย่างไรก็ตาม การเพิ่มพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันดังกล่าวมีความเสี่ยงเนื่องจากพื้นที่ทั้งหมดมีการใช้ประโยชน์ทางการเกษตรเต็มพื้นที่อยู่แล้ว โดยเป็นพื้นที่ปลูกไม้ยืนต้น ได้แก่ ยางพารา และไม้ผล ดังนั้น การเพิ่มพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันอาจส่งผลกระทบต่อการผลิตพืชอาหารและพืชอุตสาหกรรม นอกจากนี้ราคาผลปาล์มสดอาจมีการปรับตัวลดลงกระทบต่อเกษตรกร และจากการที่ปาล์มน้ำมัน เป็นพืชที่ต้องการน้ำมาก อาจนำไปสู่ปัญหาการจัดสรรทรัพยากรน้ำ และปัญหาผลผลิตต่ำกว่าเป้าหมาย ท้ายสุดหากไม่มีมาตรการควบคุมการขยายพื้นที่อาจนำไปสู่ปัญหาการบุกรุกพื้นที่ป่า



รูปที่ 2.1-10 พื้นที่ศักยภาพสำหรับการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมัน

2.1.8 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

(1) ประเทศไทยมีศักยภาพที่จะเพิ่มผลผลิตต่อไร่ของพืชพลังงาน เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพให้สูงกว่าปัจจุบันมาก แต่รัฐต้องเร่งดำเนินการส่งเสริม Good Agricultural Practices (GAP) ในการเพาะปลูก และเร่งปรับปรุงระบบชลประทาน

(2) เทคโนโลยีชีวภาพเพื่อการคัดเลือกสายพันธุ์ และการปรับปรุงพันธุ์พืชเป็นกุญแจสำคัญที่จะเพิ่มผลผลิตต่อไร่ของพืชพลังงาน และเป็นปัจจัยสำคัญในการลดความขัดแย้งระหว่างการเพาะปลูกเพื่อพลังงานกับเพื่ออาหาร รัฐจึงควรส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีดังกล่าวอย่างจริงจังตามแผนที่นำทาง (roadmap) ที่ได้เสนอแนะไว้ในรายงานฉบับเต็ม

(3) เนื่องจากน้ำมันปาล์มเพื่อผลิตไบโอดีเซล จะมีไม่เพียงพอสำหรับการตอบสนองความต้องการตามเป้าหมายของรัฐ และลักษณะพื้นที่และภูมิอากาศที่เหมาะสมสำหรับพันธุ์ปาล์มดั้งเดิม (ที่ปลูกในภาคใต้) มีจำกัด จึงจำเป็นต้องเร่งพัฒนาพันธุ์ปาล์มที่ทนต่อภูมิอากาศที่มีความชื้นต่ำกว่าภาคใต้ รวมทั้งสำรวจพื้นที่ที่เหมาะสมให้กว้างขวางขึ้น

(4) แผนยุทธศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาพืชพลังงานเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพมีหลายฉบับ แต่ละฉบับกำหนดโดยหน่วยงานที่มีอำนาจหน้าที่ที่แตกต่างกัน และมีแนวทางที่ยังไม่

สอดคล้องกันในเชิงเป้าหมายและกลยุทธ์ โดยเฉพาะประเด็นเรื่องการจำกัดการส่งออกผลผลิต และการขยายพื้นที่เพาะปลูก จึงควรมีการกำหนดแผนแม่บทของชาติที่เป็นเอกภาพ

2.2 การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงานสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

2.2.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ

ก๊าซชีวภาพเป็นทางเลือกหนึ่งของแหล่งพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยที่มีศักยภาพสูง มีต้นทุนต่ำกว่าพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นและมีแหล่งวัตถุดิบที่เป็นของเสียหรือของเหลือใช้จากกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรมทางการเกษตรที่มีอยู่ในประเทศจำนวนมาก เช่นของเสียจากฟาร์มปศุสัตว์ น้ำเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร ซึ่งปัจจุบันได้มีการนำมาใช้ ประโยชน์เพื่อผลิตก๊าซชีวภาพอยู่แล้ว อย่างไรก็ตาม เศษวัสดุทางการเกษตรที่มีลักษณะเป็นของเสียที่อยู่ในรูปของแข็ง และพืชปลูกเพื่อพลังงานก็จัดเป็นแหล่งวัตถุดิบที่สำคัญสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพ เนื่องจากมีปริมาณมากและด้วยลักษณะบางประการของเศษวัสดุเหล่านี้ ที่มีความเหมาะสมในการใช้เป็นพลังงานหมุนเวียนในรูปของก๊าซชีวภาพ (เช่น มีแป้งเป็นองค์ประกอบสูง มีความชื้นสูง เป็นต้น)

เพื่อประเมินศักยภาพจริงในการผลิตก๊าซชีวภาพของเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงาน (วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว) จำเป็นต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมทั้งในแง่ของปริมาณที่เหลือใช้จริง การจัดหาและขนส่ง ผลกระทบด้านราคาเมื่อมีการแข่งขัน รวมถึงศึกษาสมบัติทั้งทางกายภาพ เคมี และฟิสิกส์ของเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงาน โดยการทดสอบหา Bio-Methane Potential – BMP ทั้งนี้เพื่อเป็นข้อมูลสนับสนุนการวางนโยบายที่มีประสิทธิผลสำหรับการใช้เศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็วเป็นทางเลือกในการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อเป็นใช้เป็นพลังงานทดแทน

เนื่องจากวัตถุดิบเหล่านี้ส่วนใหญ่อยู่ในรูปของแข็ง ในกระบวนการผลิตก๊าซชีวภาพนั้นจำเป็นต้องมีการย่อยสลายสารอินทรีย์ในรูปของแข็งที่ไม่ละลายน้ำ (Insoluble solid) ให้เป็นสารอินทรีย์ละลายน้ำ (Soluble substrate)ได้ก่อน เพื่อทำให้จุลินทรีย์สามารถเปลี่ยนสารอินทรีย์เป็นก๊าซชีวภาพต่อไป ด้วยเหตุนี้เทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัตถุดิบที่อยู่ในรูปของแข็งจึงมีความแตกต่างจากเทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียอยู่บ้าง จึงต้องมีการศึกษาและประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัตถุดิบที่อยู่ในรูปของแข็ง (Solid waste) ที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศและรวบรวมข้อมูลความสามารถด้านเทคโนโลยีภายในประเทศ ซึ่งจะเป็นพื้นฐานสำคัญสำหรับการวางนโยบายและการส่งเสริมด้านการวิจัยพัฒนาและการถ่ายทอดเทคโนโลยี การพัฒนาบุคลากรรองรับ

2.2.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย

2.2.2.1 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อประเมินเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพและศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตรเหลือทิ้งประเภทต่างๆและพืชปลูกเพื่อพลังงาน จำพวกวัชพืชและพืชไร่โตเร็ว ให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น

(2) เพื่อประเมินต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและพลังงานไฟฟ้าจากวัสดุทางการเกษตรเหลือทิ้งประเภทต่างๆ และพืชปลูกเพื่อพลังงาน

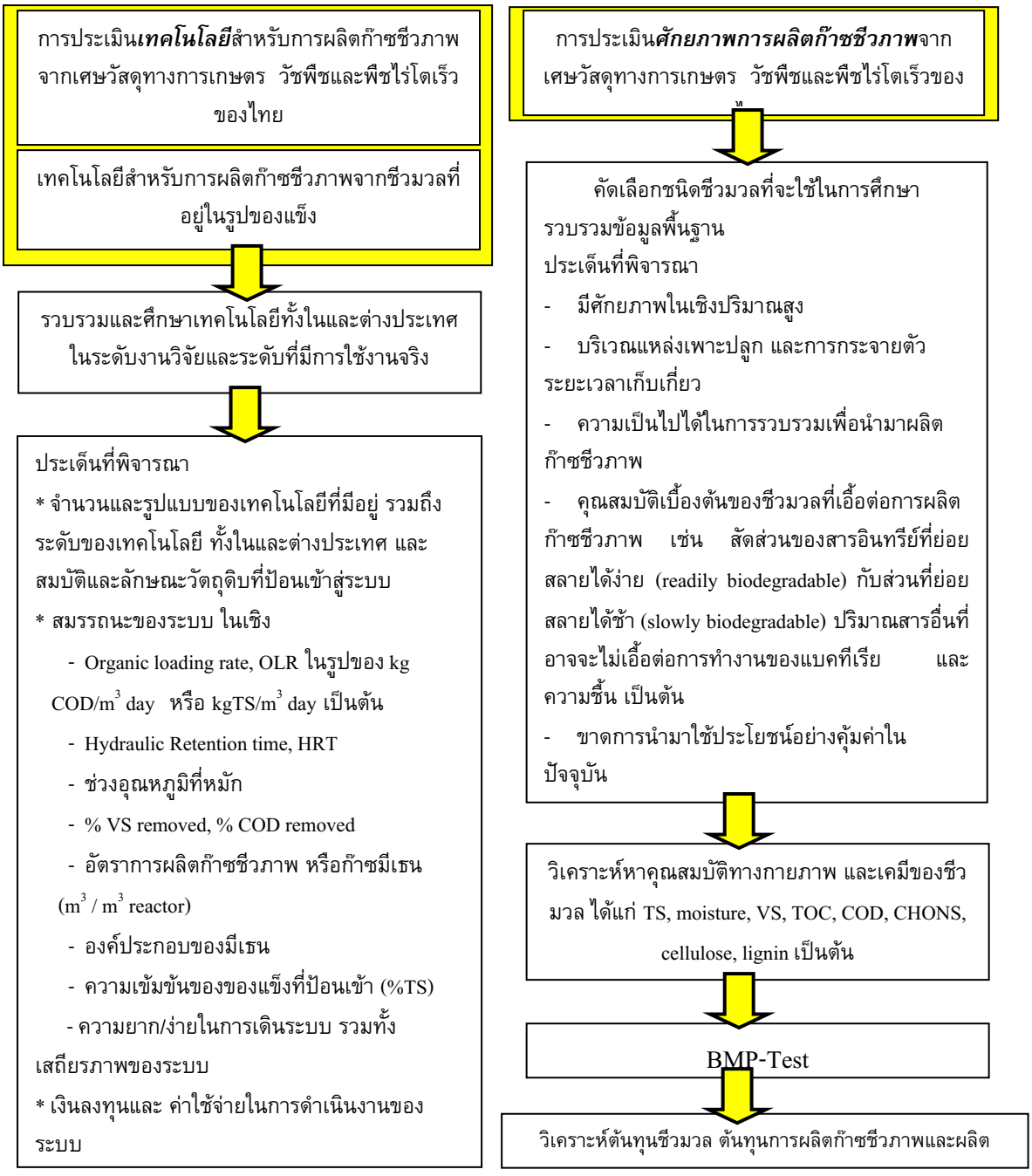
(3) เพื่อพัฒนาข้อเสนอแนะและมาตรการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตรเหลือทิ้งประเภทต่างๆและพืชปลูกเพื่อพลังงาน

2.2.2.2 ขอบเขตงานวิจัย

(1) ประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร และพืชปลูกเพื่อผลิตพลังงาน จำพวกวัชพืชและพืชไร่โตเร็ว อาทิเช่น กากปาล์ม เปลือกสับปะรด หัวมันสำปะหลัง วัชพืชโตเร็ว อื่น ๆ เป็นต้น โดยทำการทดลองหาค่าสัมประสิทธิ์ศักยภาพการผลิตก๊าซมีเธนจากชีวมวล (Bio-Methane Potential – BMP) ในห้องปฏิบัติการ เพื่อใช้ประเมินค่าการย่อยสลายและผลิตมีเธนในสภาวะไร้อากาศ รวมทั้งการจัดการผลผลิตที่เกิดขึ้น เพื่อเป็นข้อมูลในการประเมินต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและผลิตไฟฟ้าจากเศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็วของไทย ทั้งนี้ มีสมมติฐานที่สำคัญคือ “ช่วงเวลาของการเก็บเกี่ยวและวิธีการเก็บรักษาชีวมวลมีผลต่อประสิทธิผลการผลิตก๊าซชีวภาพ (Biogas yields) ไม่เกิน 10%” ดังนั้นจึงไม่ได้ทำการศึกษาปัจจัยดังกล่าวในการหาค่า ศักยภาพการผลิตก๊าซมีเธน (BMP)

(2) ประเมินเทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยการรวบรวมและศึกษาเทคโนโลยีทั้งในและต่างประเทศ ในระดับงานวิจัยและระดับที่มีการใช้งานจริง รวมทั้งเงื่อนไขต่าง ๆ ในการเดินระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

2.2.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ



2.2.4 เทคโนโลยีสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว

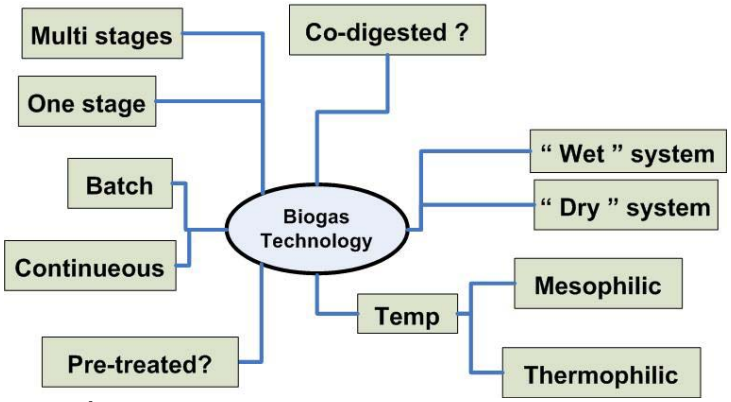
2.2.4.1 เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องในภาพรวม

เนื่องจากเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรฯอยู่ในรูปของแข็งมีความชื้นตั้งแต่ 15-90% และมีสัดส่วนของ Lignocellulosic เป็นองค์ประกอบสูง การย่อยสลายจึงต้องใช้ระยะเวลา ดังนั้นการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัตถุดิบเหล่านี้จึงมักจะมีขั้นตอนในการเตรียมสภาพ (Pre-treatment) ของวัสดุอินทรีย์เพื่อเพิ่มความสามารถในการย่อยสลาย โดยสามารถทำได้หลายวิธี Lehtomki และคณะ ได้ทำการศึกษาผลของวิธี Pre-treatment ต่าง ๆ กับพืชจำพวกหญ้า ดังสรุปในตารางที่ 2.2-1

ตารางที่ 2.2-1 ผลของ pre-treatment วิธีต่างๆ สำหรับพืชจำพวกหญ้า

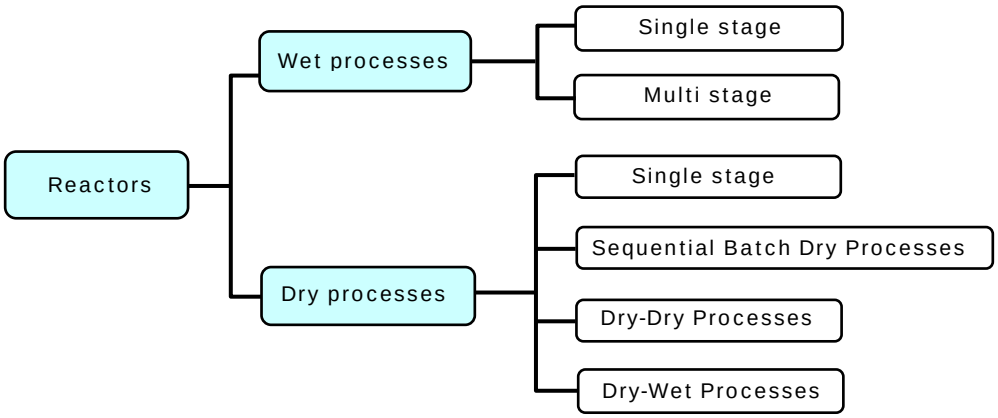
	Methane potential (m3 CH4 kg-1 VS added)		Change (%)
	Before pre-treatment	After pretreatment	
NaOH 2% 24 h 20 °C	0.23	0.25	9
NaOH 2% 72 h 20 °C	0.23	0.27	17
3% Ca(OH)2 + 4% Na2CO3 24 h 20 °C	0.23	0.24	4
3% Ca(OH)2 + 4% Na2CO3 72 h 20 °C	0.23	0.27	17
Autoclaving	0.23	0.26	13
Pre-incubation in water 24 h 35 °C	0.23	0.26	13
Enzyme 24 h 35 °C	0.23	0.27	17
White rot fungi 21 d 20 °C	0.23	0.24	4
Composting 7 d	0.23	0.19	-17

สำหรับชนิดของระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากสารอินทรีย์ที่อยู่ในรูปของแข็งนั้นสามารถจำแนกได้หลายแบบตามแต่คำจำกัดความหรือสภาวะการดำเนินการที่ใช้ดังแสดงในรูปที่ 2.2-1



รูปที่ 2.2-1 การจำแนกรูปแบบเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพ

สำหรับรูปแบบของระบบและถังปฏิกรณ์จะแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับเทคโนโลยี ในบางเทคโนโลยีอาจจะมีถังปฏิกรณ์ตามขั้นตอนของการย่อยสลาย และ/หรือมีการเติมเอนไซม์จากภายนอกเพิ่มเติม เพื่อเพิ่มอัตราเร็วของการไฮโดรไลซีส หรือบางเทคโนโลยีอาจมีเพียงถังปฏิกรณ์เพียงใบเดียว รูปแบบของถังปฏิกรณ์สามารถแบ่งได้หลักๆ ดังรูปที่ 2.2-2



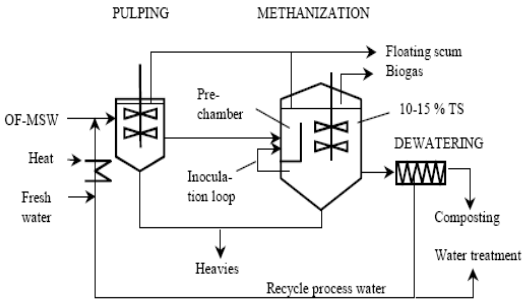
รูปที่ 2.2-2 รูปแบบของถังปฏิกรณ์สำหรับสารอินทรีย์ที่อยู่ในรูปของแข็ง

รูปแบบของถังปฏิกรณ์ Wet processes จะควบคุมความเข้มข้นของของแข็งในถังปฏิกรณ์ไม่เกิน 10-13% TS [5] ในขณะที่ถังปฏิกรณ์ Dry processes จะรักษาความเข้มข้นของแข็งภายในระบบประมาณ 20-40% ดังนั้นหากวัสดุของแข็งมีความชื้นต่ำ (> 50% TS) อาจไม่ต้องการ น้ำมาเพิ่มความชื้นมากนัก ในกรณีใช้ถังปฏิกรณ์แบบขั้นตอนเดียว (Single stage) หรือขั้นตอนการหมักเกิดขึ้นในถังใบเดียว แบบ Dry processes มีอัตราการรับภาระสารอินทรีย์สูงกว่าแบบ Wet processes ประมาณ 1 เท่า เนื่องจากรักษาความเข้มข้นของแข็งภายในถังปฏิกรณ์สูงกว่าทำให้ปริมาตรของถังปฏิกรณ์จะเล็กกว่า โดยถังปฏิกรณ์ Single stage ของ Wet processes มีอัตราการรับภาระสารอินทรีย์ในช่วง 1-10 kgVS/m3.day และมีระยะเวลากักเก็บมากกว่า 30 วัน

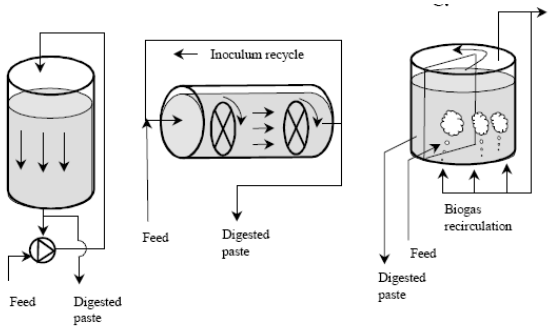
อย่างไรก็ตามจุดอ่อนของถังแบบ Single stage นี้คือการกวนผสมเนื่องจากอาจจะเกิดการไหลลัดวงจรของสารอินทรีย์ในกรณีที่ระบบมีการกวนผสมไม่ทั่วถึง ทำให้มีผลต่อประสิทธิภาพของการผลิตก๊าซชีวภาพ ซึ่งถังปฏิกรณ์ Wet processes ป้องกันการไหลลัดวงจรโดยการออกแบบภายในถังให้มีแผ่นกั้น (Baffle) บางส่วน เพื่อให้บางส่วนของถังมีการไหลคล้ายกับการไหลแบบท่อ (Plug flow) นอกจากนี้ลักษณะการติดตั้งใบกวนมีทั้งการติดตั้งในแนวดิ่ง แนวราบ หรือ เอียง หรือกวนโดยการหมุนวนน้ำ หรือก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นโดยใช้หัวพ่น (Jet mixer) ในกรณีนี้อาจจะสิ้นเปลืองพลังงานมากกว่าการกวนด้วยใบกวน แต่จะลดปัญหาเรื่องการบำรุงรักษาใบกวนภายในถังปฏิกรณ์

ส่วนถังแบบ Dry processes การกวนผสมมีหลายเทคโนโลยี เช่น เทคโนโลยี Dranco process [8] ใช้การกวนผสมด้วยการปั๊มวนของแข็งที่ผ่านการย่อยสลายไปผสมกับวัสดุที่ป้อนเข้าไปใหม่ การปั๊มของแข็งที่มีความชื้นตั้งแต่ 50-80% MC สามารถเทคโนโลยี Kompogas [9] ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ถังปฏิกรณ์ถูกจัดวางอยู่ในแนวนอนและใช้ใบกวนข้างในกวนและผลักวัสดุให้เคลื่อนไปอย่างช้าๆ ซึ่งทำให้เกิดการกวนผสมในแนว Axial และการไหลของวัสดุเป็นแบบท่อ (Plug flow) ในกรณีนี้ต้องควบคุมความเข้มข้นของของแข็งในถังปฏิกรณ์ให้อยู่ประมาณ 23% TS เพื่อให้เกิดการไหลของวัสดุและกวนผสมเป็นอย่างดี ส่วนเทคโนโลยี Valorga [10] เหมาะสมกับวัตถุดิบที่มีความเข้มข้นของของแข็งสูง ๆ โดยใช้การวนก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้นเข้าไปด้านใต้ถังปฏิกรณ์ทุกๆ 15 นาที เพื่อให้เกิดการขยับตัวของวัสดุภายในถังปฏิกรณ์และเกิดการกวนผสมขึ้น อย่างไรก็ตามในกรณีของการกวนด้วยก๊าซนี้อาจจะเกิดปัญหาเรื่องการอุดตันท่อกระจายลมได้

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากกระบวนการ Dry processes นั้นมีความชื้นต่ำ (หรือมีความเข้มข้นของของแข็งสูง) อาจทำให้เกิดปัญหาเรื่องความเป็นพิษของสารเคมี เช่น แอมโมเนียเนื่องจากไม่มีน้ำมาเจือจาง ทำให้จุลินทรีย์ในถังอาจจะถูกยับยั้งการเจริญเติบโตได้ นอกจากเรื่องของอัตราการเกิดปฏิกิริยาการย่อยสลายแล้ว การขนถ่ายวัสดุและการกวนผสมเป็นปัจจัยที่ต้องออกแบบเครื่องจักรให้เหมาะสม ซึ่งเครื่องจักรเหล่านี้จะมีราคาสูงกว่าเครื่องจักรสำหรับการขนถ่ายด้วยระบบปั๊มและท่อในระบบหมักแบบเปียก สำหรับด้านเงินลงทุนถังหมักแบบแห้งจะประหยัดกว่าถังหมักแบบเปียก เฉพาะในกรณีที่อัตราการป้อนวัตถุดิบต่ำ เนื่องจากการออกแบบนั้นง่าย และเครื่องจักรในการป้อนและการดึงของแข็งออกนั้นค่อนข้างง่าย [11] แต่ในกรณีที่มีอัตราการป้อนวัตถุดิบสูงขึ้น การหมักแบบเปียกน่าจะมีเงินลงทุนที่สามารถแข่งขันได้เนื่องจากราคาเครื่องจักรในการขนถ่ายจะถูกกว่าที่ใช้ในระบบหมักแบบแห้ง



รูปแบบเทคโนโลยีแบบ Single Wet-Process



Dranco Kompogas Valorga

รูปแบบเทคโนโลยีแบบ Single stage Dry-Process

สำหรับการหมักแบบ Wet processes ที่ใช้ถังปฏิกรณ์หลายถังเรียก Muti-stage ซึ่งถังปฏิกรณ์ใบแรกเป็นถังที่ให้เกิดการย่อยสลายสารอินทรีย์ในรูปของแข็งจนถึงขั้นการผลิตเป็นกรดอินทรีย์

ดังนั้นการมีระบบ Pre-treatment เข้ามาช่วยจะทำให้การเกิดปฏิกริยาเร็วขึ้นและทำให้ถังมีขนาดเล็กลง ถังใบที่สองเป็นถังที่ย่อยสลายกรดอินทรย์ให้เป็นกรดอะซิติกและเปลี่ยนเป็นมีเธน ในขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่เกิดปฏิกิริยาช้า ดังนั้นการที่ทำให้อัตราการเกิดปฏิกิริยาเร็วขึ้นทำได้โดยการที่รักษาปริมาณจุลินทรีย์กลุ่มผลิตมีเธน (Methanogens) ให้อยู่ในถังให้ได้มากๆ เช่น โดยการวนตะกอนจุลินทรีย์กลับ เป็นต้น

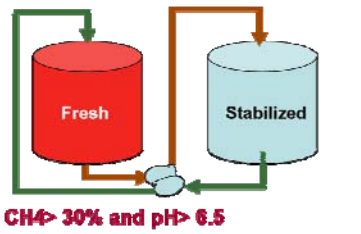
เนื่องจากการหมักวัตถุดิบที่เป็นของแข็งมักจะมีปัญหาเรื่องการกวนผสม จึงมีถังปฏิกรณ์ที่ประยุกต์ใช้หลักการการฝังกลบ (Land filled) เรียก Sequential batch dry processes โดยใช้การคลุมด้วยพลาสติก และต่อท่อดึงก๊าซชีวภาพที่ได้ออกไปใช้งาน การป้อนวัสดุทางการเกษตรอาจจะเป็นการป้อนเข้าไปในถุงพลาสติกแต่ละใบตามปริมาณของวัสดุแต่ละวันที่ต้องการ โดยที่วัสดุที่อยู่ในถุงจะไม่มีการผสมกันและเกิดการย่อยสลายไปตามลำดับขั้นตอน เมื่อวัสดุถูกย่อยสลายหมดจะมีการเปิดถุงและดึงวัสดุที่ผ่านการย่อยสลายออก ดังนั้นการหมักด้วยถังปฏิกรณ์แบบนี้ซึ่งใช้วัสดุที่มีราคาถูกจึงมีเงินลงทุนของระบบไม่สูงมาก และการดูแลระบบไม่ยุ่งยาก แต่ต้องการพื้นที่มาก เนื่องจากรูปแบบแบบนี้ไม่มีการเติมน้ำ หรือชะน้ำ (Percolation) ทำให้การย่อยสลายใช้เวลานานกว่า และมีอัตรารับภาระสารอินทรีย์ต่ำกว่า โดยอาจจะมีระยะเวลาในการหมักมากกว่า 100 วัน ดังนั้นจึงมีการพัฒนาถังปฏิกรณ์แบบหลายขั้นตอนแบบDry-Dry processes หรือเรียกว่ากระบวนการ Sequential batch leach bed [12] โดยเป็นกระบวนการที่ใช้การวนน้ำชะ (Leachate) ระหว่างถังปฏิกรณ์ สองใบ โดยใบหนึ่งเป็นถังที่มีวัสดุอินทรีย์ที่อยู่ในระยะเริ่มต้น (Fresh phase) ของการหมักกับถังปฏิกรณ์อีกใบหนึ่งที่มีวัสดุอินทรีย์ที่ผ่านการย่อยสลายแล้ว (Stabilized phase) เมื่อน้ำชะในถังปฏิกรณ์ใบแรก (Fresh phase) มีความเสถียรเพียงพอ ก็จะทำการวนน้ำชะภายใน ถังปฏิกรณ์ใบนั้นเอง และถังปฏิกรณ์ Stabilized phase ก็จะทำการดึงเอาวัสดุอินทรีย์ออก เพื่อทำการป้อนวัสดุอินทรีย์ใหม่ต่อไป



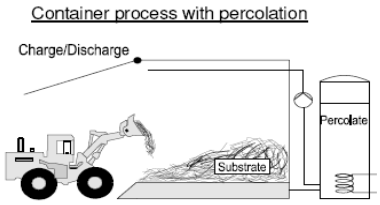
รูปแบบเทคโนโลยี Sequential batch dry-process

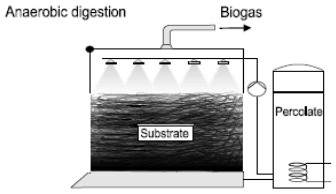
แม้ว่าเทคโนโลยีแบบนี้จะมีการชะน้ำ (Percolation) เพื่อเร่งอัตราการย่อยสลาย โดยทั้งกระบวนการใช้เวลาประมาณ 30-50 วัน แต่อัตรารับภาระสารอินทรีย์ก็ยังต่ำอยู่ จึงมีการพัฒนาถัง

ปฏิกรณ์แบบหลายขั้นตอนระหว่าง Dry-Wet processes โดยรูปแบบของกระบวนการจะมีถังปฏิกรณ์ที่มีความชื้นต่ำและมีการวนน้ำมาชะชั้นของวัสดุอินทรีย์ ซึ่งทำให้ถังปฏิกรณ์นี้มีความชื้นสูงขึ้นและเกิดกระบวนการย่อยสลาย ในช่วงแรก ๆ จะเกิดกรดอินทรีย์สูง ดังนั้นน้ำชะที่ได้จะนำไปป้อนถังปฏิกรณ์ที่สองซึ่งเป็นถังแบบความชื้นสูง กระบวนการการเกิดมีเธนจะเกิดในถังปฏิกรณ์ใบนี้ สำหรับเทคโนโลยีที่ใช้ในระดับอุตสาหกรรม อาทิเช่น TEAM process ที่ใช้การหมักแบบแห้งในขั้นตอนการผลิตกรด และนำกรดอินทรีย์ไปผลิตมีเธนในถังปฏิกรณ์แบบ UASB (Upflow anaerobic sludge blanket)



เทคโนโลยี Batch Leach Bed process





เทคโนโลยี Sequential Batch Leach Bed process

2.2.4.2 รูปแบบของเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากวัสดุทางการเกษตรในประเทศไทย

เทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพจากสารอินทรีย์ในรูปของแข็งที่มีใช้ในประเทศไทยในระดับเชิงพาณิชย์นั้นมีอยู่น้อยมากและเป็นเทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะเศษอาหาร โดยเป็นเทคโนโลยีที่นำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งเป็นระบบถังกวนสมบูรณ์ (CSTR) ประมาณ 2-3 ระบบ สามารถรับสารอินทรีย์ได้ประมาณ 60-100 ตันขยะ (Wet basis) ต่อวัน โดยมีอัตราการรับภาระสารอินทรีย์ประมาณ 6-8 kg TS/m3/day ส่วนการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตรมีรายงานว่ามีการใช้งานบ้างแล้ว แต่ไม่มีตัวเลขยืนยันที่แน่นอน และเป็นระบบแบบบ่อคลุม (Covered lagoon) โดยเป็นการป้อนร่วมกับน้ำเสียโรงงานผลิตเอทานอลเป็นหลัก ซึ่งไม่ได้ป้อนของ เสียที่เป็นของแข็งเป็นหลัก ส่วนเทคโนโลยีในประเทศไทย ยังอยู่ในระดับงานวิจัยในห้องปฏิบัติการ ซึ่งมีทั้งระบบแบบ Sequential batch leach bed reactor และการใช้ถังปฏิกรณ์แบบ Anaerobic baffle reactor

2.2.4.3 รูปแบบของเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพจากวัสดุทางการเกษตรในต่างประเทศ

เทคโนโลยีผลิตก๊าซชีวภาพจากสารอินทรีย์ในรูปของแข็งในประเทศสหภาพยุโรปนั้นมีการใช้ในระดับเชิงพาณิชย์เป็นจำนวนมาก โดยเป็นเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากขยะอินทรีย์ ที่นิยมใช้มากที่สุด คือ ระบบถังกวนสมบูรณ์ (CSTR) ดังตัวอย่างต่อไปนี้

ประเทศออสเตรีย (ดูตารางที่ 2.2-2)

- มีระบบประมาณ 350 ระบบทั่วออสเตรีย สำหรับผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุด้านการเกษตร
- ส่วนใหญ่มีการป้อนทั้งพืชพลังงาน และมูลสัตว์เพื่อปรับ C:N
- ส่วนใหญ่ (34%) ระบบมีขนาดประมาณ 17,000 ลบ.ม.
- OLR 1.0– 7.9 kg VS/m3/day
- HRT 30 ถึง 150 วัน

ประเทศเยอรมัน

- วัตถุดิบประมาณ >50% เป็นพืชพลังงาน และใช้มูลสัตว์เสริมเพื่อปรับ C:N
- บริษัทเอกชน สร้างระบบผลิตก๊าซชีวภาพ โดยใช้วัตถุดิบชนิดเดียว
- 2% ของพื้นที่การเกษตร (3,500 ตร.ก.ม.) ถูกใช้ในการผลิตพืชพลังงานเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ
- ต้องการเพิ่มผลผลิต จาก 15 T/ha/year เป็น 30 T/ha/year

ตารางที่ 2.2-2 สรุปสมรรถนะของระบบผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศออสเตรีย

Parameter	Unit	Median	min.	max.
Amount of processed substrate	t Substrate /d	13.2	0.8	58.9
Hydraulic retention time based on reactor volume (RV)	m^3RV/(tSubstrate/d)	131	44	483
Organic load (dry substance)	kgVS/(m^3RV·d)	3.59	1.04	7.97
COD load	kgCOD/(m^3RV·d)	5.64	1.62	11.95
Amount of volatile solid (VS)	t VS/d	2.34	0.33	13.78
Biogas generation	Nm^3biogas/d	1,461	233	10,115
Biogas productivity	Nm^3biogas/(m^3RV·d)	0.96	0.22	2.17
Carbon degradation	%	82.8	61.5	96.8
Average biogas yield	Nm^3biogas/kgVS	0.662	0.511	0.878
Methane content in Biogas	%	54.8	49.7	67
Electrical Efficiency	%	31.3	20.7	39.2
Use of heat (related to total input energy)	%	16.5	0	42.6
Annual use efficiency (related to total input energy)	%	47.3	30.5	72.3

2.2.5 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพของเศษวัสดุทางการเกษตร วัชพืชและพืชไร่โตเร็วของไทย

การวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตมีเธน (Biochemical Methane Potential, BMP) นั้นดำเนินการโดยนำชีวมวลกลุ่มที่มีศักยภาพสูงมาทดลองย่อยด้วยจุลินทรีย์ในสภาวะไร้อากาศ แล้ววัดปริมาณและองค์ประกอบของก๊าซชีวภาพที่เกิดขึ้น ผลของศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพและมีเธน ของวัสดุต่าง ๆ สรุปได้ดังตารางที่ 2.2-3

ตารางที่ 2.2-4 แสดงศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทน ซึ่งจะเห็นได้ว่าฟางข้าวมีศักยภาพการผลิตชีวมวลและมีเธนสูงสุด รองลงมาได้แก่ ใบอ้อย หัวมันตกเกรด และต้นอ้อย ตามลำดับ อย่างไรก็ตามวัสดุทางการเกษตรเหล่านี้ ล้วนเกิดขึ้นในพื้นที่เพาะปลูก ซึ่งจะต้องมีการจัดการเรื่องรูปแบบวิธีการรวบรวมและขนส่งมายังโรงผลิตก๊าซชีวภาพ

ตารางที่ 2.2-3 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มเศษวัสดุทางการเกษตร (เกิดขึ้นในพื้นที่เก็บเกี่ยว)

ชีวมวล	ปริมาณ (ล้านตัน/ปี)	ปริมาณมีเธน (ล้าน ลบ.ม. CH4/ปี)	ktoe***	GWh**	GWe**	น้ำมันเตา* (ล้านลิตร)
ฟางข้าว ปี 50	3.11	913	738	1,681	0.27	753
ตอซัง ปี 50	9.73	770	621	1,417	0.23	635
ใบอ้อย ปี 51	12.1	2,141	1,729	3,937	0.64	1,765
หัวมัน (5%ของผลผลิตทั้งหมดปี 51)	1.25	204	165	375	0.06	168
ต้นอ้อย (5%ของผลผลิตทั้งหมดปี 51)	2.0	202	163	371	0.06	167

** น้ำมันเตา มีค่าพลังงาน 41 เมกะจูล/ลิตร*

*** ประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานจากก๊าซชีวภาพเป็นไฟฟ้า 28% ดังนั้นพลังงานจากมีเธน 3600 kJ ได้ไฟฟ้า 0.28 kWh, จำนวนชั่วโมงในเดินเครื่อง = 8,760 ชั่วโมงต่อปี และ Plant factor = 0.7*

**** 1 ล้านลบ.ม มีเธน เทียบเท่าค่าพลังงาน 0.80678 ktoe*

ตารางที่ 2.2-4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพและมีเธน

กลุ่มชีวมวล		ตัวอย่าง	ลบ.ม. ก๊าซชีวภาพ		ลบ.ม. มีเธน	
			/ตัน วัตถุดิบ (สด)	/ตัน วัตถุดิบ (แห้ง)	/ตัน วัตถุดิบ (สด)	/ตัน วัตถุดิบ (แห้ง)
เศษวัสดุทางการเกษตร	เกิดขึ้นในพื้นที่ปลูก	ฟางข้าว	582	638	294	322
		ตอซัง	164	405	80	208
		ใบอ้อย	285	535	177	281
		หัวมันสำปะหลังตกเกรด	349	894	162	408
		ต้นอ้อย	201	491	102	253
		ทะลายปาล์มเปล่า	244	712	130	381
	เกิดขึ้นในโรงงานแปรรูป/ของเสียอุตสาหกรรม	เส้นใยปาล์ม	320	575	186	335
		Decanter cake โรงปาล์ม	138	590	77	330
		เปลือกสับปะรด	66	748	34	375
		เศษสับปะรด	52	1,030	29	549
		กากมันสำปะหลัง	142	774	66	360
พืชไร่		ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	190	726	99	363
		หญ้าเลี้ยงสัตว์-หญ้าขน	110	426	54	229
		หญ้าเลี้ยงสัตว์-หญ้าแพงโกล่า	204	569	99	300
วัชพืช		ต้นผักตบชวา	53	606	27	312
		ธูปฤาษี	83	592	45	323
		หญ้าคา	213	481	106	246
		หญ้าแฝก	220	530	106	226

การประเมินศักยภาพการผลิตพลังงานในรูปก๊าซชีวภาพและไฟฟ้าของชีวมวลที่เป็นวัสดุทางเหลือทิ้งทางการเกษตรที่เกิดขึ้นในขั้นตอนแปรรูป หรือเป็นของเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรนั้นพบว่ากากมันสำปะหลังที่เกิดขึ้นในโรงแป้งมันสำปะหลังมีศักยภาพการผลิตชีวมวลและมีเธนสูงสุด รวมทั้งมีปริมาณที่เกิดขึ้นต่อปีมาก รองลงมาได้แก่ทะลายปาล์มเปล่า ซึ่งเกิดขึ้นในโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบ การผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลกลุ่มนี้มีความเป็นไปได้สูง เนื่องจากโรงงานดังกล่าวมักมีระบบบำบัดน้ำเสียแบบไร้อากาศอยู่แล้ว ซึ่งถ้ามีการนำไปผลิตก็จะ สามารถทดแทนพลังงานได้ทั้งหมดประมาณไม่น้อยกว่า 500 ktoe ดังแสดงในตารางที่ 2.2-5

ตารางที่ 2.2-6 แสดงศักยภาพการผลิตพลังงานในรูปก๊าซชีวภาพและไฟฟ้าจากชีวมวลที่เป็นวัชพืช พืชไร่โตเร็ว พบว่าผักตบชวามีศักยภาพการผลิตชีวมวลและมีเธนสูงสุดเนื่องจากให้ผลผลิตต่อไร่สูงจึงทำให้มีศักยภาพการผลิตมีเธนสูง โดยพื้นที่ 1 ไร่ ที่รอบการปลูก 1 ปี สามารถผลิตมีเธนประมาณ 4,237 ลบ.ม. เทียบเท่าค่าพลังงาน 3.42 ตันน้ำมันดิบ หรือสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 1.272 kWe /ไร่/ปี หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 3,494 ลิตร ศักยภาพรองลงมามาได้แก่ ธูปฤาษี หญ้าเลี้ยงสัตว์โตเร็ว (แพงโกล่า) หญ้าคา หญ้าเลี้ยงสัตว์โตเร็ว (ขน) หญ้าแฝก และต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ตารางที่ 2.2-5 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มของเสียอุตสาหกรรมเกษตร ปี 2550

ชีวมวล	ปริมาณ (ล้านตัน/ปี)	ปริมาณมีเธน (ล้าน ลบ.ม. CH4/ปี)	ktoe***	GWh**	GWe**	น้ำมันเตา* (ล้านลิตร)
ทะลายปาล์มเปล่า	1.53	199	160	366	0.06	164
Decanter cake โรงปาล์ม	0.27	20	16	37	0.01	17
เส้นใยปาล์ม	0.89	168	135	309	0.05	138
กากมันสำปะหลัง****	6.59	425	343	782	0.13	350
เศษสับปะรด	0.022	0.6	0.48	1	0.00018	0.5
เปลือกสับปะรด	0.623	21	17	39	0.01	17

* , **, *** คำอธิบายเหมือนตารางที่ 2.2-3, **** ศักยภาพปี 2551

ตารางที่ 2.2-6 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ การปลูกหญ้าและวัชพืช ในพื้นที่ 1 ไร่ รอบการปลูก 1 ปี

ชีวมวล	ปริมาณมีเธน (ลบ.ม. CH4/ไร่/ปี)	toe*** (toe/ไร่/ปี)	kWh**/ไร่/ปี	kWe** (kWe /ไร่/ปี)	น้ำมันเตา* (ลิตร)
ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	117	0.095	215	0.035	97
หญ้าแฝก	337	0.272	619	0.101	278
หญ้าขน	825	0.666	1,521	0.248	680
หญ้าคา	1,092	0.882	2,011	0.328	900
หญ้าแพงโกล่า	2,403	1.94	4,421	0.721	1,981
ธูปฤาษี	3,473	2.85	6,377	1.04	2,864
ผักตบชวา	4,237	3.42	7,800	1.272	3,494

* , **, *** คำอธิบายเหมือนตารางที่ 2.2-3

โดยสรุปศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตรที่ถูกทิ้งในพื้นที่เพาะปลูก ได้แก่ ฟางข้าว ตอซัง หัวมันสำปะหลังตกเกรด และใบ/ยอดอ้อยที่ถูกทิ้งในไร่ มีจำนวนทั้งสิ้น 28.1 ล้านตันต่อปี คิดเป็นศักยภาพในการผลิตก๊าซชีวภาพรวมทั้งหมดเทียบเท่าพลังงาน 3,416 ktoe หรือเทียบเท่ากับกำลังผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยต่อปีเท่ากับ 1.26 GWe (Annual average power equivalence) หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ 3,488 ล้านลิตร สำหรับของเสียจากอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม แป้งมันสำปะหลัง และผลไม้กระป๋อง ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เส้นใยปาล์ม Decanter cake กากมันสำปะหลัง เศษสับประรด และเปลือกสับปะรด มีปริมาณรวมทั้งสิ้น 9.9 ล้านตัน/ปี เมื่อทำการย่อยสลายแบบไร้อากาศเพื่อผลิตเป็นก๊าซชีวภาพมีศักยภาพรวมทั้งหมดเทียบเท่าพลังงาน 671 ktoe ผลิตไฟฟ้าได้ 0.25 GWe ทดแทนน้ำมันเตาได้ 686 ล้านลิตร ส่วนพืชปลูกเพื่อพลังงาน พบว่าผักตบชวามีศักยภาพสูงสุดคือ 3.42 toe/ไร่/ปีหรือ 1.27 kWe /ไร่/ปี ขณะที่ ธูปฤาษี หญ้าแพงโกล่า หญ้าคา หญ้าขน หญ้าแฝก ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มีศักยภาพ 2.85, 1.94, 0.88, 0.66, 0.27 และ 0.09 toe/ไร่/ปีหรือ 1.04, 0.72, 0.33, 0.25, 0.10 และ 0.03 kWe /ไร่/ปี ตามลำดับ

2.2.6 ต้นทุนการผลิต

2.2.6.1 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตร ของเสียอุตสาหกรรม วัชพืชและพืชไร่โตเร็วของไทย

ตารางที่ 2.2-7 แสดงต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพของชีวมวลแต่ละประเภท โดยต้นทุนรวมเงินลงทุนของระบบผลิตก๊าซชีวภาพ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการในการผลิตก๊าซชีวภาพ รวมค่าใช้จ่ายของวัตถุดิบและการจัดหา แต่ไม่รวมค่าใช้จ่ายขั้นตอน Pre-treament ซึ่งสมมติฐานของอายุ

โครงการอยู่ที่ 15 ปี โดยในกรณีของเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมนั้นน่าจะเป็นส่วนที่โรงงานแต่ละโรงงานจัดสร้างระบบก๊าซชีวภาพเพิ่มเติมขึ้นมา จึงไม่มีราคาค่าวัสดุและไม่ต้องมีการขนส่ง จากตารางพบว่าต้นทุนการผลิตของก๊าซชีวภาพจะอยู่ในช่วง 1.91- 2.46 บาท/ลบ.ม มีเธน และต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษสับปะรดจะต่ำสุด รองลงมาได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เปลือกสับปะรด ใยปาล์ม Decanter cake จากโรงปาล์ม และกากมันสำปะหลังตามลำดับ

เมื่อพิจารณาวัสดุจากพื้นที่การเกษตร กรณีนี้วัสดุส่วนใหญ่จะถูกทิ้งไว้ในพื้นที่หลังการเก็บเกี่ยว เมื่อต้องการผลิตก๊าซชีวภาพจะต้องมีการเก็บเกี่ยวหรือซื้อและขนส่งเข้าสู่โรงงานผลิตก๊าซชีวภาพ โดยพิจารณาที่ระยะทางไม่เกิน 100 ก.ม. จากตารางที่ 10 จะเห็นว่า ต้นทุนการผลิตของก๊าซชีวภาพจะอยู่ในช่วง 3.37- 13.7 บาท/ลบ.ม มีเธน โดยต้นทุนของตอซังจะต่ำสุด เนื่องจากยังไม่มีการใช้ประโยชน์จริงจัง และต้นทุนของใบอ้อยนั้นอยู่ประมาณ 3.37 บาท/ลบ.ม มีเธน เนื่องจากว่ายังไม่มีการซื้อขาย จึงเกิดเพียงค่าใช้จ่ายในการเก็บเกี่ยวและขนส่ง ดังนั้นจึงเป็นวัสดุที่ควรสนับสนุนในการผลิตเป็นพลังงานทดแทนโดยจะให้พลังงานเทียบเท่าน้ำมันดิบถึง 3,416 ktoe หรือเป็นพลังงานไฟฟ้า 1.26 GWe หรือทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 3,488 ล้านลิตร

พิจารณาต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากการปลูกหญ้าโตเร็วและวัชพืช กรณีนี้จะมีค่าดำเนินการในเรื่องการปลูก เก็บเกี่ยวและขนส่งเข้าสู่โรงงานผลิตก๊าซชีวภาพ โดยเมื่อพิจารณาที่ระยะทางไม่เกิน 100 ก.ม. จะเห็นว่าต้นทุนการผลิตของก๊าซชีวภาพจะอยู่ในช่วง 3.41- 13.75 บาท/ลบ.ม. มีเธน โดยต้นทุนของผักตบชวาจะต่ำสุดเนื่องจากมีศักยภาพในการผลิตมีเธนสูง และเมื่อพิจารณาถึงอัตราการเจริญเติบโตและพื้นที่ที่ต้องการพบว่าผักตบชวา ธูปฤาษี หญ้าแฝก และหญ้าคาเป็นชีวมวลที่น่าจะสนับสนุน นอกจากนี้ยังเป็นวัชพืชซึ่งต้องการกำจัดอยู่แล้ว หรือกรณีธูปฤาษีก็นิยมใช้กันในระบบ Wet land อยู่แล้ว

ตารางที่ 2.2-7 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร พืชไร่โตเร็ว และวัชพืช

ประเภทชีวมวล	ชีวมวล	ต้นทุนระบบผลิตก๊าซ* (บาท/ลบ.มีเธน)	ต้นทุนค่าจัดหา (บาท/ลบ.มีเธน)	รวม ต้นทุนผลิตก๊าซ (บาท /ลบ.มีเธน)	ต้นทุนผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh)
ของเสียอุตสาหกรรม	กากมันสำปะหลัง	2.46		2.46	2.94
เกษตร	ทะลายปาล์มเปล่า	2.15		2.15	2.78
	ใยปาล์ม	2.37		2.37	2.90
	เปลือกสับปะรด	2.25		2.25	2.83
	Decanter Cake จากโรงปาล์ม	2.46		2.46	2.95
	เศษสับปะรด	1.91		1.91	2.65

ประเภทชีวมวล	ชีวมวล	ต้นทุนระบบผลิตก๊าซ* (บาท/ลบ.มีเธน)	ต้นทุนค่าจัดหา (บาท/ลบ.มีเธน)	รวม ต้นทุนผลิตก๊าซ (บาท /ลบ.มีเธน)	ต้นทุนผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh)
วัสดุเหลือทางการเกษตรในพื้นที่ปลูก	ฟางข้าว	2.34	3.62	5.95	4.81
	ใบอ้อย	2.84	0.54	3.37	3.43
	ตอซัง	3.54	0.32	3.87	3.70
	หัวมันตกเกรด (5%ของผลผลิตทั้งหมด)	2.25	11.42	13.67	8.94
	อ้อยทั้งต้น (5%ของผลผลิตทั้งหมด)	3.04	6.71	9.75	6.84
พืชไร่โตเร็ว, วัชพืช	ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	2.44	11.31	13.75	8.98
	หญ้าแฝก	3.00	0.90	3.90	3.71
	หญ้าขน	3.29	8.18	11.47	7.63
	หญ้าคา	3.18	0.90	4.08	3.81
	หญ้าแพงโกล่า	2.77	3.38	6.15	4.92
	ธูปฤาษี	2.39	2.11	4.50	4.04
	ผักตบชวา	2.42	0.99	3.41	3.45

* ไม่รวมต้นทุนขั้นตอน Pre-treatment

2.2.6.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพที่ใช้เศษวัสดุทางการเกษตร ของเสียอุตสาหกรรม วัชพืชและพืชไร่โตเร็วเป็นวัตถุดิบ

สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพที่ได้จากวัสดุต่าง ๆ ที่ศึกษา ซึ่งต้นทุนประ กอบไปด้วยเงินลงทุนระบบผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น เครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ ระบบควบคุม โดยการคำนวณประมาณการจากเครื่องยนต์นำเข้าจากประเทศจีนซึ่งใช้เงินลงทุนประมาณ 20 ล้านบาทต่อกำลังไฟฟ้า 1 MW และคิดอายุโครงการ 5 ปี สามารถคิดเป็นต้นทุน ประมาณ 0.63 บาท/kWh และมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ ประมาณ 1.0 บาท/kWh รวมทั้งสิ้น 1.63 บาท/kWh หรือกรณีที่เครื่องยนต์มีประสิทธิภาพประมาณ 25-28% จะสามารถประเมินการผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ โดย 1 ลบ.ม.มีเธนจะผลิตไฟฟ้าได้ 1.87 kWh ซึ่งได้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าประมาณ 3.05 บาท/ลบ.ม. มีเธน

2.2.7 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายที่สำคัญ

ผลการศึกษาศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร พืชไร่ และวัชพืช สามารถแบ่งกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนการและกำหนดเป้าหมายการผลิตก๊าซชีวภาพ ดังตารางที่ 2.2-8 และสามารถแบ่งกลุ่มส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพได้ 3 ส่วน คือ

(1) การส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรมเกษตร

(2) การส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลเหลือทิ้งทางการเกษตร

(3) การส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลวัชพืช

ในการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพแต่ละส่วนนั้นมีรายละเอียดที่แตกต่างกันไป ตารางที่ 2.2-9 ถึง 2.2-11 แสดงแผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและวัชพืชโดยกำหนดระยะส่งเสริมประมาณ 15 ปี

ตารางที่ 2.2-8 การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพ	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
1	ส่งเสริมพร้อมกับการพัฒนาเทคโนโลยี Pretreatment	- กากมันสำปะหลัง - เศษสับปะรด - เปลือกสับปะรด - ทะลายปาล์มเปล่า - Decanter cake จากโรงปาล์ม	ศักยภาพรวมทั้งประเทศ - 665.6 ล้านลบ.ม.มีเธน/ปี - 536.48 ktoe - 199.59 MWe - น้ำมันเตา 548.5 ล้านลิตร/ปี	- เกิดขึ้นในโรงงานอุตสาหกรรมเกษตร จึงสามารถสร้างโรงผลิตก๊าซชีวภาพภายในโรงงาน - เป็นของเสียที่เกิดขึ้นในโรงงานซึ่งโรงงานจะต้องดำเนินการเพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอยู่แล้ว - โรงงานมีความเชื่อมั่นในระบบก๊าซชีวภาพอยู่แล้ว เนื่องจากโรงงานได้สร้างและใช้ระบบก๊าซชีวภาพจากน้ำเสียมาแล้ว ได้แก่ โรงแป้งมัน สำปะหลัง โรงน้ำมันปาล์ม - ไม่ต้องดำเนินการในเรื่องการรวบรวม ขนส่งไปยังโรงผลิตก๊าซชีวภาพ - สามารถนำก๊าซชีวภาพไปใช้เป็นพลังงานทดแทนภายในโรงงานนั้นได้	- หากต้องการเพิ่มประสิทธิภาพ อาจจะต้องมีระบบ Pre-treatment เนื่องจากยังมีส่วนที่ย่อยสลายได้ช้า เช่น Cellulose, Hemi-cellulose และ Lignin - ใช้ระยะเวลาในการย่อยนานทำให้ระบบก๊าซชีวภาพมีขนาดใหญ่

ตารางที่ 2.2-8 (ต่อ) การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพรวม	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
2	เมื่อมีระบบการรวบรวมจากพื้นที่เก็บเกี่ยวที่เหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูง	- ฟางข้าว - ตอซัง - ใบอ้อย	ศักยภาพรวมทั้งประเทศ - 3,824 ล้านลบ.ม.มีเธน/ปี - 3,088 ktoe - 1,148 MWe - น้ำมันเตา 3,153 ล้านลิตร/ปี	- มีศักยภาพเชิงปริมาณสูง โดยมีปริมาณประมาณ 25 ล้านตัน/ปี - บางส่วนไม่ได้ถูกนำไปใช้ประโยชน์ ถูกปล่อยทิ้งในพื้นที่ปลูก	- ขาดอุปกรณ์หรือเครื่องมือรวบรวมจากพื้นที่ปลูกที่เหมาะสม - มีข้อจำกัดเรื่องระยะเวลารวบรวมเนื่องจากเกี่ยวข้องกับการปลูกรอบใหม่ - จะต้องมีระบบ Pre-treatment เนื่องจากยังมีส่วนที่ย่อยสลายได้ช้า เช่น Cellulose, Hemi-cellulose และ Lignin สูง

ตารางที่ 2.2-8 (ต่อ) การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพรวม	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
3	เมื่อมีเทคโนโลยี Pre-treament ที่เหมาะสม	- ผักตบชวา - ธูปฤาษี - หญ้าคา - หญ้าแฝก - หญ้าเลี้ยงสัตว์ ได้แก่ หญ้าแพงโกล่า หญ้าขน	ในพื้นที่ 1 ไร่ ผักตบชวา - 4,237 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 3.42 toe/ปี - 1.272 kWe/ปี - น้ำมันเตา 3,494 ลิตร/ปี ธูปฤาษี - 3,473 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 2.85 toe/ปี - 1.04 kWe/ปี - น้ำมันเตา 2,864 ลิตร/ปี หญ้าคา - 1,092 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 0.882 toe/ปี - 0.328 kWe/ปี - น้ำมันเตา 900 ลิตร/ปี	- โตเร็วและให้ผลผลิตต่อไร่ต่อปีสูง - สามารถเก็บเกี่ยวได้ตลอดปี - บางชนิดเป็นวัชพืชที่จะต้องดำเนินการกำจัดอยู่แล้ว ได้แก่ ผักตบชวา ธูปฤาษี หญ้าคา หญ้าแฝก - ชีวมวลที่เป็นวัชพืชมีต้นทุนต่ำ เนื่องจากไม่ มีต้นทุนวัตถุดิบ - ไม่มีข้อกำจัดเรื่องระยะเวลาและช่วงเวลาเก็บเกี่ยว เนื่องจากไม่เกี่ยวข้องกับรอบการเพาะปลูก	- จะต้องมีระบบ Pre-treatment เนื่องจากยังมีส่วนที่ย่อยสลายได้ช้า เช่น Cellulose, Hemi-cellulose และ Lignin สูง - บางชนิดอาจจะเก็บเกี่ยวยาก เช่น ธูปฤาษี

ตารางที่ 2.2-8 (ต่อ) การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพรวม	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
3 (ต่อ)			หญ้าแฝก - 337 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 0.272 toe/ปี - 0.101 kWe/ปี - น้ำมันเตา 278 ลิตร/ปี หญ้าเลี้ยงสัตว์ ได้แก่ หญ้าแพงโกล่า - 2,403 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 1.94 toe/ปี - 0.721 kWe/ปี - น้ำมันเตา 1,981 ลิตร/ปี หญ้าขน - 825 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 0.666 toe/ปี - 0.248 kWe/ปี - น้ำมันเตา 680 ลิตร/ปี		

ตารางที่ 2.2-8 (ต่อ) การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพรวม	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
4	มีความมั่นคงทางด้านวัตถุดิบ (Sustainable resource supply)	- หัวมันสำปะหลัง - ต้นอ้อย - ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ศักยภาพรวมทั้งประเทศหัวมันสำปะหลังและต้นอ้อย - 406 ล้านลบ.ม.มีเธน/ปี - 328 ktoe - 122 MWe - น้ำมันเตา 335 ล้านลิตร/ปี ในพื้นที่ 1 ไร่ ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ - 117 ลบ.ม.มีเธน/ปี - 0.095 toe/ปี - 0.035 kWe/ปี - น้ำมันเตา 97 ลิตร/ปี	- มีศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพสูง เนื่องจากเป็นสารอินทรีย์ที่มีแป้งและน้ำตาลสูง เช่น หัวมันสำปะหลังจะมีแป้งประมาณร้อยละ 45-50 ของน้ำหนักแห้ง ซึ่งแป้งจัดเป็นสาร อินทรีย์ที่ย่อยสลายได้ง่าย (Readily biodegradable organic) ประกอบกับมีสัดส่วนของ Cellulose และ Lignin ซึ่งเป็นส่วนที่ย่อยสลายได้ช้าอยู่เพียงร้อยละ 4.5	- อาจจะเกิดปัญหาความไม่แน่นอนในเรื่องปริมาณเนื่องจากเป็นพืชอาหารและสามารถนำไปผลิตพลังงานทดแทอื่นๆ เช่น เอทานอล - อ้อยยังมีพ.ร.บ. อ้อยและน้ำตาลทราย พ.ศ.2527 โดยกำหนดให้มีการปลูกอ้อยเพื่อผลิตเป็นน้ำตาลเท่านั้น ดังนั้นการจะนำน้ำอ้อยไปใช้ในการผลิตพลังงานจะต้องมีการพิจารณาพระราช บัญญัติกันใหม่

ตารางที่ 2.2-8 (ต่อ) การจัดกลุ่มชีวมวลเพื่อเป็นแนวทางให้รัฐวางแผนและกำหนดเป้าหมายการส่งเสริม

กลุ่ม	ความพร้อมในการส่งเสริม	ชนิด	ศักยภาพรวม	ข้อได้เปรียบ	ปัญหาและอุปสรรค
4 (ต่อ)					- การปลูกต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ อาศัยสภาวะอากาศที่เหมาะสม ต้องการปริมาณน้ำสูง เพราะจะเห็นได้ว่าหากปีไหนปริมาณน้ำฝนต่ำจะส่งผลต่อผลผลิตข้าวโพด

ตารางที่ 2.2-9 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact		ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
เป้าหมายการส่งเสริม : กากมันสำปะหลัง, ทะลายปาล์มเปล่า, Decanter cake, เปลือกสับปะรด, เศษสับปะรด																	
ktoe (ทดแทนในเชิงพลังงานความร้อน)			13				100					60					
MWe (ทดแทนพลังงานไฟฟ้า)			12				30					40					
1. ด้านการวิจัยและพัฒนา																	
การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Pretreatment สำหรับการย่อยสลายสารอินทรีย์กลุ่ม Lignocellulosic	เทคโนโลยี Pretreatment ประสิทธิภาพสูง มีค่าใช้จ่ายการดำเนินงานต่ำ เพิ่ม Yield ก๊าซ (ลบ.ม. มีเธน/น้ำหนักวัตถุดิบ)	ต้นทุนก๊าซรวมที่รวมระบบPretreatment แล้ว (บาทต่อลบ.ม.มีเธน) - กากมัน< 2.46 บาท - ทะลายปาล์มเปล่า															
การวิจัยพัฒนาองค์ความรู้และเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมโดยเฉพาะ High Solids Anaerobic Digestion (HSAD) Technology	เทคโนโลยี HSAD ประสิทธิภาพสูง	< 2.15 บาท - Decanter cake < 2.46 บาท - เปลือกสับปะรด < 2.25 บาท															
การวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการย่อยสลายด้วยกระบวนการ Co-Digestion	Process flexibllity	- เศษสับปะรด < 1.91 บาท															

ตารางที่ 2.2-9 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact /มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน																
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากกากของเสียอุตสาหกรรม สำหรับโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง และผลิตน้ำมันปาล์ม เพื่อเป็นโรงงาน ตัวอย่าง (Demonstration ptoject)	มีระบบตัวอย่างจากเทคโนโลยีรูปแบบต่างๆ ประมาณ 1-5 แห่งต่อชนิดชีวมวล พร้อมกับข้อมูลพื้นฐานโดยละเอียดทางเทคนิคเชิงวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสม	- 13 ktoe - 12 MWe - 10 biogas plants - งบประมาณ 270 ล้านบาท														
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพที่มีขั้นตอนการ Pretreatmen สำหรับกากของเสียอุตสาหกรรม ทีมีสัดส่วน เซลลูโลสสูง เพื่อเป็นโรงงานตัวอย่าง (Demonstration ptoject)	มีระบบตัวอย่างจากเทคโนโลยีรูปแบบต่างๆ ประมาณ 1-5 แห่งต่อชนิดชีวมวล พร้อมกับข้อมูลพื้นฐานโดยละเอียดทางเทคนิคเชิงวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสม					- 10 ktoe - 15 MWe - 10 biogas plants - งบประมาณ 270 ล้านบาท										
จัดทำคู่มือด้านต่างๆ เช่น การจัดการ การหาเทคโนโลยี การลงทุน ไปจนถึงขั้นสุดท้ายคือการผลิตพลังงาน และการขายพลังงาน	คู่มือ															

ตารางที่ 2.2-9 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact /มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน																
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากกากมันสำปะหลังเพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน	สนับสนุนเงินลงทุน 20% มาตรการทางภาษี					- 80 ktoe - 15 Biogas plants - งบประมาณ 110 ล้านบาท										
	เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ มาตรการทางภาษี										- 50 ktoe - 20 MWe - 20 Biogas plants - งบประมาณ 500 ล้านบาท (กองทุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ)					

ตารางที่ 2.2-9 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	ดัชนีชี้วัด/มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน (ต่อ)																
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากทะลายปาล์มเปล่า และ Decanter cake เพื่อใช้เป็นพลังงานทดแทน	สนับสนุนเงินลงทุน 20% มาตรการทางภาษี Adder จาก VSPP					- 15 MWe - 10 Biogas plants - งบประมาณ 60 ล้านบาท										
	เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ มาตรการทางภาษี Adder จาก VSPP										- 20 MWe - 20 Biogas plants - งบประมาณ 400 ล้านบาท (กองทุนเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ)					
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพที่สามารถรับวัตถุดิบได้หลายชนิด (Anaerobic co -digestion system)	สนับสนุนเงินลงทุน 20% เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ วัตถุดิบจากโรงงานผลิตน้ำผลไม้ / ผลไม้กระป๋อง					- 20 ktoe - 10 Biogas plants - งบประมาณ 80 ล้านบาท										
ติดตามประเมินผลการส่งเสริม	จำนวนระบบก๊าซชีวภาพ %การผลิตก๊าซชีวภาพ %พลังงานทดแทนไฟฟ้า/เชื้อเพลิง					- 100% (30 Biogas plants) - งบประมาณ 15 ล้านบาท					- 100% (45 Biogas plants) - งบประมาณ 20 ล้านบาท					

ตารางที่ 2.2-9 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	ดัชนีชี้วัด/มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3. งานเผยแพร่ ประชาสัมพันธ์/พัฒนาบุคลากร																
ประชาสัมพันธ์ให้ข้อมูลต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder)	ปัญหา/ผลกระทบ แนวทางแก้ไข/มาตรการแก้ไข การปรับปรุงประสิทธิภาพทางเทคนิค															

ตารางที่ 2.2-10 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact /มาตรการ		ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
เป้าหมายการส่งเสริม : ฟางข้าว, ใบอ้อย							2 MWe (2 Demonstration plants)			10 MWe (ระบบผลิตก๊าซชีวภาพชุมชน 10 แห่ง)				20 MWe 30 ktoe (20 biogas plants)			
เป้าหมายการส่งเสริม : หัวมันสำปะหลังตกเกรด (ผลิตร่วมกับกากมันสำปะหลัง)			2 ktoe				8 ktoe					15 ktoe					
มาตรการส่งเสริม																	
1. ด้านการวิจัยและพัฒนา																	
การพัฒนาสร้างอุปกรณ์เก็บเกี่ยวเศษวัสดุทางการเกษตร ที่มีประสิทธิภาพ	อุปกรณ์เก็บเกี่ยวประสิทธิภาพสูง																
การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยี Pretreatment สำหรับการย่อยสลายสารอินทรีย์กลุ่ม Lignocellulose	เทคโนโลยี Pretreatment ที่มีประสิทธิภาพสูงและมีราคาถูก	ต้นทุนที่รวมระบบ Pretreatment แล้ว (บาทต่อลบ.ม.มีเธน)															
การวิจัยพัฒนาองค์ความรู้และเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหมาะสม โดยเฉพาะ High Solids Anaerobic Digestion (HSAD) Technology	เทคโนโลยี HSAD ประสิทธิภาพสูง	ฟางข้าว<5.95 บาท ตอซัง<3.87 บาท ใบอ้อย<3.37 บาท															

ตารางที่ 2.2-10 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact /มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. ด้านการวิจัยและพัฒนา (ต่อ)																
จัดโซนนิ่งและหาที่ที่เหมาะสมสำหรับจัดตั้งโรงผลิตก๊าซชีวภาพจากฟางข้าว และใบอ้อย	10 โซนนิ่ง ที่ตั้งระบบผลิตก๊าซชีวภาพชุมชน															
การวิจัยพัฒนาระบบการจัดเส้นทางยานพาหนะ (Vehicle route optimization) สำหรับขนส่งชีวมวลไปยังโรงผลิตก๊าซชีวภาพ	Minimizing operating cost Environmental friendly															
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน																
ระบบผลิตก๊าซชีวภาพร่วมระหว่างหัวมันตกเกรดและกากมันสำปะหลัง	เกิดการใช้ประโยชน์สูงสุด ไม่เกิดผลกระทบต่อระบบหากเกิดการขาดวัตถุดิบ ไม่ส่งผลกระทบต่อพืชอาหาร สนับสนุนเงินลงทุน 20% เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ		- 2 ktoe - 1Codigestion biogas plants - งบประมาณ 10 ล้านบาท			- 8 ktoe - 5 Codigestion biogas plants - งบประมาณ 30 ล้านบาท					- 15 ktoe - 10 Codigestion biogas plants - งบประมาณ 60 ล้านบาท					

ตารางที่ 2.2-10 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact/ มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน (ต่อ)																
ระบบผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อเป็นระบบโครงการสาธิตที่มีระบบ pretreatment รวมทั้ง co-digestion	ระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากฟางข้าวและตอซัง 1 แห่ง จากใบอ้อย 1 แห่ง ข้อมูลพื้นฐานโดยละเอียดทางเทคนิคเชิงวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสม					- 2 MWe - 2 Biogas plants - งบประมาณ 45 ล้านบาท										
ส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพในชุมชน โดยให้เกิดการผลิตและใช้ภายในชุมชนอย่างครบวงจร	Green city 10 แห่ง (ฟางข้าวและตอซัง 5 แห่ง ใบอ้อย 5 แห่ง)								- 10 MWe - 10 Biogas plants - งบประมาณ 210 ล้านบาท							
จัดทำคู่มือด้านต่างๆ เช่น การจัดการการหาเทคโนโลยี การลงทุน ไปจนถึงขั้นสุดท้ายคือการผลิตพลังงาน การขายพลังงาน																

ตารางที่ 2.2-10 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact/มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน (ต่อ)																
ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตร	ภาคเอกชนเริ่มลงทุน สนับสนุนเงินลงทุน 20% เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ มาตรการทางภาษี Adder ของ VSPP											- 20 MWe - 30 ktoe - 20 Biogas plants - งบประมาณ 400 ล้านบาท					
ติดตามประเมินผลการส่งเสริม	จำนวนระบบก๊าซชีวภาพ %การผลิตก๊าซชีวภาพ %พลังงานทดแทนไฟฟ้า/เชื้อเพลิง								- 100% (10 Biogas plants) - งบประมาณ 20 ล้านบาท				- 100% (20 Biogas plants) - งบประมาณ 35 ล้านบาท			
3. งานเผยแพร่ ประชาสัมพันธ์/พัฒนาบุคลากร																
ประชุม อบรม ประชาสัมพันธ์ให้ข้อมูลต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder)	รณรงค์การผลิตพลังงานทดแทน เน้นกลุ่มชุมชน เกษตรกร หน่วยงานท้องถิ่น ปัญหา/ ผลกระทบ มาตรการแก้ไขและปรับปรุงประสิทธิภาพทางเทคนิค															

ตารางที่ 2.2-11 แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัชพืช (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact/ มาตรการ		ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
เป้าหมายการส่งเสริม : ผักตบชวา ธูปฤาษี หญ้าแฝก หญ้าคา							2 MWe (5 Demonstration plants)			5 MWe (5 Biogas plants)			15 MWe 60 ktoe (15 Biogas plants)				
มาตรการส่งเสริม																	
การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี Pretreatment สำหรับการย่อยสลายสารอินทรีย์กลุ่ม Lignocellulose	เทคโนโลยี Pretreatment ที่มีประสิทธิภาพสูงและมีราคาถูก	ต้นทุนก๊าซที่รวมระบบ Pretreatment แล้ว (บาทต่อลบ.ม.มีเธน) ผักตบชวา<3.41บาท ธูปฤาษี<4.5บาท หญ้าแฝก<3.89บาท หญ้าคา<4.08บาท															
การวิจัยและพัฒนาองค์ความรู้และเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมโดยเฉพาะ High Solids Anaerobic Digestion (HSAD) Technology	เทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพที่เหมาะสมสำหรับวัชพืช																

ตารางที่ 2.2-11 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัชพืช (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact/ มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1. ด้านการวิจัยและพัฒนา (ต่อ)																
การวิจัยและพัฒนาการผลิตก๊าซชีวภาพประสิทธิภาพสูงสำหรับของเสียผสม (Co-digestion)	Process flexibility															
การพัฒนาสร้างอุปกรณ์เก็บเกี่ยวเศษวัสดุทางการเกษตร ที่มีประสิทธิภาพ	อุปกรณ์เก็บเกี่ยวประสิทธิภาพสูง															
2. งานส่งเสริมและสนับสนุน																
สาธิตระบบผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อเป็นระบบตัวอย่าง และเพื่อใช้วิจัยระบบ Pretreatment	ระบบผลิตก๊าซชีวภาพสาธิตสำหรับวัชพืช 4 ชนิด และระบบ Co-digestion 1 ระบบ รวมผลิตพลังงาน 1 MWe ข้อมูลพื้นฐานโดยละเอียดทางเทคนิคเชิงวิศวกรรมและเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งเงื่อนไขการทำงานที่เหมาะสม					- 1 MWe - 4 Biogas plants - 1 Co-digestion anaerobic plant - งบประมาณ 30 ล้านบาท										

ตารางที่ 2.2-11 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัชพืช (ระยะเวลา 15 ปี)

<table>
<tr><th rowspan="2">แผน</th><th rowspan="2">Impact/ มาตรการ</th><th colspan="4">ระยะสั้น/ปีที่</th><th colspan="5">ระยะกลาง/ปีที่</th><th colspan="6">ระยะยาว/ปีที่</th></tr>
<tr><th>1</th><th>2</th><th>3</th><th>4</th><th>5</th><th>6</th><th>7</th><th>8</th><th>9</th><th>10</th><th>11</th><th>12</th><th>13</th><th>14</th><th>15</th></tr>
<tr><td>2. งานส่งเสริมและสนับสนุน (ต่อ)</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>ส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากผักตบชวา</td><td>จัดตั้งศูนย์กำจัดผักตบชวา เพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ 5 แห่ง</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="2">- 5 MWe
- 5 Biogas plants
- งบประมาณ 450 ล้านบาท</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>จัดทำคู่มือด้านต่างๆ เช่น การจัดการ การหาเทคโนโลยี การลงทุน ไปจนถึงขั้นสุดท้ายคือการผลิตพลังงาน การขายพลังงาน</td><td>คู่มือ</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>ส่งเสริมเพื่อให้มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพจากผักตบชวา ธูปฤาษี หญ้าแฝก หญ้าคา</td><td rowspan="2">ภาคเอกชนเริ่มลงทุน
สนับสนุนเงินลงทุน 20%
เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ
มาตรการทางภาษี
Adder ของ VSPP</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="6" rowspan="2">15 MWe
60 ktoe
15 Biogas plants
งบประมาณ 700 ล้านบาท</td></tr>
<tr><td>ส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพแบบ Co-digestion anaerobic plants</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>ติดตามประเมินผลการส่งเสริม</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td colspan="8">- 100% (20 Biogas plants)
- งบประมาณ 30 ล้านบาท</td></tr>
</table>

ตารางที่ 2.2-11 (ต่อ) แผนการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทวัชพืช (ระยะเวลา 15 ปี)

แผน	Impact/ มาตรการ	ระยะสั้น/ปีที่				ระยะกลาง/ปีที่					ระยะยาว/ปีที่					
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
3. งานเผยแพร่ ประชาสัมพันธ์ /พัฒนาบุคลากร																
ประชาสัมพันธ์ให้ข้อมูลต่อผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder)	ปัญหา/ ผลกระทบ มาตรการแก้ไขและปรับปรุงประสิทธิภาพทางเทคนิค															

2.3 การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อนและแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)

2.3.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ

ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำเหลืออยู่มาก แต่เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าใน อดีตที่ผ่านมาเป็นการผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนขนาดใหญ่ ซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคมสูง ทำให้การพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำรูปแบบดั้งเดิมที่ใช้เขื่อนกักเก็บน้ำขนาดใหญ่เป็นไปได้ยากมากในประเทศไทย อย่างไรก็ตาม ยังมีวิธีการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งขนาดเล็กถึงกลางที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม (eco-hydropower) ที่มีศักยภาพในประเทศไทย แต่ยังไม่ได้รับการพัฒนาเพื่อใช้ประโยชน์เท่าที่ควร ได้แก่พลังน้ำประเภทน้ำที่ระบายผ่านเขื่อนและประเภท run-of-river (หรือ “แม่น้ำไหลผ่าน”)

งานวิจัยนี้จึงได้รวบรวมข้อมูลศักยภาพของพลังน้ำขนาดเล็กถึงกลางที่ได้มีการศึกษาไว้แล้ว และประเมินเพิ่มเติมในส่วนที่ยังไม่ได้มีการศึกษา โดยครอบคลุมกรณีแหล่งพลังน้ำประเภทน้ำที่ระบายผ่านเขื่อนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ที่มี การผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว และประเภทแม่น้ำไหลผ่าน ใน 7 ลุ่มน้ำหลักในภาคกลาง

2.3.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย

2.3.2.1 วัตถุประสงค์

เพื่อประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำที่ ระบายผ่านเขื่อนและเขื่อน แบบ run-of-river ในแม่น้ำสายหลักทางภาคกลางของประเทศไทย

2.3.2.2 ขอบเขตการวิจัย

(1) ประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำที่อาจมีเพิ่มเติมของแหล่งน้ำ ได้แก่การใช้น้ำที่ระบายผ่านเขื่อนของ กฟผ. จำนวน 15 เขื่อน และการสร้างเขื่อนขั้นบันได (cascade) แบบ run-of-river ในแม่น้ำสายหลัก 7 สายในลุ่มน้ำภาคกลางของประเทศไทยที่ยังไม่เคยมีการศึกษา โดยระบุถึงตำแหน่งที่ตั้งและปริมาณของโครงการที่จะผลิตไฟฟ้าแต่ละโครงการ

(2) ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำแบบน้ำระบาย ผ่านเขื่อนและเขื่อนแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)

2.3.3 วิธีการดำเนินการศึกษา

การศึกษาในรายงานนี้ประกอบด้วย 2 ส่วนคือในส่วนที่เป็นการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำ ระบายผ่านเขื่อน และแบบแม่น้ำไหลผ่าน มีวิธีการดำเนินการวิจัยดังนี้

2.3.3.1 การผลิตไฟฟ้าแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน

การศึกษาศักยภาพพลังงานน้ำแบบระบายผ่าน (หรือบางครั้งก็เรียกว่า “น้ำระบายผ่านเขื่อน” จะนำเขื่อนจำนวน 15 เขื่อนที่มีอยู่ในปัจจุบันของ กฟผ. ที่ได้มีการผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่แล้วแต่ยังไม่มีการสร้างเขื่อนล่างท้ายเขื่อนมาพิจารณา จากนั้นจึงวิเคราะห์ตำแหน่งที่ตั้งของเขื่อน ระดับท้ายน้ำและอัตราการปล่อยน้ำ แล้วจึงพิจารณาถึงที่ตั้งของเขื่อนล่างโดยมีเงื่อน ไข คือ ระดับเก็บกักปกติของเขื่อนล่างจะต้องไม่เกินระดับท้ายน้ำของเขื่อนบนเพื่อป้องกันผลกระทบทาง ด้านความสูงหัวน้ำของเขื่อนบน และเลือกบริเวณที่เหมาะสมในการตัดคุ้งน้ำให้น้ำบางส่วนไหลผ่าน แล้วจึงวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อคัดเลือกพื้นที่สร้างเขื่อนที่คุ้มค่า

2.3.3.2 การผลิตไฟฟ้าแบบแม่น้ำไหลผ่าน

การศึกษาพิจารณา 7 ลุ่มน้ำหลักในภาคกลางอันได้แก่

- ลุ่มน้ำเจ้าพระยา - ลุ่มน้ำสะแกกรัง - ลุ่มน้ำป่าสัก - ลุ่มน้ำท่าจีน
- ลุ่มน้ำแม่กลอง - ลุ่มน้ำบางปะกง - ลุ่มน้ำเพชรบุรี

โดยแบ่งโครงการที่ทำการศึกษาในแต่ละลุ่มน้ำออกเป็น 6 กลุ่ม ได้แก่

กลุ่มที่ 1 โครงการในแม่น้ำสายหลักของลุ่มน้ำ

กลุ่มที่ 2 โครงการชลประทานที่ก่อสร้างเสร็จแล้ว

กลุ่มที่ 3 โครงการที่ยังไม่ได้มีการก่อสร้าง แต่เคยมีการศึกษาแล้วว่ามีศักยภาพ

กลุ่มที่ 4 โครงการที่ได้ศึกษาไว้โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

กลุ่มที่ 5 โครงการพัฒนาแหล่งน้ำที่อยู่ในแผนของหน่วยงาน/องค์กรต่างๆ

กลุ่มที่ 6 โครงการที่เลือกตำแหน่งที่ตั้งใหม่เพิ่มเติมจากลำน้ำสาขา

(1) การคัดเลือกที่ตั้งโครงการ และ ประเมินความสูงหัวน้ำเบื้องต้น

การคัดเลือกพื้นที่ตั้งโครงการและความสูงหัวน้ำในเบื้องต้นของการศึกษาครั้งนี้อาศัยวิธีการประเมิน จากแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 โดยบริเวณที่ตั้งโครงการที่คัดเลือกเบื้องต้นเป็นบริเวณที่คาดว่าจะมีความสูงหัวน้ำพอหรือสามารถสร้างฝายเพื่อยกระดับน้ำได้

(2) การศึกษาประเมินอัตราการไหลบริเวณที่ตั้งฝาย

การประเมินอัตราการไหล ณ บริเวณที่ตั้งฝายจะใช้ข้อมูลวัดอัตราการไหลรายวันที่สถานีวัดน้ำท่า ของกรมชลประทานที่อยู่ใกล้เคียงกับตำแหน่งที่ตั้งฝายที่คัดเลือก นำข้อมูลวัดปริมาณน้ำท่า

ดังกล่าวมาสร้าง ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราไหลกับช่วงเวลา (Flow-duration Curve) ซึ่งเป็นวิธีการวิเคราะห์ความน่าจะเป็น หรือ โอกาส (ร้อยละ) ของการเกิดปริมาณอัตราการไหลต่างๆ ในการศึกษาครั้งนี้ได้ใช้ปริมาณน้ำออกแบบที่ 30% Flow exceedance ที่ได้จากความสัมพันธ์ของอัตราการไหลกับช่วงเวลา (Flow-Duration Curve)

(3) การศึกษาศักยภาพทางเทคนิค

การวิเคราะห์หาศักยภาพทางด้านไฟฟ้า อันได้แก่กำลังผลิตติดตั้งของเครื่องกังหันน้ำจะขึ้นอยู่กับค่า ความสูงหัวน้ำ และปริมาณน้ำท่าออกแบบ Q_d ที่นำมาใช้พิจารณาจะใช้ปริมาณน้ำออกแบบที่ 30% Flow exceedance จากความสัมพันธ์ของปริมาณการไหลและช่วงเวลารายวัน (Daily Flow Duration Curve)

2.3.3.3 การศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน

เป็นการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแต่ละแหล่งพลังงานน้ำที่ได้เสนอศักยภาพในเบื้องต้น เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจเลือกลงทุนพัฒนาศักยภาพในแต่ละแหล่งว่าจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หรือไม่

2.3.3.4 การศึกษาด้านเศรษฐกิจและสังคม

การศึกษาด้านเศรษฐกิจและสังคมเป็นไปเพื่อศึกษาภาพรวมด้านเศรษฐกิจและสังคมในระดับพื้นที่โครงการ โดยพิจารณาข้อมูลทุติยภูมิระดับพื้นที่ ซึ่งประกอบด้วยข้อมูลพื้นฐานระดับหมู่บ้าน (กชช.2ค) ปี 2550 และข้อมูลความจำเป็นพื้นฐาน (จปฐ.) ปี 2550 โดยพิจารณาดัชนี 4 ประเภท คือ ระดับความยากจน รายได้เฉลี่ยต่อหัวต่อปีของประชากรในพื้นที่ อัตราส่วนครัวเรือนที่เป็นสมาชิกกลุ่มหรือสหกรณ์ต่อครัวเรือนทั้งหมด และบริการสาธารณสุขพื้นฐานในหมู่บ้าน

2.3.3.5 การศึกษาด้านสิ่งแวดล้อม

การศึกษาสภาพทรัพยากรสิ่งแวดล้อมเป็นไปเพื่อพิจารณาสภาพโดยทั่วไปของพื้นที่เท่านั้น ในการศึกษาจะใช้เกณฑ์พื้นที่ชั้นคุณภาพลุ่มน้ำ การใช้ประโยชน์ที่ดิน การใช้ประโยชน์ด้านป่าไม้ ความเพียง พอของน้ำใช้ในการเกษตร และสุนทรียภาพบริเวณพื้นที่โครงการ โดยจะใช้ข้อมูลที่มีความละเอียดลงไป เฉพาะในพื้นที่ที่ตั้งโครงการ

2.3.3.6 การประมวลผลและจัดลำดับ

การวิเคราะห์ผลในภาพรวมทุกด้านได้แยกการประมวลผลและจัดลำดับเป็น 2 กรณีคือกรณีที่ใช้ค่าถ่วงน้ำหนักเท่ากันสำหรับทุกด้านและกรณีที่ใช้ค่าถ่วงน้ำหนักเกณฑ์เดียวกันกับผลการประชุมผู้เชี่ยวชาญซึ่งจัดโดยสถาบันวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยมหาวิทยาลัย

เชียงใหม่ในโครงการวิจัยเรื่องการศึกษาวางแผนพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ลุ่มน้ำปิง7 จากนั้นจึงนำคะแนนมาจัดลำดับความสำคัญ

2.3.3.7 แนวทางการศึกษาเพื่อพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก

แนวทางการศึกษาเพื่อพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กนี้ มีการดำเนินงานดังรูปที่ 2.3-1



รูปที่ 2.3-1 ขั้นตอนการศึกษาโครงการ

[7] สถาบันวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2549). รายงานการวิจัยการศึกษาวางแผนพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ลุ่มน้ำปิง. ทุนอุดหนุนการวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ปี 2549

2.3.4 ผลการประเมินศักยภาพในภาพรวม

ในการศึกษาครั้งนี้ได้แบ่งโครงการออกเป็น 2 ส่วนคือ โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบระบายผ่านเขื่อน และโครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน ผลการศึกษา พบว่า โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบระบายผ่าน เขื่อนมีศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้ารวม 36.40 MW คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 223.25 GW-hr ต่อปี งบประมาณการลงทุนอยู่ในช่วง 50.63- 529.88 ล้านบาทต่อโครงการ มีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 0.79 – 2.49 บาทต่อหน่วย

โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน มีศักยภาพจำนวนทั้งสิ้น 50โครงการ โดยมีศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้ารวม 247.17 MW และคิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 1147.17 GW-hr ต่อปี งบประมาณการลงทุนอยู่ในช่วง 60.06 – 1059.46 ล้านบาท มีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 1.03-6.54 บาทต่อหน่วย แต่หากจะพิจารณาเฉพาะโครงการที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จำนวน 32 โครงการ จะพบว่ามีกำลังการผลิตรวม 226.8 MW (ตั้งแต่ 1.2 ถึง 24.7 MW) ใช้งบลงทุน 108 ถึง 1,060 ล้านบาทต่อโครงการ หรือ 42 ถึง 102 ล้านบาทต่อ MW คิดเป็นต้นทุนการผลิตของไฟฟ้าอยู่ที่ 1.03-2.16 บาทต่อหน่วยเท่านั้น โดยรายละเอียดผลการศึกษาสามารถสรุปได้ดังนี้

2.3.5 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านท้ายเขื่อน

2.3.5.1 ศักยภาพเชิงเทคนิค

จากการศึกษาศักยภาพพลังงานน้ำแบบน้ำระบายผ่านท้ายเขื่อนของ กฟผ. ที่ได้มีการผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่แล้วจำนวน 15 เขื่อนนั้น เมื่อทำการคัดเลือกตำแหน่งที่ตั้งโครงการโดยพิจารณาจากความเหมาะสมในด้านศักยภาพเชิงเทคนิคในการผลิตพลังงานไฟฟ้า พบว่ามีจำนวนเพียง 9 เขื่อนเท่านั้นที่มีความเหมาะสม โดยมีศักยภาพเชิงเทคนิคในการติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้ารวมเท่ากับ 36.40 MW และสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เท่ากับ 223.25 GW-hr ต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 2.3-1

ตารางที่ 2.3-1 โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำระบายท้ายเขื่อนที่มีศักยภาพเชิงเทคนิค จำนวน 9 โครงการ

เขื่อนด้านท้ายน้ำ	ที่ตั้งเขื่อนล่าง		ระยะห่างจากเขื่อนบน (กิโลเมตร)	Head โดยประมาณ (เมตร)	กำลังผลิตติดตั้ง (MW)	พลังงานไฟฟ้าต่อปี (GW-hr)
แม่งัดสมบูรณ์ชล	ต.ช่อแล อ.แม่แตง จ.เชียงใหม่	19o 09' 27.01" N 99o 01' 54.16" E	1.0	4	0.45	2.73
สิริกิติ์	ต.แสนตอ อ.เมือง	17o 42' 41.85" N	13.3	7	10.97	67.27

	จ.อุตรดิตถ์	100o 27' 45.15" E				
อุบลรัตน์	ต.ทุ่งโป่ง อ.อุบลรัตน์ จ.ขอนแก่น	16o 45' 3.60" N 102o 41' 20.56" E	7.7	6	3.24	19.88
น้ำพุง	ต.กกปลาชิว อ.ภูพาน จ.สกลนคร	16o 57' 09.05" N 104o 03' 04.97"E	7.6	7	0.26	1.59
สิรินธร	ต.นิคมลำโดมน้อย อ.สิรินธร จ. อุบลราชธานี	15o 13' 35.43" N 105o 26' 21.19" E	2.7	8	3.22	19.75
ห้วยกุ่ม	อ.เกษตรสมบูรณ์ จ.ชัยภูมิ	16o 18' 20.61" N 101o 52' 55.37" E	3.3	7	0.33	2.02
ท่าทุ่งนา	อ.เมือง จ. กาญจนบุรี	14o 10' 47.43" N 99o 15' 32.62" E	6.4	5	6.42	39.39
แก่งกระจาน	ต.กลัดหลวง อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี	12o 52' 55.10" N 99o 40' 45.04" E	6.2	18	7.23	44.36
บางลาง	ต.บาเจาะ อ. บันนังสตา จ.ยะลา	6o 10' 25.15" N 101o 16' 05.70" E	2.1	10	4.28	26.26
รวม					36.40	223.25

2.3.5.2 ศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

การศึกษาเชิเศรษฐศาสตร์ของโครงการดังกล่าวข้างต้น พบว่าต้องการงบประมาณการลงทุนระหว่าง 50.63- 529.88 ล้านบาท ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 0.79 – 2.49 บาทต่อหน่วย โดยที่โครงการที่มีความคุ้มค่าจากการลงทุนพบว่ามีเพียง 7 โครงการเท่านั้น สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าแบบน้ำระบายผ่านท้ายเขื่อนน้ำพุงและห้วยกุ่ม เป็นโครงการที่ไม่คุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากมีการลงทุนค่อนข้างสูงแต่ได้ผลผลิตไฟฟ้าค่อนข้างน้อย โดยมีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 2.42 และ 2.49 บาทต่อหน่วยตามลำดับ ดังนั้น หากพิจารณาเฉพาะในกลุ่มของโครงการที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จะพบว่าในจำนวน 7 โครงการนี้ มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 35.81 MW คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 219.64 GW-hr ต่อปี และมีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 0.79-1.85 บาทต่อหน่วย ซึ่งถือว่าค่อนข้างต่ำ นับว่าเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่คุ้มค่าและเหมาะสมต่อการลงทุน

2.3.6 ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)

คณะผู้วิจัยได้พิจารณาลำน้ำที่มีศักยภาพและเลือกที่ตั้งโครงการขึ้นใหม่ รวมถึงเลือกจากโครงการ ฝายชลประทานที่มีอยู่แล้วในพื้นที่มาทำการศึกษา ผลการศึกษาแบบรายกลุ่มและแบบรายลุ่มน้ำสรุปได้ดังตารางที่ 2.3-2 และ 2.3-3 ตามลำดับ

ตารางที่ 2.3-2 ผลการศึกษาโครงการศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำแบบรายกลุ่ม

กลุ่มที่	ลักษณะโครงการ	จำนวนโครงการที่ทำการศึกษา	กำลังผลิตรวม (MW)	พลังงานไฟฟ้า (GW-hr ต่อ ปี)
1	โครงการในแม่น้ำสายหลักของลุ่มน้ำ	25	141.92	652.76
2	โครงการชลประทานที่ก่อสร้างเสร็จแล้ว	1	6.17	21.30
3	โครงการที่ยังไม่ได้มีการก่อสร้าง แต่เคยมีการศึกษาแล้วว่ามีศักยภาพ	-	-	-
4	โครงการที่ได้ศึกษาไว้โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	-	-	-
5	โครงการพัฒนาแหล่งน้ำที่อยู่ในแผนของหน่วยงาน/องค์กรต่างๆ	3	9.48	42.71
6	โครงการที่เลือกตำแหน่งที่ตั้งใหม่เพิ่มเติมจากลำน้ำสาขา	21	89.60	457.40
รวม		50	247.17	1174.17

ตารางที่ 2.3-3 ผลการศึกษาโครงการศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำแบบรายลุ่มน้ำ

ลำดับที่	ลุ่มน้ำ	จำนวนโครงการที่ทำการศึกษา	กำลังผลิตรวม (MW)	พลังงานไฟฟ้า (GW-hr ต่อ ปี)
1	เจ้าพระยา	6	21.97	118.17
2	สะแกกรัง	3	52.46	181.07
3	ป่าสัก	6	14.00	57.15
4	ท่าจีน	7	10.04	60.01
5	แม่กลอง	12	115.89	589.56
6	บางปะกง	11	28.25	149.63
7	เพชรบุรี	5	4.56	18.58
รวม		50	247.17	1174.17

2.3.6.1 ศักยภาพเชิงเทคนิค

ผลการศึกษาพบว่า ใน 50โครงการดังกล่าวข้างต้น มีศักยภาพเชิงเทคนิคในการผลิตกระแสไฟฟ้ารวม 247.17 MW คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 1174.17 GW-hr ต่อปี งบประมาณการลงทุนอยู่ในช่วง 60.06 – 1059.46 ล้านบาทต่อโครงการ มีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 1.03-6.54 บาทต่อหน่วย สำหรับตำแหน่งที่ตั้งของทั้ง 50 โครงการแสดงไว้โดยละเอียดในรายงานฉบับเต็ม

2.3.6.2 ศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์

ผลการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของโครงการพบว่าจากโครงการที่ทำการศึกษาจำนวน 50 โครงการดังกล่าวข้างต้น งบประมาณการลงทุนอยู่ในช่วง 60.06 – 1059.46 ล้านบาทต่อโครงการ มีต้นทุนการผลิตอยู่ที่ 1.03-6.54 บาทต่อหน่วย แต่โครงการที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ มีอยู่เพียง 32 โครงการ โดยที่โครงการในแม่น้ำลพบุรี นครนายก และเพชรบุรีทั้งหมดเป็นโครงการที่ไม่มีความคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากมีการลงทุนค่อนข้างสูงแต่ได้ผลผลิตไฟฟ้าค่อนข้างน้อย ทำให้โครงการในกลุ่มนี้มีราคาต่อหน่วยไฟฟ้าค่อนข้างสูง

ดังนั้น หากพิจารณาเฉพาะในกลุ่มของโครงการที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจจะพบว่าในจำนวน 32 โครงการนี้ มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 226.82 MW คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 1099.74 GW-hr ต่อปี มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 1.03-2.16 บาท โครงการส่วนใหญ่อยู่ในลุ่มแม่น้ำแม่กลอง และยังพบอีกว่า โครงการในลุ่ม น้ำแม่กลองทุกโครงการสามารถดำเนินโครงการได้อย่างคุ้มค่าทางการลงทุนและมีผลตอบแทนดีที่สุด ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยดังกล่าวข้างต้นถือว่าค่อนข้างต่ำ ทำให้การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานน้ำขนาดเล็ก แบบแม่น้ำไหลผ่านนับว่าเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่คุ้มค่าและเหมาะสมต่อการลงทุน

2.3.7 อุปสรรคเชิงเทคนิค และแนวทางแก้ไข

2.3.7.1 อุปสรรคเชิงเทคนิค

ในการดำเนินโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อนของ กฟผ. และประเภทเขื่อนแบบ run-of-river อาจต้องประสบปัญหาหลักและอุปสรรคในการจัดทำโครงการดังนี้

(1) ปัญหาด้านอุทกวิทยา อันได้แก่การลดลงของน้ำท่าบริเวณโครงการ เนื่องจากการใช้ประโยชน์ ที่ดินบริเวณเหนือโครงการ ทำให้สภาพแวดล้อมบริเวณเหนือโครงการเปลี่ยนแปลงไป โดยเฉพาะอย่างยิ่งปริมาณน้ำท่าลดลงจากค่าที่ออกแบบไว้สำหรับการสร้าง

ฝายน้ำล้น เกิดปัญหาขาดแคลนน้ำหรือน้ำลดลงอย่างรวดเร็ว ขาดน้ำที่จะเข้าสู่ระบบเครื่องกำเนิดไฟฟ้าจนใน ที่สุดโครงการต้องถูกยกเลิกไป

(2) ปัญหาการตกตะกอน เกิดจากการทำลายพื้นที่ป่าไม้บริเวณด้านเหนือน้ำทำให้เกิดตะกอนพัดพา มาสะสมในบริเวณพื้นที่โครงการหรือพื้นที่โรงไฟฟ้า ก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องจักรและระบบไฟฟ้า จนในที่สุดต้องหยุดผลิตกระแสไฟฟ้า

(3) ปัญหาการขาดความรู้ในด้านการดูแลและบำรุงรักษา เมื่อโครงการได้ดำเนินการแล้วจะต้องมีการดูแลซ่อมแซมและบำรุงรักษา แต่ยังขาดบุคลากรในการเฝ้าและเดินเครื่อง รวมถึงกรณีที่ผู้ดำเนินการเป็นประชาชนในชุมชนยังขาดความรู้และการจัดการที่ดี

2.3.7.2 แนวทางป้องกันและแก้ไข

แนวทางป้องกันและแก้ไขปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อนของ กฟผ. และประเภทเขื่อนแบบ run-of-river มีดังนี้

(1) ปัญหาด้านอุทกวิทยา อันได้แก่การลดลงของน้ำท่าบริเวณโครงการ เนื่องจากการใช้ประโยชน์ ที่ดินบริเวณเหนือโครงการอาจแก้ไขโดยการจัดการการใช้ประโยชน์ที่ดินบริเวณเหนือโครงการ การออกแบบน้ำท่าให้มีความแม่นยำมากขึ้น รวมถึงการพัฒนาแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ เพื่อใช้ในการคาดการณ์ปริมาณน้ำท่าภายใต้สภาพภูมิอากาศที่ผันแปร เนื่องจากสภาวะโลกร้อนให้ มีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น

(2) ปัญหาการตกตะกอน อาจแก้ไขโดยการปลูกป่าทดแทนบริเวณพื้นที่เหนือโครงการ ทั้งนี้ควรมีการวางแผนและควบคุมการปลูกป่าอย่างมีระบบ/ระเบียบ เพื่อช่วยบรรเทาปัญหานี้ และในการเลือกพื้นที่ตั้งโครงการควรเลือกพื้นที่ที่เหมาะสม หลีกเลี่ยงพื้นที่ที่อาจมีการตกตะกอนสูง เป็นต้น

(3) ปัญหาการขาดความรู้ในด้านการดูแลและบำรุงรักษา อาจแก้ไขโดยการสนับสนุนให้มีความร่วมมือที่ดีระหว่างเจ้าหน้าที่ของรัฐและประชาชนในพื้นที่ ซึ่งอาจอยู่ในรูปของการจัดฝึกอบรมเผยแพร่ความรู้ การจัดตั้งสหกรณ์เพื่อผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า รวมถึงดูแลโครงการอย่างมีระเบียบแบบแผนและถูกต้องตามมาตรฐาน

2.3.8 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายที่สำคัญ

ผลการศึกษานี้ ชี้ให้เห็นว่ามีความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กดังกล่าว แบบน้ำระบายผ่านท้ายเขื่อนของ กฟผ. และประเภทเขื่อนแบบ run-of-river เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้ประโยชน์จากแหล่งน้ำ โดยเฉพาะแหล่งพลังน้ำขนาดเล็กที่มีกำลังผลิตอยู่

ระหว่าง 1-30 เมกะวัตต์ นั้นพบว่าเป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพมากพอสมควร และมีความเป็นไปได้ทางด้านการลงทุนในเบื้องต้น

จากผลการศึกษาดังกล่าวข้างต้น ผู้วิจัยมีข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ดังนี้

(1) เนื่องจากการใช้ประโยชน์จากแม่น้ำ มีลักษณะหลายมิติ ไม่เพียงแต่การผลิตไฟฟ้าเท่านั้น ยังมีการ ใช้ประโยชน์ในด้านอื่น ๆ อีก เช่น การเกษตร คมนาคม การประมง ฯลฯ การสร้างเขื่อนในอนาคต จึงควรมีการปรับเปลี่ยนมุมมองและแนวทางการสร้างเขื่อนจากเดิม ที่เน้นวัตถุประสงค์เพื่อการผลิตไฟฟ้าเป็นวัตถุประสงค์หลัก ให้มีความสำคัญในระดับรอง การศึกษานี้ชี้ให้เห็นว่าการสร้างเขื่อนแบบ run - of - river มีความเป็นไปได้สูง แม้ว่าจะต้องสูญเสียโอกาสการใช้พลังงานน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าไปส่วนหนึ่ง แต่เขื่อนชนิดนี้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการใช้ ประโยชน์ในด้านอื่น ๆ ค่อนข้างน้อย เนื่องจากมีการเปิดให้ส่วนหนึ่งของแม่น้ำให้มีกระแสน้ำไหลผ่านได้ เช่นเดิม และมีการยกระดับน้ำสูงจากเดิมไม่มาก

(2) ปัจจุบันกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับสิทธิความเป็นเจ้าของและสิทธิในการใช้ทรัพยากรน้ำ มีหลายฉบับ ซึ่งทับซ้อนกัน จึงควรมีการศึกษาในรายละเอียดเกี่ยวกับกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้การจัดการทรัพยากรน้ำ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

(3) ปัญหาที่เป็นอุปสรรคสำคัญที่สุดในการสร้างเขื่อนของประเทศไทย คือการยอมรับของประชาชนในชุมชนที่ได้ผลกระทบโดยตรง ทั้งนี้เนื่องจากการจัดการปัญหาดังกล่าวยังไม่ดีพอ ตั้งแต่การให้ข้อมูลข่าวสาร การมีส่วนร่วมในการดำเนินการตั้งแต่ต้นและการมีส่วนร่วมในการตัดสินใจ

ทั้งนี้ สาเหตุสำคัญประการหนึ่งที่ชุมชนที่ได้รับผลกระทบไม่ยอมรับ คือการชดเชยค่าความเสียหายและการสูญเสียรายได้ของการทำกินไม่เป็นธรรม และชุมชนที่ได้ผลกระทบมีแต่ต้องรับภาระผลเสียหาย แต่กลับไม่มีผลประโยชน์ร่วมใด ๆ จากการพัฒนาโครงการนั้น ๆ ดังนั้นจึงควรมีการปรับเปลี่ยนวิธีการชดเชยใหม่จากเดิมที่จ่ายค่าชดเชยเพียงครั้งเดียว เป็นจัดสรรผลประโยชน์ร่วมให้กับผู้ได้รับผลกระทบในระยะยาวตลอดอายุโครงการ เช่น อาจถือว่าพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบเป็นส่วนของต้นทุนของประชาชนที่มาเข้าร่วมลงทุนในโครงการระหว่างผู้ลงทุนและประชาชนในท้องถิ่น โดยมีการประกันผลตอบแทนในแต่ละเดือนว่าจะมีรายได้สูงกว่าประโยชน์เดิมที่ได้รับจากที่ดินทำกินเดิมที่ได้รับผลกระทบจากน้ำท่วม ฯลฯ การจัดการปัญหาในลักษณะดังกล่าว ต้องอาศัยการวิจัยเชิงสังคมว่าด้วยการจัดการปัญหาอันเนื่องมาจากการพัฒนาโครงการของรัฐและเอกชน เพื่อหาวิธีการแก้ปัญหาอุปสรรคดังกล่าวให้เป็นที่ยอมรับของทุกฝ่าย แทนที่จะพิจารณาเฉพาะแต่ผลได้ผลเสียทางด้านเทคนิค

เอกสารอ้างอิง

การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

1. Alexander, A.G. 1973 Sugarcane Physiology. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
2. Alves, A.A.C. (2002). Cassava: Production and Utilization. In R. J. Hillocks, Botany and Physiology. 67-89. Centro Internacional de Agricultura Tropical (CIAT) Cali. Colombia.
3. Angelov et. al. (1993). Novel characteristics of cassava, *Manihot esculenta* Crantz, a reputed C_3-C_4 intermediate photosynthesis species. Photosynthesis Research. Volume 38, Number 1 / October. 61-72.
4. Baguma et al. 2003. Expression patterns of the gene encoding starch branching enzyme II in the storage roots of cassava (*Manihot esculenta* Crantz) (Online). Plant Science Volume 164, Issue 5, May 2003, Pages 833-839. Available URL http://dx.doi.org/10.1016/S0168-9452(03)00072-4
5. Bannari, A., Morin, D., Bonn, F., and Huete, A.R. 1995. A review of vegetation indices. *Remote Sensing Review.* 13: 95-120.
6. Berding, N., and B.T. Roach. 1987. Germplasm collection, maintenance, and use. p. 143–210. *In* D.J. Heinz (ed.) Sugarcane improvement through breeding. Elsevier, New York.
7. Biopact. 2007. Brazilian government allows field trials with genetically modified sugar cane (Online) available URL http://biopact.com/2007/05/brazilian-government-allows-field.html
8. Bonham-Carter, G.F. 1994. Geographic Information System for Geoscientists: Modelling with GIS. Pergamon Publication: New York.
9. Brian, D.W., Stephen L.E., and Jude, H.K.2007. Analysis of time-series MODIS 250 m vegetation index data for crop classification in the U.S. Central Great Plains. *Remote Sensing of Environment*. 108 : 290-310.
10. Burrill & Company. 2007, April. BIOTECH 2007 Life Sciences: A Global Transformation.
11. Campbell, J.B. 1996. Introduction to remote sensing. 2nd Ed. London: Taylor & Francis.
12. Charlotte Schubert. (2006) Can biofuels finally take center stage? Nature Biotechnology. Vol.24. No.7. 777-784.
13. CIAT. (1978). Annual Report for 1977. CIAT.Cali, Columbia.
14. CIAT. 1993. Cassava Program. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนดลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.
15. CIAT. 2008. Networking and On-going Research and Development Activities (Online). Available URL http://www.ciat.cgiar.org/biotechnology/cbn/networking.htm
16. Clive James. 2007.Global Status of Commercialized Biotech/GM Crops:2007 (online) available URL http://www.isaaa.org/resources/publications/briefs/37/executivesummary/pdf/Brief%2037%20-%20Executive%20Summary%20-%20English.pdf
17. Connor DJ, Palta J (1981). Response of cassava to water shortage. III. Stomatal control and water status. Field Crops Res. 4. 297-311.
18. Cooperative Research Centre for Sugar Industry Innovation through Biotechnology (CRC SIIB). 2007. Annual report 2006-07 (Online) Available URL http://www.crcsugar.com/LinkClick.aspx?fileticket=pOnckgET5Oo%3d&tabid=90&mid=395
19. Corley, R.H.V. and Tinker, P.B. 2003. The Oil Palm. 4th Ed. Oxford: Blackwell Science.

20. Corley and Law (2001). Ripening, harvesting and oil extraction. Planter. Kuala Lumpur.77.507-524.
21. CSIRO. 2008. CSIRO Plant Industry 2008. Sugar Research for a Profitable Industry.(Online) Available URL http://www.csiro.au/files/files/plak.pdf
22. Dalvanilson and Melo. 1994. Saccharose inversion control in sugar mills. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
23. Daniels, J., and B.T. Roach. 1987. Taxonomy and evolution. p. 7–84. *In* D.J. Heinz (ed.) Sugarcane improvement through breeding. Elsevier, New York.
24. EDISON S. 2004. Research & Development Efforts on Cassava in India: an Overview. Presented in CBN VI International Scientific Meeting, Ciar, Cali, Columbia.
25. El-Sharkawy M, Hesketh J. (1965). Photosynthesis among species in relation to characteristics of leaf anatomy and CO2 diffusion resistances. Crop Sci. 5. 517-521.
26. El-Sharkawy MA (2006). Utility of basic research in plant/crop physiology in relation to crop improvement: a review and a personal account. Braz. J. Plant Physiol. 18. 419-446.
27. El-Sharkawy MA, Cock JH (1987). Response of cassava to water stress. Plant Soil. 100. 345-360.
28. El-Sharkawy MA, Cock JH. (1987a). C3-C4 intermediate photosynthetic characteristics of cassava (*Manihot esculenta* Crantz). I. Gas exchange. Photosynth. Res. 12. 219-235.
29. Goh, K.J.2000. Climatic requirements of the oil palm for high yields. In: Managing oil palm for high yields: agronomic principles (Ed.by Goh K.J.), pp.1-17, Malaysia Soc. Soil Sci. and Param Agric. Surveys, Kuala Lumper.
30. Hartley, C.W.S. 1988. The oil palm. 3rd Ed. London: Longman.
31. Henson and Harun. 2007. Journal of Oil Palm Research
32. Howeler Reinhardt H. (1991). Long-term effect of cassava cultivation on soil productivity. Field Crops Research. 26. 1-18.
33. Huete, A.R., Liu, H.Q., Batchily. K., and van Leeuwan, W. 1997. A comparison of vegetation indices over a global set of TM images for EOS-MODIS. *Remote Sensing of Environment.* 59: 440-451.
34. Ihemere et al. 2006. Genetic modification of cassava for enhanced starch production(Online). Plant Biotechnology Journal Volume 4 Issue 4, Pages 453 – 465**.** Available URL http://www3.interscience.wiley.com/journal/118585497/abstract
35. Inman-Bamber and de Jager. 1986. Effect of water stress on the growth, leaf resistance and canopy temperature in field-grown sugarcane. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
36. Irvine, J.E. 1989. Sugarcane Anatomy, morphology and physiology. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
37. J. Craig Venter Institute. 2008. Plant Genomic(Online). Available URL http://www.jcvi.org/cms/research/groups/plant-genomics/
38. Joachim von Braun.2008. Biofuel, International Food Prices, and the Poor. Full commiteer's heraring on Thursday,June 12, 2008 at room 366 of the Dirksen Senate Office Buding in Washington,D.C.
39. Jordan, C.F. 1969. Derivative of leaf area index from quality of light on the forest floor. *Ecology.* 50:663-666.
40. Jouannic S, et.al. 2005. Analysis of expressed sequence tags from oil palm **(**Elaeis guineensis**).** FEBS Letters , Volume 579 , Issue 12 , pp 2709 - 2714.
41. Kamarudzaman and Lani Rosdi.1996. Plantation mechanization: cost and efficiency. Pp.294-300.
42. Khaw, C.H. and Ng, S.K. (1998). Performance of Commercial Scale Clonal Oil Palm (*Elaeis guineesis* Jacq.) Plantings in Malaysia. pp 251-258 *In:*Proceedings International Symposium Biotech Trop and Sub-Trop Species, Brisbane, Australia.

43. Lillesand, T. M. and Kiefer, R.W. 1994. Remote Sensing and Image Interpretation. 3rd Ed. New York: John Wiley and Sons.
44. Lubis, A.U. and Adiwiganda, R. 1996. Agronomic management practices of oil palm plantation in Indonesia based on land conditions. Proc. ISOPA/IOPRI Seminar 'Agronomic update in oil palm management. pp. 29-62, Indon. Oil Palm Res. Inst.
45. Ludlow M.M. Muchow, and G. Kingston. 1992. Quantification of the environmental and nutrutional effects on sugar accumulation. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
46. Menossi et.al. 2008. Sugarcane Functional Genomics: Gene Discovery for Agronomic Trait Development (Online). Hindawi Publishing Corporation International Journal of Plant GenomicsVolume 2008, Article ID 458732, 11 pages. Available URL http://www.pubmedcentral.nih.gov/articlerender.fcgi?artid=2216073
47. Paramananthan, S., Chew P.S., and Goh, K.J. 2000. Towards a practical framework for land evaluation for oil palm in the 21st century. In: Proc. Int. Planter Conf. 'Plantation tree crops in the new millennium: the way ahead' (Ed. By E. Pushparajah); pp. 869-885, In corp. Soc. Planter, Kuala Lumper.
48. Parveez GKA. et.al. 2004. Genetic Engineering for Modifying Fatty Acid Composition of Palm Oil (Online). Available URL http://www.mete.mtesz.hu/pls/proceedings/eloadasok-pdf/o-7-3-parveez.pdf
49. Persley, Gabrielle J. 2002. Agricultural Biotechnology : Global Challenges and Emerging Science.
50. Pinto et.al. 2006. Characterization of novel sugarcane expressed sequence tag microsatellites and their comparison with genomic SSRs (Online). Available URL http://www3.interscience.wiley.com/journal/118552183/abstract?CRETRY=1&SRETRY=0
51. Porto MCM. 1983. Physiological mechanisms of drought tolerance in cassava (*Manihot esculenta* Crantz). PhD dissertation. Tucson, University of Arizona.
52. Ruslan Abdullah. et.al. 2005. Immature embryo: A useful tool for oil palm (*Elaeis guineensis* Jacq.) genetic transformation studies (Online). Journal of Biotechnology. vol.8. no.1 Available URL http://www.ejbiotechnology.info/how_refer.html.
53. Saaty, T.L. 1980. The analytic hierarchy process. McGraw-Hill: New York.
54. Siritunga and Sayre. 2004. Engineering cyanogen synthesis and turnover in cassava (*Manihot esculenta*)(Online). Plant Molecular Biology. Volume 56, Number 4 / November. Pages 661-669. Available URL http://dx.doi.org/10.1007/s11103-004-3415-9
55. Sugarcane in Brazil (Online) Available URL http://wistechnology.com http://www.nysaes.cornell.edu http://nabc.cals.cornell.edu http://www.cgiar.org
56. Suthamma, Y. and Chumnong, S. 2007. Jan-Mar. A Study of Ethanol Production Cost for Gasoline Substitution in Thailand and Its Competitiveness. Thammasat Inst. J. Sc. Tech., Vol 12, No. 1.
57. Technology Roadmap for Plant/Crop-Based Renewable Resource 2020 (online) Available URL http://www1.eere.energy.gov/biomass/pdfs/technology_roadmap.pdf
58. The Global Cassava Partnership (GCP-21) (Online) Available URL http://www.danforthcenter.org/GCP21/
59. Thomson, J.A. 2004. The status of plant biotechnology in Africa. (Online) Available URL *www.agbioforum.org/v7n12/v7n12a02-thomson.htm*
60. TropGENE DB (Online) available URL http://tropgenedb.cirad.fr/en/oilpalm.html
61. University of Illinois. 2008 Miscanthus Project (Online). Available URL http://miscanthus.uiuc.edu/
62. Van Dillewijin, C. 1952 Botany of Sugarcane. The Chronica Botanica Co., Watham, Mass., USA. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

63. Vettore et.al. 2003. Analysis and functional annotation of an expressed sequence tag collection for tropical crop sugarcane(Online). Genome Res. 2003 Dec;13(12):2725-35. Epub 2003 Nov 12. Available URL http://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/14613979?ordinalpos=16&itool=EntrezSystem2.PEntrez.Pubmed.Pubmed_ResultsPanel.Pubmed_DefaultReportPanel.Pubmed_RVDocSum
64. Vilai et.al. (2001). Impact of water stress on yield and quality of cassava Starch. Industrial Crops and Products. 13. 115-129.
65. Wahid MB, Abdullah SNA, Henson IE. (2005).Oil palm-achievements and potential. Plant Prod Sci. 8. 288-297.
66. Xavier, A. C., Rudorff , F. T., Yosio, E.S., Luciana ,M.S.B., and Mauricio, A.M. 2006. Multi-temporal analysis of MODIS data to classify sugarcane crop. *International Journal of Remote Sensing*. 27:755-768.
67. Yate, R.A. 1983. Influence of pre-harvest temperature and rainfall on cane quality. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
68. Zhang P, et al. 2003. Transfer and expression of an artificial storage protein (ASP1) gene in cassava (Manihot esculenta Crantz). *Transgenic Res*. 12, 243-250.
69. กรมการข้าว. 2550. ยุทธศาสตร์ข้าวไทย ปี 2550-2554 ฉบับแก้ไขโดยกรมการข้าว. วันที่ 8 สิงหาคม 2550.
70. กรมพัฒนาที่ดิน. 2539. คู่มือการประเมินคุณภาพที่ดิน (Qualitative Land Evaluations) สำหรับพืชเศรษฐกิจ.กรุงเทพฯ.
71. กรมพัฒนาที่ดิน. 2541. การศึกษาชุดดินประเทศไทยที่เหมาะสมสำหรับการปลูกมันสำปะหลัง ค้นหาได้ที่ http://www.mcc.cmu.ac.th/dinthai/agri_search.asp
72. กรมวิชาการเกษตร. 2545. ปัจจัยในการตัดสินใจปลูกผัก. ค้นหาได้ที่ http://research.doae.go.th
73. กรมวิชาการเกษตร.การจัดการสวนปาล์มน้ำมัน. ค้าหาได้ที่ http://it.doa.go.th/palm/linkTechnical/garden%20oilpalm.html
74. กรมวิชาการเกษตร. 2548. โครงการจัดทำแผนที่ศักยภาพการผลิตปาล์มน้ำมัน: Mapping on Oil Palm Production Potential. โรงพิมพ์ดอกเบี้ย.กรุงเทพฯ.
75. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. 2551. แผนพัฒนาอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม ปี 2551-2555.
76. กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. โครงสร้างของอะมิโลส อะมิโลเพคตินและคุณสมบัติของแป้งมันสำปะหลังที่สกัดได้จากเกษตรศาสตร์ 50 ในอายุการเก็บเกี่ยวต่าง ๆ กัน. ค้นหาได้ที่ http://kucon.lib.ku.ac.th/Fulltext/KC3606008.pdf
77. การสนับสนุนงานวิจัยมันสำปะหลังในไนจีเรีย. ค้นหาได้ที่ http://www.checkbiotech.org
78. การเก็บเกี่ยวมันสำปะหลัง. ค้นหาได้ที่ http://www.doae.go.th/library/html/detail/cassava/cass10.htm
79. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์ 2546. พันธุ์มันสำปะหลัง เอกสารสารประกอบการฝึกอบรมเพื่อสร้างวิทยากรมันสำปะหลังในท้องถิ่น. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.
80. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์ และคณะ. 2529. อิทธิพลของอายุเก็บเกี่ยวและปุ๋ยต่อผลผลิตและ คุณภาพมันสำปะหลัง. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนดลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.
81. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์. 2532. มันสำปะหลัง: การปลูก อุตสาหกรรมแปรรูป และการใช้ประโยชน์. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนดลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.
82. เตรียม 4 มาตรการรองรับปัญหาราคาผลไม้ตกต่ำ. สำนักข่าวไทย วันที่ 2 เมษายน 2551.
83. เทคโนโลยีการเก็บเกี่ยวปาล์มน้ำมัน. ค้นหาได้ที่ http://203.151.46.10/anda/krabi/km-palm/techno_05.html

84. ทิพาวดี ดินนังวัฒนะ และคณะ. 2543. การปรับปรุงพันธุ์อ้อยเพื่อเพิ่มผลผลิตและคุณภาพอ้อยลูกผสม เค. 93 ขั้นที่ 5 เปรียบเทียบพันธุ์ในไร่กสิกร. รายงานการประชุมอ้อยและน้ำตาลทรายแห่งชาติ ครั้งที่ 4 จังหวัดนครราชสีมา. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

85. นพศูล สมุทรทอง และคณะ. 2543. ผลของพันธุ์และอายุการเก็บเกี่ยวต่อผลผลิตและปริมาณแป้งในมันสำปะหลัง. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนดลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.

86. บริษัทมิตรผลวิจัยและพัฒนาอ้อยและน้ำตาล จำกัด.2550. จากงานวิจัย..สู่ไร่อ้อย เล็บอินทรี.

87. ประเสริฐ ฉัตรวชริระวงษ์ และคณะ. 2549. การปรับปรุงพันธุ์อ้อย. รายงารการวิจัย พัฒนาและวิศวกรรม (ฉบับสมบูรณ์) ศูนย์พันธุ์วิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

88. ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

89. ประภาส ช่างเหล็ก. 2551. เอกสารประกอบโครงการถ่ายทอดเทคโนโลยี: การปลูกมันสำปะหลังพันธุ์ใหม่ (ห้วยบง 60) เพื่อส่งเสริมการผลิตมันเส้นสะอาดเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมเอทานอล. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิต มันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนดลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.

90. พีระศักดิ์ และคณะ. 2551.โครงการ การประเมินพันธุ์อ้อยดีเด่นที่มีศักยภาพในแหล่งปลูกอ้อยทั่วประเทศ (อยู่ระหว่างดำเนินการ). ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ.

91. พื้นที่เพาะปลูก พื้นที่เก็บเกี่ยว ปริมาณผลผลิตพืชพลังงาน. ค้นหาได้ที่ http://www.oae.go.th

92. มูลนิธิสถาบันพัฒนามันสำปะหลังแห่งประเทศไทย.เครื่องมือในการเก็บเกี่ยวมันสำปะหลัง. ค้นหาได้ที่ http://www.tapiocathai.

93. รุ่งรัตน์ กิจเจริญปัญญา และคณะ, 2543 การศึกษาการเปลี่ยนแปลงของอ้อยสดและอ้อยไฟไหม้ ด้านน้ำหนัก คุณภาพความหวาน ปริมาณน้ำตาล และเปอร์เซ็นต์สิ่งปนเปื้อนของอ้อยที่ตัดส่งโรงงาน. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

94. วัฒนศักดิ์ ชมภูนิช และคณะ. 2535. ผลของการชุบท่อนพันธุ์ด้วยสารละลายต่างๆ ที่มีผลต่อความงอกของท่อนพันธุ์อ้อย. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

95. สถาบันวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย ศูนย์เทคโนโลยีโลหะและวัสดุแห่งชาติ.2551. <u>การศึกษาเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตเอทานอลของสหรัฐอเมริกาและไทย</u>. เสนอต่อกระทรวงต่างประเทศ

96. สมบัติ ขอทวีวัฒนา และคณะ. 2541. การเปรียบเทียบคุณภาพน้ำอ้อยระหว่างอ้อยสดและอ้อยไฟไหม้จากลูกหีบชุดที่หนึ่ง. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

97. สมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย. 2550. แผนการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและแนวโน้มผลผลิตตามยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง. ค้นหาได้ที่ http://www.thaitapiocastarch.org/support.asp

98. สามารถ น้อยวัน และคณะ. 2543. การศึกษาเปรียบเทียบผลผลิตน้ำตาลที่ได้จากอ้อยสด อ้อยไฟไหม้ อ้อยยอดยาว และอ้อยปนเปื้อน. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

99. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2547 . ยุทธศาสตร์มันสำปะหลัง ปี 2548-2551. หน้า 12-19 (อัดสำเนา)

100. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร.2548. <u>โครงการศึกษาการจัดตั้งเมืองปาล์มน้ำมัน</u>.

101. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรเขต 8 สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2550. วิเคราะห์ขนาดสวนปาล์ม และอายุการปลูกทดแทนที่เหมาะสมในจังหวัดสุราษฎร์ธานี

102. สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย. 2551. วาระอ้อยแห่งชาติ.

103. สำนักงานสถิติแห่งชาติ. 2550. การสำรวจภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน พ.ศ. 2550 ค้นหาได้ที่ http://service.nso.go.th/nso/nsopublish/service/survey/socio_sum50.pdf
104. สุเมศ ทับเงิน และคณะ. 2547. ระยะปลูกที่เหมาะสมของมันสำปะหลังพันธุ์ห้วยบง 60 เกษตรศาสตร์ 50 และระยอง 5 ที่ปลูกในดินชุดมาบอน. อ้างใน กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ. 2551. รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลัง เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่ปลูก.
105. สุรเดช จินตกานนท์ เกษม สุขสถาน และผกาทิพย์ จินตกานนท์. 2542. การศึกษาผลผลิตและองค์ประกอบธาตุอาหารพืชของอ้อย. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
106. อดุลย์ พงษ์พัว และคณะ. 2543. อ้อยพันธุ์ เค 90-54 และ เค 90-77. รายงานการประชุมอ้อยและน้ำตาลทรายแห่งชาติ ครั้งที่ 4 จังหวัดนครราชสีมา. อ้างใน ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.
107. อุบลวรรณ บุญวงศ์. 2543. รายงานผลการทดลอง เรื่องการปรับตัวของพันธุ์อ้อยแต่ละท้องถิ่นในเขตภาคกลาง ศูนย์เกษตรอ้อยภาคกลาง. อ้างในประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์. 2551. รายงานผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มผลผลิตอ้อย.

การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงานสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

1. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater 20th Edition, 1998
2. Owen, W. F., Stuckey, D. C., Healy, J. B., Jr., Young, L. Y. and McCarty, P. L.,(1979). “Bioassay for monitoring biochemical methane potential and anaerobic toxicity”. Water Research, 13, pp. 485-492.
3. ASTM, E1196-92 Standard Test Method for Determining the Anaerobic Biodegradation Potential of Organic Chemicals, 1992 American Society for Testing and Materials, West Conshohocken, PA.
4. Smolder, G.J.F., Van der Meil, J., Van Loosdrecht, M.C.M. and Heijnen J.J., (1994). “Model of the Anaerobic Metabolism of the Biological Phosphorus Removal Process : Stoichiometry and pH Influence”, Biotechnology and Bioengineering, Vol.43, No.6, pp.461-470.
5. Weiland, P.,(2003). Production and Energetic Use of Biogas from Energy Crops and Wastes in Germany , Applied Biochemistry and Biotechnology, 109, 263-274.
6. Kubler, H. and Schertler, C., (1994) Three pahse anaerobic digestion of organic waste In „Anaerobic Digestion VII (eds. T.J Britz and F.G. Pohland) vol 30, 367-374
7. Hack, P.J.F.M., and Brinkman, J. (1992). A new process for high performance digestion. In “Proc. International Symp Anaerobic digestion of solid waste” (eds. J. Mata- Alvarez, A. Tilche and F. Cecchi) Venice, Italy.
8. Six, W. and Braere, L.D. (1992). Dry anaerobic conversion of municipal solid waste by means of the DRANCO process. Water Science and Technology, 25, 295-300.
9. Wellinger, A., Wyder, K., and Metzler, A.E. (1993). KOMPOGAS-A new system for the anaerobic treatment of source separated waste. Water Science and technology, 27, 153-158.
10. Saint-Joly, C. (1992). Three years of performance control and process monitoring in an industrial plant for MSW treatment by anaerobic digestion In “International Symposium on Anaerobic Digestion of Solid Waste”, Venice, Italy.
11. Weiland, P.,(2003). Production and Energetic Use of Biogas from Energy Crops and Wastes in Germany , Applied Biochemistry and Biotechnology, 109, 263-274.

12. Chynoweth, D.P., Owens, J. O; Keefe, D., Earle, J.F.K.,Bosch, G and Legrand, R .(1992). Sequential Batch anaerobic composting of the fraction of municipal solid waste. Water Science and Technology., 25, 327-339.
13. Lehtomäki A., Huttunen S., Lehtinen T.M. and Rintala J.A. (2008). Anaerobic digestion of grass silage in batch leach bed processes for methane production. Bioresource Technology., 99, 3267-3278.
14. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, สถิติการเกษตรของประเทศไทยปีเพาะปลูก 2550, http://www.oae.go.th/pdffile/yearbook%2050/yearbook50.pdf , ค้นเมื่อ, 15/4/2551.
15. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2549, รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการประเมินศักยภาพปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลแข็งจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมไม้แปรรูปและเฟอร์นิเจอร์และการปลูกไม้โตเร็วเพื่อผลิตพลังงานความร้อนหรือ/และไฟฟ้าในประเทศไทย, กรุงเทพฯ.
16. มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2549, รายงานฉบับสมบูรณ์ โครงการประเมินศักยภาพชีวมวลสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย, กรุงเทพฯ.
17. Bhattacharya S. C., Shrestha R. M. and Suchitra N., (1989). Potential of Biomass Residue Availibity: The Case of Thailand, Energy source, 11.
18. Chavalparit O.,Rulkens W. H., Mol A. P. J. and Khaodhair S., (2006). Options for environmental sustainability of the crude palm oil industry in Thailand through enhancement of industrial ecosystems, Environment, Development and Sustainability, 8, 271-87.
19. สำนักเทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2545 “หลักปฏิบัติเพื่อการป้องกันมลพิษ (เทคโนโลยีการผลิตที่สะอาด) สำหรับอุตสาหกรรมสับปะรดกระป๋อง”.
20. สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ-มจธ., 2546, “รายงานฉบับสุดท้ายโครงการสำรวจและรวบรวมข้อมูลการใช้น้ำและพลังงานในโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง ระยะที่ 1”, กรุงเทพฯ : , มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 167 หน้า.
21. กองอาหารสัตว์ กรมปศุสัตว์, สถิติพืชอาหารสัตว์ ปี 2549, http://www.dld.go.th/nutrition/, ค้นเมื่อ 18/4/2551.
22. สุทธิเจตน์ จันทรศิริ และ สุจรรยา ใชยูปถัมภ์, “ผักตบชวา มหันตภัยสีเขียวของแหล่งน้ำ”, http://www.tistr.or.th/t/publication/page_area_show_bc.asp?i1=86&i2=27 ,ค้นเมื่อ 18/4/2551.
23. กองอาหารสัตว์ http://www.dld.go.th/nutrition/Nutrition_Knowlage/ARTICLE/Artilek.htm กรมปศุสัตว์ การใช้ผักตบชวาเป็นอาหารสัตว์, ค้นเมื่อ 15/4/2551.
24. สมชาติ หาญวงษา, 2538, เอกสารประกอบการสอน วัชพืช และการป้องกันกำจัด, สถาบันเทคโนโลยีราชมงคล วิทยาเขตพิษณุโลก, พิษณุโลก.
25. ทัตธน กิจการอาสา, 2547, การศึกษาการเจริญเติบโตและความงอกของเมล็ดในธูปฤาษีจาก 3 แหล่งธรรมชาติ, ปัญหาพิเศษปริญญาตรี ภาควิชาพืชสวน (วท.ม. (เกษตรศาสตร์) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ วิทยาเขตกำแพงแสน.
26. สุภาพร จันรุ่งเรือง และ พิสบุษ์ จัตวาพรวนิช, “ศึกษาศักยภาพการใช้ธูปฤาษีในการบำบัดน้ำเสีย”, http://www.ldd.go.th/Lddwebsite/web_ord/Research/Full_Research_pdf/Full_Research_gr11/R3911F207.pdf, กรมพัฒนาที่ดิน, ค้นเมื่อ 18/4/2551.
27. เครือข่ายข้อมูลหญ้าแฝกแห่งประเทศไทย http://thvn.rdpb.go.th/index.php , ค้นเมื่อ 18/4/2551.
28. ไพร มัทธวรัตน์, 2548, ข้อมูลหญ้าคา, งานเรือนปลูกพืชทดลอง ฝ่ายปฏิบัติการวิจัยและเรือนปลูกพืชทดลอง ม.เกษตรศาสตร์ วิทยาเขตกำแพงแสน จ.นครปฐม http://clgc.rdi.ku.ac.th/resource/weed/cogon_grass/imperata.html ,ค้นเมื่อ 15/4/2551.

การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน และแบบแม่น้ำไหลผ่าน (run-of-river)

1. คณะกรรมการเทคโนโลยีสารสนเทศสำนักบริหารโครงการ. 2008. สำนักบริหารโครงการ (Online). Available FTP: http://kromchol.rid.go.th/ffd/Plan/PLAN1.HTM.
2. กรมชลประทาน. (2550). รายงานข้อมูลสารสนเทศโครงการชลประทาน ปีงบประมาณ 2549. กระทรวงเกษตรและสหกรณ์. กรมชลประทาน . กรุงเทพฯ : กรมชลประทาน
3. กรมชลประทาน. 2008. ลุ่มน้ำในประเทศไทย (Online). Available FTP: http://web.rid.go.th/lproject/const/25river.html.
4. บริษัท เศรษฐกิจร่วมด้วยช่วยกัน จำกัด. 2008. รากฐานไทย ฐานข้อมูลเพื่อการพัฒนาประเทศ (Online). Available FTP: http://www.rakbankerd.com/01_jam/thaiinfor/country_info/index.html?topic_id=2647&PHPSESSID=f.
5. ศูนย์ประชาสัมพันธ์ กฟผ. 2008. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) อปท. กศอ-ผ. – เขื่อน กฟผ. (Online). Available FTP: http://www.egat.co.th/th/index.php?option=com_content&task=category&sectionid=6&id=23&Itemid=64.
6. ประโมทย์ ฉมามหัทธนา. (2551). การสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง สถานภาพการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพของพลังน้ำเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย. การสัมมนาทางวิชาการเรื่องสถานภาพการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพของพลังน้ำ เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ณ สำนักงานกองทุนสนับสนุนการสร้างเสริมสุขภาพ อาคาร SM Tower วันพุธที่ 6 กุมภาพันธ์ 2551.
7. บริษัทปัญญาคอนซัลแทนท์จำกัด และบริษัทมหานคร คอนซัลแทนท์จำกัด (2548). โครงการศึกษาศักยภาพการก่อสร้างเขื่อนไฟฟ้าพลังน้ำแบบขั้นบันไดในแม่น้ำโขง. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน:กรุงเทพมหานคร.
8. ปรีดา วิบูลสวัสดิ์. (2549). การพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำสำหรับประเทศไทย. การใช้ประโยชน์จากทรัพยากรน้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้า.
9. สถาบันวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2549). รายงานการวิจัยการศึกษาวางแผนพัฒนาไฟฟ้าพลังน้ำในพื้นที่ลุ่มน้ำปิง. ทุนอุดหนุนการวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ปี 2549
10. สมชาย มณีวรรณ์. (2551). การสัมมนาโครงการการศึกษาศักยภาพและพัฒนาพลังงานน้ำเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในพื้นที่ลุ่มน้ำยม.การสัมมนาทางวิชาการ เรื่องสถานภาพการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพของพลังน้ำ เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทย ณ สำนักงานกองทุนสนับสนุนการสร้างเสริมสุขภาพ อาคาร SM Tower วันพุธที่ 6 กุมภาพันธ์ 2551.
11. สถาบันวิจัยและให้คำปรึกษาแห่งมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. (2547). แผนหลักการพัฒนาโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กที่มีการออกแบบรายละเอียดและศึกษาความเหมาะสม. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน:กรุงเทพมหานคร.
12. Paish, O. (2002), Micro-Hydro Power: Status And Prospects. Journal of Power and Energy, Professional Engineering Publishing. Volume 6, Issue 6, December 2002, PP. 537-556.
13. สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดชัยนาท. 2008. สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดชัยนาท (Online). Available FTP: http://www.chainat.go.th/sub/monre/section2.htm
14. กรมป่าไม้ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2008. ที่ดินป่าไม้ภาคกลาง (Online). Available FTP: http://www.forest.go.th/zoning/central.htm.
15. สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดสิงห์บุรี. 2008. สัดส่วนพื้นที่ป่าชุมชนต่อพื้นที่ป่าที่เกิดขึ้น (Online). Available FTP: http://www.singburi.go.th/analysis/k1601.html.

16. สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์. (2546). รายงานการวิจัยการประเมินเทคโนโลยีของโครงการพัฒนาพลังน้ำขนาดเล็กในประเทศที่กำลังพัฒนาและประเทศที่พัฒนาแล้ว. สถาบันวิจัยแห่งชาติ:กรุงเทพมหานคร.

17. Tanutpongpalin, N. and Chaisomphob, T. (2004), Proposed Methodology for Site Selection of Run-of-river Type Small Hydropower Project Based on Environmental Criteria. The Joint International Conference on "Sustainable Energy and Environment (SEE), 1-3 December 2004, Hua Hin, Thailand.

18. บริษัทปัญญาคอนซัลแทนท์จำกัด และบริษัทมหานคร คอนซัลแทนท์จำกัด (2549). รายงานฉบับสุดท้ายการศึกษาทบทวนความเหมาะสมและจัดทำรูปแบบข้อเสนอในการหาผู้ร่วมลงทุนโครงการไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กจำนวน 4 โครงการ. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน:กรุงเทพมหานคร.

บทที่ 3
เครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

ในบทนี้จะกล่าวถึงผลการวิเคราะห์ความเหมาะสมและแนวทางการดำเนินนโยบายด้านส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ทั้งที่เป็นนโยบายที่มีอยู่แล้ว ได้แก่ นโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) และการใช้กลไก CDM และที่ยังไม่ได้มีการนำมาใช้ ได้แก่ มาตรการการเก็บภาษีคาร์บอน (carbon tax) เพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำและการประหยัดพลังงานที่จะนำไปสู่การลดก๊าซเรือนกระจก

3.1 การศึกษาผลกระทบของนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

3.1.1 ความเป็นมา / ความสำคัญ

ภาคการขนส่งเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (Final Energy Consumption) สูงเป็นอันดับต้นๆ โดยมีค่าเฉลี่ยในรอบ 5 ปีที่ผ่านมา ประมาณร้อยละ 37 ของปริมาณการใช้พลังงานทั้งหมดในประเทศ และมีอัตราการใช้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.85 ต่อปี โดยภาคการขนส่งทางถนนเป็นระบบการขนส่งที่ใช้พลังงานสูงที่สุด เฉลี่ยร้อยละ 77-79 ของปริมาณการใช้พลังงานในภาคการขนส่ง

ด้วยปริมาณการใช้พลังงานที่สูง ทำให้ประเทศไทย ซึ่งต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่ ได้รับผลกระทบจากวิกฤติพลังงานโลก เมื่อเกิดภาวะอุปทานไม่สมดุลกับอุปสงค์และมีการปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบ

ดังนั้น รัฐบาลโดยกระทรวงพลังงานจึงได้มีความพยายามที่จะสนับสนุนมาตรการต่างๆ เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตและการใช้พลังงานทางเลือกที่มีในประเทศ เพื่อทดแทนหรือลดการนำเข้าน้ำมันดิบ และเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานในประเทศ เพิ่มความสามารถในการแข่งขันระยะยาว รวมถึงการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอันเนื่องมาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

เอธานอลจึงเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกหนึ่งที่รัฐดำเนินมาตรการส่งเสริมและสนับสนุนอย่างจริงจัง ด้วยเหตุผลที่ว่า ประเทศไทยมีศักยภาพในการเพาะปลูกวัตถุดิบและมีศักยภาพในการผลิตเอธานอลสูง โดยในอดีตที่ผ่านมากระทรวงพลังงานได้ตั้งเป้าการใช้เอธานอลเพียงเพื่อทดแทนการ

ใช้ Methyl Tertiary Butyl Ether (MTBE) ในน้ำมันเบนซิน 95 จากนั้นได้มีการดำเนินนโยบายต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ปริมาณการใช้เอธานอลเพิ่มขึ้น เช่น การส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 จนถึงการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E20 ที่มีขึ้นตั้งแต่ปี 2551 ซึ่งมีผลทำให้อัตราการใช้เอธานอลเพิ่มขึ้น

ที่ผ่านมา นโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 ของภาครัฐฯ สามารถกระตุ้นให้เกิดการเพิ่มปริมาณการใช้เอธานอลได้ระดับหนึ่ง เมื่อประสบภาวะราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นอย่างรุนแรงก่อนกลางปี 2551 ภาครัฐได้ริเริ่มนโยบายส่งเสริมการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ E85 ขึ้นเพื่อกระตุ้นความต้องการใช้เอธานอล อย่างไรก็ตาม โยบายดังกล่าวมีผู้ที่มีส่วนได้เสียที่เกี่ยวข้องหลายภาคส่วน และมีประเด็นคำถามในหลายๆ ด้าน อาทิ ความพอเพียงของอุปทานเชื้อเพลิงเอทานอล ความพร้อมของอุตสาหกรรมยานยนต์ และประโยชน์เชิงเศรษฐกิจมหภาค เป็นต้น ดังนั้นเพื่อให้เกิดความชัดเจนในประเด็นดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงมุ่งศึกษาผลกระทบที่จะเกิดขึ้นจากนโยบายดังกล่าว ทั้งด้านอุปสงค์และอุปทานเอธานอลใน 10 ปีข้างหน้า ภายใต้สถานการณ์สมมติ (Scenario) ต่าง ๆ รวมทั้งการศึกษาถึงผลกระทบของผู้มีส่วนได้เสีย

3.1.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย

3.1.2.1 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อศึกษานโยบายส่งเสริมของการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ สำหรับเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งของ ประเทศต่างๆ
(2) เพื่อประมาณการปริมาณความต้องการการใช้เอธานอลโดยรวมในระยะเวลา 5 ถึง 10 ปีข้างหน้า ภายใต้สมมติฐานของสถานการณ์ (Scenario) ต่าง ๆ
(3) เพื่อประเมินศักยภาพของวัตถุดิบสำหรับใช้ในการผลิตเอธานอล ว่ามีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการใช้เอธานอลภายใต้สมมติฐานของสถานการณ์ (Scenario) ต่าง ๆ ตามข้อที่ 2 หรือไม่
(4) เพื่อประเมินผลกระทบเบื้องต้นของนโยบายส่งเสริมการใช้เอธานอลเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งที่มีผลต่อผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholders) จากนโยบายดังกล่าว
(5) เพื่อเสนอแนะแนวนโยบายที่เหมาะสมต่อการส่งเสริมการใช้เอธานอลเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง

3.1.2.2 ขอบเขตการวิจัย

(1) ทบทวนนโยบายส่งเสริมการใช้เอธานอลเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงในภาคขนส่งของประเทศต่างๆ ที่มีการ ส่งเสริมการใช้น้ำมัน E85 เป็นหลัก ในส่วนของประเทศไทย การศึกษานี้ไม่ได้รวมถึง

ผลประโยชน์ที่เกษตรกร/หรือภาคการเกษตรจะได้รับต่อการผลิตเอธานอลที่เพิ่มขึ้น และผลกระทบของการเพิ่มผลผลิตที่มีต่อการใช้พื้นที่ปลูกและปริมาณน้ำ ซึ่งอาจมีผลต่อการเพาะปลูกพืชอาหารชนิดอื่น ๆ

(2) การศึกษาข้อมูลอุปทานวัตถุดิบสำหรับใช้ผลิตเอธานอลในประเทศและต้นทุนการผลิตเอธานอลจะใช้ข้อมูลทุติยภูมิ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นข้อมูลจากรายงานการศึกษาโครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อการสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศไทย ระยะที่ 1 [กล้าณรงค์และคณะ (2550)] ข้อมูลจากรายงานการศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก [มรกต ตันติเจริญและคณะ (2551)] และตัวเลขประมาณการผลผลิตและความต้องการอ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลัง [สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย (สอน.) 2551 และสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.)(2551)]

(3) การประมาณการอุปสงค์การใช้เอธานอล จะวิเคราะห์ภายใต้สมมติฐาน 5 สถานการณ์ (Scenario) ต่อไปนี้

ก. สถานการณ์สภาวะปกติ (Business-as-usual scenario, BAU) คือกรณีฐาน (Base case) ของการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งตามสถานการณ์ปัจจุบัน ที่มีการใช้น้ำมันชนิดต่างๆ ดังต่อไปนี้

- น้ำมันเบนซิน ออกเทน 95
- น้ำมันเบนซิน ออกเทน 91
- แก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 95
- แก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 91
- แก๊สโซฮอล์ E20
- ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
- ก๊าซธรรมชาติอัด (CNG)
- น้ำมันดีเซล

ข. สถานการณ์การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E20 (Business-as-usual with Gasohol E20 scenario) คือการใช้ในสถานการณ์พื้นฐานโดยเพิ่มกรณีที่มีการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E20 ร่วมด้วยอย่างจริงจัง โดยกำหนดรถยนต์นั่งส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่ตั้งแต่ปี 2551 เป็นต้นไปสามารถใช้น้ำมัน E20 ได้ และมีการยกเลิกการอุดหนุนราคา LPG ในภาคขนส่ง

ค. สถานการณ์พื้นฐานที่มีการยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน คือการใช้ในสถานการณ์พื้นฐานที่มีการกำหนดมาตรการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ/หรือ 91 โดย

ทำการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 แทน ซึ่งสามารถแบ่งเป็น 3 สถานการณ์ย่อย ได้แก่

ค.1 กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 (Withdraw Gasoline 91) คือกรณีที่มีการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน ออกเทน 91 โดยส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ 91 E10 เพื่อทดแทน

ค.2 กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 95 (Withdraw Gasoline 95) คือกรณีที่มีการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 โดยส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ 95 E10 เพื่อทดแทน

ค.3 กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 และ 95 (Withdraw Gasoline 91 & 95) คือการใช้ในสถานการณ์พื้นฐานทั่วไป ที่มีการกำหนดมาตรการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 โดยทำการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 แทน

ง. สถานการณ์ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินทั้งหมดและส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 (Highly promoted E10 and E20 scenario) คือการใช้ในสถานการณ์พื้นฐานทั่วไป ที่มีการกำหนดมาตรการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 โดยทำการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 แทน

จ. สถานการณ์การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 (Business-as-usual with Gasohol E85 scenario) คือการใช้ในสถานการณ์พื้นฐาน โดยเพิ่มกรณีที่มีการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ร่วมด้วยอย่างจริงจัง โดยสมมติให้รถยนต์ FFV ที่สามารถใช้น้ำมัน E85 ได้มีอัตราส่วนจำหน่ายคิดเป็นร้อยละ 100 ของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่ในปี 2556 และปี 2561 ตามลำดับ และมีการใช้มาตรการส่งเสริมการใช้ โดยกำหนดให้ราคาจำหน่ายน้ำมัน E85 ถูกกว่าน้ำมันชนิดอื่น รวมถึงมีการยกเลิกการ อุดหนุนราคา LPG ในภาคขนส่ง

อนึ่ง การศึกษาภายใต้สถานการณ์จำลอง (Scenario) ทั้ง 5 ข้อ ดังกล่าวข้างต้น ไม่ได้พิจารณาผลกระทบของสถานการณ์จำลอง (Scenario) ของรถยนต์ Hybrid หรือ Plug-in Hybrid (น้ำมัน+ ไฟฟ้า) ที่คาดหมายว่าจะออกสู่ตลาดมากขึ้นภายใน 5-10 ปีข้างหน้านี้ ซึ่งอาจทำให้การใช้เอธานอลเปลี่ยนแปลงได้

(4) การศึกษาผลกระทบเบื้องต้นของนโยบายดังกล่าวโดยการสัมภาษณ์ผู้มีส่วนได้เสียจากนโยบายการส่งเสริมการใช้ E85 ซึ่งจะทำการสัมภาษณ์หน่วยงานต่าง ๆ ที่พร้อมให้ความร่วมมือภายใต้กรอบระยะเวลาของโครงการฯ

(5) การประมาณเงินสนับสนุนจากภาครัฐ โดยวิเคราะห์จากรายได้ที่รัฐสูญเสียหรือเงินที่รัฐต้องให้การสนับสนุน ในการกำหนดราคาขายปลีกของน้ำมันแก๊สโซฮอล์ ให้จูงใจการใช้ของประชาชน เพื่อส่งเสริมการใช้เอธานอลตามสถานการณ์สมมติข้อ (ค) (ง) และ (จ) และทำการวิเคราะห์จำนวนรถยนต์เก่าและประเภทชิ้นส่วนรถยนต์ที่อาจได้รับผลกระทบหากมีการกำหนดนโยบาย ภายใต้สมมติสถานการณ์ข้อ (ค) และข้อ (ง) ดังกล่าว

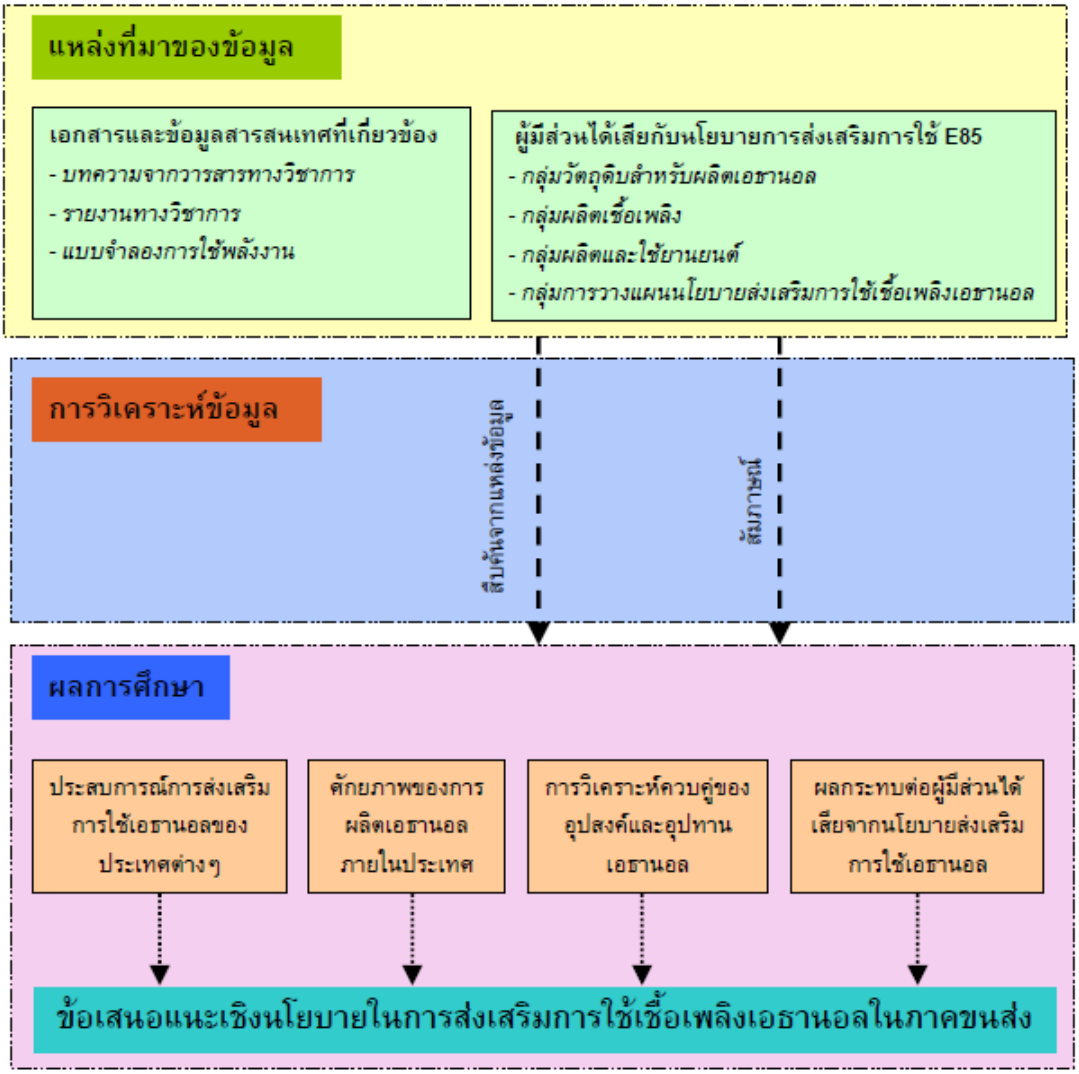
3.1.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ

เพื่อให้บรรลุถึงวัตถุประสงค์ของงานวิจัยทั้ง การประเมินศักยภาพของวัตถุดิบเพื่อใช้ในการผลิตเอธานอล และการประเมินผลกระทบเบื้องต้นของนโยบายต่อผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงบทเรียนที่ผ่านมาในอดีตของประเทศต่างๆ ในการส่งเสริมการใช้เอธานอล คณะผู้วิจัยจึงได้ศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งจากวารสารทางวิชาการ รายงานทางวิชาการ ข้อมูลจากแหล่งข้อมูลสารสนเทศ ทั้งจากในและต่างประเทศ รวมถึงข้อมูลปฐมภูมิที่ได้รับจากการสัมภาษณ์จากผู้มีส่วนได้เสีย เพื่อนำมาใช้เป็นข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการศึกษานี้

นอกจากนี้ในการประมาณการอุปสงค์การใช้เอธานอล ได้มีการใช้แบบจำลองการใช้พลังงาน (Energy Demand Model) เพื่อเป็นเครื่องมือสำหรับศึกษาและวิเคราะห์ปริมาณความต้องการใช้เอธานอลที่จะเกิดขึ้นในภาคขนส่งของยานพาหนะชนิดต่างๆ ของประเทศในอนาคตภายใต้สถานการณ์ต่างๆ ตามสมมติฐานในหัวข้อข้างต้น

3.1.4 เชื้อเพลิงเอธานอลและรถยนต์ FFV

เนื่องจากเอธานอลเป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนต่ำกว่าน้ำมันเบนซินประมาณร้อยละ 34 เมื่อมีการผสมเอธานอลในน้ำมันเบนซินในสัดส่วนร้อยละ 85 หรือแก๊สโซฮอล์ E85 จะทำให้มีค่าพลังงานต่ำกว่า น้ำมันเบนซินถึงร้อยละ 30 ซึ่งเป็นผลให้เกิดการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงสูงกว่าน้ำมันเบนซิน อย่างไรก็ตาม ประโยชน์ที่ได้รับจากการใช้เชื้อเพลิงที่มีเอธานอลเป็นส่วนประกอบก็คือสามารถลดก๊าซเรือนกระจกและมลพิษอื่น (บางประเภท)ได้ เนื่องจากโมเลกุลออกซิเจนที่เป็นองค์ประกอบอยู่ในเอธานอล จะส่งผลให้การเผาไหม้ในเครื่องยนต์สมบูรณ์ขึ้น นอกจากนี้การใช้เชื้อเพลิงที่มีเอธานอลเป็นส่วนผสม สามารถลดความรุนแรงของสารที่เสี่ยงต่อการเกิด



รูปที่ 3.1-1 แผนภาพแสดงวิธีการดำเนินการวิจัย

โรคมะเร็งได้เมื่อเทียบกับการใช้น้ำมันเบนซิน นอกจากนี้เอธานอลยังเป็นสารที่มีค่าออก เทนสูงกว่าน้ำมันเบนซิน ซึ่งเมื่อผสมในน้ำมันเบนซินจึงเป็นสารปรุงแต่งที่มีหน้าที่เพิ่มค่าออกเทนให้กับเชื้อเพลิง ต้านทานการน็อคของเครื่องยนต์อีกทางหนึ่ง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากเอธานอลมีค่าความดันไอสูง กว่าน้ำมันเบนซินที่อุณหภูมิปกติ ทำให้ต้องการพลังงานในการระเหยกลายเป็นไอสูงกว่าน้ำมันเบนซินที่อุณหภูมิห้องต่ำมาก ดังนั้นเมื่อมีการผสม เอธานอลในสัดส่วนที่สูง จะส่งผลให้เครื่องยนต์ติดยากในสภาวะอุณหภูมิที่ต่ำ โดยเฉพาะในหน้าหนาวทำให้ในบางประเทศ เช่น สหรัฐอเมริกา และสวีเดน ต้องมีการลดอัตราส่วนผสมของเอธานอลจาก E85 เป็น E75 หรือ E70 เพื่อลดปัญหาเครื่องยนต์ติดยากในช่วงฤดูหนาวซึ่งอุณหภูมิต่ำ

อย่างไรก็ตาม หากวัสดุที่ใช้สำหรับเครื่องยนต์และชิ้นส่วนไม่ได้รับการออกแบบเฉพาะการใช้เชื้อเพลิงที่มีส่วนผสมของเอธานอล อาจส่งผลต่อเครื่องยนต์และชิ้นส่วนของเครื่องยนต์ได้

เนื่องจากเอธานอลมีฤทธิ์เป็นด่าง ซึ่งความรุนแรงของผลกระทบที่เกิดขึ้นจะขึ้นกับสัดส่วนของเอธานอลที่ผสมดังแสดงในตารางที่ 3.1-1

สำหรับรถยนต์หลากเชื้อเพลิง (Flexible Fuel Vehicle) หรือ FFV สามารถใช้งานได้กับเชื้อเพลิงที่มีความยืดหยุ่นของอัตราส่วนผสมของเอธานอลในเชื้อเพลิงเบนซินได้ รถยนต์ดังกล่าวได้รับการพัฒนาขึ้นครั้งแรกเมื่อปี พ.ศ. 2451 แต่มีการเริ่มใช้อย่างจริงจังในปี พ.ศ. 2546 รถยนต์ FFV เกือบจะไม่มีความแตกต่างจากรถยนต์ทั่วไป มีเพียงการพัฒนาวัสดุที่ต้องสัมผัสกับเอธานอลให้สามารถทนการกัดกร่อนได้สูงขึ้น และมีระบบอิเลคทรอนิคส์ควบคุมอัตราการจ่ายเชื้อเพลิงและฉีดเชื้อเพลิงให้สามารถทำงานในช่วงที่กว้างขึ้น ให้เหมาะสมกับเชื้อเพลิงที่ใช้งาน จึงทำให้รถยนต์ FFV ที่มีการดัดแปลงเครื่องยนต์จากค่ายผู้ผลิตรถยนต์นั้น มีราคาสูงกว่ารถยนต์ทั่วไปเพียงร้อยละ 1-2 เท่านั้น ซึ่งปัจจุบันมียอดจำหน่ายรถยนต์ FFV ทั่วโลกรวมทั้งสิ้นกว่า 14 ล้านคัน โดยประเทศที่มีการใช้รถยนต์ FFV มากที่สุด ได้แก่ สหรัฐอเมริกา และบราซิล

ตารางที่ 3.1-1 ชิ้นส่วนของเครื่องยนต์ที่ได้รับผลกระทบ เมื่อใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ที่มีส่วนผสมเอธานอลใน สัดส่วนที่แตกต่างกัน

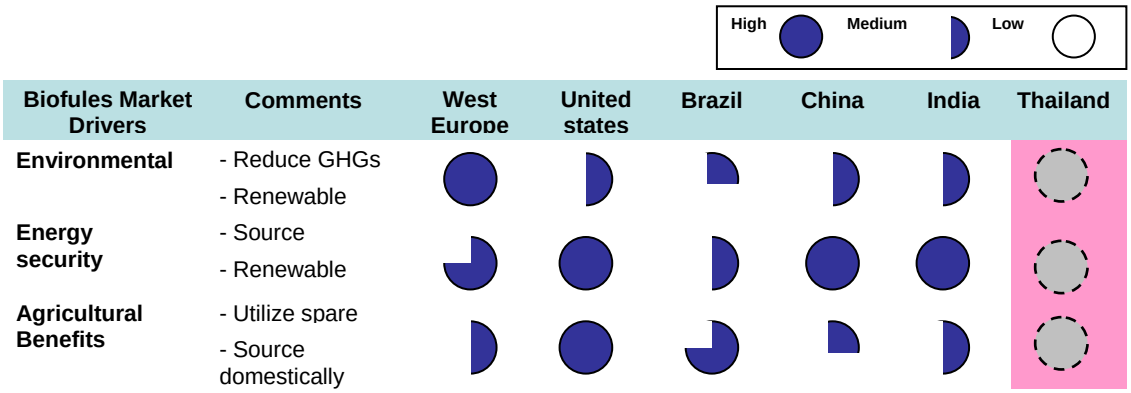
ชิ้นส่วนเครื่องยนต์	E5	E10	E20	E85	E100
คาร์บูเรเตอร์	■				
การฉีดเชื้อเพลิง	■	■			
ปั๊มน้ำมัน	■	■			
อุปกรณ์ความดันเชื้อเพลิง	■	■			
ตัวกรองเชื้อเพลิง	■	■			
ระบบจุดระเบิด	■	■			
ระบบการระเหยของเชื้อเพลิง	■	■			
ถังเชื้อเพลิง	■	■			
แคทาลิติกคอนเวอร์เตอร์	■	■			
ตัวเครื่องยนต์	■	■	■		
น้ำมันหล่อลื่น	■	■	■		
ระบบไอดี	■	■	■		
ระบบไอเสีย	■	■	■		
การติดเครื่องยนต์ขณะเย็น	■	■	■	■	
		ไม่มีผลกระทบ	มีผลกระทบ		

ที่มา: Joshep (2006)

3.1.5 ประสบการณ์การส่งเสริมการใช้เอธานอลในต่างประเทศ

3.1.5.1 ประสบการณ์ทั่วไป

จากการศึกษาการดำเนินนโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ในต่างประเทศ เช่น บราซิล สหรัฐอเมริกา แคนาดา และสวีเดน พบว่า มูลเหตุจูงใจการกำหนดนโยบายของแต่ละประเทศมีที่มาที่แตกต่างกัน ซึ่งอาจจะแบ่งได้เป็น 3 ประเด็น คือ (1) เพื่อความมั่นคงด้านพลังงาน (2) เพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และ (3) เพื่อผลประโยชน์ต่อภาคเกษตรกรรม ดังเช่นแสดงในรูปที่ 3.1-2



รูปที่ 3.1-2 เหตุจูงใจองนโยบายส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในประเทศต่าง ๆ

จะเห็นได้ว่าสำหรับประเทศหรือกลุ่มประเทศในยุโรปตะวันตก จะมุ่งเน้นที่ประโยชน์ของการใช้เอธานอลในประเด็นการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเป็นสำคัญ ส่วนสหรัฐอเมริกาเน้นทั้งประโยชน์ด้านความมั่นคงด้านพลังงานควบคู่กับประโยชน์ต่อภาคเกษตร ในขณะที่ประเทศกำลังพัฒนา เช่น จีนและอินเดีย การใช้เอธานอลจะมุ่งเน้นประโยชน์ด้านความมั่นคงทางพลังงานเป็นสำคัญ สำหรับประเทศบราซิล ซึ่งเป็นผู้นำด้านการใช้เอทานอลนั้น ให้ความสำคัญต่อประโยชน์สำหรับภาคเกษตรกรรมค่อนข้างสูง

ในการดำเนินนโยบายเพื่อให้เป็นไปตามเป้าประสงค์ของวาระต่าง ๆ นั้น จะต้องพบกับปัญหาและอุปสรรคต่างๆ แต่ทั้งนี้ ก็มีปัจจัยแห่งความสำเร็จที่ช่วยให้การดำเนินนโยบายสามารถประสบผลได้ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

3.1.5.2 ปัญหาและอุปสรรคของนโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในต่างประเทศ

(1) ปริมาณผลผลิตทางการเกษตรและประสิทธิภาพการผลิตเอธานอลต่ำ

เนื่องจากปริมาณผลผลิตทางการเกษตรขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศและการบำรุงรักษาในกระบวนการเพาะปลูกเป็นสำคัญ นอกจากนั้นสายพันธุ์ของพืชพลังงานก็เป็นปัจจัยสำคัญอีก

อันหนึ่งที่มีผลต่อผลผลิตของเอธานอลต่อวัตถุดิบทางการเกษตร (Yield) รวมถึงประสิทธิภาพของโรงงานในการผลิตเอธานอลก็เป็นสิ่งสำคัญ ดังนั้นหากโรงงานมีประสิทธิภาพในการผลิตสูงย่อมส่งผลให้มูลค่าต้นทุนต่อหน่วยการผลิตเอธานอลลดต่ำลง และสามารถแข่งขันกับราคาเชื้อเพลิงชนิดอื่นได้

(2) ราคาน้ำมันต่ำหรือราคาน้ำตาลทรายสูง

น้ำมันเบนซินเป็นเชื้อเพลิงคู่แข่งที่สำคัญของเอธานอล ในสถานการณ์ที่ราคาน้ำมันลดต่ำลงจะส่งผลผลให้ความสามารถในการแข่งขันของเอธานอลเมื่อเทียบกับน้ำมันเบนซินลดต่ำลง ซึ่งจะส่งผลให้อุปสงค์ของเอธานอลลดลง ในทางกลับกันน้ำตาลเป็นผลิตภัณฑ์ที่เป็นคู่แข่งสำคัญกับเอธานอลในการจัดสรรวัตถุดิบ หากมีความต้องการน้ำตาลมากขึ้นจะส่งผลให้ราคาของน้ำตาลปรับเพิ่มสูงขึ้น โดยจะมีการนำอ้อยไปผลิตน้ำตาลมากขึ้น ส่งผลกระทบต่อการผลิตเอธานอลที่จะมีปริมาณลดน้อยลง และส่งผลให้ราคาเอธานอล ปรับตัวสูงขึ้น

(3) จำนวนสถานีจัดจำหน่ายเชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์มีไม่เพียงพอ

จากประสบการณ์ในสหรัฐอเมริกาโดยรวมแสดงให้เห็นว่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 นั้นไม่ประสบความสำเร็จตามจุดประสงค์ เนื่องด้วยจำนวนสถานีจำหน่ายเชื้อเพลิงดังกล่าวมีจำนวนเพียงร้อยละ 0.5 ของสถานีบริการน้ำมันทั้งหมดภายในประเทศเท่านั้น และผู้ใช้รถยนต์ไม่ได้ตระหนักถึงความสำคัญของการ ใช้เชื้อเพลิง E85 เท่าที่ควร ประกอบกับราคารถยนต์ FFV ที่สูงกว่ารถยนต์ทั่วไป ประมาณร้อยละ 1-2

3.1.5.3 ปัจจัยแห่งความสำเร็จของนโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในต่างประเทศ

เนื่องจากบราซิลเป็นประเทศที่ประสบผลสำเร็จอย่างสูงในการดำเนินนโยบายส่งเสริมการใช้เอธานอลในภาคขนส่ง ดังนั้นจึงขอสรุปปัจจัยแห่งความสำเร็จของบราซิล ซึ่งมีดังนี้

(1) ความได้เปรียบด้านราคาวัตถุดิบที่สามารถผลิตได้ถูกที่สุดในโลก

เนื่องจากบราซิลเป็นประเทศที่มีความเหมาะสมทางธรรมชาติของดินฟ้าอากาศเอื้อต่อการปลูกอ้อยและการจัดการด้านการเกษตรอย่างเป็นระบบ ทำให้บราซิลมีต้นทุนวัตถุดิบเพื่อใช้ผลิตเอธานอลต่ำที่สุดใน โลก อีกทั้งการพัฒนาสายพันธุ์ให้มีผลผลิตต่อพื้นที่มากกว่าที่อื่นๆ จึงทำให้ในปีค.ศ. 2005 บราซิลสามารถผลิตอ้อยด้วยต้นทุนที่ต่ำกว่าออสเตรเลียถึงร้อยละ 28 หรือต่ำกว่าไทยถึงร้อยละ 34

(2) การวิจัยพัฒนาปรับปรุงสายพันธุ์ของอ้อยให้มีผลผลิตสูงและต้านทานต่อโรค

กลุ่มอุตสาหกรรมผู้ผลิตน้ำตาลของบราซิลประสบผลสำเร็จในการพัฒนาสายพันธุ์อ้อย เพื่อใช้ในเชิง พาณิชย์ได้เป็นจำนวนมาก โดยมีการพัฒนาสายพันธุ์ให้เหมาะสมกับสภาวะภูมิอากาศในแต่

ละท้องถิ่น รวมถึงการใช้ระบบคอมพิวเตอร์เพื่อควบคุมการให้น้ำเพาะปลูก กำหนดระยะห่างของต้นอ้อย และระยะเวลา เก็บเกี่ยวที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลผลิตสูงสุด

(3) การวิจัยการออกแบบและพัฒนาด้านวิศวกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตของโรงงาน

ผลสำเร็จในการออกแบบและพัฒนากระบวนการแปรรูปอ้อยให้เป็นน้ำตาลและเอธานอลให้มีประ สิทธิภาพสูง ตั้งแต่การเพิ่มเปอร์เซ็นต์น้ำอ้อยที่ได้จากการหีบ การเพิ่มประสิทธิภาพของการหมักน้ำอ้อยและ การเพิ่มประสิทธิภาพกลั่น และความชำนาญในการบริหารการผลิต การควบคุมการผลิตให้ได้ผลผลิตที่เหมาะสมที่สุด (Optimize) โดยการใช้คอมพิวเตอร์ อีกทั้งความยืดหยุ่นของโรงงานแบบผสมที่สามารถผลิตน้ำตาลและเอธานอลในโรงงานเดียวกัน จึงทำให้การผลิตน้ำตาลและเอธานอลของบราซิลมีต้นทุนต่ำ

(4) การออกแบบและปรับปรุงรถยนต์ที่ผลิตในประเทศให้ใช้กับเอธานอล

รัฐบาลบราซิลได้ร่วมมือกับผู้ผลิตรถยนต์ในการปรับปรุงเครื่องยนต์ให้ใช้ได้กับแก๊สโซฮอล์ที่มีสัด ส่วนผสมของเอธานอลสูง และการพัฒนาชิ้นส่วนยานยนต์ที่ไม่ทำปฏิกิริยากับเอธานอล โดยช่วงแรกบราซิลได้พัฒนาเครื่องยนต์สองชนิด คือ เครื่องยนต์ที่ใช้กับแก๊สโซฮอล์ และเครื่องยนต์ที่ใช้เอธานอลล้วนเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว (Hydrous Ethanol) แต่เนื่องจากประสบปัญหาเกี่ยวกับเอธานอลไม่เพียงพอในช่วงที่น้ำตาลในตลาดโลกมีราคาแพง จึงได้มีการพัฒนาเป็นรถยนต์ FFV แทน เพื่อให้สามารถใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมระหว่างเอธานอลกับน้ำมันเบนซินในสัดส่วนใด ๆ ได้ เป็นการแก้ปัญหาที่ต้องเลือกเติมเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง

(5) นโยบายการส่งเสริมและสนับสนุนอย่างจริงจังและต่อเนื่องจากรัฐบาล

รัฐบาลบราซิลมีบทบาทอย่างมากในการสนับสนุนนโยบายการใช้เอธานอลตั้งแต่การเริ่มต้นโครง การในปีค.ศ.1973 มีการให้เงินอุดหนุนแก่ผู้ลงทุนผลิตเอธานอลช่วงแรกสูงถึงร้อยละ 75 ของค่าลงทุนโรงงานผลิตเอธานอล ส่งผลให้มีการขยายตัวของพื้นที่ปลูกอ้อยเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 31 ภายในปีเดียว (ค.ศ.1978-1979)

3.1.6 ประสบการณ์การใช้เอทานอลของประเทศไทย

การเริ่มต้นของการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในประเทศไทยมาจากเพื่อผลประโยชน์ด้านการ เกษตรเป็นสำคัญ ต่อมาเมื่อราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้น จึงมองถึงปัญหาด้านพลังงานโดยตั้งจุดประสงค์เพื่อความมั่นคงทางพลังงานเพิ่มเข้ามา

3.1.6.1 ปัญหาและอุปสรรคของนโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลในประเทศไทย

เนื่องจากการดำเนินนโยบายในช่วงระยะเวลาที่ผ่านมาของประเทศไทย ถือได้ว่าเป็นช่วงเริ่มต้น จึงยังขาดประสบการณ์ในประเด็นปัญหาและอุปสรรค ดังเช่นในประเทศบราซิลหรือ

สหรัฐอเมริกา กระนั้นก็ตาม ในการดำเนินนโยบายนี้ประเทศไทยต้องเรียนรู้ปัญหาต่าง ๆ จากประสบการณ์ในต่างประเทศ ซึ่งอาจจะสรุปได้ดังนี้

(1) ปัญหาความพอเพียงของวัตถุดิบ

ในอดีตที่ผ่านมา เนื่องจากความต้องการใช้เอธานอลมีปริมาณไม่สูงมาก ดังนั้นปัญหาวัตถุดิบไม่เพียงพอจึงยังไม่เกิดขึ้น แต่จากนโยบายส่งเสริมการใช้ E85 รัฐฯจึงได้มีการวางแผนการเพิ่มผลผลิตต่อไร่ของทั้งอ้อยและมันสำปะหลัง เพื่อรองรับความต้องการใช้วัตถุดิบเพื่อผลิตเอธานอลที่จะเพิ่มขึ้นในอนาคต ซึ่งจะเห็นได้ว่าค่าคาดการณ์ของผลผลิตต่อไร่ทั้งของอ้อยและมันสำปะหลังมีอัตราที่สูงมาก และเมื่อเปรียบเทียบกับสถิติที่ผ่านมาในอดีตของประเทศไทย จะพบว่าไม่เคยสามารถเพาะปลูกให้ได้ผลผลิตตามที่ได้ตั้งไว้ ดังนั้นจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่รัฐต้องมีการดำเนินมาตรการอย่างจริงจัง เพื่อให้การเพิ่มผลผลิตเป็นไปตามเป้าหมายที่วางไว้ มิฉะนั้นแล้วจะทำให้เกิดการขาดแคลนวัตถุดิบขึ้นในอนาคตได้ หากมีการวางแผนที่ไม่สอดคล้องกัน

(2) ปัญหาความผันผวนของราคาวัตถุดิบ

เนื่องจากต้นทุนของเอธานอลเกินกว่าครึ่งเป็นต้นทุนของวัตถุดิบ ดังนั้นความผันผวนของราคาวัตถุดิบจะมีผลกระทบต่อต้นทุนเอธานอลสูงมาก ดังจะเห็นได้จากในอดีตที่ผ่านมา การผลิตเอธานอลจากมันสำปะหลังต้องหยุดการผลิต เนื่องจากวัตถุดิบมีราคาสูง อีกทั้งราคารับซื้อเอธานอลค่อนข้างต่ำ จึงทำให้โรง งานเอธานอลไม่สามารถรับกับสภาพขาดทุนได้ นอกจากนี้การรับซื้อเอธานอลของไทย มีการอ้างอิงกับราคาเอธานอลในตลาดโลก ซึ่งส่วนใหญ่ผลิตจากประเทศบราซิลที่มีต้นทุนผลิตเอธานอลต่ำที่สุดในโลก

(3) ปัญหาความยืดหยุ่นในการผลิตเอธานอล

เนื่องจากโรงงานเอธานอลส่วนใหญ่ในประเทศ ถูกออกแบบมาใช้สามารถรองรับวัตถุดิบได้เพียงชนิดหรือสองชนิดเท่านั้น ซึ่งหากเกิดการขาดแคลนวัตถุดิบชนิดใดชนิดหนึ่ง อาจทำให้โรงงานเอธานอลต้องหยุดการผลิต ซึ่งจากผลวิเคราะห์อุปทานจะเห็นได้ว่า ปัจจุบันผลผลิตวัตถุดิบจากแผนที่ภาครัฐประมาณการไม่สอดคล้องกับความต้องการใช้วัตถุดิบของโรงงานที่จะเกิดขึ้นจริง ซึ่งทำให้อาจเกิดการแย่งชิงวัตถุดิบบางชนิด และเกิดการล้นตลาดของวัตถุดิบอีกชนิดได้หากโรงงานยังไม่มีความยืดหยุ่นในการรองรับวัตถุดิบสำหรับผลิตเป็นเอธานอล

(4) ปัญหาการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ของโรงกลั่นน้ำมัน

ที่ผ่านมา ในการผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 91 (E10/91) โรงกลั่นน้ำมันจะต้องทำการแก้ ไขกระบวนการกลั่นน้ำมันใหม่เนื่องจากน้ำมันหลักที่ใช้ในการผสม (Base Oil) จะต้องมีค่าออกเทนลดลงไปจากเดิมเพื่อรักษาค่าออกเทนของน้ำมันหลังผสมเอธานอล (น้ำมันแก๊สโซฮอล์) ให้มีค่าคงที่ที่ 91 อนึ่งปัจจุบันนี้ในประเทศไทยมีเพียงโรงกลั่นน้ำมันของบริษัท บางจากปิโตรเลียม

จำกัด (มหาชน) เท่านั้นที่สามารถผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 91 ได้เลยโดยไม่ต้องทำการเปลี่ยนแปลงกระบวนการผลิตเนื่องจากกระบวนการกลั่นน้ำมันของบริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ยังเป็นกระบวนการแบบเก่าซึ่งจะกลั่น Base Oil ออกมาได้ค่าออกเทนต่ำกว่า 91 และสามารถใช้เอธานอลผสมเข้าไปเพื่อเพิ่มค่าออกเทนได้ ในขณะที่โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทอื่นๆ ซึ่งมีกระบวนการกลั่นน้ำมันที่ทันสมัยและสามารถกลั่น Base Oil ออกมาได้ค่าออกเทนประมาณ 91 จึงทำให้ไม่สามารถเติมเอธานอลเข้าไปปรับค่าออกเทนได้อีก ดังนั้น หากมีแนวคิดที่จะผลิตน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10/91 ก็จำเป็นต้องทำการปรับกระบวนการกลั่นให้ Base Oil ที่กลั่นได้มีค่าออกเทนลดไปจากเดิมดังที่กล่าวมาข้างต้น ซึ่งจากข้อมูลของโรงกลั่นน้ำมันบริษัทไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) พบว่าการปรับปรุงกระบวนการผลิตดังกล่าวจะต้องใช้ระยะเวลาดำเนินการประมาณ 1-2 ปี และต้องมีการลงทุนเพิ่มขึ้น นอกจากนั้น การใช้เชื้อเพลิงเอธานอลทดแทนน้ำมันเบนซินจะทำให้อุปสงค์ของ น้ำมันเบนซินในประเทศลดลง ซึ่งโดยปกติแล้วน้ำมันเบนซินที่กลั่นได้เกินความต้องการนี้จะต้องส่งออก ดังนั้น ยิ่งมีการใช้เชื้อเพลิงเอธานอลมากขึ้นจนถึงระดับของเชื้อเพลิง E85 ก็จะทำให้สัดส่วนน้ำมันเบนซิน เหลือจากกระบวนการกลั่นมากขึ้นกว่าเดิมและต้องมีการส่งออก จึงจำเป็นต้องหาช่องทางในการส่งออกเพิ่มเติมไว้ด้วย เช่น ในประเทศญี่ปุ่น ที่มีสัดส่วนการใช้น้ำมันดีเซลร้อยละ 40 และอีกร้อยละ 60 เป็นการใช้น้ำมันเบนซิน ซึ่งทำให้ต้องมีการนำเข้าน้ำมันเบนซินจากต่างประเทศ

(5) ปัญหาการสึกกร่อนและอายุการใช้งานที่สั้นลงของชิ้นส่วนยานยนต์เนื่องจากใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์

การนำน้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 มาใช้งานแทนที่น้ำมันเบนซิน ออกเทน 91 และ 95 นั้น ยานยนต์ที่จะได้รับผลกระทบโดยตรง คือรถจักรยานยนต์ซึ่งมีประมาณ 7.58 แสนคันทั่วประเทศ และรถยนต์ส่วนบุคคล จำนวน 1.1 ล้านคันทั่วประเทศ ซึ่งเป็นยานยนต์ประเภทที่ใช้คาร์บูเรเตอร์ที่อาจจะประสบปัญหาการสึกกร่อนทำให้คาร์บูเรเตอร์มีอายุใช้งานที่สั้นลงจากการใช้น้ำมันแก๊สโซฮอล์ E10 ได้ ส่วนการเพิ่มสัดส่วนการผสมของเอธานอลในน้ำมันเบนซินเป็นร้อยละ 20 (E20) นั้นยานยนต์ที่จำหน่ายตั้งแต่ปี 2008 เท่านั้นที่ไม่ได้รับผลกระทบ นอกนั้นจะประสบปัญหาการสึกกร่อนของชิ้นส่วนอะไหล่ต่าง ๆ อันได้แก่ ปั๊มเชื้อเพลิง ไส้กรองเชื้อเพลิง ระบบจุดระเบิด ระบบการระเหยของน้ำมัน ถังเก็บเชื้อเพลิง และเครื่องกรองไอเสีย ยิ่งไปกว่านั้น รถยนต์ที่จะใช้เชื้อเพลิง E85 ได้นั้นต้องเป็นรถยนต์ FFV ซึ่งเป็นรถยนต์ที่ต้องมีการปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนเครื่องยนต์ที่เกี่ยวข้องกับระบบเชื้อเพลิงเกือบทั้งหมด

3.1.6.2 ปัจจัยแห่งความสำเร็จในการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ของประเทศไทย

จากประสบการณ์และปัญหาที่พบทั้งในต่างประเทศและในประเทศในช่วงเวลาที่ผ่านมา สามารถสรุปปัจจัยแห่งความสำเร็จสำหรับการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ในประเทศไทยได้ดังนี้

(1) ความพอเพียงของปริมาณวัตถุดิบและปริมาณเอธานอลเพียงพอและราคาที่เหมาะสม

เนื่องด้วยอุปสงค์ของเอธานอลเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปีโดยเฉพาะหากมีการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์มากขึ้น ดังนั้นรัฐบาลต้องวางแผนการผลิตวัตถุดิบให้เพียงพอต่อการผลิตเอธานอล เพราะวัตถุดิบที่ใช้การผลิตเอธานอลต้องแย่งกับการผลิตอาหาร จึงต้องมีการบริหารจัดการปริมาณวัตถุดิบให้พอเพียงทั้งสองด้าน นอกจากนี้หน่วยงานของภาครัฐควรมีความจริงจังในการดำเนินมาตรการที่จะช่วยให้ผลผลิตต่อไร่ทั้งในส่วนของ อ้อยและมันสำปะหลัง บรรลุตามเป้าที่ตั้งไว้

(2) การตั้งเป้าหมายที่ชัดเจนและการวางแผนร่วมกันระหว่างผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทั้งหมด

เนื่องจากนโยบายนี้มีผู้เกี่ยวข้องมากมายตั้งแต่ผู้ใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ เกษตรกร โรงงานผลิตเอธานอล โรงกลั่นน้ำมัน บริษัทผลิตชิ้นส่วนรถยนต์ และภาคราชการ ดังนั้นรัฐบาลจะต้องเป็นผู้ประสานงานและสร้างความเข้าใจของผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง โดยเฉพาะปัญหาการกำหนดราคารับซื้อของเอธานอลและราคาของวัตถุดิบ รวมทั้งการแข่งขันการใช้ประโยชน์จากวัตถุดิบเพื่อเป็นอาหารและส่งออก

(3) การวิจัยและพัฒนาเพื่อเพิ่มผลผลิตและลดต้นทุนต่อหน่วยของวัตถุดิบที่ใช้ผลิตเอธานอล

เนื่องด้วยราคาของเอธานอลเป็นปัจจัยสำคัญในการแข่งขันที่จะเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งกับน้ำมัน เบนซิน ดังนั้น การทำให้ต้นทุนของเอธานอลลดลง ไม่ว่าจะเป็นการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกและ/หรือลดต้นทุนในกระบวนการผลิตเอธานอลเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องได้รับการพัฒนาเพื่อให้เชื้อเพลิงเอธานอลมีราคาที่ต่ำกว่าน้ำมันเบนซินอย่างมีนัยสำคัญ ซึ่งภาครัฐควรสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนาและสาธิตเทคโนโลยีต้นแบบที่จะทำให้สามารถลดต้นทุนต่าง ๆ ได้

(4) มาตรการรองรับสำหรับรถที่ได้รับผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์

หากมีนโยบายยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินจะมีรถยนต์รุ่นเก่าและรถจักรยานยนต์ได้รับผลกระทบจาก การใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ ดังนั้น รัฐบาลจะต้องมีมาตรการมารองรับสำหรับยานพาหนะดังกล่าว เช่น การให้เงินชดเชยเพื่อปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนของยานพาหนะที่ได้รับผลกระทบดังกล่าว นอกจากนั้น ยังควรจะมีการส่งเสริมให้มีการใช้รถยนต์ที่สามารถใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ที่มีเอธานอลผสมในสัดส่วนที่สูงกว่าร้อยละ 20

(5) ความพอเพียงของสถานีบริการเชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์

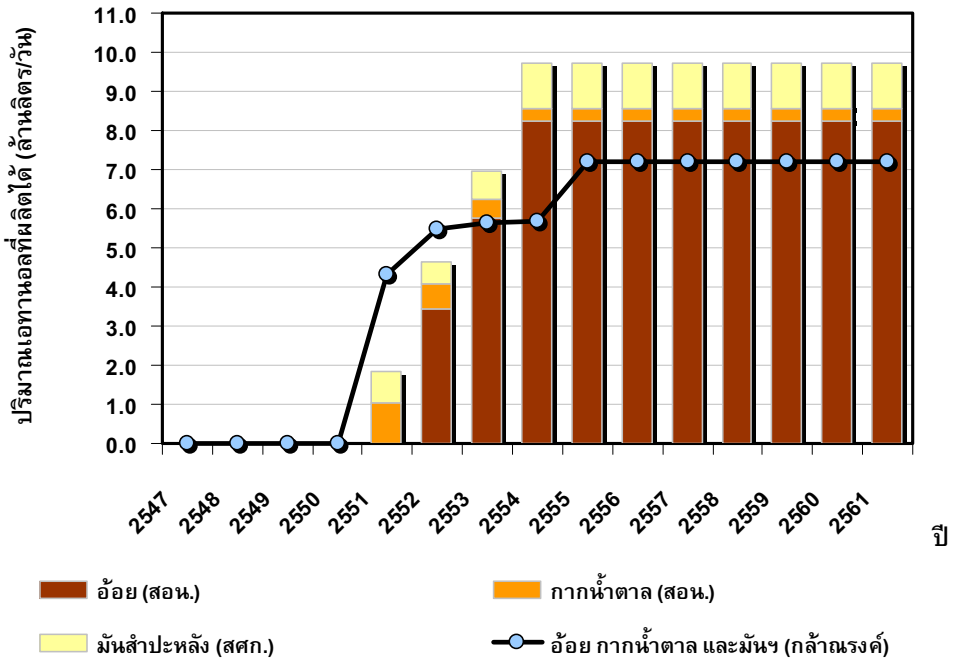
ปัญหาที่สำคัญที่เป็นอุปสรรคต่อการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ คือ รถยนต์ที่สามารถใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ได้ไม่สามารถหาที่เติมเชื้อเพลิงดังกล่าวได้ ดังนั้น ต้องมีการส่งเสริมให้มีการเพิ่มจำนวนสถานีให้บริการแก๊สโซฮอล์ในสัดส่วนที่เหมาะสมกับจำนวนรถยนต์ที่เพิ่มขึ้น

3.1.7 ศักยภาพของวัตถุดิบและสถานการณ์การผลิตเอธานอลในประเทศ

สำหรับประเทศไทย วัตถุดิบที่นำมาใช้ในการผลิตเอธานอล ได้แก่ อ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลัง ซึ่งได้มีการคาดการณ์ปริมาณผลผลิตและการใช้ประโยชน์ของวัตถุดิบ ว่า ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2555 จะมีปริมาณวัตถุดิบได้แก่ อ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลัง ที่สามารถนำมาผลิตเป็นเอธานอลได้ประมาณ 7.18 – 9.72 ล้านลิตร/วัน โดย 9.72 ล้านลิตร/วัน เป็นการคาดการณ์ของ สำนักคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาล (สอน.) และ สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.) และ ตัวเลข 7.18 ล้านลิตร/วัน เป็นการคาดการณ์จากกล้าณรงค์ (รูปที่ 3.1-3)

แผนของ สอน. และ สศก. จะมุ่งเน้นที่การนำน้ำอ้อยมาผลิตเป็นเอธานอลถึงร้อยละ 84.9 ของค่าประมาณการปริมาณเอธานอลทั้งหมด ในขณะที่การประมาณการของกล้าณรงค์ จะเน้นการนำมันสำปะหลังมาใช้ผลิตเป็นเอธานอล โดยมีปริมาณเอธานอลที่ผลิตจากมันสำปะหลังคิดเป็นร้อยละ 75.5 ของค่าประมาณการปริมาณเอธานอลทั้งหมด

ในส่วนของโรงงานเอธานอล ซึ่งได้มีการขออนุมัติก่อสร้างไว้จำนวน 45 โรงงาน คิดเป็นกำลังการผลิต 10.875 ล้านลิตร/วัน โดยเป็นโรงงานที่ใช้มันสำปะหลังเป็นวัตถุดิบเพียงชนิดเดียวถึง 24 โรงงาน คิดเป็นกำลังผลิต 7.73 ล้านลิตร/วัน หรือ ร้อยละ 71 ของกำลังผลิตทั้งหมดที่ขออนุมัติ แต่ในปัจจุบัน พบว่ามีเพียง 20 โรงงาน ที่มีการกำหนดแผนการก่อสร้างและแผนการผลิตที่ชัดเจน ซึ่งคิดเป็นกำลังผลิตที่จะเกิดขึ้นเพียง 3.765 ล้านลิตร/วัน หรือร้อยละ 34.6 ของกำลังผลิตสูงสุด



รูปที่ 3.1-3 ประมาณการปริมาณเอธานอลจากอ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลังที่จะเกิดขึ้นในปี พ.ศ. 2551- 2561 เปรียบเทียบระหว่าง สอน. สศก. และกล้าณรงค์

ตารางที่ 3.1-2 ประมาณการเอธานอลที่ผลิตได้ เมื่อพิจารณาควบคู่ระหว่างวัตถุดิบและกำลังผลิตของโรงงาน

			อ้อย	กากน้ำตาล	มันสำปะหลัง
ความต้องการวัตถุดิบของโรงงาน (ล้านตัน/ปี)	45 โรงงาน ที่ 10.875 ล้านลิตร/วัน	สูงสุด	9.38	4.13	19.79
		ต่ำสุด	0.00	0.80	17.10
	20 โรงงาน ที่ 3.765 ล้านลิตร/วัน	สูงสุด	4.54	2.44	5.59
		ต่ำสุด	0.0	0.80	4.93
ประมาณการวัตถุดิบ (ล้านตัน/ปี)	สอน. และ สศก.		43.0	0.44	2.56
	กล้าณรงค์		0.0	2.47	12.00
ปริมาณเอธานอลที่จะผลิตได้ (ล้านลิตร/วัน)	แหล่งข้อมูล : สอน. และ สศก.		กรณี 45 โรงงาน: 3.27 ล้านลิตร/วัน กรณี 20 โรงงาน: 2.34 ล้านลิตร/วัน		
	แหล่งข้อมูล : กล้าณรงค์		กรณี 45 โรงงาน: 7.18 ล้านลิตร/วัน กรณี 20 โรงงาน: 3.765 ล้านลิตร/วัน		

เมื่อทำการวิเคราะห์ค่าประมาณการปริมาณวัตถุดิบที่เกิดขึ้นกับความต้องการใช้วัตถุดิบแต่ละชนิดของโรงงานเอธานอลทั้งในสถานการณ์ปัจจุบัน และในกรณีที่ 45 โรงงานมีการดำเนินการผลิตจริง จะพบว่า การคาดการณ์การใช้ประโยชน์ของอ้อย กากน้ำตาล และมันสำปะหลัง เพื่อนำมา

ผลิตเป็นเอธานอล ไม่สอด คล้องกับความต้องการวัตถุดิบของโรงงานที่จะเกิดขึ้น โดยมีทั้งส่วนที่ประมาณการปริมาณวัตถุดิบเช่น อ้อย สูงเกินกว่าความต้องการของโรงงาน และในทางกลับกัน มันสำปะหลังที่มีความต้องการใช้จากโรงงานสูง กลับมีการประมาณการปริมาณวัตถุดิบที่สามารถนำมาใช้ผลิตเป็นเอธานอลได้ต่ำกว่าความต้องการที่เกิดขึ้น ดังสรุปในตารางที่ 3.1-2

จะเห็นได้ว่าค่าประมาณการวัตถุดิบที่ได้จาก สอน. และ สศก. จะสามารถป้อนเข้าโรงงานเพื่อผลิตเป็นเอธานอลได้ตามกำลังการผลิตของโรงงานเพียง 2.34 และ 3.27 ล้านลิตร/วัน จากกำลังการผลิตสูงสุดที่จะเกิดขึ้นได้จากกรณี 20 และ 45 โรงงาน ที่ 3.765 ล้านลิตร/วัน และ 10.875 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ ในขณะที่ประมาณการวัตถุดิบของกล้าณรงค์ จะสามารถใช้ประโยชน์ของวัตถุดิบเพื่อการผลิตเอธานอลได้ทั้งหมด โดยมีปริมาณเอธานอลที่ผลิตได้จากวัตถุดิบตามกำลังการผลิตของโรงงานเท่ากับ 3.765 และ 7.18 ล้านลิตร/วัน แต่ยังคงไม่เพียงพอต่อความต้องการสูงสุดของโรงงานเอธานอลทั้ง 45 โรงงาน ที่มีกำลังการผลิตเท่ากับ 10.875 ล้านลิตร/วัน

อย่างไรก็ตาม หากรัฐฯมีการวางแผนจัดการที่ดีในการจัดสรรการใช้วัตถุดิบของโรงงานเอธานอลที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ให้สอดคล้องกับค่าปริมาณวัตถุดิบที่ได้คาดการณ์ไว้ ก็จะมีวัตถุดิบเพียงพอและไม่เกิดปัญหาขาดแคลน

3.1.8 การวิเคราะห์อุปสงค์-อุปทานเอธานอลและผลกระทบจากสถานการณ์ต่าง ๆ

จากแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคขนส่ง การวิเคราะห์สถานการณ์ทางเลือกต่าง ๆ สามารถสรุปได้ดังนี้

3.1.8.1 สถานการณ์สภาวะปกติ (BAU)

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

ในสถานการณ์สภาวะปกติ (BAU) ภายใต้เงื่อนไขการเติบโตทางเศรษฐกิจและอัตราการเพิ่มของประชากรเท่ากับร้อยละ 4.5 และ 0.6 ต่อปี คาดว่าในอีก 10 ปีข้างหน้า จะมีจำนวนรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 4.6 ต่อปี และร้อยละ 3.86 ต่อปีสำหรับรถจักรยานยนต์ ทำให้มีปริมาณรถยนต์ในปี 2561 สะสมจำนวน 13 ล้านคันและเป็นรถจักรยานยนต์ 25 ล้านคัน ซึ่งทำให้ปริมาณการใช้พลังงานในส่วนที่เป็นน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นในอัตราร้อยละ 3.2 โดยเชื้อเพลิงส่วนใหญ่กว่าร้อยละ 60 เป็นน้ำมันเบนซินออกเทน 91 ซึ่งถูกใช้โดยกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์เป็นส่วนใหญ่และรถยนต์เป็นส่วนน้อย ด้านเชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์จะมีสัดส่วนการใช้เฉลี่ยคิดเป็นประมาณร้อยละ 30 ของเชื้อเพลิงทั้งหมดในช่วงระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า ซึ่งทำให้มีปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลเพิ่มขึ้นจาก 0.84 ล้านลิตร/วันในปี 2551 เป็น 2.96 ล้านลิตร/วันในปี 2561

ความต้องการใช้ที่เกิดขึ้นในปี 2561 คิดเป็นเพียงร้อยละ 78 ของกำลังการผลิตของ 20 โรงงานที่มีแผนการผลิตที่ชัดเจน หรือเพียงร้อยละ 27 ของกำลังผลิตของ 45 โรงงาน โดยมีความต้องการใช้วัตถุดิบเพียงร้อยละ 30 – 41 ของค่าประมาณการวัตถุดิบของกล้าณรงค์ และของ สอน. และ สศก.

(2) ผลกระทบ

เนื่องจากการเพิ่มของอุปสงค์เอธานอลที่เกิดขึ้นยังมีปริมาณไม่สูงมากนัก จึงทำให้ในส่วนของโรงงานผลิตและวัตถุดิบสำหรับผลิตเอธานอลมีส่วนเหลือจากต่อความต้องการที่เกิดขึ้น ซึ่งก่อให้เกิดสภาวการณ์ที่ปริมาณวัตถุดิบล้นตลาดหรือมีเอธานอลส่วนเกินเกิดขึ้น ทำให้อาจเกิดการกดราคารับซื้อวัตถุดิบจากทางโรงงานเอธานอล และเช่นเดียวกับอาจเกิดการกดราคารับซื้อเอธานอลจากทางผู้ค้าน้ำมัน เนื่องจากมี ปริมาณเอธานอลเหลือจำนวนมาก จึงอาจส่งผลให้โรงงานเอธานอลอีก 25 โรง ที่ยังไม่ได้ดำเนินการก่อสร้างอาจต้องระงับแผนการก่อสร้างและแผนการผลิต เนื่องจากไม่มีตลาดรองรับเอธานอลที่ผลิตได้ ซึ่งทำให้จำเป็นต้องมีการเตรียมการเพื่อหาตลาดส่งออกต่างประเทศรองรับทั้งในส่วนของวัตถุดิบและเอธานอลที่เหลือจากความต้องการ

3.1.8.2 สถานการณ์ที่มีการส่งเสริมการใช้ E20

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

การส่งเสริมการใช้ E20 จะทำให้อุปสงค์ของเอธานอลมีค่าเฉลี่ยตลอดช่วงระยะเวลา 10 ปีข้างหน้าประมาณ 2.14 ล้านลิตร/วัน ซึ่งสูงกว่าปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลใน BAU ประมาณร้อยละ 23 โดยทำให้อุปสงค์เอธานอลในปี 2561 เพิ่มเป็น 3.32 ล้านลิตร/วัน คิดเป็นเพียงร้อยละ 88 ของกำลังการผลิต 20 โรงงานที่มีแผนการผลิตในปัจจุบัน หรือคิดเป็นเพียงร้อยละ 30 ของกำลังผลิตของ 45 โรงงานที่รัฐอนุมัติ และทำให้มีการใช้วัตถุดิบสำหรับผลิตเอธานอลเพียงร้อยละ 34-46 ของค่าประมาณการผลผลิต

(2) ผลกระทบ

เนื่องจากการเพิ่มของอุปสงค์เอธานอลที่เกิดขึ้นยังมีปริมาณไม่สูงมากนักเมื่อเทียบกับ BAU ดังนั้นผลกระทบที่เกิดขึ้นภายใต้สถานการณ์ส่งเสริมการใช้ E20 จะเป็นเช่นเดียวกับสถานการณ์ BAU

3.1.8.3 สถานการณ์ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน ออกเทน 91

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

การยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 จะส่งให้กลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์ซึ่งมีจำนวน 7.58 แสนคัน และกลุ่มผู้ใช้รถยนต์จำนวน 4.77 แสนคัน เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 91 ทดแทน ทำให้อุปสงค์ของเอธานอลในช่วงอีก 10 ปีข้างหน้า เพิ่มขึ้นเฉลี่ยเท่ากับ 4.29 ล้านลิตร/วัน หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 1.46 เท่าของสถานการณ์ BAU ซึ่งทำให้อุปสงค์ของเอธานอลในปี 2561 เพิ่มเป็น 5.89 ล้านลิตร/วัน

จากความต้องการใช้เอธานอลที่สูงเพิ่มขึ้นถึง 1.46 เท่าเมื่อเทียบกับ BAU จะทำให้ในอีก 4 ปีข้างหน้า คือปี 2555 ความสามารถในการผลิตเอธานอลของโรงงานทั้ง 20 โรง จะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ที่จะเกิดขึ้น หากยังไม่มีการวางแผนก่อสร้างโรงงานส่วนที่เหลือ เพื่อรองรับความต้องการใช้เอธานอลในอนาคต อย่างไรก็ตาม ในปี 2561 ผลของอุปสงค์ของเอธานอลที่เพิ่มขึ้นเป็น 5.89 ล้านลิตร/วัน คิดเป็นเพียงร้อยละ 56 ของกำลังการผลิตของ 45 โรงงานที่มีการขออนุมัติไว้ และยังคงมีปริมาณวัตถุดิบเพียงพอสำหรับผลิตเป็นเอธานอล โดยความต้องการใช้วัตถุดิบที่เกิดขึ้นในปี 2561 จะมีเพียงร้อยละ 60-82 ของค่าประมาณการผลผลิต

(2) ผลกระทบ

การยกเลิกการใช้เบนซิน 91 จะทำให้มีรถจักรยานยนต์และรถยนต์รุ่นเก่าที่มีระบบจ่ายเชื้อเพลิงเป็นแบบคาร์บูเรเตอร์จำนวน 7.58 และ 4.77 แสนคันตามลำดับ ได้รับผลกระทบอันเนื่องมาจากชิ้นส่วนยานยนต์ไม่ได้ถูกออกแบบมาให้ทนการกัดกร่อนของเอธานอล จึงจำเป็นต้องมีการดัดแปลงและปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนยานยนต์ให้สามารถทนได้ ซึ่งหากรัฐฯต้องการให้การดำเนินนโยบายประสบผลสำเร็จ จำเป็นต้องมีมาตรการช่วยเหลือในเรื่องของค่าใช้จ่ายสำหรับดัดแปลงชิ้นส่วนยานยนต์ทั้งสองประเภทดังกล่าว ซึ่งคิดเป็นมูลค่าประมาณ 2,569 ล้านบาท หากแต่ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจะเกิดเพียงครั้งเดียว ณ ปีที่หนึ่งที่มีการยกเลิกเบนซินเท่านั้น แต่ในระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า จะสามารถช่วยลดการนำเข้าน้ำมันดิบเพื่อผลิตเป็นน้ำมันเบนซินได้ รวม 39.62 ล้านบาร์เรลหรือคิดเป็นจำนวนเงินสะสมถึง 78,000 ล้านบาท ซึ่งจะเห็นได้ว่าการยกเลิกเบนซิน 91 รัฐสามารถได้ประโยชน์ทั้งสิ้น 75,440 ล้านบาทในระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า

นอกจากนี้ผลของอุปสงค์ของเอธานอลที่เพิ่มอย่างรวดเร็วจะทำให้กำลังการผลิตของโรงงานเอธานอลมีไม่เพียงพอในช่วงแรกของการดำเนินนโยบาย แต่หากรัฐและภาคเอกชนมีการวางแผนร่วมกัน ก็สามารถทำให้มีปริมาณเอธานอลเพียงพอกับความต้องการใช้ที่เกิดขึ้นได้ ส่วนผลของนโยบายต่อการคาดการณ์ปริมาณวัตถุดิบจะพบว่า ในระยะอีก 10 ปีข้างหน้าจะยังคงมีปริมาณวัตถุดิบเพียงพอต่อความต้องการใช้ที่เกิดขึ้น และอาจต้องมีการวางแผนในการบริหารจัดการกับวัตถุดิบและเอธานอลที่เกินกว่าความต้องการในอนาคต

3.1.8.4 สถานการณ์ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินออกเทน 95

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

ผลของการยกเลิกการใช้เบนซิน 95 จะทำให้อุปสงค์ของแก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 95 เพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากเป็นผลจากการเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงของผู้ที่ใช้รถยนต์รุ่นเก่าประมาณ 6.27 แสนคันที่ใช้น้ำมันเบนซิน 95 เท่านั้น ซึ่งทำให้ปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลเพิ่มขึ้นเฉลี่ยตลอดช่วง 10 ปีข้างหน้า เท่ากับ 2.01 ล้านลิตร/วันหรือเพิ่มขึ้นคิดเป็นร้อยละ 15 ของปริมาณเอธานอลใน BAU โดยทำให้อุปสงค์ของเอธานอลในปี 2561 เพิ่มเป็น 3.15 ล้านลิตร/วัน

ความต้องการใช้เอธานอลที่จะเกิดขึ้นในปี 2561 พบว่ามีเพียงร้อยละ 83 ของกำลังการผลิตของโรงงานเอธานอล 20 โรง หรือเท่ากับร้อยละ 29 ของกำลังผลิตสูงสุดของ 45 โรงงานที่ได้รับอนุมัติ ในส่วนความต้องการใช้วัตถุดิบพบว่ามีความต้องการใช้เพียงร้อยละ 33-43 ของค่าประมาณการ

(2) ผลกระทบ

การยกเลิกเบนซิน 95 จะส่งผลกระทบต่อรถยนต์รุ่นเก่าที่ใช้น้ำมันเบนซิน 95 เท่านั้น ซึ่งมีจำนวน 6.27 แสนคัน เนื่องจากชิ้นส่วนเครื่องยนต์บางชิ้นไม่สามารถทนต่อการกัดกร่อนของเอธานอลได้ รัฐจึงต้องมีมาตรการช่วยเหลือในการดัดแปลงและปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนเครื่องยนต์ คิดเป็นมูลค่าประมาณ 1,900 ล้านบาท ซึ่งเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวเท่านั้น จากตัวเลขต้นทุนนโยบายที่รัฐต้องสูญเสียจะพบว่า ถึงแม้ต้นทุนการออกนโยบายยกเลิกเบนซิน 95 จะมีต้นทุนต่ำกว่ายกเลิกเบนซิน 91 แต่นโยบายดังกล่าวไม่สามารถกระตุ้นการเพิ่มปริมาณการใช้เอธานอลได้อย่างมีนัยสำคัญ ดังเช่นนโยบายการยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 เพียงอย่างเดียว

3.1.8.5 สถานการณ์ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินออกเทน 91 และ 95

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

อุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นของเอทานอลในกรณีนี้จะสูงกว่ากรณียกเลิกน้ำมันเบนซินออกเทน 91 หรือ 95 เพียงอย่างเดียวโดยมีการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยเป็น 4.55 ล้านลิตร/วัน หรือคิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 60 เทียบกับอุปสงค์การใช้ใน BAU และอุปสงค์ของเอธานอลที่เกิดขึ้นในปี 2561 จะมีปริมาณ 6.06 ล้านลิตร/วัน

อุปสงค์ของเอธานอลที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วงแรก จะทำให้ความต้องการใช้เอธานอลในปี 2554 มีมากเกินกว่ากำลังการผลิตของ 20 โรงงาน และในปี 2561 ความต้องการใช้เอธานอลที่เกิดขึ้นจะคิดเป็นเพียงร้อยละ 55.7 ของกำลังการผลิตสูงสุดของ 45 โรงงานที่ได้รับการอนุมัติ ในส่วนของวัตถุดิบอาจจะเกิดภาวะขาดแคลนในช่วงปีแรกๆ หากมีการประกาศยกเลิกเบนซินทั้งสองชนิดโดย

ทันที แต่ในอีก 10 ปีข้างหน้า ความต้องการวัตถุดิบที่เกิดขึ้นจะมีเพียงร้อยละ 62 – 84.5 จากค่าประมาณการ

(2) ผลกระทบ

การยกเลิกเบนซิน 95 และ 91 จะส่งผลกระทบต่อทั้งรถยนต์รุ่นเก่าจำนวน 1.10 ล้านคัน และรถจักรยานยนต์ 7.58 แสนคัน ที่มีระบบจ่ายเชื้อเพลิงเป็นแบบคาร์บูเรเตอร์ ซึ่งหากรัฐต้องการให้การดำเนินนโยบายประสบผลสำเร็จ รัฐฯอาจต้องมีมาตรการช่วยเหลือในการดัดแปลงและปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนเครื่องยนต์ ซึ่งคิดเป็นมูลค่าประมาณ 4,500 ล้านบาท ซึ่งเกิดขึ้นเพียงครั้งเดียวเท่านั้น เพื่อแลกกับการลดการนำเข้าน้ำมันดิบ ซึ่งนโยบายดังกล่าวสามารถทำให้รัฐได้ประโยชน์จากการออกนโยบาย แต่คิดเป็นมูลค่าสะ สมในระยะเวลา 10 ปี น้อยกว่า การยกเลิกเบนซิน 91 เพียงอย่างเดียว

แต่อย่างไรก็ตาม เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันดีเซลยังคงมีอยู่ในปริมาณที่สูง ทำให้โรงงานกลั่น น้ำมันต้องมีการบริหารจัดการ เพื่อยังคงให้ได้ปริมาณน้ำมันดีเซลเพียงพอต่อความต้องการในประเทศ และ สามารถจัดการกับส่วนต่างของปริมาณน้ำมันเบนซิน ที่เกิดจากความต้องการใช้ที่ลดลง โดยควรศึกษาถึง ความเป็นไปได้ในการส่งออกจำหน่ายยังต่างประเทศ เช่น ประเทศญี่ปุ่น เป็นต้น

3.1.8.6 สถานการณ์ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 และ 95 และส่งเสริมการใช้ E20

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

ในสถานการณ์นี้จะทำให้ปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วตั้งแต่ปีแรก โดยเพิ่มสูงขึ้นถึงร้อยละ 82 เมื่อเทียบกับอุปสงค์ใน BAU หรือเท่ากับ 4.94 ล้านลิตร/วัน โดยอุปสงค์เอธานอลที่เกิดขึ้นในปี 2561 จะมีปริมาณ 6.41 ล้านลิตร/วัน

จากความต้องการใช้ที่เพิ่มอย่างรวดเร็ว จะทำให้ในปี 2552 อาจเกิดการขาดแคลนเอธานอล เนื่องจากปริมาณความต้องการใช้เพิ่มสูงเกินกว่ากำลังการผลิตของ 20 โรงงาน สำหรับในอีก 10 ปีข้างหน้า จะพบว่าความต้องการใช้จะมีเพียงร้อยละ 59 ของกำลังการผลิตสูงสุดของ 45 โรงงานที่ได้รับการอนุมัติ โดยความต้องการวัตถุดิบในปี 2561 จะมีเพียงร้อยละ 66 – 89.3 จากค่าประมาณการ

(2) ผลกระทบ

ผลกระทบที่เกิดขึ้นในสถานการณ์นี้ จะเป็นเช่นเดียวกันสถานการณ์ยกเลิกน้ำมันเบนซินทั้งสองชนิด หากแต่จะมีเอธานอลไม่เพียงพอเกิดเร็วกว่าสถานการณ์การยกเลิกน้ำมันเบนซินทั้งสอง

ชนิดเพียงอย่างเดียว เนื่องจากมีผลจากอุปสงค์ของเอธานอลที่เพิ่มมาจากกลุ่มของรถยนต์ที่ใช้น้ำมัน E20 ได้

3.1.8.7 สถานการณ์การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 และรถยนต์ FFV

(1) อุปสงค์ – อุปทาน

การส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 แบ่งเป็น 3 กรณีคือ ตามแผนของคณะกรรมการส่งเสริมการใช้ E85 และตามแบบจำลองที่สมมติที่ให้มีรถยนต์ FFV เพิ่มขึ้น (และใช้เชื้อเพลิง E85) ในอัตราเท่ากับรถยนต์ใหม่ทั้งหมดในปี 2561 และปี 2556 ซึ่งจากแผนของคณะกรรมการส่งเสริมการใช้ E85 คาดว่าจะมีรถยนต์ FFV สะสมในปี 2561 จำนวน 1.07 ล้านคัน ในขณะที่แบบจำลองที่สร้างขึ้น คาดว่าจะมีจำนวนรถยนต์ FFV สะสมในปี 2561 เท่ากับ 2.56 ซึ่งทำให้ปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วตั้งแต่ช่วงแรกของการศึกษา ภายในปี 2561 ปริมาณอุปสงค์ของเอธานอลมีค่าเฉลี่ยประมาณ 4.20 ล้านลิตร/วัน 4.83 ล้านลิตร/วัน และ 5.82 ล้านลิตร/วันตามลำดับ หรือคิดเป็น 2.40 เท่า 2.76 เท่า และ 3.33 เท่าของอุปสงค์เอธานอลใน BAU และความต้องการใช้เอธานอลในปี 2561 เท่ากับ 8.10 ล้านลิตร/วัน 10.68 ล้านลิตร/วัน และ 11.80 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ

เมื่อพิจารณาอุปสงค์และอุปทานของเอธานอลแล้วจะพบว่า ตามแผนส่งเสริมการใช้ E85 ของภาครัฐ จะทำให้ความต้องการใช้เอธานอลในปี 2556 เพิ่มขึ้นสูงเกินกว่ากำลังการผลิตของ 20 โรงงาน สำหรับในปี 2561 ความต้องการใช้ที่เกิดขึ้นจะมีเพียงร้อยละ 74 ของกำลังผลิตสูงสุดของ 45 โรงงานที่ได้รับอนุมัติ ในส่วนของวัตถุดิบ จะเกิดการขาดแคลนในปี 2561 หากการประมาณการเป็นไปตามที่กล้าณรงค์ได้คาดการณ์ไว้ แต่หากปริมาณวัตถุดิบเป็นไปตามการคาดการณ์ของ สอน. และ สศก. จะเกิดความต้องการใช้วัตถุดิบเพียงร้อยละ 83

สำหรับอุปสงค์ที่เกิดขึ้นจากการประเมินด้วยแบบจำลอง พบว่าหากการใช้รถยนต์ FFV มีอัตราเท่ากับรถยนต์ใหม่ทั้งหมดในปี 2561 จะทำให้ในอีก 10 ปีข้างหน้าความต้องการใช้เอธานอลจะมีถึงร้อยละ 98 ของกำลังผลิตสูงสุดของ 45 โรงงานที่ได้รับอนุมัติ ซึ่งจะส่งผลให้เกิดการขาดแคลนวัตถุดิบสำหรับผลิตเป็นเอธานอลตั้งแต่ปี 2559 หากปริมาณวัตถุดิบเป็นไปตามที่กล้าณรงค์ (2550) ได้ประมาณการไว้ และหากเป็นไปตามประมาณการของ สอน. และ สศก. จะเกิดการขาดแคลนวัตถุดิบในปี 2561

เช่นเดียวกัน การเร่งให้การใช้รถยนต์ FFV มีอัตราเท่ากับรถยนต์ใหม่ทั้งหมดตั้งแต่ปี 2556 ยิ่งจะทำให้เกิดภาวะขาดแคลนเร็วขึ้น โดยพบว่าในปี 2561 กำลังการผลิตของ 45 โรงงานที่ได้รับอนุมัติ จะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ที่จะเกิดขึ้น และจะเริ่มเกิดการขาดแคลนวัตถุดิบตั้งแต่ปี

2558 และ 2560 หากปริมาณวัตถุดิบเป็นไปตามการประมาณการของกล้าณรงค์ และ สอน. กับ สศก. ตามลำดับ

(2) ผลกระทบ

ผลกระทบโดยรวมที่เกิดขึ้นจากการส่งเสริมการใช้ E85 ตามสถานการณ์สมมติที่ให้การใช้รถยนต์ FFV มีอัตราเท่ากับรถใหม่ในอีก 5 และ 10 ปี ข้างหน้า คือ ภาวะขาดแคลนวัตถุดิบและภาวะขาดแคลนเอธานอล อันเนื่องมาจากกำลังการผลิตของโรงงานน้อยกว่าความต้องการที่เกิดขึ้น ซึ่งอุปทานวัตถุดิบและเอธานอลจะเริ่มส่งผลกระทบตั้งแต่ปี 2558 แต่หากอุปสงค์การใช้เอธานอลเป็นไปตามแผนส่งเสริมการใช้ E85 ของภาครัฐ จะพบว่า ทั้งกำลังการผลิตของโรงงานและวัตถุดิบที่ประมาณการโดย สอน.และ สศก. จะมีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการที่เกิดขึ้น แต่อาจเกิดการขาดแคลนวัตถุดิบ หากปริมาณวัตถุดิบเป็นไปตามการประมาณการของกล้าณรงค์

นอกจากผลกระทบที่เกิดขึ้นจากวัตถุดิบและเอธานอลแล้ว จะพบว่าการส่งเสริมการใช้ E85 ทั้ง 3 กรณี จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีต้นทุนนโยบายเพื่อช่วยเหลือและสนับสนุนให้การดำเนินนโยบายประสบผลสำเร็จ โดยมีทั้งในส่วนของต้นทุนที่รัฐต้องสูญเสีย อันเนื่องมาจากการให้ความช่วยเหลือในด้านภาษีรถยนต์และการส่งเสริมให้เชื้อเพลิง E85 มีราคาจูงใจต่อผู้ใช้รถ แต่ทั้งนี้จะเห็นได้ว่าการเพิ่มปริมาณการใช้เอธานอลจะทำให้สามารถลดการนำเข้าน้ำมันดิบได้ ซึ่งสามารถสรุปต้นทุนนโยบายรวมสะสมที่เกิดขึ้นใน ระยะเวลา 10 ปี ของการส่งเสริมการใช้ E85 ทั้ง 3 กรณีได้ดังตารางที่ 3.1-3 ซึ่งพบว่าการส่งเสริมการใช้ E85 ตามแผนของคณะกรรมการฯ จะเกิดต้นทุนสูญเสียน้อยที่สุด อันเนื่องมาจากปริมาณรถยนต์ FFV สะสมในอีก 10 ปีข้างหน้า ที่คาดการณ์ไว้มีจำนวนน้อยกว่าปริมาณรถยนต์ที่ได้จากการวิเคราะห์ด้วยแบบจำลองประมาณ 2 เท่า จะเห็นได้ว่ายิ่งมีการส่งเสริมให้มีรถยนต์ FFV มากเท่าใด รัฐต้องมีต้นทุนสูญเสียเพิ่มขึ้นตามมา ซึ่งเมื่อเทียบกับประโยชน์ที่ประเทศได้รับจากการลดการนำเข้าน้ำมันดิบแล้ว ยังคงพบว่านโยบายส่งเสริมการใช้ E85 ทำให้ภาครัฐมีความเสี่ยงสูงจากต้นทุนที่สูงขึ้น

นอกจากนี้ความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐานของประเทศ เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิง E85 ยังคงต้องมีการดำเนินการอยู่อีกมาก ทั้งในเรื่องของการผลิตรถยนต์ FFV ในประเทศ การจัดวางระบบขนส่งลำเลียงเชื้อเพลิง เพื่อให้ราคาเอธานอลและ E85 สามารถแข่งขันกับน้ำมันเบนซินได้ และสุดท้ายการจัดหาสถานีบริการเชื้อเพลิง E85 ให้มีจำนวนเพียงพอกับความต้องการของผู้ใช้รถ ซึ่งในการปรับปรุงสถานีบริการเชื้อเพลิงให้สามารถจำหน่าย E85 ได้นั้นต้องใช้งบประมาณในการปรับปรุงประมาณ 2-3 ล้านบาทต่อสถานี

ตารางที่ 3.1-3 ต้นทุนนโยบายสะสมภายใต้สถานการณ์ส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85

(หน่วย: ล้านบาท)

การส่งเสริมการใช้ E85	ต้นทุนสูญเสียสะสม		ต้นทุนสะสมจากการลดการนำเข้าน้ำมันดิบ	ต้นทุนสุทธิสะสม ในปี 2561
	เชื้อเพลิง E85	ภาษีรถยนต์		
ตามแผนของคณะกรรมการส่งเสริม E85	80,905.1	53,497.4	- 60,180.7	74,221.8
ให้การใช้รถยนต์ FFV มีอัตราเท่ากับรถใหม่ในปี 2561	207,529.5	112,414.9	- 154,369.5	165,574.9
ให้การใช้รถยนต์ FFV มีอัตราเท่ากับรถใหม่ในปี 2556	261,723.3	128,799.7	- 194,681.1	195,841.8

3.1.9 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

3.1.9.1 ข้อเสนอแนะสำหรับนโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85

หากรัฐต้องการให้การส่งเสริมการใช้เอธานอลเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งประสบความสำเร็จ จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการวางแผนอย่างบูรณาการและครอบคลุมทุกภาคส่วนที่มีความเกี่ยวข้อง ซึ่งคณะวิจัยสามารถสรุปประเด็นของข้อเสนอแนะได้ดังนี้

(1) การส่งเสริมการพัฒนาและผลิตรถยนต์หลากเชื้อเพลิง (Flexible Fuel Vehicle) และเชื้อเพลิงที่มีความยืดหยุ่น (Flexible Fuel)

เนื่องจากรถยนต์ FFV มีข้อได้เปรียบในการเลือกใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิด ซึ่งเป็นการสร้างทางเลือกให้ผู้ใช้รถ โดยผู้ใช้รถจะสามารถใช้เกณฑ์ราคาของเชื้อเพลิงและความคุ้มค่าของค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงานเป็นเครื่องมือตัดสิน ซึ่งเป็นผลดีต่อการจัดการการใช้พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งต้นทุนในการผลิตรถยนต์ FFV โดยผู้ผลิตรถยนต์โดยตรง มีค่าใช้จ่ายไม่สูงมากนัก ประมาณไม่เกิน 7,000 บาทเท่านั้น ดังนั้นจึงควรมีการส่งเสริมให้มีการผลิตรถยนต์ FFV ขึ้นภายในประเทศ แต่ควรเป็นแบบค่อยเป็นค่อยไป เนื่องจากหากมีการส่งเสริมอย่างทันที จะมีผลกระทบต่อโครงการรถยนต์ประหยัดพลังงาน (Eco-car) ที่รัฐฯ ได้มีการส่งเสริมการลงทุนมาก่อนหน้านั้น ซึ่งเป็นโครงการที่ช่วยส่งเสริมการบริหารการใช้พลังงานให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด และเป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศได้ ในทางตรงกันข้าม การส่งเสริมการผลิตรถยนต์ FFV จะสามารถช่วยเพิ่มโอกาสในการใช้เอธานอลในอัตราส่วนที่สูง ซึ่งจะลดการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศได้ส่วนหนึ่ง และเพิ่มการพึ่งพาพลังงานในประเทศซึ่งเป็นการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อรองรับเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นจากวิกฤติการณ์ด้านพลังงานของโลกได้ นอกจากนี้ยังส่งผลดีต่อความมั่นคงด้านเกษตรกรรม ในการใช้ประโยชน์

ตารางที่ 3.1-4 สรุปการประเมินอุปสงค์ของเอธานอลจากสถานการณ์ต่าง ๆ

ปี	อุปสงค์ของเอธานอล (ล้านลิตร/วัน)								
	BAU	ส่งเสริม E20	ยกเลิกเบนซิน 91	ยกเลิกเบนซิน 95	ยกเลิกเบนซิน	ยกเลิกเบนซินและส่งเสริม E20	ส่งเสริม E85 และ FFV ปี 2561	ส่งเสริม E85 และ FFV ปี 2556	แผนการส่งเสริม E85 ของภาครัฐ*
2551	0.84	1.06	3.01	1.19	3.37	3.59	0.84	0.90	0.85
2552	0.94	1.26	3.18	1.26	3.51	3.83	1.07	1.33	1.34
2553	1.06	1.46	3.38	1.37	3.69	4.08	1.50	2.21	2.11
2554	1.22	1.67	3.62	1.52	3.90	4.35	2.2	3.27	2.96
2555	1.42	1.89	3.89	1.70	4.16	4.62	3.14	4.41	3.50
2556	1.65	2.11	4.19	1.91	4.44	4.90	4.25	5.58	4.00
2557	1.90	2.34	4.51	2.14	4.74	5.19	5.45	6.77	4.70
2558	2.15	2.58	4.84	2.38	5.06	5.48	6.71	8.00	5.40
2559	2.41	2.82	5.18	2.63	5.38	5.78	8.00	9.24	6.20
2560	2.68	3.06	5.53	2.88	5.71	6.09	9.33	10.51	7.10
2561	2.96	3.32	5.89	3.15	6.06	6.41	10.68	11.80	8.10
เฉลี่ย	**1.75**	**2.14**	**4.29**	**2.01**	**4.55**	**4.94**	**4.83**	**5.82**	**4.20**
ร้อยละเทียบกับ BAU		**123%**	**246%**	**115%**	**260%**	**282%**	**276%**	**333%**	**232%**

*หมายเหตุ: * ข้อมูลจากการสัมมนาระดมความคิดเห็น ร่างแผนพลังงานทดแทน 15 ปี กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ณ มหาวิทยาลัยราชภัฏนครราชสีมา วันที่ 27 ตุลาคม 2551*

จากทรัพยากรในประเทศ ทั้งนี้รัฐควรมีการพิจารณาให้เกิดเชื้อเพลิงที่มีความยืดหยุ่น เพื่อให้สามารถปรับอัตราส่วนของเอธานอลและเบนซินได้อย่างเหมาะสมกับสถานการณ์จริง เช่น การปรับให้ Flex Fuel สามารถมีส่วนผสมของเอธานอลระหว่างร้อยละ 20-25 หรือมากขึ้นได้ อย่างไรก็ดี ต้องมีการวางแผนระยะยาวอย่างรัดกุมเพื่อให้ได้ประโยชน์ทั้งการประหยัดและสร้างความมั่นด้านพลังงานของประเทศ รัฐควรมีมาตรการที่ชัดเจนในเรื่องภาษี เช่น ควรใช้มาตรการภาษียานยนต์กับเรื่องของการประหยัดพลังงาน และภาษีคาร์บอนกับเชื้อเพลิง ทำให้ผู้ที่ใช้ยานยนต์ประหยัดพลังงานและเติมแก๊สโซฮอล์ได้ประโยชน์สูงสุด ส่วนผู้ที่ใช้ยานยนต์ประหยัดพลังงานแต่เติมเบนซิน หรือใช้ยานยนต์ที่สิ้นเปลืองพลังงานแต่ใช้แก๊สโซฮอล์ได้ประโยชน์บางส่วน ส่วนผู้ที่ใช้ทั้งยานยนต์ที่สิ้นเปลืองพลังงานและเติมเบนซินก็จะต้องเสียภาษีสูงสุด

(2) การวางแผนบริหารจัดการวัตถุดิบและกำลังการผลิตเอธานอลให้สอดคล้องกับความต้องการที่เกิดขึ้น

จากผลการศึกษาข้างต้นพบว่าการประมาณการปริมาณวัตถุดิบแต่ละชนิดที่ได้จากภาคการเกษตรกับกำลังการผลิตของโรงงานที่จะเกิดขึ้น ไม่สอดคล้องกัน ซึ่งอาจทำให้เกิดการขาดแคลนหรือการล้นตลาดของวัตถุดิบและเอธานอลเกิดขึ้นได้ในอนาคต ดังนั้นจึงจำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการบริหารจัดการและการวางแผน โดยเป็นหน้าที่ร่วมของหลายๆกระทรวง เพื่อให้สามารถดำเนินตามนโยบายได้สำเร็จ

(3) การแก้ไขข้อบังคับ กฎหมาย หรือพระราชบัญญัติต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตเอธานอล เพื่อให้เกษตรกรได้รับประโยชน์อย่างแท้จริง

เนื่องจากจุดมุ่งหมายในการส่งเสริมการใช้เอธานอลของรัฐบาล ต้องการสร้างผลประโยชน์ให้เกิดขึ้นกับเกษตรกร ซึ่งเป็นประชากรส่วนใหญ่ของประเทศ ด้วยการเพิ่มมูลค่าและเพิ่มปริมาณการใช้วัตถุดิบทางการเกษตร แต่จะเห็นได้ว่าจากนโยบายส่งเสริมการใช้เอธานอล ประโยชน์ที่เกิดขึ้นไม่สามารถตกสู่เกษตรได้อย่างแท้จริง ยกตัวอย่างเช่น การส่งเสริมให้มีการนำน้ำอ้อยไปผลิตเป็นเอธานอล ผลตอบแทนที่ได้รับซึ่งต้อง แบ่งตามพระราชบัญญัติอ้อยและน้ำตาลนั้น ยังคงเป็นการคิดมูลค่าผลประโยชน์จากการนำน้ำอ้อยส่วนดังกล่าวไปผลิตเป็นน้ำตาล ในขณะเดียวกันปริมาณกากน้ำตาลที่เกิดขึ้นเพื่อนำไปใช้คำนวณผลประโยชน์จะมีปริมาณ น้อยลง เนื่องจากน้ำอ้อยที่นำไปผลิตเอธานอลจะไม่ได้ให้กากน้ำตาลออกมา ดังนั้นการคำนวณผลประโยชน์สุทธิที่ต้องมาจัดสรรตามสัดส่วน 70:30 ตามพระราชบัญญัติอ้อยและน้ำตาลนั้น ประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการสร้างมูลค่าเพิ่มจากการแปรรูปเป็นเอธานอลไม่ได้ตกถึงเกษตรกรอย่างแท้จริง จึงควรมีการหารือถึง พรบ. อ้อยและน้ำตาลดังกล่าว ในทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง

3.1.9.2 ข้อเสนอแนะสำหรับนโยบายการส่งเสริมการใช้เอธานอลโดยวิธีอื่นๆ

(1) การยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91

เนื่องจากปริมาณการใช้น้ำมันเบนซิน 91 ในปัจจุบันคิดเป็นกว่าร้อยละ 60 ของปริมาณการใช้ทั้งหมด ของเชื้อเพลิงที่มีน้ำมันเบนซินเป็นพื้นฐาน ซึ่งมาจากกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์และรถยนต์บางส่วน ดังนั้น หาก ทำให้ผู้ใช้รถในกลุ่มนี้สามารถเปลี่ยนพฤติกรรมมาใช้เชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ E10 91 แทนได้ จะเป็นผลให้ปริมาณการใช้เอธานอลเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์สภาวะปกติ (BAU) อีกเฉลี่ยวันละ 2.2 ล้านลิตร ซึ่งเป็นการเพิ่มขึ้นของปริมาณการใช้เอธานอลอย่างยั่งยืน ดังเช่นตัวอย่างในประเทศบราซิล ที่ไม่มีการจำหน่ายน้ำมัน เบนซินล้วนเลย โดยบังคับให้น้ำมันเบนซินที่จำหน่ายจะต้องมีส่วนผสมของเอธานอลอยู่ระหว่างร้อยละ 20-25 (ขึ้นกับการเห็นชอบของ 4 กระทรวงในการกำหนดว่าช่วงใด ควรให้มีการผสมเท่าใด) ซึ่งทำให้เกิดปริมาณใช้เอธานอลขั้นต่ำที่ค่า ๆ หนึ่งอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา โดยอัตราส่วนผสมดังกล่าวที่รัฐบาลบราซิลกำหนดขึ้นนี้ ได้มีการพิจารณาอัตราส่วนผสมที่เหมาะสมที่รัฐบาลสามารถทำการบริหารจัดการให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดได้และมีความสอดคล้องกับอุปสงค์และอุปทานภายในประเทศด้วย

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาด้านโครงสร้างพื้นฐานสำหรับรองรับหากมีการยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 จะพบว่าปัจจุบันประเทศไทยมีจำนวนสถานีบริการเชื้อเพลิงสำหรับแก๊สโซฮอล์ E10 91 ประมาณ 2,401 สถานี และมีสถานีบริการสำหรับแก๊สโซฮอล์ E10 95 จำนวน 4,001 สถานี [กรมธุรกิจพลังงาน (2551)] ซึ่งมีจำนวนเพียงพอสำหรับให้บริการผู้ใช้รถในกลุ่มรถจักรยานยนต์ที่จะเกิดขึ้น

ในแง่ของวัตถุดิบ การเพิ่มขึ้นของการใช้เอธานอลจะไม่ส่งผลกระทบต่ออุปทานวัตถุดิบและกำลังการผลิตของโรงงานเอธานอล โดยปริมาณวัตถุดิบที่มีการประมาณการไว้ยังคงมีปริมาณเพียงพอกับความต้องการที่จะเกิดขึ้นในอีก 10 ปีข้างหน้า แต่ทั้งนี้ภาครัฐต้องมีการกระตุ้นภาคเอกชนให้มีการกำหนดแผนการลงทุนและผลิตเอธานอลที่แน่ชัด เพื่อป้องกันการขาดแคลนเอธานอลที่อาจเกิดขึ้นได้ ซึ่งทำให้ต้องมีการนำเข้าเอธานอลจากต่างประเทศเกิดขึ้น รวมถึงรัฐต้องมีส่วนเข้าไปช่วยในการดูแลการบริหารจัดการวัตถุดิบเพื่อป้องกันการแย่งวัตถุดิบ

แต่อย่างไรก็ตาม มาตรการดังกล่าวจะมีผลกระทบต่อกลุ่มผู้ใช้รถจักรยานยนต์ทั้งหมดและรถยนต์บางส่วน โดยเฉพาะกลุ่มของรถจักรยานยนต์รุ่นเก่าที่เป็นแบบคาร์บูเรเตอร์ ซึ่งต้องมีการแก้ไขและปรับปรุงชิ้นส่วนเครื่องยนต์บางชิ้นส่วน เพื่อลดผลกระทบที่จะเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนชนิดของเชื้อเพลิง ซึ่งจะเป็นภาระกับผู้ใช้รถ ซึ่งหากรัฐฯให้เงินช่วยเหลือ ผลที่ได้รับสุดท้ายจะทำให้รัฐได้รับประโยชน์ โดยคิดเป็นจำนวนเงินสะสมถึง 75,440 ล้านบาท ในระยะเวลาเพียง 10 ปี ดังนั้น การยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินจึงเป็นมาตรการที่ง่าย และสามารถเพิ่มการใช้เอธานอลแบบยั่งยืนอย่างแท้จริงและเหมาะสมกับพฤติกรรมการใช้เชื้อเพลิงในปัจจุบัน

(2) การส่งเสริมและพัฒนาการใช้กับเชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์ในรถจักรยานยนต์

เนื่องจากผลการศึกษาพบว่าร้อยละ 60 ของการบริโภคน้ำมันเบนซิน มาจากกลุ่มผู้ใช้รถจักยานยนต์ ดังนั้นหากต้องการเพิ่มการใช้เอธานอลอย่างมีประสิทธิผล รัฐควรมีการส่งเสริม สนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีและบริษัทผู้ผลิตรถจักรยานยนต์ ให้สามารถผลิตรถจักรยานยนต์ที่สามารถใช้กับเชื้อเพลิงแก๊สโซฮอล์มากกว่าร้อยละ 10 ขึ้นไป เช่น E20 หรืออัตราส่วนที่สูงขึ้นไปกว่านี้

3.1.10 สรุป

นโยบายส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง E85 สามารถทำให้อุปสงค์การใช้เอธานอลเพิ่มขึ้นได้มากกว่า 2.5 เท่าของอุปสงค์ที่จะเกิดขึ้นในสถานการณ์สภาวะปกติ (BAU) แต่ความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้นมากของวัตถุดิบและเอธานอลจะทำให้ ในระยะเวลาอีก 10 ปีข้างหน้า ประเทศไทยจะประสบปัญหาขาดแคลนวัตถุดิบเพื่อใช้ในการผลิตเอธานอล รวมถึงกำลังการผลิตของโรงงานที่ได้รับอนุมัติไม่พอเพียง หากอุปทานที่เกิดขึ้นยังคงเป็นไปตามค่าประมาณการของปัจจุบัน อย่างไรก็ดี ถึงแม้ว่าการส่งเสริมการใช้ E85 จะสามารถทำให้เกิดความต้องการใช้เอธานอลในปริมาณที่เพิ่มสูงขึ้น แต่จะเห็นได้จากประสบการณ์ของต่างประเทศว่าการดำเนินนโยบายดังกล่าวจะประสบผลสำเร็จได้ต้องอาศัยมาตรการช่วยเหลือของทางภาครัฐ ซึ่งผลการวิเคราะห์ในส่วนของต้นทุนนโยบายของการส่งเสริมการใช้ E85 พบว่าต้นทุนสูญเสียที่รัฐต้องเตรียมเพื่อให้นโยบายส่งเสริมการใช้ E85 ประสบผลสำเร็จจะต้องมีทั้งมาตรการสนับสนุนด้านภาษีรถยนต์และมาตรสนับสนุนด้านราคาเชื้อเพลิง เพื่อแลกกับการลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศ ซึ่งพบว่านโยบายส่งเสริมการใช้ E85 ทั้ง 3 กรณีที่นำมาวิเคราะห์ในการศึกษาครั้งนี้ ไม่สามารถทำให้รัฐได้รับประโยชน์กลับคืนมาในรูปของมูลค่าเงินในช่วงระยะ 10 ปีข้างหน้า โดยมีการประมาณการว่า รัฐต้องเสียประโยชน์จากนโยบายดังกล่าวสะสมประมาณ 74,000 – 195,000 ล้านบาท ในระยะเวลา 10 ปี และยิ่งมีการส่งเสริมการใช้ E85 และรถยนต์ FFV มากเท่าใด รัฐจะเสียประโยชน์เพิ่มมากขึ้นเท่านั้น

ในทางตรงข้าม หากรัฐดำเนินนโยบายที่ให้มีการยกเลิกเบนซิน 91 ซึ่งจะมีรถจักรยานยนต์ 7.58 แสนคัน และรถยนต์ส่วนบุคคล 4.77 แสนคันที่ได้รับผลกระทบ แต่ในระยะยาวอีก 10 ปีข้างหน้า นโยบายดังกล่าวสามารถช่วยให้รัฐฯประหยัดรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการนำเข้าน้ำมันดิบได้สะสมถึง 78,000 ล้านบาท เมื่อเทียบกับต้นทุนที่รัฐฯต้องสูญเสียจากการให้ความช่วยเหลือในการดัดแปลงชิ้นส่วนเครื่องยนต์จำนวน 2,569 ล้านบาท เพื่อลดผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการออกนโยบายของภาครัฐ ต้นทุนสูญเสียที่เกิดขึ้นจากการยกเลิกเบนซิน 91 จะเกิดขึ้นเพียงปีแรกที่ออกนโยบายเท่านั้น นอกจากนี้การยกเลิกน้ำมันเบนซิน 91 จะทำให้เกิดอุปสงค์ของเอธานอลขั้นต่ำที่ค่า ๆ หนึ่ง เนื่องจากซึ่งเป็นการทำให้เกิดการใช้เอธานอลอย่างยั่งยืนอย่างแท้จริง ดังตัวอย่างในประเทศบราซิลที่หนึ่งในมาตรการที่รัฐบาลบราซิลดำเนินการเพื่อให้นโยบายส่งเสริมการใช้เอธานอลประสบ

ผลสำเร็จ คือการบังคับไม่ให้มีการจำหน่ายน้ำมันเบนซินล้วน น้ำมันเบนซินที่จำหน่ายต้องมีการผสมเอธานอล ในสัดส่วนไม่น้อยกว่าร้อยละ 20-25 ซึ่งจะเปลี่ยนแปลงตามความเหมาะสมของวัตถุดิบ ราคาน้ำมัน และราคา น้ำตาลทราย เพื่อทำให้ประเทศเกิดประโยชน์สูงสุด โดยการกำหนดอัตราส่วนผสมจะอยู่ภายใต้การควบคุม ร่วมกันของ 4 กระทรวงหลัก

3.2 การศึกษาการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ

3.2.1 หลักการและเหตุผล

ภาวะโลกร้อนซึ่งมีสาเหตุมาจากภาวะเรือนกระจก (Greenhouse effect) ได้ส่งผลให้มีการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศต่อประชาคมโลก โดยเฉพาะอย่างยิ่งผลกระทบที่เป็นผลมาจากความผันผวนของฤดูกาลที่พบว่ามีความถี่ที่สูงและรุนแรงขึ้น ผลกระทบดังกล่าวสร้างผลต่อเนื่องต่อปัญหาทางเศรษฐกิจและสังคมตามมาอีกมากมาย นักวิทยาศาสตร์ส่วนใหญ่มีความเห็นตรงกันว่าสาเหตุหลักของภาวะโลกร้อนดังกล่าวเกิดจากการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังนั้นการร่วมมือกันของประชาคมโลกเพื่อลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จึงเป็นสิ่งจำเป็นเร่งด่วนอย่างยิ่ง

งานวิจัยชิ้นนี้เป็นการประยุกต์หลักการทางเศรษฐศาสตร์เพื่อศึกษามาตรการการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon surcharge or Carbon tax) มาเป็นเครื่องมือช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้ภาคขนส่งทางถนนเป็นกรณีศึกษา

3.2.2 วัตถุประสงค์

(1) ศึกษาหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon surcharge)

(2) เสนอแนะวิธีการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย โดยบรรยายเปรียบเทียบข้อดีข้อเสีย ระหว่างวิธีคิดค่าธรรมเนียมที่ต้นทางของการผลิตพลังงานเปรียบเทียบกับวิธีคิดค่าธรรมเนียมที่ปลายทางระดับผู้บริโภค

(3) เสนอแนะหลักการในการคิดอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสม

(4) ประมาณการผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่ออุปสงค์การใช้พลังงาน

(5) เสนอแนะวิธีการที่เหมาะสมในการจัดการกับรายได้ที่เกิดขึ้นจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน เพื่อส่งเสริมการประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานทางเลือก และลดมลพิษทางอากาศที่ทำให้โลกร้อน

3.2.3 ขอบเขต

แหล่งพลังงานที่สำคัญในประเทศไทยนั้น ได้แก่ พลังงานจากปิโตรเลียม และพลังงานไฟฟ้า (ทั้งที่ผลิตจากพลังน้ำและจากเชื้อเพลิงฟอสซิล) อย่างไรก็ดีเนื่องจากระยะเวลาการวิจัยที่ค่อนข้าง

จำกัด โครงการการศึกษานี้จึงขอเน้นเฉพาะพลังงานที่เป็นเชื้อเพลิงปิโตรเลียมเพื่อการขนส่งทางบก โดยเฉพาะที่ใช้กับรถยนต์นั่งส่วนบุคคล เนื่องจากเป็นกิจกรรมที่มีการใช้พลังงานที่ไม่มีประสิทธิภาพเท่าที่ควร และเป็นเชื้อเพลิงที่สร้างก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นสาเหตุของปัญหาภาวะโลกร้อนโดยตรงที่สุด

ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ใช้ในรายงานฉบับนี้เป็นคำกลางที่ใช้หมายถึง สิ่งที่รัฐบาลเรียกเก็บจากผู้ผลิต ผู้นำเข้า หรือผู้บริโภค ในรูปค่าธรรมเนียมหรือภาษี เพื่อจัดการกับผลกระทบของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เป็นตัวการสำคัญในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน (Global warming) โดยอาจเรียกเก็บจากสัดส่วนของปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่แหล่งพลังงานปิโตรเลี่ยมผลิตขึ้นเมื่อมีการเผาไหม้ อย่างไรก็ดี ในการศึกษาดังกล่าว มีความจำเป็นที่จะต้องมีการพิจารณาวรรณกรรมปริทัศน์ (Literature Reviwe) ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องซึ่งวรรณกรรมเหล่านั้นอาจมีการใช้ศัพท์ที่ใกล้เคียงกัน เช่น ภาษีคาร์บอน ภาษีคาร์บอนไดออกไซด์ ภาษีก๊าซเรือนกระจก (Green House Gases: GHG) เนื่องจากงานที่นำมาพิจารณานั้น อาจมีเป้าประสงค์ในรายละเอียดที่แตกต่างกับของงานวิจัยนี้บ้าง เช่นต้องการเก็บภาษีโดยเน้นที่สัดส่วนของสารคาร์บอนในพลังงานนั้นๆ หรือที่สารคาร์บอนไดออกไซด์ที่พลังงานนั้นปลดปล่อยออกมา หรือที่กลุ่มสารทั้งหมดที่มีผลต่อภาวะโลกร้อน เป็นต้น ในกรณีที่ไม่มีความจำเป็นต้องแยกแยะให้แตกต่างกันงานวิจัยชิ้นนี้จะใช้คำว่า “ค่าธรรมเนียมคาร์บอน” ในฐานะคำกลางๆ ที่ครอบคลุมคำเหล่านั้นทั้งหมด ยกเว้นแต่ว่าจะต้องแยกให้ชัดเจนจึงจะใช้คำอื่นที่เฉพาะเจาะจงตามแต่สถานการณ์

3.2.4 หลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน

ตามหลักการทางเศรษฐศาสตร์แล้ว ในระบบตลาดที่ไม่มีการแทรกแซง บริษัทเอกชนผู้ก่อมลพิษจะพบว่า ต้นทุนผลกระทบสิ่งแวดล้อมอันเนื่องมาจากการผลิตและการปลดปล่อยสารมลพิษของตน เป็นต้นทุนที่เกิดขึ้นกับสังคมส่วนรวม ไม่ใช่ต้นทุนที่เกิดแก่บริษัทของตน ดังนั้นบริษัทเอกชนที่มีเป้าหมายที่จะสร้างกำไรส่วนตนสูงสุด ก็จะเลือกที่จะไม่นำต้นทุนส่วนนี้เข้ามาประกอบการพิจารณา ทำให้บริษัทเลือกที่จะปลดปล่อยสารมลพิษที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิตของตนทั้งหมดออกสู่สิ่งแวดล้อม โดยไม่ได้มีการบำบัดใดๆ เลย ซึ่งจะทำให้ต้นทุนของบริษัทในการจัดการกับสารมลพิษมีค่าเป็นศูนย์ ในขณะที่ต้นทุนผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจะมีค่าสูงมาก

ทางเลือกหนึ่งที่เป็นไปได้ในการจัดการกับปัญหาความล้มเหลวของตลาดดังกล่าวก็คือ ภาครัฐสามารถที่จะเข้ามาแทรกแซงให้การตัดสินใจในการบำบัดและปลดปล่อยสารมลพิษเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยการนำค่าธรรมเนียมมลพิษเข้ามาใช้ ซึ่งจะส่งผลทำให้ต้นทุนของบริษัทในการจัดการกับสารมลพิษเปลี่ยนแปลงไป และต้องรับผิดชอบต่อผลกระทบด้าน

สิ่งแวดล้อมมากขึ้น เนื่องจากการปลดปล่อยสารมลพิษนั้นไม่ได้มีต้นทุนเป็นศูนย์อีกต่อไป ส่งผลให้เอกชนมีแรงจูงใจในการลดการปลดปล่อยสารมลพิษดังกล่าว

ในเชิงทฤษฎีแล้ว การกำหนดระดับภาษีมลพิษ (หรือ ค่าธรรมเนียมมลพิษ) ที่เหมาะสมควรจะกำหนดภาษี ณ ระดับที่ทำให้ค่าธรรมเนียมดังกล่าว เท่ากับ ต้นทุนส่วนเพิ่มของการบำบัดมลพิษ และเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มของผลกระทบต่อสังคม อย่างไรก็ดีจากลักษณะของปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่มีลักษณะสะสมข้ามเวลาหลายปี และยังเป็นมลพิษที่ข้ามพรมแดนประเทศ (Transboundary) ทำให้การวิเคราะห์หาระดับการปลดปล่อยก๊าซ และระดับค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสมอย่างถูกต้องแท้จริงต้องเป็นการวิเคราะห์ในระยะยาว และ เป็นการวิเคราะห์ในระดับโลก นั่นคือ ดุลยภาพของระดับการปลดปล่อยก๊าซที่เหมาะสมจะถูกกำหนดจากการพิจารณาเปรียบเทียบค่าต้นทุนความเสียหายส่วนเพิ่ม (Marginal Damage Cost) ในระดับโลก กับ ค่าต้นทุนส่วนเพิ่มของการบำบัด (Marginal Abatement Cost) ในระดับโลก ซึ่งเป็นสิ่งที่เกินขอบเขตที่ประเทศใดประเทศหนึ่ง เช่น ประเทศไทยจะทำโดยลำพังได้

ขอเสนอของงานวิจัยนี้จึงเป็นข้อเสนอในระดับประเทศที่ไทยสามารถทำได้ เพื่อให้มีส่วนในการลดปัญหาระดับโลกนี้ โดยทำการคำนวณระดับอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสมในลักษณะสัมพัทธ์ กล่าวคือ เป็นการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสมที่จะทำให้เราบรรลุเป้าหมายที่กำหนดไว้อย่างใดอย่างหนึ่ง เช่น ลดการปลดปล่อยคาร์บอนลงจากอัตราการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจปกติ (Business as usual) ร้อยละ 5 เป็นต้น

3.2.4.1 ข้อดีของค่าธรรมเนียมคาร์บอน

(1) เป็นภาษีที่ช่วยลดการบิดเบือนของการจัดสรรทรัพยากร (Distortion) เพราะผู้ปลดปล่อยคาร์บอนจากการเผาเชื้อเพลิงปิโตรเลียมจะต้องรับผิดชอบต้นทุนสิ่งแวดล้อมบางส่วน

(2) ให้ประโยชน์สองทาง (Double dividend) ต่อสังคม โดยการนำรายได้ที่เก็บได้จากค่าธรรมเนียมคาร์บอนนี้หมุนเวียนกลับสู่ระบบเศรษฐกิจ (Revenue recycling) ด้วยการลดการเก็บภาษีสินค้าและบริการอื่นที่บิดเบือนการจัดสรรทรัพยากร ซึ่งเป็นทั้งการลดผลกระทบภายนอกจากปัญหาภาวะโลกร้อน และลดการบิดเบือนการจัดสรรทรัพยากรจากการเก็บภาษีชนิดอื่นๆ ไปพร้อมๆกัน

(3) มีศักยภาพในการลดต้นทุนในการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Compliance costs) เนื่องจากส่งเสริมให้ผู้ที่มีต้นทุนการบำบัดสูง ทำการบำบัดน้อยลงแล้วหันมาจ่ายภาษีแทนเพราะถูกกว่า ในขณะที่ผู้ที่มีต้นทุนการบำบัดต่ำจะทำการบำบัดมากขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนในการควบ คุมมลพิษมีค่าต่ำสุด

(4) เป็นมาตรการที่กระตุ้นอย่างต่อเนื่องให้มีการปรับเปลี่ยนไปสู่เทคโนโลยีที่สะอาดขึ้น

(5) อัตราค่าธรรมเนียมมีความยืดหยุ่นมากกว่า เนื่องจากสามารถปรับความเข้มข้นของการบังคับใช้นโยบายได้ด้วยเพียงการประกาศเปลี่ยนแปลงอัตราค่าธรรมเนียม จึงง่ายกว่าการประกาศเปลี่ยนแปลงมาตรการที่เป็นกฎระเบียบ

3.2.4.2 ข้อเสียของค่าธรรมเนียมคาร์บอน

(1) ต้องมีข้อมูลเกี่ยวกับความยืดหยุ่นของอุปสงค์ที่แม่นยำ เพื่อให้ทราบถึงอัตราการตอบสนองต่ออัตราค่าธรรมเนียม ในทางปฏิบัติค่าความยืดหยุ่นที่ประเมินได้อาจมีความคลาดเคลื่อน ดังนั้นจะต้องมีการค่อยๆ ปรับค่าซ้ำหลายครั้ง (Iteration) ก่อนที่จะได้อัตราที่ถูกต้อง ความผิดพลาดที่เกิดขึ้นอาจกระตุ้นให้เกิดปฏิกิริยาต่อต้านอย่างรุนแรงจากฝ่ายธุรกิจและผู้บริโภคเนื่องจากต้องมีการปรับอัตราหลายครั้งเพื่อให้เข้าสู่เป้าหมายที่ต้องการ

(2) ก่อให้เกิดความสูญเปล่าของทรัพยากร (Deadweight loss) มีงานวิจัยหลายชิ้นยืนยันว่าการโยกย้ายการเก็บภาษีจากสินค้าดีมาเป็นสินค้าเลวมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจแต่มีการลดลงของประสิทธิภาพเล็กน้อยไปจนถึงการเพิ่มเล็กน้อย โดยยังไม่รวมกับผลประโยชน์ทางด้านการลดลงของมลพิษ

(3) เป็นภาระแก่ผู้บริโภคและมีลักษณะที่เป็นภาษีอัตราถดถอย เนื่องจากมีแนวโน้มที่จะส่งผลกระทบต่อผู้มีรายได้น้อยในสัดส่วนที่สูงกว่าผู้ที่มีรายได้สูง เนื่องจากสัดส่วนการบริโภคพลังงานเมื่อเทียบกับรายได้ของผู้ที่มีรายได้น้อยมักมีค่าสูงกว่าของผู้ที่มีรายได้มาก

(4) อาจกระทบกับความสามารถในการแข่งขันระหว่างประเทศ เพราะจะทำให้ต้นทุนการผลิตของประเทศที่เก็บในอัตราสูงกว่าต้องเสียเปรียบ ดังนั้นจึงอาจจำเป็นจะต้องมีการเจรจาเพื่อกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมที่ประสานกัน (Harmonization) สำหรับประเทศในกลุ่มเดียวกัน อย่างไรก็ดีข้อเสียนี้ก็เกิดขึ้นเช่นเดียวกัน หากมีการใช้มาตรการอื่นๆ เพื่อควบคุมก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยมีการกำหนดความเข้มข้นไม่เท่ากันระหว่างประเทศ

3.2.4.3 เปรียบเทียบค่าธรรมเนียมคาร์บอนกับ Cap and Trade

วิธีทางเศรษฐศาสตร์ในการจัดการกับก๊าซเรือนกระจกนั้นมีสองวิธี คือ การกำหนดปริมาณมลพิษขั้นสูงและการซื้อขายใบอนุญาตปล่อยมลพิษ (Cap and Trade) หรือการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน

วิธี Cap and Trade นั้น เป็นการกำหนดเป้าหมายและตารางเวลาในการลดของปริมาณ CO_2 จากนั้นให้ผู้ที่ต้องการผลิตสินค้าแล้วต้องปลดปล่อย CO_2 ซื้อขายสิทธิในการปลดปล่อย CO_2

ดังกล่าว ส่วนค่าธรรมเนียมคาร์บอน เป็นการเพิ่มต้นทุนและราคาของการผลิตหรือกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่ทำให้มีการปลดปล่อย CO_2 โดยการใช้ค่าธรรมเนียม

แม้ว่าเครื่องมือทั้งสองจะมีความเหมือนกันในด้านการส่งเสริมประสิทธิภาพและส่งผลให้ราคาของพลังงานที่มาจากฟอสซิลมีราคาแพงขึ้นในทำนองเดียวกัน แต่ก็มีความแตกต่างกัน 3 ประการคือ

(1) Cap and Trade เป็นเครื่องมือที่ควบคุมด้านปริมาณซึ่งอาจส่งผลให้ราคาของใบอนุญาตปล่อยมลพิษผันแปรขึ้นลงไม่แน่นอน ผลดังกล่าวจะทำให้การผันแปรของราคาพลังงานรุนแรงยิ่งขึ้น การใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน ในทางตรงกันข้าม เป็นการควบคุมด้านราคา จึงไม่มีผลต่อความผันผวนของราคา แต่มีความไม่แน่นอนต่อปริมาณการปลดปล่อยมลพิษ

(2) ค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะมีผลกระทบที่สม่ำเสมอ (Uniform) และเปรียบเทียบกันได้ระหว่างประเทศ เพราะจะปรับลดลงตามการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจและการใช้พลังงานที่ลดลง และยังเป็นแรงกระตุ้นให้ผู้ประกอบการพยายามปรับใช้เทคโนโลยีที่เป็นมิตรต่อบรรยากาศมากขึ้นเรื่อย ๆ ในระยะยาว ในทางตรงข้าม Cap-and-trade กำหนดปริมาณการลดมลพิษตายตัว จะทำให้ไม่จำเป็นต้องทำอะไรมากนักในปีที่เศรษฐกิจตกต่ำ เพราะปลดปล่อยคาร์บอนน้อยลงตามเศรษฐกิจ อยู่แล้ว แต่จะต้องใช้มาตรการที่เข้มข้นมากขึ้นเพื่อลดมลพิษในปีที่เศรษฐกิจเติบโตกว่าอัตราปกติ

(3) ระบบค่าธรรมเนียมคาร์บอนมีต้นทุนการบริหารที่ต่ำกว่า เพราะใช้ระบบภาษีที่มีอยู่แล้ว รัฐบาลจึงมีเครื่องมือและแรงจูงใจในการจับผิดผู้แจ้งเท็จ ส่วนระบบ Cap-and-trade มีต้นทุนในการบริหาร ตรวจสอบ และสร้างแรงจูงใจในการแจ้งเท็จ เพราะต้องสร้างระบบในการกระจายใบอนุญาตและ ระบบตรวจสอบปริมาณการผลิตและปลดปล่อยมลพิษขึ้นใหม่ นอกจากนี้โรงงานที่ซื้อใบอนุญาตก็ไม่มีแรงจูงใจในการตรวจสอบว่าโรงงานที่ขายใบอนุญาตให้แจ้งปริมาณการปลดปล่อยมลพิษต่ำกว่าความจริงหรือไม่ รัฐบาลยังมีแรงจูงใจในการกระจายใบอนุญาตอย่างไม่ โปร่งใสให้กับกลุ่มที่สนับสนุนรัฐบาล นอกจากนี้การค้าใบอนุญาตยังอาจกลายเป็นแหล่งที่สถาบันทางการเงินอาจเข้ามาแสวงหาผลประโยชน์ ในกรณีที่โครงสร้างตลาดมีลักษณะที่มีการแข่งขันน้อย ราคาของใบอนุญาตอาจไม่สะท้อนต้นทุนภายนอกที่ตกแก่สังคมเท่าที่ควร ผู้ผลิตจำนวนน้อยรายนี้ก็ไม่จำเป็นต้องเสนอราคาสูงที่สุด ทำให้ต้นทุนของใบอนุญาตต่ำเกินไป

3.2.5 การประมาณการผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่ออุปสงค์การใช้เชื้อเพลิง

3.2.5.1 การประมาณการสมการอุปสงค์ของเชื้อเพลิง

งานวิจัยนี้ได้ทำการประมาณการผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอน โดยเริ่มจากการประมาณการฟังค์ชันอุปสงค์ของการใช้เชื้อเพลิงปิโตรเลียมเพื่อการขนส่ง ของเชื้อเพลิงสามประเภท คือ เบนซิน (รวมทุกประเภท ทั้ง 95 และ 91) ดีเซล (รวมทุกประเภท) และก๊าซ LPG โดยใช้แบบจำลองอุปสงค์ Almost Ideal Demand System ซึ่งมีตัวแปรอิสระหรือตัวแปรอธิบาย ได้แก่ ราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซแต่ละประเภท และมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติในประเทศที่แท้จริง (Real GDP) เป็นตัวแทน (Proxy) ของรายได้ของประชาชนในประเทศ โดยเป็นข้อมูลรายไตรมาส ระหว่างปี พ.ศ. 2539 – 2550

ผู้วิจัยได้ทำการประมาณการโดยใช้ข้อมูลสองชุด ชุดแรกเป็นข้อมูลรายไตรมาส ระหว่างปี พ.ศ. 2539 – 2550 และอีกชุดหนึ่งเป็นรายไตรมาสระหว่างปีพ.ศ. 2542 – 2550 เช่นกัน แต่ตัดปีที่มีวิกฤตการณ์เศรษฐกิจ (พ.ศ. 2539 - 2541) ซึ่งอาจมีข้อมูลที่ผิดปกติออกไป

ผลของการประมาณการ พบว่าแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลช่วงหลังวิกฤตการณ์เศรษฐกิจ ให้ค่าความเชื่อมั่นทางสถิติของแต่ละสัมประสิทธิ์ที่ประมาณได้ดีกว่าแบบจำลองที่ใช้ข้อมูลเต็ม แม้ว่าค่า Adjusted R2 จะลดลงเล็กน้อย คืออยู่ที่ 0.3486 และ 0.4068 สำหรับสมการอุปสงค์ของเบนซินและดีเซล ตามลำดับ ซึ่งเมื่อนำค่าสัมประสิทธิ์เหล่านั้นมาคำนวณค่าความยืดหยุ่นก็จะได้ค่าดังนี้

ความยืดหยุ่น		ต่อราคาสินค้า		
	ต่อรายได้	Gasoline	Diesel	LPG
Gasoline	0.756	-0.261	0.353	-0.092
Diesel	1.151	0.194	-0.279	0.085
LPG	0.845	-0.473	0.789	-0.317

ที่มา: การประมาณการของผู้วิจัย

ผลการประเมินดังกล่าว แสดงให้เห็นว่า ค่าความยืดหยุ่นของอุปสงค์ของเชื้อเพลิงทั้งสามชนิดมีค่า ความยืดหยุ่น (ไม่คิดเครื่องหมาย) ต่ำกว่าหนึ่ง หรือยืดหยุ่นค่อนข้างต่ำ ซึ่งเป็นไปตามความคาดหมาย เนื่องจากเป็นสินค้าที่หาสินค้าอื่นทดแทนได้ยาก โดยที่ LPG มีค่าความยืดหยุ่นสูงที่สุดในกลุ่มเชื้อเพลิงทั้งสาม (-0.317) ส่วนเบนซินและดีเซลมีค่าความยืดหยุ่นใกล้เคียงกัน (-0.261 และ -0.279 ตามลำดับ)

สำหรับความยืดหยุ่นไขว้ พบว่าค่าความยืดหยุ่นไขว้ของน้ำมันเบนซินต่อราคาน้ำมันดีเซล (0.353) และค่าความยืดหยุ่นไขว้ของน้ำมันดีเซลต่อราคาน้ำมันเบนซิน (0.194) ต่างมีค่าเป็นบวกและไม่สูง แสดงว่าเป็นสินค้าทดแทนกันได้เล็กน้อย ค่าความยืดหยุ่นไขว้ของน้ำมันดีเซลต่อราคา LPG (0.085) และความยืดหยุ่นไขว้ของ LPG ต่อราคาน้ำมันดีเซล (0.789) ก็มีเครื่องหมายเป็นบวกเช่นกัน ซึ่งแสดงถึงการทดแทนกันได้เช่นกัน อย่างไรก็ดีค่าความยืดหยุ่นไขว้ของน้ำมันเบนซินต่อราคา LPG และความยืดหยุ่นไขว้ของ LPG ต่อราคาน้ำมันเบนซิน มีเครื่องหมายลบ ซึ่งไม่เป็นไปตามคาดหมาย เพราะแปลว่าเป็นสินค้าประกอบกัน แทนที่จะเป็นสินค้าทดแทนกัน ความคลาดเคลื่อนดังกล่าวคาดว่าน่าจะเกิดจากการที่รัฐบาลมีการตรึงราคาของ LPG เป็นเวลานาน ประกอบกับมีการติดตั้ง LPG เพื่อใช้ร่วมกับเครื่องยนต์เบนซิน ทำให้ข้อมูลการใช้มีสถิติที่เปลี่ยนแปลงไปในทางเดียวกัน

3.2.5.2 ผลการประมาณการปริมาณการใช้เชื้อเพลิงและการปลดปล่อย CO_2 ในอนาคต

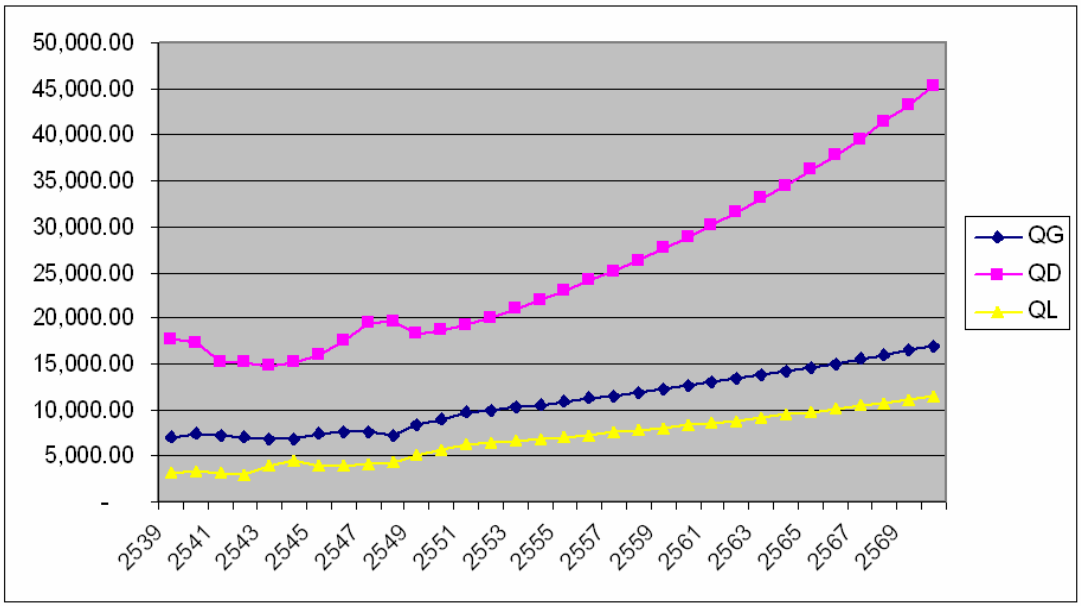
จากนั้นจึงนำเอาสมการอุปสงค์ดังกล่าว มาพยากรณ์ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิด โดยมีข้อสมมติการเปลี่ยนแปลงของข้อมูลในอนาคตดังนี้

(1) ราคาของเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ คำนวณจากฐานราคาน้ำมันในช่วงที่มีราคา 100 เหรียญสหรัฐต่อ 1 บาร์เรล เทียบเป็นบาทต่อลิตร ยกเว้นเฉพาะกรณี LPG ซึ่งคำนวณจากราคา 9.79 บาทต่อลิตร และสมมติให้ราคาเชื้อเพลิงเหล่านี้มีอัตราการเติบโตร้อยละ 1 ต่อปี หรือ ร้อยละ 0.2491 ต่อไตรมาส

(2) ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ (GDP) ประมาณการจาก Real GDP ของในไตรมาสที่ 4 ปี 2550 โดยสมมติให้การเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติคิดเป็นร้อยละ 4 ต่อปี (หรือร้อยละ 0.9853 ต่อไตรมาส) โดยใช้การตั้งแต่ปีพ.ศ. 2551-2570

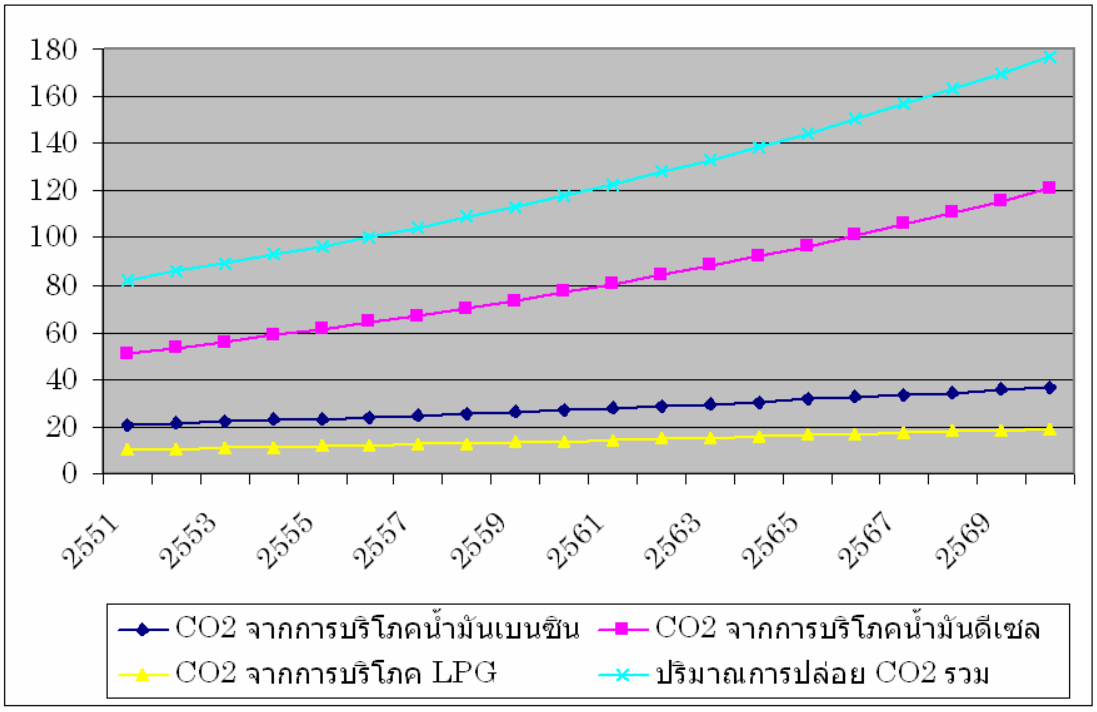
จากข้อสมมติข้างต้น สามารถคำนวณหาค่าปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดได้ พบว่าปริมาณความต้องการของเชื้อเพลิงดีเซลสูงที่สุด และเติบโตเร็วที่สุด โดยเพิ่มจากประมาณ 19 พันล้านลิตรในปี 2551 เป็น 45.2 พันล้านลิตรในปี 2570 ส่วนเบนซิลเพิ่มจาก ประมาณ 9.7 พันล้านลิตรในปี 2551 เป็น 16.5 พันล้านลิตรในปี 2570 และสุดท้าย LPG เพิ่มจาก ประมาณ 6.1 พันล้านลิตรในปี 2551 เป็น 11.5 พันล้านลิตรในปี 2570 ดังแสดงในรูปที่ 3.2-1 และปริมาณของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยจะมีการเพิ่มขึ้นจากประมาณ 82 Tg CO_2 ในปี 2552 ไปเป็นประมาณ 177 Tg CO_2 ในปี 2570 ซึ่งเกินกว่าครึ่งหนึ่งมาจากน้ำมันดีเซล ดังแสดงในรูปที่ 3.2-2

หน่วย: ล้านลิตร



รูปที่ 3.2-1 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆในปี 2539-25501/
และปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆที่พยากรณ์ได้ในปี 2551-25702/

หน่วย: Tg CO_2



ที่มา: *1/ สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน*

2/ การประมาณการของผู้วิจัย

รูปที่ 3.2-2 ปริมาณการปลดปล่อย CO_2 จากเชื้อเพลิงปิโตรเลียมในช่วงปี 2551 - 2570

3.2.5.3 การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน

ผลการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่อกิโลกรัม CO_2 และ อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่อลิตรสำหรับเชื้อเพลิงแต่ละประเภท สำหรับช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 ในระดับที่จะมีผลให้เกิดการปรับลดปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในแต่ละปีลงในอัตรา 5% เมื่อเทียบกับกรณีเศรษฐกิจเติบโตปกติ พบว่า อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนในระดับดังกล่าวจะมีค่าอยู่ในช่วงตั้งแต่ 2.28 - 2.76 บาทต่อกิโลกรัม CO_2

จะเห็นได้ว่าอัตราค่าธรรมเนียมต่อลิตรที่เรียกเก็บสำหรับเชื้อเพลิงแต่ละประเภทจะมีค่าแตกต่างกันตามขนาดของ Carbon content ของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด โดย LPG จะเป็นเชื้อเพลิงที่ถูกเรียกเก็บค่าธรรมเนียมในอัตราต่ำที่สุด ในอัตรา 3.80-4.60 บาทต่อลิตร รองลงมาจะเป็นน้ำมันเบนซิน ซึ่งเสนอเรียกเก็บในอัตรา 4.91-5.95 บาทต่อลิตร ขณะที่น้ำมันดีเซลจะเป็นเชื้อเพลิงที่ถูกเรียกเก็บ ค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่อลิตรที่สูงที่สุดในอัตรา 6.08-7.36 บาทต่อลิตร เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่มีสัดส่วนการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 ต่อลิตรสูงที่สุด

อย่างไรก็ดีหากเป้าหมายของการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนเปลี่ยนไปเป็นการจัดเก็บรายได้ให้มีมูลค่าเท่ากับภาษีสรรพสามิตน้ำมันที่มีอยู่เดิม เพื่อทดแทนภาษีดังกล่าว จะพบว่าสำหรับช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จะก่อให้เกิดรายได้รวมแก่ภาครัฐในระดับที่เท่าเทียมกับกรณีการจัดเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันตามโครงสร้างภาษีในปัจจุบัน จะมีค่าอยู่ในช่วงตั้งแต่ 1.08 – 1.12 บาทต่อกิโลกรัม CO_2 ซึ่งจะเทียบเท่ากับการเรียกเก็บอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนจากน้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และ LPG ในอัตราเท่ากับ 2.33 – 2.42 บาท/ลิตร, 2.88 – 2.99 บาท/ลิตร และ 1.80 – 1.87 บาท/ลิตร ตามลำดับ

3.2.5.4 กรณีศึกษาผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอนกับความคุ้มค่าของรถประสิทธิภาพสูง

เมื่อเปรียบเทียบรถประสิทธิภาพสูง กับรถขนาดใกล้เคียงกันคือขนาดไม่เกิน 1500 ซีซี พบว่ามูลค่าปัจจุบัน (Present value) ของต้นทุนในการใช้รถทั้งหมด (ตั้งแต่ซื้อรถ ค่าภาษีต่าง ๆ ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง ตลอดอายุของรถยนต์ทั้งสองชนิด) พบว่ารถประสิทธิภาพสูงประหยัดน้ำมันมากกว่า ดังนั้นจะประหยัดต้นทุนมากกว่ารถปกติ ถ้าราคารถประสิทธิภาพสูง มีราคาไม่สูงกว่ารถปกติจนเกินไป แต่จะไม่ประหยัดกว่าถ้ารถประสิทธิภาพสูงมีราคาแพงเกินไป เนื่องจากความประหยัดจากค่าเชื้อเพลิงที่เป็นต้นทุนแปรผันนั้นไม่พอที่จะชดเชยต้นทุนคงที่ของราคารถได้

อย่างไรก็ดีเมื่อมีการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนตามตามปริมาณการใช้น้ำมันและปริมาณของคาร์บอนที่เป็นองค์ประกอบของน้ำมัน จะพบว่ารถประสิทธิภาพสูง มีโอกาสที่จะประหยัดกว่ารถปกติมากขึ้น เช่นที่ระดับราคารถประสิทธิภาพสูง 9 แสนบาท จะประหยัดกว่ารถปกติซึ่งมีราคา 7 แสนบาท ถึง 1.22 แสนบาท โดยเพิ่มความประหยัดขึ้นถึง 2.5 เท่าเมื่อเทียบกับกรณีไม่มีการใช้

ค่าธรรมเนียมคาร์บอน และทำให้รถประสิทธิภาพสูง ที่มีราคา 1 ล้านบาท ประหยัดกว่ารถปกติ 3.8 หมื่นบาท จากที่เดิมไม่ประหยัดกว่า ส่วนถ้าราคารถประสิทธิภาพสูง อยู่ที่ 1.1 ล้านบาท แม้จะยังไม่ประหยัดกว่ารถปกติ แต่ก็ได้ลดส่วนต่างที่แพงกว่าลงจาก 3.2 แสนบาท เป็น 6.2 หมื่นบาทแทน

ผลการประเมินดังกล่าวย่อมแสดงให้เห็น ค่อนข้างชัดเจนว่า การใช้ค่าธรรมเนียมมลพิษมีส่วนช่วยทำให้รถประสิทธิภาพสูงมีความคุ้มค่าของมากขึ้น เพราะทำให้จุดเด่นของรถประสิทธิภาพสูง คือการประหยัดพลังงาน ซึ่งมีผลต่อต้นทุนแปรผัน มีความสำคัญมากขึ้นจนคุ้มค่าต้นทุนคงที่ (ราคารถ) ในที่สุด

3.2.6 การจัดการกับรายได้ที่เกิดขึ้นจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน เพื่อส่งเสริมการประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานทางเลือก และลดมลพิษทางอากาศที่ทำให้โลกร้อน

3.2.6.1 การจัดสรรเงินจากรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอน

การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะรวบรวมได้มากหรือน้อยเพียงใด ขึ้นอยู่กับปัจจัยอย่างน้อย 3 ประการ

(1) จำนวนผู้จ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอน
(2) จำนวนผู้จัดเก็บหรือหน่วยงานที่จัดเก็บ และ
(3) ประสิทธิภาพในการจัดเก็บค่าธรรมเนียม ซึ่งรวมถึงการป้องกันการหลีกเลี่ยงการจ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอน

โดยในที่นี้จะขอพิจารณาเฉพาะสองประการหลังเท่านั้น เนื่องจากเกี่ยวข้องกับการบริหารจัดการของภาครัฐเป็นสำคัญ

หน่วยงานที่ควรเป็นผู้ดำเนินการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนนั้น ควรมีคุณลักษณะสำคัญอย่างน้อย 4 ประการ ได้แก่

(1) ควรเป็นหน่วยงานที่มีสำนักงานตั้งอยู่ในพื้นที่ ที่เดียวกับผู้จ่ายค่าธรรมเนียม หรือที่สามารถกำกับดูแลการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจากผู้จ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอนได้อย่างทั่วถึงและครอบคลุมพื้นที่ได้มากพอสมควร
(2) ควรเป็นหน่วยงานที่มีความคุ้นเคยกับการจัดเก็บค่าธรรมเนียมประเภทอื่น ๆ ที่อาจมีลักษณะคล้ายคลึงกัน เพื่อลดต้นทุนการเรียนรู้ระบบการจัดเก็บค่าธรรมเนียม
(3) ควรเป็นหน่วยงานที่สามารถประสานงานในการนำส่งรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน ไปยังหน่วยงานอื่น เพื่อนำเงินส่วนนี้ไปใช้ประโยชน์ด้านต่างๆที่เกี่ยวข้องกับมลพิษทางอากาศ

(4) ควรเป็นหน่วยงานที่มีประสิทธิภาพในการจัดเก็บค่าธรรมเนียม (Efficiency in carbon surcharge collection) กล่าวคือ มีการใช้ทรัพยากรบุคคลจำนวนน้อยแต่สามารถจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนได้มากกว่า หรือค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บค่าธรรมเนียมต่ำกว่า หน่วยงานอื่นๆ

คำถามที่น่าสนใจอีกประการหนึ่งคือ ภาครัฐควรดำเนินการอย่างไรกับเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จัดเก็บมาได้ และหน่วยงานใดควรเป็นผู้บริหารจัดการเงินนี้ โดยทั่วไปแล้วค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จัดเก็บได้ ควรนำมาใช้ประโยชน์ในด้านที่เกี่ยวข้องกับปัญหาที่เกิดจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์หรือก๊าซเรือนกระจก แนวคิดนี้เรียกว่า “Recycling fiscal (Carbon surcharge) revenue” ซึ่งอาจดำเนินการจัดสรรเงินค่าธรรมเนียมนี้ได้อย่างน้อย 3 วิธี ได้แก่

(1) การปรับโครงสร้างภาษีโดยรวมของประเทศ หรือ Fiscal reform กล่าวคือ เมื่อภาครัฐเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนแล้ว ภาครัฐก็สามารถลดรายได้ภาษีจากแหล่งอื่น โดยไม่ทำให้รายรับจากภาษีรวมของประเทศลดลง ข้อเสนอวิธีนี้ เป็นการทำให้เกิด Revenue neutrality หรือ การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนไม่ทำให้รายได้ของภาครัฐลดลง

(2) การนำเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้เพื่อแก้ไขปัญหามลพิษทางอากาศโดยตรง หรือ Earmarked option กล่าวคือ การนำรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนมาใช้เพื่อส่งเสริมการพัฒนาวิจัยอุปกรณ์เครื่องจักรที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น หรือเพื่อส่งเสริมกิจกรรมทางเศรษฐกิจและสังคมที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก หรือ เพื่อส่งเสริมโครงการที่ช่วยบรรเทาปัญหาที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เป็นต้น

(3) มาตรการจ่ายค่าชดเชย หรือ Compensation measure หมายถึง การนำรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน ไปจ่ายชดเชยให้แก่ผู้ที่จ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอนนี้ซึ่งได้รับความเดือดร้อน (มาก) กล่าวคือ ผู้ที่จ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอน อาจแบ่งออกเป็น 3 กลุ่มใหญ่ คือ กลุ่มแรก ผู้บริโภคที่มีรายได้มาก กลุ่มที่สอง ผู้บริโภคที่มีรายได้น้อย และ กลุ่มที่สาม ผู้ประกอบการ กลุ่มบุคคลที่สมควรได้รับการชดเชยความเดือดร้อน (หรือบรรเทาความเดือดร้อน) น่าจะเป็น กลุ่มผู้บริโภคที่มีรายได้น้อย และ กลุ่มผู้ประกอบการ (โดยเฉพาะผู้ประกอบการรายเล็ก)

วิธีที่สองและวิธีที่สาม จะสามารถช่วยให้เกิดการประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานทางเลือก และลดมลพิษทางอากาศที่ทำให้โลกร้อน (ตามวัตถุประสงค์ของการศึกษานี้ และตามเป้าหมายของสังคมโดยรวม) แต่วิธีแรก จะสามารถทำให้เกิดการยอมรับจากสังคมหรือจากผู้ที่จะต้องจ่ายค่าธรรมเนียมคาร์บอน มากกว่า

3.2.6.2 การประมาณการรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน

การศึกษานี้ได้พยากรณ์ราคาน้ำมันและปริมาณน้ำมัน ตลอดจนกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนในช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 ดังที่กล่าวข้างต้น ดังนั้นสามารถสรุปอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนของน้ำมันทั้ง 3 ประเภท โดยกำหนดให้มีเป้าหมายจะลดการปลดปล่อยคาร์บอนจากเชื้อเพลิงดังกล่าว 5 เปอร์เซ็นต์จากระดับการเติบโตของเศรษฐกิจตามปกติ (Business as usual)

สำหรับผลการคำนวณรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนในแต่ละปี พบว่า รายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนของน้ำมันเบนซินต่อปีอยู่ระหว่างค่า 45,882 – 97,617 ล้านบาทต่อปี ส่วนรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนของน้ำมันดีเซลต่อปีอยู่ระหว่างค่า 111,153 - 317,414 ล้านบาทต่อปี และ รายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนของ LPG ต่อปีอยู่ระหว่างค่า 21,063 – 47,807 ล้านบาทต่อปี ผลรวมของค่าธรรมเนียมคาร์บอนของเชื้อเพลิงทั้งสามประเภท มีมูลค่าประมาณ 178,098 ล้านบาทในปี พ.ศ 2551 และ 462,900 ล้านบาทในปี พ.ศ. 2570

น่าสังเกตว่า มูลค่าประมาณการรายรับรวมของค่าธรรมเนียมคาร์บอนในปี พ.ศ. 2551 (ค.ศ. 2008) ที่เท่ากับ 178,098 ล้านบาท มีค่าใกล้เคียงกับรายรับจากภาษีที่เกี่ยวกับการใช้รถยนต์และน้ำมันเชื้อเพลิงที่เก็บทั้งหมดในปัจจุบัน ที่เท่ากับ 181,932 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลรวมของภาษีป้ายรถยนต์ ภาษีสรรพสามิต (น้ำมันเชื้อเพลิงและรถยนต์) ภาษีมหาดไทย และ อากรขาเข้ายานยนต์

อนึ่ง หากไม่มีการลดหย่อนภาษีสรรพสามิตน้ำมัน (โดยกำหนดให้อัตราการจัดเก็บภาษีอื่น ๆ คงที่) จำนวนภาษีดั้งเดิมที่จัดเก็บที่เกี่ยวกับการใช้รถยนต์นี้อาจมีแนวโน้มค่อนข้างคงที่ ดังเช่นที่ปรากฏในช่วงปี พ.ศ. 2546-2550 และ หากมีการลดหย่อนภาษีน้ำมันเพื่อบรรเทาปัญหาเงินเฟ้อ ก็อาจจะส่งผลให้พฤติกรรมการใช้น้ำมันไม่เปลี่ยนแปลง อีกทั้งภาษีที่จัดเก็บได้ก็จะลดลงด้วย ยิ่งกว่านั้น โครงสร้างภาษีเกี่ยวกับรถยนต์ยังไม่สะท้อนการเปลี่ยนแปลงการใช้น้ำมันหรือหันไปใช้น้ำมันที่องค์ประกอบคาร์บอนต่ำ หรือ การเปลี่ยนไปใช้รถยนต์ที่เป็นการประหยัดน้ำมัน ตัวอย่างเช่น ภาษีป้ายรถยนต์เป็นอัตราคงที่ต่อปี และแปรผกผันกับอายุของรถยนต์ เป็นต้น

ภายใต้โครงสร้างภาษีที่เกี่ยวกับน้ำมันและการใช้รถยนต์ในปัจจุบัน อาจกล่าวได้ว่ามิได้จูงใจให้มีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมเพื่อลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง (เพื่อการประหยัดพลังงานและเพื่อการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก) ดังนั้น เพื่อให้การวิเคราะห์สอดคล้องกับการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน การศึกษานี้จึงทดลองคำนวณรายรับจากการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่อาจจะสามารถทดแทนการจัดเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ ซึ่งค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เสนอในการศึกษานี้ ได้คำนึงถึงองค์ประกอบของคาร์บอนในผลิตภัณฑ์น้ำมันแต่ละประเภทแล้ว ทั้งนี้มีลำดับการประมาณการรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่อาจจะใช้แทนภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ ดังนี้

หากสมมติให้ มีการยกเลิกการจัดเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันและผลิตภัณฑ์น้ำมัน (และภาษีมหาดไทย) และมีการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนแทนโดยตั้งเป้าว่าจำนวนที่เก็บได้จะมีมูลค่าเท่ากับรายได้เดิมที่จัดเก็บโดยวิธีการจัดภาษีสรรพสามิตแบบเดิม ดังนั้น เราสามารถคำนวณหาจำนวนเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 ได้ดังนี้ ประการแรก อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จะเท่ากับอัตราภาษีน้ำมันฯเฉลี่ยของน้ำมันเชื้อเพลิงทั้ง สามชนิดต่อหน่วย (รวมทั้งอัตราภาษีมหาดไทยต่อหน่วย) โดยอัตราภาษีทั้งสองประเภทนี้จะคำนวณจากข้อมูลในอดีตที่ผ่านมา (2540-2550) ประการที่สอง นำอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จัดเก็บแทนอัตราภาษีสรรพสามิตนี้ มาคูณกับปริมาณการใช้น้ำมันฯ ช่วงปี พ.ศ. 2551-2570 ที่ได้จากการพยากรณ์ และประการที่สาม สมมติให้อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน (ที่มาแทนภาษีสรรพสามิต) มีค่าคงที่ไม่เปลี่ยนแปลง ดังนั้น มูลค่าของรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน จะแปรเปลี่ยนตามปริมาณการใช้น้ำมันฯในอนาคตเท่านั้น ด้วยเหตุนี้ รายรับจากค่าธรรมเนียม คาร์บอน(ที่มาแทนภาษีสรรพสามิต) ที่คำนวณได้จะมีค่าประมาณ 100,400 – 207,000 ล้านบาท ระหว่างปี พ.ศ. 2551-2570 ที่อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน (2.27-2.76 บาท) ต่อกิโลกรัม CO_2 ซึ่งก็มีมูลค่าประมาณร้อยละ 50 ของประมาณการรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เสนอครั้งแรก (178,098-462,900 ล้านบาท)

3.2.6.3 การจัดสรรเงินจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน: ข้อเสนอ

แนวทางการคำนวณค่าธรรมเนียมคาร์บอนมีอย่างน้อย 2 แนวทางดังกล่าวข้างต้น คือ การคำนวณบนพื้นฐานของการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออดไซด์ลงร้อยละ 5 จากกรณีปกติ (Business as usual) โดยมิได้เปลี่ยนแปลงระบบภาษีอื่นใด และ การคำนวณบนพื้นฐานของการทดแทนภาษีสรรพสามิตผลิตภัณฑ์น้ำมันเชื้อเพลิง (โดยที่ภาษีอื่นๆเหมือนเดิม) แนวทางการคำนวณทั้งสองนี้ส่งผลให้ระดับรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนมีความแตกต่างกันมากพอสมควร อีกทั้ง การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนตามแนวทางที่สองนั้นอาจจะส่งผลกระทบต่อระดับรายรับจากภาษีของภาครัฐ (ซึ่งเป็นแหล่งรายได้สำหรับงบประมาณแผ่นดิน) ดังนั้น เพื่อมิให้เกิดความสับสนในการนำเสนอแนวทางการจัดสรรค่าธรรมเนียมคาร์บอน การศึกษานี้จึงขอใช้การคำนวณค่าธรรมเนียมคาร์บอนแนวทางแรกเป็นฐานในการนำเสนอ

แนวคิดในการจัดสรรรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนควรจะมีลักษณะเป็น “Recycling fiscal (Carbon surcharge) revenue” ซึ่งอาจดำเนินการจัดสรรเงินค่าธรรมเนียมนี้ได้ 3 วิธีพร้อมกัน ดังนี้

(1) ด้วยอาศัยหลักการของ Revenue neutrality เพื่อมิให้รายได้จากภาษีของรัฐลดลง การศึกษานี้จึงเสนอให้ลดภาษีประเภทอื่นในจำนวนเงินที่เท่ากัน เช่น ภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ เป็น ต้น ยกตัวอย่างเช่น เมื่อปี พ.ศ. 2550 ภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯจัดเก็บได้ประมาณ 76,950 ล้านบาท และภาษีมหาดไทยอีก 7,695 ล้านบาท (ร้อยละ 10 ของภาษีสรรพสามิต) มูลค่าของภาษีทั้ง

สองประเภทนี้รวมประมาณ 84,645 ล้านบาท หรือร้อยละ 46 ของภาษีที่เกี่ยวข้องกับการใช้รถยนต์และน้ำมันเชื้อเพลิงทั้งหมดในปี พ.ศ. 2550 ในขณะที่การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่คำนวณได้ในปี พ.ศ. 2551 ประมาณ 178,000 ล้านบาท ซึ่งน่าจะเพียงพอที่จะชดเชยภาษีสรรพสามิตส่วนที่เรียกเก็บจากการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง หากสมมติให้ร้อยละ 60 ของรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน จัดสรรให้กรมสรรพสามิตทดแทนภาษีน้ำมัน ซึ่งเป็นเงินจำนวนประมาณ 106,800 ล้านบาทสำหรับปี พ.ศ. 2551 ในขณะที่เงินอีกส่วนหนึ่งที่เหลือก็อาจจะสามารถนำไปใช้ในงบประมาณแผ่นดินด้านอื่นๆต่อไปได้

เหตุผลที่เสนอให้มีการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนมาแทนการจัดเก็บภาษีรถยนต์และภาษีน้ำมันฯ นั้น มีอย่างน้อย 2 ประการคือ

1.1) แม้ว่าผู้ใช้น้ำมันฯจะต้องจ่าย “ภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ” (และภาษีมหาดไทยซึ่งคิดเป็นร้อยละ 10 ของภาษีสรรพสามิตน้ำมัน) โดยจัดเก็บตามปริมาณการใช้น้ำมันก็ตาม แต่วัตถุประสงค์ของการเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ เพื่อต้องการหารายได้เข้ารัฐจากสินค้าที่เป็นสินค้าฟุ่มเฟือย ส่วนประเด็นเรื่องมลพิษซึ่งมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพประชาชนนั้นมิใช่ประเด็นหลักในการจัดเก็บภาษีสรรพสามิต ด้วยเหตุนี้ โครงสร้างภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯจึงมีลักษณะที่ไม่สอดคล้องกับผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้น กล่าวคือ ภาษีสรรพสามิตน้ำมันเบนซิน (3.6850 บาทต่อลิตร) มีอัตราสูงกว่าน้ำมันดีเซล (2.3050 บาทต่อลิตร) ทั้งๆที่น้ำมันดีเซลก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจกมากกว่า (เพราะมีองค์ประกอบคาร์บอนสูงกว่า) ในขณะที่รายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนขึ้นอยู่กับปริมาณองค์ประกอบคาร์บอนในน้ำมันเชื้อเพลิงและปริมาณการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงเป็นสำคัญ

1.2) การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนในข้อเสนอของการศึกษานี้อยู่บนพื้นฐานของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ผลิตภัณฑ์น้ำมันสำหรับการขนส่ง ดังนั้น ภาษีสรรพสามิตน้ำมันและผลิตภัณฑ์น้ำมันจึงมีลักษณะใกล้เคียงกับค่าธรรมเนียมคาร์บอนมากกว่าภาษีสรรพสามิตที่เรียกเก็บจากการบริโภคประเภทอื่น (นั่นคือ “ภาษีรถยนต์”) และ ภาษีป้ายรถยนต์ เนื่องจากภาษีรถยนต์ เป็นการจัดเก็บภาษีตามฐานของต้นทุนการผลิตและขนาดของรถยนต์ ส่วนภาษีป้ายรถยนต์เป็นการจัดเก็บตามฐานของระยะเวลาของอายุการใช้รถยนต์คันหนึ่งๆ และตามขนาดของรถยนต์และวัตถุประสงค์การใช้รถยนต์ (เช่น เพื่อใช้ส่วนตัว หรือเพื่อใช้รับจ้าง) การนำแนวคิดเรื่องค่าธรรมเนียมคาร์บอนมาใช้แทนภาษีทั้งสองประเภทดังกล่าว อาจกระทำได้ แต่จะต้องมีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างและอัตราภาษีของทั้งสองประเภทอย่างมาก และมีความซับซ้อนมากยิ่งขึ้น

อนึ่ง ภาษีรถยนต์ และภาษีป้ายรถยนต์ ในปัจจุบันนี้ มิได้จูงใจหรือสะท้อนการใช้รถยนต์อย่างแท้จริง กล่าวคือ การใช้รถยนต์นั้นจะต้องพิจารณาจากระยะทางและอัตราการใช้น้ำมันของ

เครื่องยนต์หรืออัตราการสิ้นเปลืองน้ำมัน หากแต่การจัดเก็บภาษีรถยนต์และภาษีป้ายรถยนต์ มิได้คำนึงถึงปัจจัยทั้งสองเลย

(2) อาศัยหลักการของ Earmarked option เพื่อนำเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้เพื่อการแก้ไขปัญหาสภาวะโลกร้อนหรือการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในประเทศไทย การศึกษานี้จึงเสนอให้นำเงินส่วนหนึ่งไปสนับสนุน “กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน” เพื่อส่งเสริมการพัฒนาวิจัยอุปกรณ์เครื่องจักรที่ประหยัดพลังงานหรือใช้พลังงานทางเลือก ส่งเสริมการวิจัยพลังงานทางเลือกให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น เช่น การพัฒนาและอุดหนุนการผลิตเครื่องยนต์ของรถยนต์ที่ประหยัดพลังงาน การพัฒนาและอุดหนุนผลิตภัณฑ์น้ำมันที่มีองค์ประกอบคาร์บอนน้อย อาทิ แก๊สโซฮอล์ และไบโอดีเซล ตลอดจนการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือพลังงานชีวมวล เป็นต้น

เมื่อทบทวนแผนอนุรักษ์พลังงานปี 2551-2554 มีข้อสังเกตสำคัญคือ แผนอนุรักษ์พลังงาน (แหล่งเงินทุนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน) เน้นการลดการพึ่งพิงน้ำมันดิบที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ และส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น สำหรับการอนุรักษ์พลังงานในภาคการขนส่งจะเน้นการจัดการระบบการขนส่งให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และการติดฉลากรถประหยัดพลังงาน ส่วนการพัฒนาพลังงานทดแทนก็เน้นการช่วยเหลือทางด้านเงินลงทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนาเครื่องมืออุปกรณ์และระบบ

ด้วยเหตุนี้ จึงอาจกล่าวได้ว่า ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จัดเก็บได้สามารถนำไปจัดสรรเพื่อการสนับสนุนกิจกรรมที่กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานส่งเสริมอยู่แล้ว ดังนั้น หากสมมติให้นำร้อยละ 20 ของรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนของปี พ.ศ. 2551 (178,098 ล้านบาท) มาจัดสรรเพื่อการนี้ จะต้องใช้เงินประมาณ 35,600 ล้านบาท และถ้ามีการสะสมเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอน 4 ปี ระหว่างปี พ.ศ. 2551-2554 จะได้เงินเท่ากับ 768,768 ล้านบาท ซึ่งร้อยละ 20 ของจำนวนเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนช่วงเวลาดังกล่าวเท่ากับ 154,000 ล้านบาท เงินจำนวนนี้สามารถครอบคลุมกิจกรรมของแผนอนุรักษ์พลังงานในช่วงปี พ.ศ. 2551-2554 ซึ่งประมาณการแผนการใช้เงินมีจำนวนเท่ากับ 87,849 ล้านบาท

(3) อาศัยหลักการของ Compensation measure เพื่อนำเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปจ่ายชดเชย (Compensation) หรือ อุดหนุน (Subsidy) ให้แก่กิจกรรมหรือกลุ่มบุคคลที่อาจได้รับความเดือดร้อน การศึกษานี้จึงเสนอให้นำรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้ในกิจกรรมอย่างน้อย 2 ประเภท ดังนี้

3.1) จัดสรรเพื่อการป้องกันน้ำท่วมหรือการกัดเซาะชายฝั่ง อันเนื่องจากระดับน้ำทะเลสูง ขึ้นโดยเฉพาะในพื้นที่เสี่ยงตามภูมิภาคต่างๆ ซึ่งอาจจัดสรรเงินให้แก่องค์กรปกครองท้องถิ่น หรือ

หน่วยงานของภาครัฐที่เกี่ยวข้องเช่น กรมป้องกันและบรรเทาสาธารณภัย กรมทรัพยากรทะเลและชายฝั่ง เป็นต้น

3.2) จัดสรรเพื่อเป็นเงินลงทุนรถขนส่งมวลชนที่ใช้พลังงานสะอาด และ/หรืออุดหนุนค่าเดินทางซึ่งกลุ่มเป้าหมาย คือ ประชาชนที่ใช้รถไฟไฟฟ้าหรือรถโดยสารที่ใช้พลังงานสะอาด ซึ่งภาครัฐจะนำเงินมาจากรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนมาจ่ายชดเชยให้แก่ผู้ประกอบการขนส่งโดยสารมวลชนดังกล่าว การจัดสรรรายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนผ่านกิจกรรมประเภทนี้อาจจะได้ว่าเป็นการกระจายรายได้อย่างหนึ่งด้วย

3.3) จัดสรรเพื่อเป็นเงินอุดหนุนการผลิตหรือการปรับปรุงเครื่องยนต์ให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นหรือสามารถใช้พลังงานทางเลือกอื่นได้มากขึ้น โดยเฉพาะรถยนต์ที่ใช้เพื่อการขนส่งผู้โดยสารหรือขนส่งสินค้า เช่น รถโดยสารสาธารณะ รถรับจ้างสาธารณะ รถบรรทุก เป็นต้น เพราะผู้ประกอบการเหล่านี้ส่วนใหญ่เป็นผู้ประกอบการรายเล็ก และเป็นการให้บริการแก่ประชาชนโดยทั่วไป (ทั้งนี้การปรับปรุงเครื่องยนต์สำหรับยานพาหนะเหล่านี้ต้องคำนึงถึงความปลอดภัยต่อผู้ใช้และผู้โดยสาร ด้วย)

ดังนั้น หากสมมติให้นำร้อยละ 20 ของรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนของปี พ.ศ. 2551 (178,098 ล้านบาท) มาจัดสรรเพื่อการนี้ จะต้องใช้เงินประมาณ 35,600 ล้านบาทต่อปี หากมีการสะสมร้อยละ 20 ของรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนประมาณ 4 ปี จะมีเงินจัดสรรเพื่อการนี้ได้ประมาณ 154,000 ล้านบาท

อนึ่ง ในปัจจุบันนี้ ประเทศไทยมีแนวโน้มใช้พลังงานเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบคาร์บอนต่ำ (เช่น แก๊สโซฮอล์ และไบโอดีเซล) เพิ่มมากขึ้น และในอนาคตความจำเป็นของการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมก็จะเพิ่มขึ้น แต่เนื่องจากการวิจัยและพัฒนาพลังงานเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบคาร์บอนต่ำนี้ต้องใช้เงินทุนค่อนข้างสูง ดังนั้น รายรับจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนนี้น่าจะเป็นแหล่งเงินทุนที่สำคัญของการวิจัยและพัฒนาพลังงานเชื้อเพลิงดังกล่าวได้ ในการศึกษานี้จึงขอเสนอแนวทางการจัดสรรรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอนอีกแนวทางหนึ่ง เพื่อเป็นทางเลือกในการกำหนดนโยบายด้านพลังงานเชื้อเพลิงต่อไป แนวทางนี้เป็นการนำเงินคงเหลือจากการจัดสรรทดแทนภาษีสรรพสามิต ภาษีมหาดไทยและกองทุนส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ไปใช้ประโยชน์ด้านอุดหนุนการวิจัยและพัฒนาหรืออุดหนุนการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เพื่อความมั่นคงด้านพลังงานและเพื่อการสร้างรายได้แก่เกษตรกร เช่น การผลิตเอทานอล และไบโอดีเซล เป็นต้น การศึกษานี้ พบว่า เงินคงเหลือดังกล่าว มีจำนวนประมาณ 56,000-197,000 ล้านบาท (ในช่วงปี 2551-2570) จำนวนเงินคงเหลือดังกล่าวนี้คิดเป็นร้อยละ 32-45 ของรายรับค่าธรรมเนียมคาร์บอน

3.2.7 สรุปและข้อเสนอแนะ

1. ปัจจุบันการเก็บภาษีสรรพสามิตน้ำมันเชื้อเพลิง ยังไม่สะท้อนค่าความเสียหายของการปล่อยมลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงและไม่จูงใจให้เกิดการเปลี่ยนพฤติกรรมของผู้ใช้เชื้อเพลิงเพื่อให้มีการใช้อย่างประหยัดและใช้เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ จึงควรเปลี่ยนแนวคิดพื้นฐานสำหรับการเก็บภาษีที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้ผู้ใช้เชื้อเพลิงมีส่วนรับผิดชอบต่อภาระในการป้องกันและลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่เกิดจากการใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบ อันจะนำไปสู่การสร้างสังคมคาร์บอนต่ำ (low-carbon society) และการเตรียมตัวเพื่อตั้งรับการกีดกันทางการค้าที่ใช้สิ่งแวดล้อมเป็นข้ออ้าง (non-tariff barrier) แนวทางหนึ่งที่น่าจะเป็นไปได้ในบริบทของประเทศไทยคือ การใช้มาตรการเก็บค่าธรรมเนียม หรือ ภาษีคาร์บอน
2. การคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสมในการศึกษานี้ได้ใช้วิธีกำหนดเป้าหมายปริมาณ CO_2 ที่จะลดให้ได้จาก BAU ก่อน (นั่น คือ 5%) ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้คืออัตราค่าธรรมเนียมประมาณ 1.52 บาท/ลิตรเทียบเท่าน้ำมันเบนซิน หรือ 75 เหรียญต่อตันคาร์บอน (เฉพาะส่วนที่เป็นภาระเพิ่มเติมจากภาษีสรรพสามิตน้ำมันและภาษีมหาดไทย) ซึ่งเป็นค่าที่ไม่สูงนักจาก BAU จึงควรศึกษาอัตราค่าธรรมเนียมที่จะนำไปสู่เป้าหมายการลด CO_2 ที่สูงขึ้น เช่น 10 หรือ 15%
3. จากประสบการณ์ในต่างประเทศ การนำมาตรการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้จะต้องใช้เวลาเตียมการ 3-5 ปี เพื่อศึกษาผลกระทบในเชิงเศรษฐกิจมหภาค และเตรียมมาตรการรองรับภาคเศรษฐกิจ หรือชุมชนที่จะได้รับผลกระทบสูงจากการใช้มาตรการดังกล่าว จึงควรส่งเสริมให้มีการศึกษาในเรื่องนี้อย่างละเอียดต่อไป

3.3 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอน : กรณีการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

3.3.1 หลักการและเหตุผล

ปัญหาหนึ่งที่ตามมาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้า คือ การปลดปล่อยก๊าซ CO_2 จากกิจกรรมของมนุษย์ที่นักวิทยาศาสตร์คาดว่าเป็นสาเหตุหลักของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในปัจจุบัน ดังนั้นการใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติทดแทนจึงเป็นแนวทางหนึ่งในการที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO_2 แต่เนื่องจากการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในประเทศไทยไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายจากผลกระทบสิ่งแวดล้อม ค่าใช้จ่ายในการบำบัดระบบนิเวศน์และสิ่งมีชีวิตให้กลับคืนสู่สภาพดั่งเดิม (ซึ่งจะเป็นค่าใช้จ่ายที่สูงและยากต่อการประมาณการให้แม่นยำตามสภาวการณ์) ดังนั้นเครื่องมือเชิงนโยบายที่จะส่งเสริมให้ผู้ผลิตพลังงาน เช่นผลิตพลังงานไฟฟ้า จากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน จึงจำเป็นที่จะต้องมีต้นทุนการผลิตในระดับที่จะแข่งขันกับเทคโนโลยีดั่งเดิมได้ หนทางหนึ่งคือการเพิ่มค่าผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการปล่อยก๊าซ CO_2 โดยคิดเป็นต้นทุนในการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มากน้อยตามแต่ปริมาณก๊าซ CO_2 ที่ปล่อยต่อหน่วยพลังงานหรือต่อหน่วยเงินตรา (เรียกว่า carbon tax หรือ carbon surcharge) เมื่อมีการคิดค่าภาษีคาร์บอน พลังงานที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบเช่นถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ (ซึ่งเมื่อเผาไหม้แล้วคาร์บอนจะแปลงรูปอยู่ในก๊าซ CO_2) จะถูกเรียกเก็บ carbon tax หรือcarbon surcharge (หน่วยเป็นเงินตราต่อมวลของคาร์บอนในก๊าซ CO_2) ทำให้พลังงานเหล่านี้มีต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้น (ซึ่งสะท้อนถึงต้นทุนที่รวมค่าสิ่งแวดล้อม) และอยู่ในระดับที่เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่สะอาด (ที่ปล่อยก๊าซ CO_2น้อย) สามารถแข่งขันได้

ค่าภาษีคาร์บอนที่น้อยเกินไปจะทำให้ต้นทุนการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลมีค่าไม่แตกต่างจากเดิม ซึ่งจะไม่มีผลในการขับเคลื่อนให้มีการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่สะอาดในการผลิตพลังงานเนื่องจากยังมีต้นทุนที่สูง แต่ถ้าภาษีคาร์บอนมากจะทำให้ต้นทุนการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสูง ซึ่งจะมีผลในการขับเคลื่อนให้มีการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีที่สะอาดในการผลิตพลังงาน เนื่องจากต้นทุนการผลิตสามารถแข่งขันได้ อย่างไรก็ตามค่าภาษีคาร์บอน ที่สูงเกินไปจะเป็นภาระต่อผู้บริโภคที่ต้องซื้อพลังงานในราคาที่สูงขึ้นและอาจทำให้ต้องนำเข้าเทคโนโลยีผลิตพลังงานที่ปล่อย ก๊าซ CO_2 น้อยลง ที่ต้องเป็นภาระ (การนำเข้า) ของประเทศต่อไป ทั้งนี้ รายได้ของประเทศจากการจัดเก็บภาษีคาร์บอน อาจนำกลับมาจัดสรร เพื่อใช้จ่ายในกิจกรรมที่เป็นการส่งเสริมการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อไป อนึ่ง โดยทั่วไปแล้วค่าภาษีคาร์บอนคิดเป็นต้นทุนหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงทุกประเภทใน

อัตราเดียวกัน แต่ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ให้เพิ่มเฉพาะกับเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ในอัตราที่แตกต่างตามเทคโนโลยี) เท่านั้น

3.3.2 วัตถุประสงค์

(1) ทบทวนแนวคิด หลักการ และแนวทางปฏิบัติในการใชภาษีคาร์บอนเป็นเครื่องมือใน การส่งเสริมการประหยัดพลังงานไฟฟ้าและการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าทั้งในประเทศที่พัฒนาแล้วและกำลังพัฒนา

(2) ศึกษาผลกระทบของการใช้ภาษีคาร์บอนต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและปริมาณการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้า

(3) ประเมินความเหมาะสมในการใช้ภาษีคาร์บอน ในบริบทของประเทศไทยและเสนอแนะเชิงนโยบาย

3.3.3 ขอบเขตการศึกษาวิจัย

(1) ช่วงเวลาการศึกษาวิจัยระยะยาวครอบคลุมในช่วง พ.ศ.2551-2573

(2) กรณีศึกษา 2 กรณี ได้แก่ กรณีฐาน (Business as usual scenario, BAU) และกรณีภาษีคาร์บอน(Carbon Taxation Scenario, CTX)

(3) ประยุกต์ใช้ภาษีคาร์บอนกับเชื้อเพลิงฟอสซิล ยกเว้นเชื้อเพลิงชีวมวล พลังงานหมุนเวียน และพลังงานรูปแบบอื่น ซึ่งปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเท่ากับศูนย์ หรือไม่ปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์

(4) ประเภทพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้ารวมถึง เซลล์แสงอาทิตย์ พลังงานลม และชีวมวล

(5) ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากภาษีคาร์บอน พิจารณาจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เปลี่ยนแปลง ปริมาณการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

(6) ต้นทุนผลิตไฟฟ้ารวมเฉพาะค่าเชื้อเพลิง ค่าบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า ไม่รวมถึงค่าสายส่งกำลังไฟฟ้าแรงสูงและแรงดันต่ำ และค่าบริหารจัดการ

(7) เนื่องจากยังไม่มีค่าความยืดหยุ่นด้านราคาของอุปสงค์พลังงานไฟฟ้า (price elasticity of electricty demand) และอยู่นอกเหนือขอบเขตและประเด็นการศึกษาในครั้งนี้ จึงยังไม่มีการนำค่านี้มาใช้ในการศึกษา

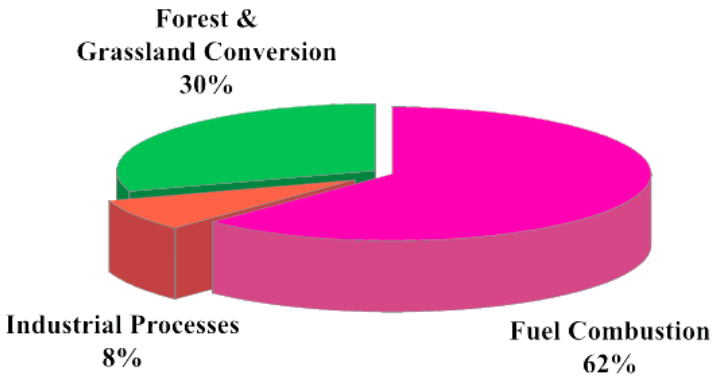
3.3.4 การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย

ในปี 1994 พบว่าประเทศไทยปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าประมาณ 286 ล้านตัน คิดเป็นเพียง 1.0% ของโลก โดยที่ภาคพลังงานมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์คิด

เป็นสัดส่วนสูงที่สุดถึง 62% รองลงมา คือ ภาคป่าไม้และเกษตรกรรม ร้อยละ 30% (ดูรูปที่ 3.3-1) ในปี 2003 พบว่า การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าเพิ่มขึ้นเป็น 344 ล้านตัน อย่างไรก็ตามค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อประชากรของไทยมีค่าสูงกว่าหลายประเทศในกลุ่มกำลังพัฒนา และมีค่าใกล้ค่าเฉลี่ยของโลก ดังนั้นการใช้ภาษีคาร์บอนจึงอาจเป็นมาตรการหนึ่ง ในการส่งเสริมการใช้พลังงานที่สะอาดกว่าในการช่วยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

3.3.5 ประสบการณ์การนำภาษีคาร์บอนมาใช้ในต่างประเทศ

ประเทศในยุโรป หลายประเทศ เช่น นอร์เวย์, สวีเดน, ฮอลแลนด์, เดนมาร์ก, ออสเตรีย, เยอรมันนี และอิตาลี ได้นำภาษีคาร์บอนมาใช้แล้ว รวมทั้ง ประเทศสมาชิกสหภาพยุโรปทั้ง 25 ประเทศ ต่างก็ให้การยอมรับอัตราภาษีคาร์บอนที่ 13 ดอลลาร์ต่อตัน และได้เพิ่มขึ้นเป็น 33 ดอลลาร์ต่อตันสำหรับในช่วง พ.ศ. 2551-2555 (ค.ศ. 2008-2012) ในขณะที่เดนมาร์กได้ประมาณว่า ภาษีคาร์บอนที่ระดับ 20 ดอลลาร์ต่อตัน จะทำให้เดนมาร์ก ลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงได้ 4.6%



รูปที่ 3.3-1 การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าของไทยในปี 1994

จากประสบการณ์การใช้มาตรการภาษีคาร์บอนในต่างประเทศ สามารถสรุปเป็นบทเรียนและแนวปฏิบัติที่จะนำไปสู่สัมฤทธิผลของการใช้มาตรการดังกล่าว ดังนี้

(1) เพื่อลดผลกระทบดังกล่าวจึงควรทำให้นโยบายภาษีคาร์บอนมีรายรับสุทธิเป็นกลางโดยใช้มาตรการอื่นๆ มาช่วยไม่ว่าจะเป็นการลดค่าภาษีอื่นๆ

(2) ถ่านหินควรถูกจัดเก็บภาษีคาร์บอนในอัตราที่สูงกว่าผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียม และจัดเก็บในอัตราที่สูงกว่าการจัดเก็บจากก๊าซธรรมชาติ

(3) ไม่คิดภาษีคาร์บอนผลิตภัณฑ์จากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ไม่ได้ถูกนำมาใช้โดยการเผาไหม้

(4) การคิดภาษีเชื้อเพลิงและภาษีคาร์บอน ควรคำนึงถึงราคาเชื้อเพลิงสุทธิซึ่งเกิดขึ้นหลังจากรวมภาษีดังกล่าวเข้าด้วยว่าจะมีความคุ้มค่าต่อการเลือกเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงชนิดใหม่ เพื่อให้เกิดประสิทธิผลในการนำไปปฏิบัติอย่างแท้จริง รวมทั้งเป็นที่ยอมรับได้ง่ายขึ้นของผู้บริโภค

(5) การสร้างระบบการจัดเก็บภาษีคาร์บอน ควรที่จะสะท้อนให้เห็นต้นทุนสิ่งแวดล้อมทางอ้อมจากกิจกรรมทางเศรษฐกิจนั้นๆ ซึ่งจะทำให้เกิดภาระทางสังคมเพิ่มขึ้น

(6) อัตราภาษีคาร์บอนที่จัดเก็บควรมีความยืดหยุ่น เพราะเชื้อเพลิงฟอสซิลแต่ละชนิด มีสัดส่วนอะตอมคาร์บอนที่ต่างกันและสามารถใช้แทนกันได้ในการนำไปใช้งานบางประเภท

(7) การบริหารจัดการภาษีคาร์บอนควรอยู่ในรูปแบบง่ายๆ

(8) การกำหนดภาษีคาร์บอนและการบริหารที่ดีย่อมนำไปสู่ความสัมฤทธิผลในการนำไปปฏิบัติ

(9) ภาษีคาร์บอนที่เก็บได้ควรนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ โดยควรจ่ายให้กับแหล่งกำเนิดเชื้อเพลิงอื่นๆ ด้วย

(10) การนำภาษีคาร์บอนมาใช้ย่อมอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อโครงสร้างทางเศรษฐกิจของเมืองและประเทศได้ จึงต้องศึกษาอย่างรอบครอบ

(11) ภาษีคาร์บอนไม่สามารถประกันการปลดปล่อย CO_2 ว่าจะลดลงได้แต่อย่างใด ในยุโรปที่เป็นเจ้าของเทคโนโลยี มีการกล่าวว่า “ควรที่จะตั้งอัตราไว้สูงในกรณีที่ยังไม่มีนโยบาย ลดการปลดปล่อยออกมาใช้ เพราะการเติบโตทางเศรษฐกิจมีความสัมพันธ์กับปริมาณการบริโภคเชื้อเพลิง/พลังงาน ยิ่งเศรษฐกิจเจริญเติบโตดี การบริโภคเชื้อเพลิง/พลังงานก็จะยิ่งมีมากขึ้นตาม” แต่ประเทศกำลังพัฒนาไม่สามารถใช้หลักการนี้ได้

(12) ภาษีคาร์บอนเป็นเพียงมาตรการที่ช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงในช่วงระยะหนึ่งเท่านั้น อาจจะมีบทบาทที่น้อยลงในอนาคตก็เป็นได้

(13) ในเชิงธุรกิจ การเก็บภาษีคาร์บอนเป็นการเก็บต่อตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปลดปล่อยออกมา

(14) นโยบายที่มีประสิทธิภาพสูงสุดในการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้น ควรมีการสนับสนุนและส่งเสริมการหาแหล่งดูดซับก๊าซเรือนกระจกให้เท่ากับหรือใกล้เคียงกับภาษีคาร์บอนที่จัดเก็บได้

(15) ภาษีคาร์บอนที่เป็นมาตรฐานควรเกิดจากความร่วมมือระหว่างประเทศ แต่ต้องไม่ก้าวก่ายในเรื่องการบริหารของแต่ละประเทศ

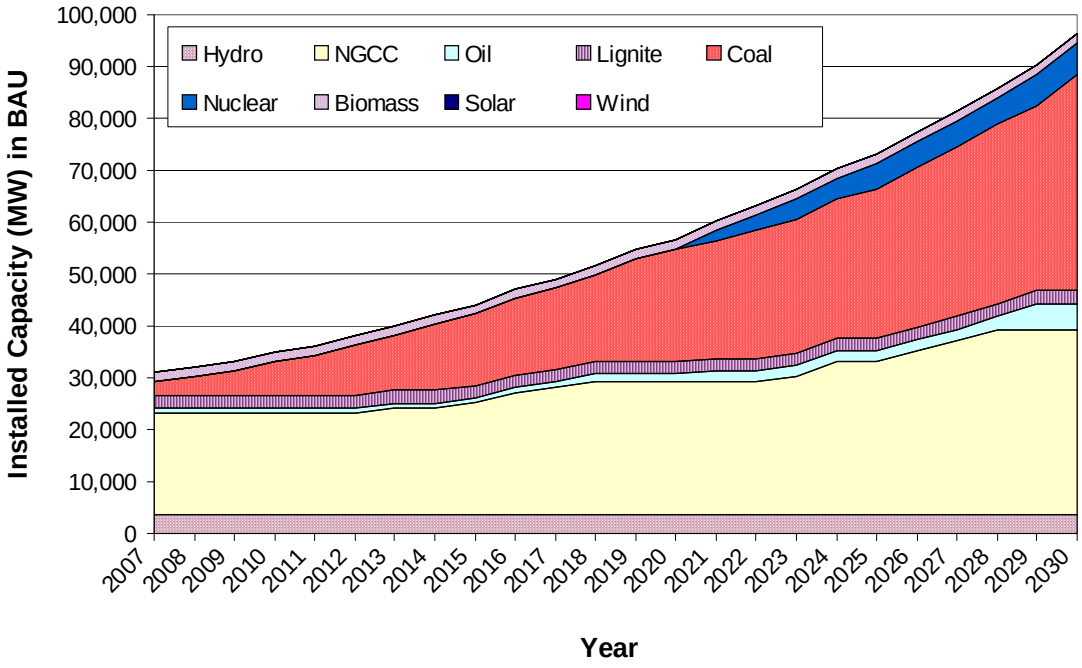
3.3.6 การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทย

3.3.6.1 ผลกระทบต่อโครงสร้างเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

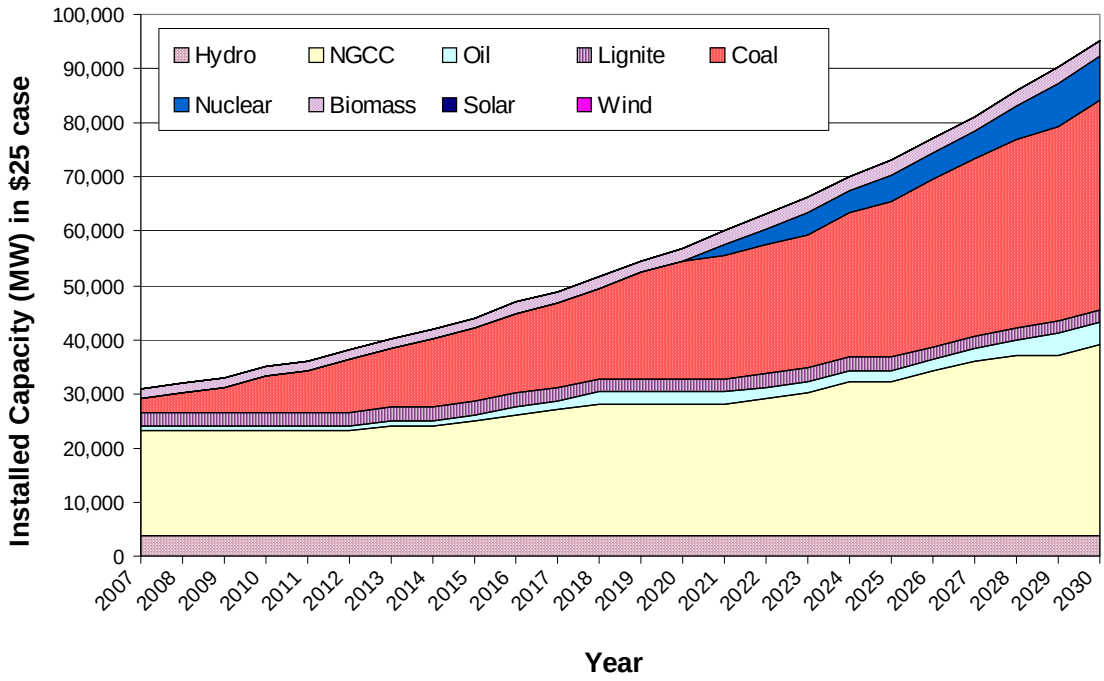
การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนพบว่า กำลังผลิตไฟฟ้าในกรณีฐาน (Business as usual scenario, BAU) ระหว่างปี 2007-2030 นั้น ระบบฯ มีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มจาก 31,037 MWe ในปี 2007 เป็น 96,237 MWe ในปี 2030 ซึ่งเพิ่มขึ้นถึง 3.1 เท่า โดยที่โรงไฟฟ้าถ่านหินซึ่งใช้เชื้อเพลิงราคาถูก มีการเพิ่มขึ้นมากที่สุด สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดนั้น มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูง ไม่สามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นได้ จึงไม่ได้ถูกคัดเลือกเข้าระบบ ผลการศึกษายังพบว่า สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินเพิ่มขึ้นจาก 26.6% (รวมลิกไนต์ด้วย) ในปี 2007 เป็น 63.2% ในปี 2030 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติลดลงจาก 58.7% ในปี 2007 เป็น 24.4% ในปี 2030 สำหรับพลังนิวเคลียร์มีสัดส่วนการผลิตเพิ่มขึ้นตั้งแต่ปี 2021 เป็น 8.3% ในปี 2030 (ดูรูปที่ 3.3-2)

อนึ่ง ในการศึกษานี้การจำลองกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งนี้ ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับแผนการพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของทางราชการ เนื่องจากเป็นกรณีสมมุติ ที่อาศัยการ Optimize ต้นทุน บนพื้นฐานของ Least cost โดยไม่มีการแทรกแซงเชิงนโยบาย

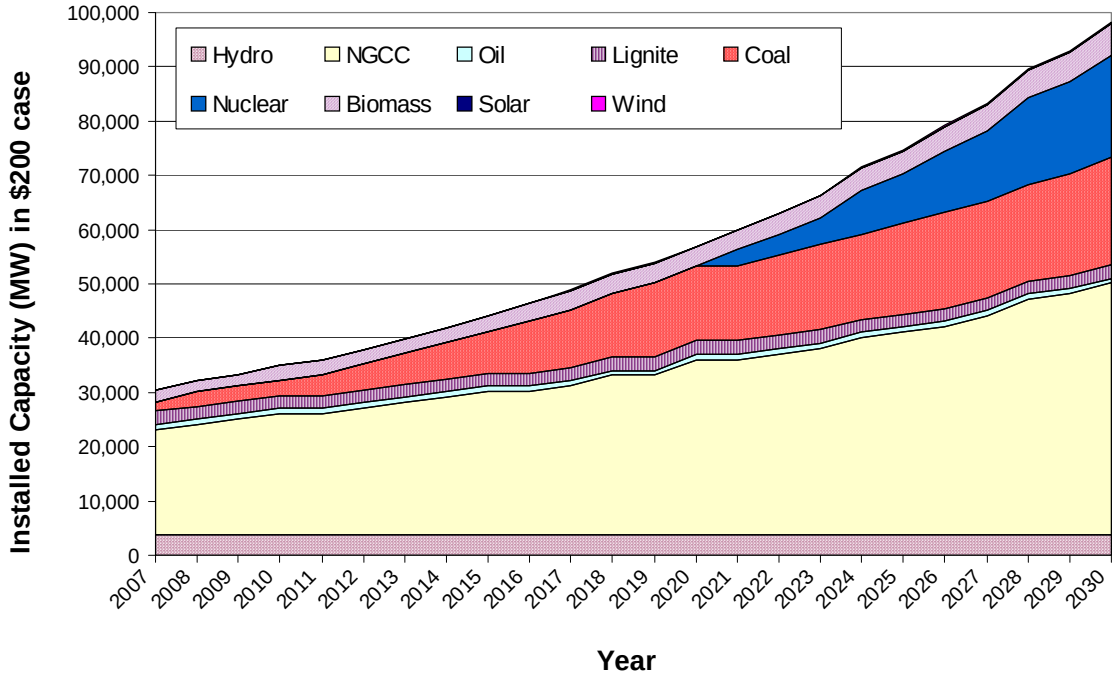
การใช้ภาษีคาร์บอนนั้น จะทำให้กำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าถ่านหินลดลง และกำลังผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าพลังชีวมวลเพิ่มขึ้น ดังนั้น ผลของภาษีคาร์บอน จะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้าเริ่มมีการปรับสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนสูงเป็นเชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนต่ำกว่าและใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้น สำหรับโรงไฟฟ้าเซลแสงอาทิตย์นั้น มีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูง ไม่สามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่นได้ จึงไม่ได้ถูกคัดเลือกเข้าระบบเลย (ดูรูปที่ 3.3-3 และ 3.3-4)



รูปที่ 3.3-2 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณี BAU



รูปที่ 3.3-3 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณีจัดเก็บภาษี $25/ตันคาร์บอน

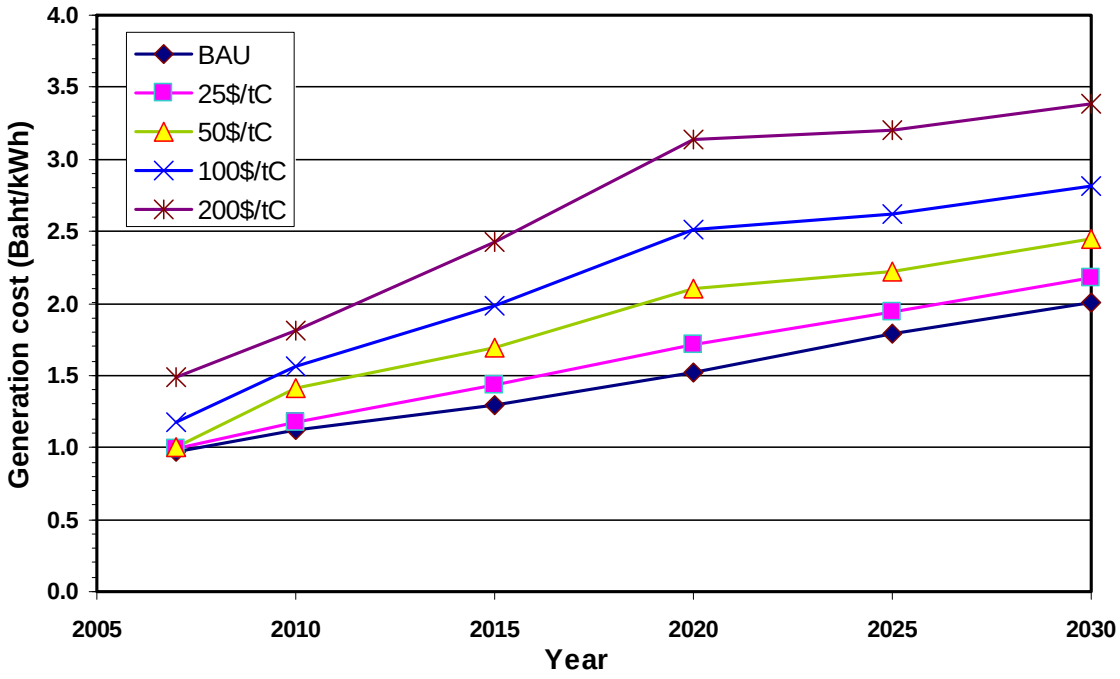


รูปที่ 3.3-4 กำลังผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้าในกรณีจัดเก็บภาษี $200/ตันคาร์บอน

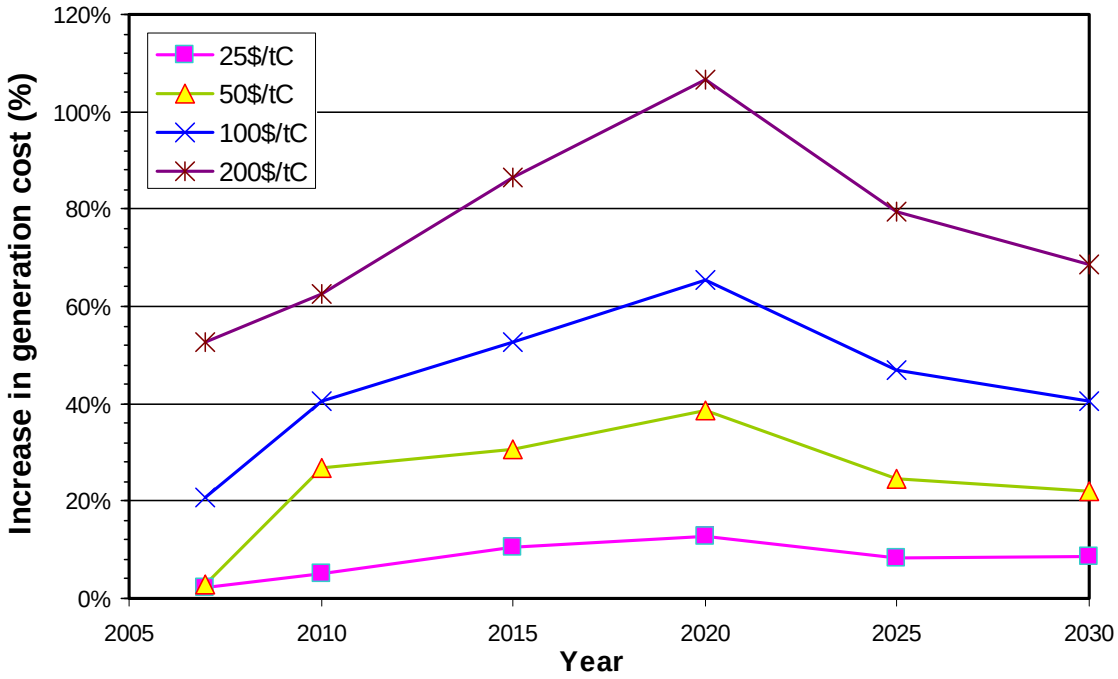
3.3.6.2 ผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อต้นทุนผลิตไฟฟ้า

ในกรณี BAU พบว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยเพิ่มขึ้นจาก 2.78 c/kWh ในปี 2007 เป็น 5.73 c/kWh ในปี 2030 เมื่อมีการเก็บภาษีคาร์บอนในอัตรา $25/tC (หรือ $6.8/tCO$_2$) พบว่าต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เพิ่มขึ้น เป็น 6.23 c/kWh ในปี 2030 ในกรณี $50/tC ต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย จะเพิ่มขึ้น เป็น 6.99 c/kWh ในกรณี $100/tC จะเพิ่มขึ้น เป็น 8.05 c/kWh และในกรณี $200/tC (หรือ $54.5/tCO$_2$) จะเพิ่มขึ้นเป็น 9.66 c/kWh ในปี 2030 (ดูรูปที่ 3.3-5)

ในกรณี BAU และ $25/tC การเพิ่มขึ้นของต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้ามีลักษณะค่อยเป็นค่อยไปตามลำดับของเชื้อเพลิงที่มีราคาเรียงจากต่ำไปสูง ถ้าภาษีคาร์บอนต่ำเกินไปจะเป็นการเพิ่มต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่สะอาดมากขึ้น แต่ที่อัตราภาษีคาร์บอนที่สูงขึ้น $50-$200/tC นั้น การเปลี่ยนแปลงต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าหลังปี 2021 มีแนวโน้มลดลงมาก เนื่องจากจะเกิดการทดแทนการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินด้วยพลังงานนิวเคลียร์ ก๊าซธรรมชาติ และมีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น (ดูรูปที่ 3.3-6)



รูปที่ 3.3-5 ต้นทุนผลิตไฟฟ้าในทุกกรณีศึกษา (อัตราแลกเปลี่ยน 35 Baht/US$)



รูปที่ 3.3-6 Increase in electricity generation cost compared to the BAU case

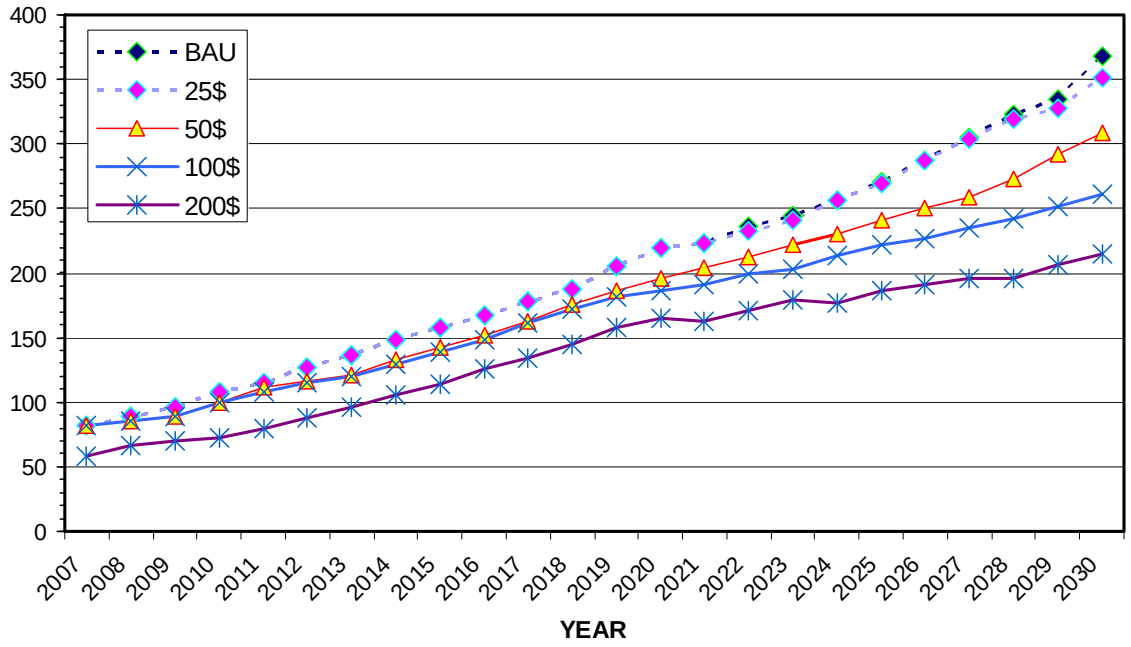
(อัตราแลกเปลี่ยน 35 Baht/US$)

3.3.6.3 ผลกระทบต่อการปล่อยก๊าซ CO_2

การใช้ภาษีคาร์บอนในอัตราต่ำที่ 25$/tC จะช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าระหว่างปี 2007-2030 ได้ทั้งสิ้นเพียง 34.97 ล้านตัน (หรือ ลดลง 0.6%) เนื่องจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนและนิวเคลียร์ยังไม่คุ้มค่าพอ แต่ถ้าเพิ่มอัตราภาษีคาร์บอนสูงถึง 200$/tC การปลดปล่อยก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าระหว่างปี 2007-2030 ลดลงทั้งสิ้น 1,506.2 ล้านตัน (หรือลดลง 31.0%) การลดก๊าซ CO_2 ในทุกกรณีมีมากที่สุดระหว่างปี 2021-2030 โดยโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์และพลังงานหมุนเวียน (ดูตารางที่ 3.3-1 และ รูปที่ 3.3-7)

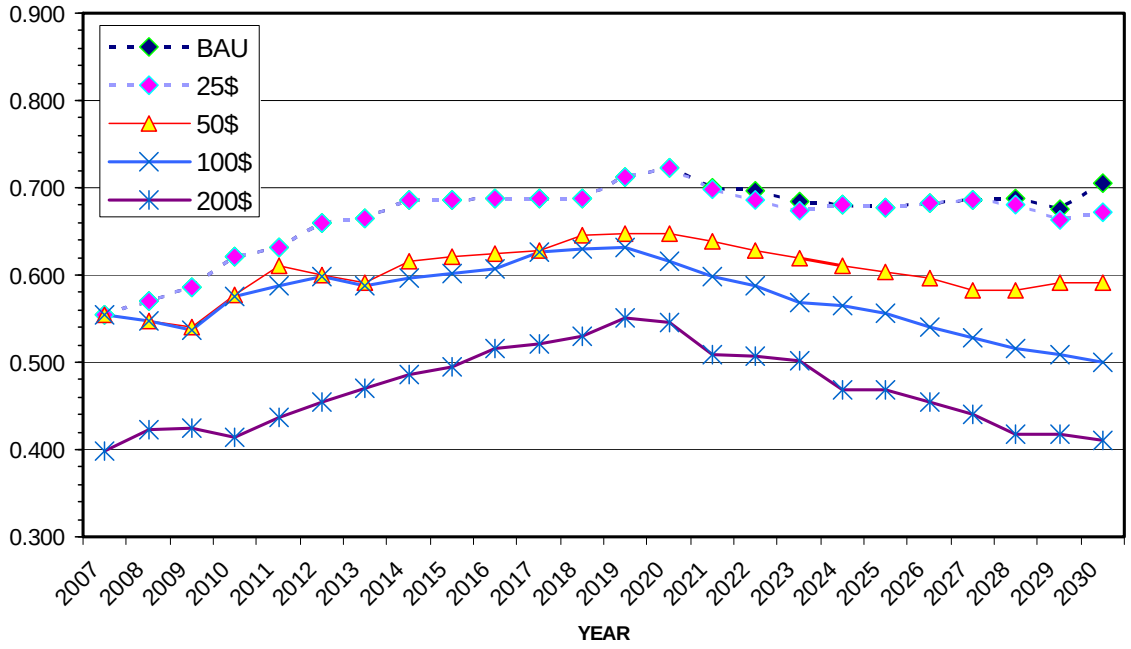
ตารางที่ 3.3-1 Cumulative CO_2 reduction from power generation

Carbon tax rate	CO_2 reduction 2007-2020 Million tons	CO_2 reduction 2021-2030 Million tons	Total CO_2 reduction Million tons
25$/tC	0.136	34.83	34.97 (ลดลง 0.7%)
50$/tC	163.22	353.19	516.41 (ลดลง 10.6%)
100$/tC	200.35	601.23	801.57 (ลดลง 16.5%)
200$/tC	538.97	967.23	1,506.20 (ลดลง 31.0%)



รูปที่ 3.3-7 Total CO_2 emission from power generation (million tons CO_2)

สำหรับการปลดปล่อยก๊าซ CO_2/kWh ของไฟฟ้าที่ผลิตได้พบว่า emission factor ของการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยในปี 2007 เท่ากับ 0.554 kgCO_2/kWh และเพิ่มสูงสุดที่ 0.772 kg CO_2/kWh ในปี 2020 แล้วลดลงเป็น 0.704 kg CO_2/kWh ในปี 2030 ในกรณีจัดเก็บภาษี $25/tC การปลดปล่อยก๊าซ CO_2/kWh ไม่แตกต่างจากกรณี BAU มากนัก แต่ถ้าเก็บภาษีคาร์บอนตั้งแต่ $50/tC ขึ้นไป ภาคผลิตไฟฟ้าจะมีการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีการผลิต โดยมีการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากก๊าซธรรมชาติ ชีวมวล พลังลมและพลังนิวเคลียร์ ทำให้การปลดปล่อยก๊าซ CO_2/kWh ลดลง (ดูรูปที่ 3.3-8)



รูปที่ 3.3-8 CO_2 emission (kg CO_2 per kWh)

3.3.6.4 ผลกระทบต่อการประหยัดไฟฟ้า

ในกรณี BAU ค่า Avoided capacity cost มีค่าเท่ากับ 735.4$/kW และ Avoided generation cost เท่ากับ 0.0457 $/kWh หรือ 1.6 Baht/kWh และมี Avoided CO_2 reduction cost เท่ากับ 68 $/t$CO_2$ (250$/tC) ดังนั้นโครงการประหยัดไฟฟ้า หรือ Demand-Side Management (DSM) ที่มีต้นทุนทำให้ประหยัดไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำกว่า 0.0457 $/kWh จะมีความคุ้มทุนต่อการลงทุน ค่า Avoided capacity cost จะสูงขึ้นเป็น 803.0 $/kW, 864.3 $/kW, 944.2 $/kW และ 978.2 $/kW เมื่อภาษีคาร์บอนสูงขึ้นเป็น 25$/tC, 50$/tC, 100$/tC และ 200$/tC ตามลำดับ โดยมีค่าเฉลี่ย Generation cost เท่ากับ 0.0499, 0.0577, 0.0674 และ 0.0834 $/kWh ตามลำดับ ที่อัตราภาษีคาร์บอนสูง โอกาสของโครงการ DSM ที่ยังมีต้นทุนที่สูงก็มีมากขึ้นและมีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์มากขึ้น แต่มีศักยภาพในการลด CO_2 น้อยลง เนื่องจากค่า CO_2 reduction (kg CO_2/kWh) มีค่าลดลงจาก 0.668 kg CO_2/kWh ในกรณี BAU เป็น 0.665, 0.604, 0.574 และ 0.469 kg CO_2/kWh เมื่อภาษีคาร์บอนสูงขึ้นเป็น 25$/tC, 50$/tC, 100$/tC และ 200$/tC ตามลำดับ (ดูตารางที่ 3.3-2)

ตารางที่ 3.3-2 Avoided cost of power generation in all cases

Carbon tax	Avoided Capital cost ($/kW)	Avoided Generation cost ($/kWh)	Cumulative CO_2 reduction (kg CO_2/kWh)
25$/tC	803.0	0.0499	0.665 (ลดลง 0.4%)
50$/tC	864.3	0.0577	0.604 (ลดลง 9.6%)
100$/tC	944.2	0.0674	0.574 (ลดลง 14.1%)
200$/tC	978.2	0.0834	0.469 (ลดลง 29.8%)

Note: (1) กรณี BAU capital cost = 735.4 $/kW, generation cost = 0.0457 $/kWh และ CO_2 emission = 0.668 kgCO_2/kWh

(2) อัตราแลกเปลี่ยน 35 Baht = 1 US$ (2008).

อัตราภาษีคาร์บอนที่สูงถึง 200$/tC จะทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เพิ่มขึ้นเป็น 9.66 c/kWh หรือสูงกว่า BAU ถึง 68.6% แต่มีค่า Avoided capacity cost เท่ากับ 978.2 $/kW สูงกว่า BAU เพียง 33.1% ดังนั้นการใช้อัตราภาษีคาร์บอนที่สูงไม่ช่วยจูงใจต่อการประหยัดพลังงานเมื่อเทียบกับอัตราที่ต่ำ เช่น 25 $/tC ซึ่งพบว่า ต้นทุนผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เพิ่มขึ้นเป็น 6.23 c/kWh หรือสูงกว่า BAU เพียง 8.7 % แต่มีค่า Avoided capacity cost เท่ากับ 803 $/kW สูงกว่า BAU อยู่ 9.2%

3.3.6.5 ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและ Adders

การเปรียบเทียบต้นทุนส่วนเพิ่มจากภาษีคาร์บอน กับค่า Adders พบว่า

(1) อัตราภาษีคาร์บอนที่ต่ำ (25$/tC) จะทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นจากกรณี BAU ในราคาที่ใกล้เคียงกับส่วนเพิ่ม Adder ของชีวมวล และก๊าซชีวภาพ โดยทั้งกรณีภาษีคาร์บอน $25/tC และ Adder ของชีวมวล และก๊าซชีวภาพ ไม่ได้ช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO_2 มาก แต่กรณีภาษีคาร์บอน $25/tC นั้นจะทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าทั้งระบบสูงขึ้นบ้าง ในขณะที่ Adder ของชีวมวล และก๊าซชีวภาพไม่ได้กระทบกับต้นทุนผลิตไฟฟ้าในภาพรวม จึงเป็นการคุ้มค่าที่จะส่งเสริมการใช้ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ

(2) อัตราภาษีคาร์บอนที่ 50$/tC นั้น ทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นจากกรณี BAU ในราคาที่ใกล้เคียงกับส่วนเพิ่ม Adder ของ Small hydro และทำให้ช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้ทั้งหมด 9.6%

(3) Adders ที่ให้กับ ขยะ และพลังลม มีค่าสูงกว่าต้นทุนผลิตไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากภาษีคาร์บอนในกรณี $100/tC และ $200/tC กว่า 2 เท่าตัว (ดูรูปที่ 3.3-9)

ดังนั้นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจาก พลังลมและแสงอาทิตย์มากๆ เป็นการดี แต่การให้ส่วนเพิ่ม Adder ที่สูงมากเกินไปจะทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นโดยผลประโยชน์ที่ได้จากการลดก๊าซ CO_2 นั้นอาจไม่คุ้มค่ากว่าการใช้มาตรการภาษีคาร์บอนและการส่งเสริมการประหยัดพลังงาน อย่างไรก็ดีผลประโยชน์ที่สังคมจะได้จากการให้ค่า Adder สูง ๆ หรือผลประโยชน์ที่สังคมจะได้รับจากการใช้ภาษีคาร์บอนต้องมีการศึกษาเปรียบเทียบเพิ่มเติม

3.3.7 สรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

(1) การใช้ภาษีคาร์บอนที่อัตราสูงขึ้น ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนสามารถที่จะแข่งขันกับ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันได้

(2) ในประเทศไทย อัตราภาษีคาร์บอนที่เหมาะสมที่ช่วยส่งเสริมการประหยัดไฟฟ้าและช่วยลดก๊าซ CO_2 ได้สูงคือ อัตราภาษีคาร์บอนที่ไม่เกิน $25/tC ($6.8/tCO_2$) โดยมีค่า Avoided capacity cost เท่ากับ 735.4$/kW ที่ต้นทุนผลิตไฟฟ้า 0.0457 $/kWh หรือ 1.6 Baht/kWh และ Avoided CO_2 reduction ในการลดก๊าซ CO_2 เท่ากับ 0.668 kg-CO_2/kWh และมี Avoided CO_2 reduction cost เท่ากับ $68/tCO_2$

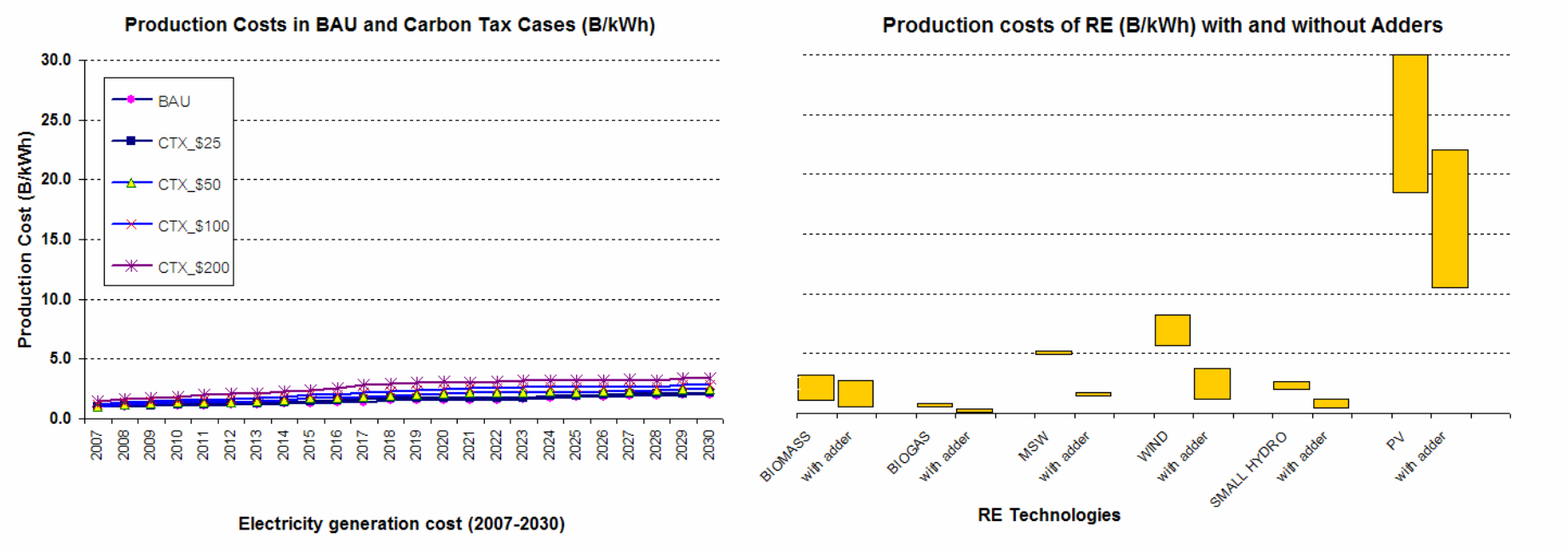
(3) อัตราภาษีคาร์บอนที่มีผลทำให้เกิดการลดก๊าซ CO_2 ในภาคผลิตไฟฟ้าของไทยนั้น ต้องมีอัตราที่สูงกว่า $50/tC โดยจะช่วยลดก๊าซ CO_2 ลงได้ถึงกว่า 10% สำหรับกรณี $50/tC

(4) การใช้ อัตราภาษีคาร์บอนที่ต่ำกว่า $25/tC ไม่ช่วยในการลดก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้า (ลดลง 0.7% เทียบกับ กรณี BAU) แต่กลับทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นเมื่อเทียบกับ BAU ถึง 12.9% ในปี 2020 แล้วลดลงมาเป็น 8.7% ในปี 2030

(5) ถ้าประเทศไทยยังไม่มีการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานทดแทน และเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนอย่างมีศักยภาพ และคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ การใช้นโยบายภาษีคาร์บอนมีแต่ทำให้ต้นทุนผลิตไฟฟ้าสูงขึ้น โดยที่ผลการลด CO_2 ที่ได้มีไม่มาก

(6) การศึกษาครั้งนี้พบว่าการส่งเสริมการประหยัดไฟฟ้าช่วยลดก๊าซ CO_2 ได้ดีที่สุด เพราะมีต้นทุนต่ำกว่าการลดก๊าซ CO_2 โดยใช้เทคโนโลยีพลังงานทดแทน โดยมี Average avoided capacity cost เท่ากับ 735.4$/kW และมี Average avoided generation cost เท่ากับ 0.0457 $/kWh หรือ 1.6 Baht/kWh และมี Avoided CO_2 reduction cost เท่ากับ $68/tCO_2$ (หรือ $250/tC)

(7) นำเงินภาษีส่วนนี้เข้ามาอยู่ใน Carbon Tax Fund และตั้งเป็นกองทุนเพื่อการวิจัยและพัฒนา (R & D) เทคโนโลยีการใช้พลังงานให้มีประสิทธิภาพ และลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



รูปที่ 3.3-9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าในกรณี BAU และเมื่อเก็บภาษีคาร์บอนเทียบกับค่า Adders

3.4 การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย

3.4.1 ความเป็นมา

การใช้พลังงานหมุนเวียนทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นแนวทางหนึ่งที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ แต่เนื่องจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากพลังงานหมุนเวียนสูงกว่าฟอสซิล จึงจำเป็นต้องได้รับความช่วยเหลือจากภาครัฐหรือกลไกอื่น ๆ เพื่อให้สามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ การใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือ Clean Development Mechanism (CDM) ภายใต้พิธีสารเกียวโต (Kyoto protocol) เป็นหนทางหนึ่งที่ช่วยให้ประเทศกำลังพัฒนา สามารถนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้มากขึ้น

ในบริบทของประเทศไทยการพัฒนาโครงการ CDM นอกจากจะทำให้แต่ละโครงการมีความคุ้มทุนมากขึ้นแล้ว ในภาพรวมของประเทศยังคาดว่าจะได้รับประโยชน์ในด้านการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก การรับการถ่ายทอดเทคโนโลยีที่สะอาด การจ้างงานมากขึ้น ลดการพึ่งพาการนำเข้าเพลังงาน กระตุ้นเศรษฐกิจระดับชาติและชุมชน มีรายได้จากภาษีเงินได้นิติบุคคลจากการซื้อขายคาร์บอนผ่านโปรแกรม Certified Emission Reductions (CERs) และลดภาระของประเทศที่ภาครัฐจะต้องลงทุนในการรักษาสิ่งแวดล้อมและอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น

ขณะนี้ประเทศไทยได้เห็นชอบโครงการ CDM ด้านผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพมากกว่าสามสิบโครงการ (ปี 2551) ซึ่งหลายโครงการได้ดำเนินการไปแล้ว จึงควรมีการประเมินผลประโยชน์ที่แท้จริง ผลกระทบและปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินโครงการ CDM เหล่านี้ เพื่อที่จะประเมินศักยภาพที่แท้จริงของกลไกดังกล่าว ในการการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน ทั้งในปัจจุบันและอนาคต และเสนอแนะแนวทางที่จะทำให้การดำเนินโครงการ CDM เกิดประโยชน์สูงสุด

3.4.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย

3.4.2.1 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากพลังงานหมุนเวียนต่อระบบพลังงาน สิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจของประเทศ

(2) เพื่อศึกษาปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากพลังงานหมุนเวียน

(3) เพื่อเสนอแนะแนวทางปรับปรุงการดำเนินการโครงการ CDM ในภาคการผลิตพลังงาน

3.4.2.2 ขอบเขตการวิจัย

(1) การศึกษาจำกัดเฉพาะเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพในปัจจุบัน

(2) การศึกษาใช้ข้อมูลทุติยภูมิและรายงานจากหน่วยงานต่าง ๆ เช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม สถาบันเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ กรมปศุสัตว์ ศูนย์สารสนเทศ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ และสถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร เป็นต้น

(3) ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย CDM จำกัดเฉพาะในภาคการผลิตพลังงาน

3.4.2.3 วิธีการดำเนินการวิจัย

(1) รวบรวมข้อมูลศักยภาพเชิงพลังงานของชีวมวลจากพืชเศรษฐกิจ 6 ชนิดได้แก่ ข้าว ข้าวโพด มันสำปะหลัง ไม้ยางพารา อ้อยโรงงาน และปาล์มน้ำมัน และศักยภาพก๊าซชีวภาพที่ได้จากฟาร์มสุกร โรงงานน้ำมันปาล์ม โรงงานแป้งมัน โรงงานเอทานอล (ทั้งที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงและผลิตสุรา) และโรงงานน้ำตาล จากมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.) สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

(2) คาดการณ์ศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวมวลประเภทดังกล่าวจากปีฐาน (2551) จนถึงปี 2573 (หรือ ค.ศ. 2030) โดยศึกษาจากแนวโน้มในอดีตที่ผ่านมา และแผนการผลิตและใช้ชีวมวลในอนาคต (โดยรวมการใช้เพื่อผลิตเชื้อเพลิง) รวมทั้งราคาของผลผลิตชีวมวลและรายได้ที่เกษตรจะได้รับ

(3) ศึกษาและประเมินต้นทุนของผลผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากชีวมวล และก๊าซชีวภาพ และประเมินความคุ้มทุนของการผลิตความร้อนและไฟฟ้า โดยใช้อัตราผลตอลแทนการลงทุน (IRR = 15%) เป็นเกณฑ์ ภายใต้ Scenario ต่างๆ โดยรวมกรณีทั้งที่มีและไม่มีรายได้ จากการขาย CERs จากการดำเนินโครงการ CDM หรือจากเงินสนับสนุนอื่น

(4) ประเมินศักยภาพของการผลิตพลังงานไฟฟ้าและ/หรือพลังงานความร้อนที่จะเพิ่มขึ้นจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพ หากมีการดำเนินโครงการ CDM

(5) ประเมินผลประโยชน์ทางด้านสิ่งแวดล้อม (การลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์) จากการดำเนินโครงการ CDM

(6) ประมวลปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการ CDM ด้วยการสัมภาษณ์ผู้เกี่ยวข้อง

3.4.3 แนวโน้มการผลิตชีวมวลและก๊าซชีวภาพ

จากการคาดการณ์ผลผลิตทางการเกษตร/ปศุสัตว์ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2551 - 2573 พบว่ามีแนวโน้มดังนี้

ตารางที่ 3.4-1 การคาดการณ์ผลผลิตทางการเกษตรและปศุสัตว์ในอนาคต

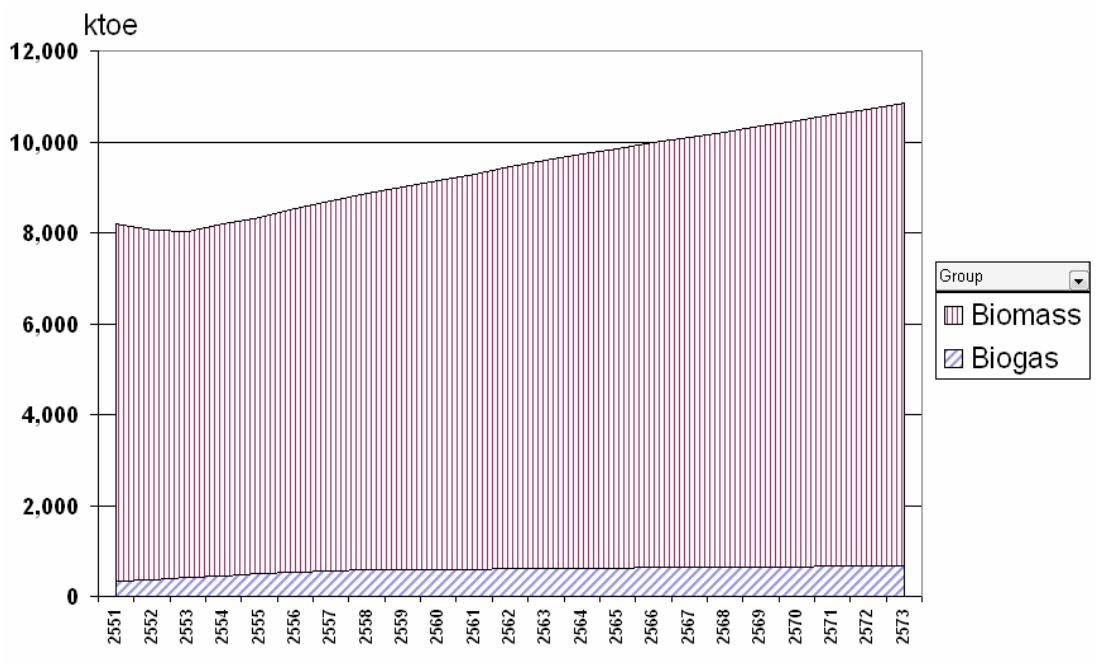
ลำดับ	ผลผลิตทางการเกษตร/ปศุสัตว์	การคาดการณ์ผลผลิตในอนาคต
1	ข้าวเปลือก	เนื่องจากประชากรของโลกเพิ่มขึ้น คาดว่าผลผลิตเพิ่มขึ้นจากผลผลิตต่อไร่สูงขึ้น
2	มันสำปะหลัง	เนื่องจากความต้องการแป้งมัน[8]สูงขึ้นและมีการนำไปแปรรูปเป็นเอทานอลมากขึ้น คาดว่าผลผลิตเพิ่มขึ้นจากผลผลิตต่อไร่สูงขึ้น
3	ปาล์มน้ำมัน	เนื่องจากน้ำมันปาล์มส่วนหนึ่งนำไปแปรรูปเป็นไบโอดีเซลตามนโยบายของรัฐ คาดว่าผลผลิตเพิ่มขึ้นโดยการขยายพื้นที่เพาะปลูก
4	ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	ผลผลิตคงที่หรือเพิ่มขึ้นเล็กน้อย คาดว่าพื้นที่เพาะปลูกเท่าเดิม และผลผลิตต่อไร่เพิ่มขึ้นเล็กน้อย
5	อ้อยโรงงาน	ผลผลิตคงที่หรือลดลง เพราะรายได้ต่อไร่น้อยกว่าพืชชนิดอื่นๆ
6	ไม้ยางพารา	เนื่องจากพื้นที่ปลูกส่วนใหญ่อยู่ทางภาคใต้ ซึ่งมีปาล์มน้ำมันเป็นพืชทางเลือกอีกชนิดหนึ่ง คาดว่า ผลผลิตคงที่
7	ฟาร์มสุกร	ผลผลิตเพิ่มขึ้นเนื่องจากประชากรของโลกเพิ่มขึ้น
8	เอทานอล	ผลผลิตเพิ่มขึ้นเนื่องจากรัฐสนับสนุนและส่งเสริมให้มีการบริโภคในยานยนต์
9	อัลกอฮอล์	ผลผลิตคงที่ เนื่องจากการรณรงค์การไม่ดื่มสุรา

เมื่อผลผลิตทางการเกษตรสูงขึ้น ปริมาณชีวมวล[9]และก๊าซชีวภาพคงเหลือ[10]ก็เพิ่มขึ้นตามไปด้วย ดังรูปที่ 1 ซึ่งพบว่า ศักยภาพของชีวมวลและก๊าซชีวภาพจะเพิ่มขึ้นจาก 7,851 ktoe และ 431 ktoe ในปี 2551 เป็น 10,163 ktoe และ 677 ktoe ในปี 2573 ตามลำดับ

8 การคาดการณ์ของสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย www.thaitapiocastarch.org

9 มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (www.efe.or.th)

10



รูปที่ 3.4-1 ศักยภาพคงเหลือชีวมวลและก๊าซชีวภาพ

3.4.4 การประมาณต้นทุนและความคุ้มทุน

3.4.4.1 ต้นทุนชีวมวล

จากการศึกษาต้นทุนรวมชีวมวล พบว่ามีค่าระหว่าง 20 – 200 บาท/กิกะจูล ขึ้นกับแหล่งผลิต (เช่น ตามโรงสีข้าว โรงเลื่อย ท้องไร่และท้องนา) ขนาดรูปร่าง และความชื้น เป็นต้น ทั้งนี้ต้นทุนรวมประกอบด้วย ต้นทุนชีวมวล ค่าขนส่ง และค่าย่อย

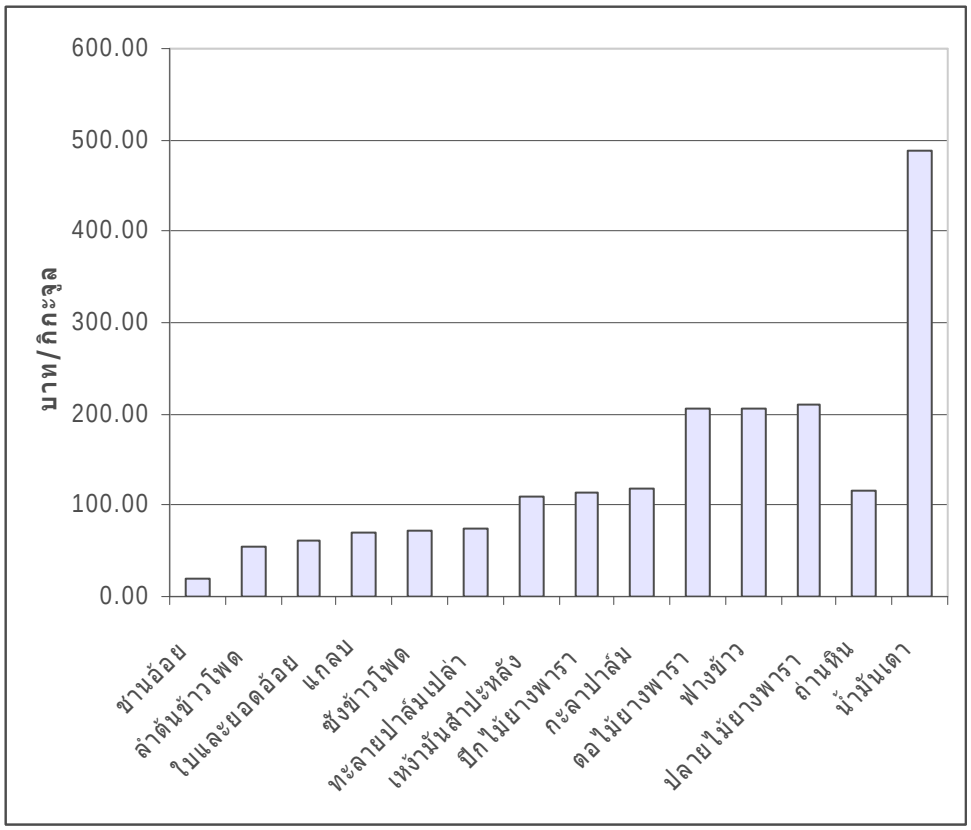
ต้นทุนชีวมวล คือ ต้นทุนเสียโอกาสและต้นทุนในการจัดเก็บรวบรวมขึ้นรถบรรทุก ในฐานข้อมูลของมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (มพส.) ที่เผยแพร่ มีราคาชีวมวล 5 ชนิดคือ แกลบ ฟางข้าว ปีกไม้ยางพารา กะลาปาล์ม และทะลายปาล์มเปล่า ต้นทุนชีวมวลส่วนที่เหลือใช้วิธีการประเมินจากผู้วิจัย

ค่าขนส่ง ประเมินว่าค่าใช้จ่ายของรถบรรทุก 10 ล้อเที่ยวละ 3,000 บาท ซึ่งวิ่งในระยะทาง 0 - 50 กม. และค่าน้ำมันดีเซล 25 บาท/ลิตร ในส่วนของน้ำหนักบรรทุกต่อเที่ยว อ้างอิงจากหนังสือ “ชีวมวล” [11]

ค่าย่อย เป็นสิ่งที่จำเป็นสำหรับเชื้อเพลิงแข็งที่นำมาผลิตไฟฟ้า เพื่อให้เชื้อเพลิงมีขนาดที่เหมาะสมกับอุปกรณ์การเผาไหม้ ในที่นี้ได้ประเมินค่าใช้จ่ายในการย่อยชีวมวลขนาดใหญ่ไว้ 3 ระดับตามความยากง่ายคือ 150, 250, และ 500 บาท/ตัน

11 หนังสือ ชีวมวล จัดพิมพ์โดยมูลนิธิพลังงานเพื่อส่งแวดล้อม (มพส.)

ต้นทุนรวมของชีวมวล ถ่านหิน และน้ำมันเตาแสดงเปรียบเทียบดังรูปที่ 3.4-2



รูปที่ 3.4-2 การเปรียบเทียบต้นทุนเชื้อเพลิงชีวมวล ถ่านหิน และน้ำมันเตา

3.4.4.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและความร้อน

ในการนำชีวมวลและก๊าซชีวภาพมาผลิตความร้อนหรือไฟฟ้า ต้นทุนรวมมีผลกระทบต่อผลตอบแทนต่อเงินลงทุน ซึ่งในการศึกษาครั้งนี้แบ่งออกเป็น 4 กรณี (Scenario) ดังนี้

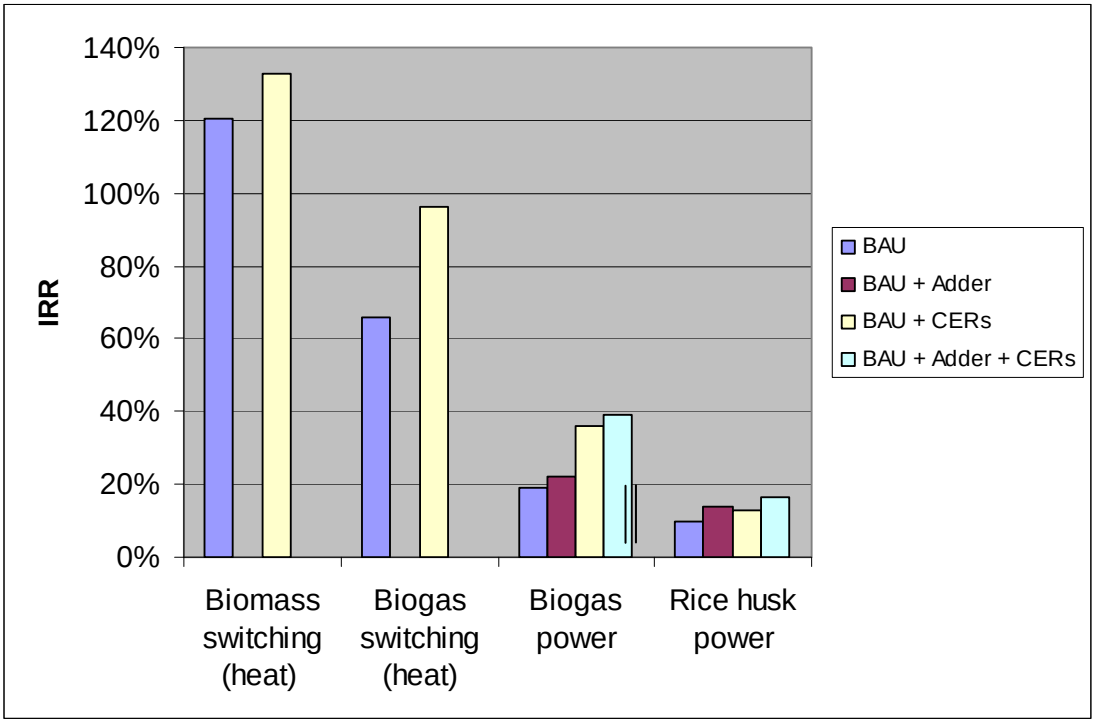
(1) Business As Usual (BAU) เป็นกรณีผลิตความร้อนหรือผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบตามปกติ โดยอ้างอิงค่าไฟฟ้าฐาน 2.52 บาท/หน่วย

(2) BAU + Adder (กรณีผลิตไฟฟ้าตามปกติ + ส่วนเพิ่ม 0.30 บาท/หน่วย)

(3) BAU + CERs (กรณีผลิตความร้อนหรือไฟฟ้าตามปกติ + รายได้จาก CERs 500 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์

(4) BAU + Adder + CERs (กรณีผลิตไฟฟ้าตามปกติ + ส่วนเพิ่ม 0.30 บาท/หน่วย + รายได้จาก CERs 500 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์

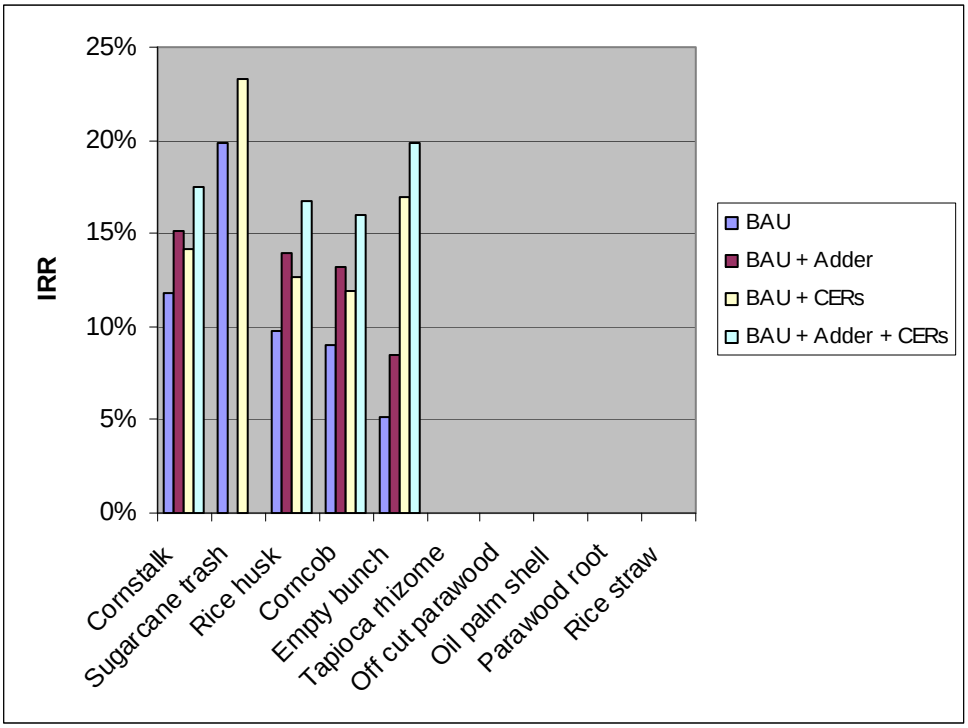
รูปที่ 3.4-3 แสดงผลตอบแทนต่อเงินลงทุนในรูปร้อยละของทั้งสี่กรณีข้างต้น



รูปที่ 3.4-3 การเปรียบเทียบผลตอบแทนต่อเงินลงทุน 4 กรณีศึกษา

จากรูปที่ 3.4-3 พบว่าในกรณีฐาน การนำชีวมวลและก๊าซชีวภาพมาเป็นเชื้อเพลิงผลิตเป็นความร้อนทดแทนน้ำมันเตา มีผลตอบแทนต่อเงินลงทุนมากกว่าการนำมาผลิตไฟฟ้า หลายเท่าตัว และเมื่อโครงการผลิตไฟฟ้ามีรายได้เพิ่มขึ้นจาก CERs และส่วนเพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบจะมีผลให้โครงการมีผลตอบแทนสูงขึ้น อย่างไรก็ตามโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลบางชนิด ยังมีผลตอบแทนต่ำ ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนแม้ว่าจะมีรายได้เพิ่มจาก CERs และส่วนเพิ่มแล้วก็ตาม เนื่องจากชีวมวลดังกล่าวมีต้นทุนสูงเกินไปเช่น ฟางข้าว เหง้ามันสำปะหลัง และเศษไม้ยางพารา (ดูรูปที่ 4) ยกเว้นโครงการที่ใช้ใบอ้อยยอดอ้อยเป็นเชื้อเพลิงซึ่งมีผลตอบแทนทางการเงินที่น่าสนใจ แต่ได้คำนวณโดยสมมติฐานว่า ใช้อุปกรณ์เครื่องจักรร่วมกับโรงงานน้ำตาลที่ ปรับปรุงใหม่ และใช้ไอน้ำความดันสูงมากกว่า 60 บาร์

นอกจากนี้โครงการก๊าซชีวภาพขนาดเล็กจะเสียค่าใช้จ่ายในการจัดทำ Project Idea Note (PIN) และ Project Design Document (PDD) รวมถึงอุปกรณ์ตรวจวัดเท่ากับโครงการใหญ่ ซึ่งไม่คุ้มกับรายได้ที่เพิ่มขึ้นจากขาย CERs



รูปที่ 3.4.-4 การเปรียบเทียบผลตอบแทนต่อเงินลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวล

จากผลตอบแทนต่อเงินลงทุนในการนำชีวมวลมาผลิตไฟฟ้าและความร้อน โดยมีรายได้เพิ่มจากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และ CERs พบว่าโอกาสและอุปสรรคของชีวมวลแต่ละชนิดเป็นดังตารางที่ 3.4-2

ตารางที่ 3.4-2 โอกาสและอุปสรรคชีวมวลแต่ละชนิด

ลำดับ	ชีวมวล	โอกาสและอุปสรรค
1	กะลาปาล์ม (Palm shell)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตความร้อน ไม่นำมาผลิตไฟฟ้าเพราะมีปริมาณไม่มากและราคาค่อนข้างสูง
2	เหง้ามันสำปะหลัง (Tapioca rhizome)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตความร้อนและไฟฟ้า แต่ต้นทุนผลิตไฟฟ้าค่อนข้างสูง
3	แกลบ (Rice husk)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้า
4	ใบและยอดอ้อย (Sugarcane trash)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงเสริมผลิตไฟฟ้าในโรงงานน้ำตาล
5	ซังข้าวโพด (Corncob)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้า
6	ทะลายปาล์มเปล่า (Empty bunch)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า ไม่นิยมเป็นเชื้อเพลิงผลิตความร้อนเพราะขี้เถ้ามีจุดหลอมเหลวต่ำ ต้องออกแบบหม้อไอน้ำเป็นพิเศษ

ลำดับ	ชีวมวล	โอกาสและอุปสรรค
7	ทางปาล์ม	ไม่เหมาะเป็นเชื้อเพลิง เพราะความชื้นสูงถึง 80 %
8	ฟางข้าว (Rice straw)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตความร้อนและไฟฟ้า แต่ในทางปฏิบัติแล้วจะไม่นำมาผลิตความร้อนเพราะมีราคาแพงกว่าถ่านหินเกือบเท่าตัว และไม่ผลิตไฟฟ้าเพราะต้นทุนสูงกว่าราคารับซื้อมาก
9	รากไม้ยางพารา (Para rubber root)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตความร้อนและไฟฟ้า แต่ในทางปฏิบัติแล้วจะไม่นำมาผลิตความร้อนเพราะมีราคาแพงกว่าถ่านหินเกือบเท่าตัว และไม่ผลิตไฟฟ้าเพราะต้นทุนสูงกว่าราคารับซื้อมาก
10	ลำต้นข้าวโพด (Corn stem)	เหมาะเป็นเชื้อเพลิงผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้า

3.4.5 การประเมินศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าในอนาคต

3.4.5.1 ศักยภาพเชิงพลังงาน

การประเมินศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพเพื่อนำมาเป็นพลังงานทดแทนในกรณีที่มีการใช้ CDM มีเงื่อนไขดังนี้

(1) ประเมินจากโครงการที่มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์เท่านั้น (โครงการที่มีผลตอบแทนต่อเงินลงทุนมากกว่าร้อยละ 15 และโรงไฟฟ้าทำงาน 7,200 ชม./ปี)

(2) ชีวมวลที่สามารถนำมาผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้า ประกอบด้วย แกลบ ซังข้าวโพด ลำต้นข้าวโพด และเหง้ามันสำปะหลัง ศักยภาพชีวมวลดังกล่าวจะถูกแบ่งออกอย่างละครึ่งตามค่าความร้อนเพื่อนำมาคำนวณพลังงานความร้อนและไฟฟ้า

(3) ไม่ได้รวมศักยภาพก๊าซชีวภาพของโรงงานน้ำตาล (23 ktoe) เนื่องจากมีฤดูกาลผลิตเพียง 4 เดือนเท่านั้น ซึ่งไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน แต่ถ้าโรงงานน้ำตาลนั้นมีการผลิตเอทานอลด้วยสามารถนำน้ำเสียจากการผลิตน้ำตาลรวมกับน้ำเสียจากการผลิตเอทานอลเพื่อมาผลิตก๊าซชีวภาพได้

ผลการประเมิน แสดงถึงศักยภาพของ CDM ในการเพิ่มโอกาสการใช้พลังงานชีวมวลและก๊าซชีวภาพแต่ละประเภทดังตารางที่ 3.4-3

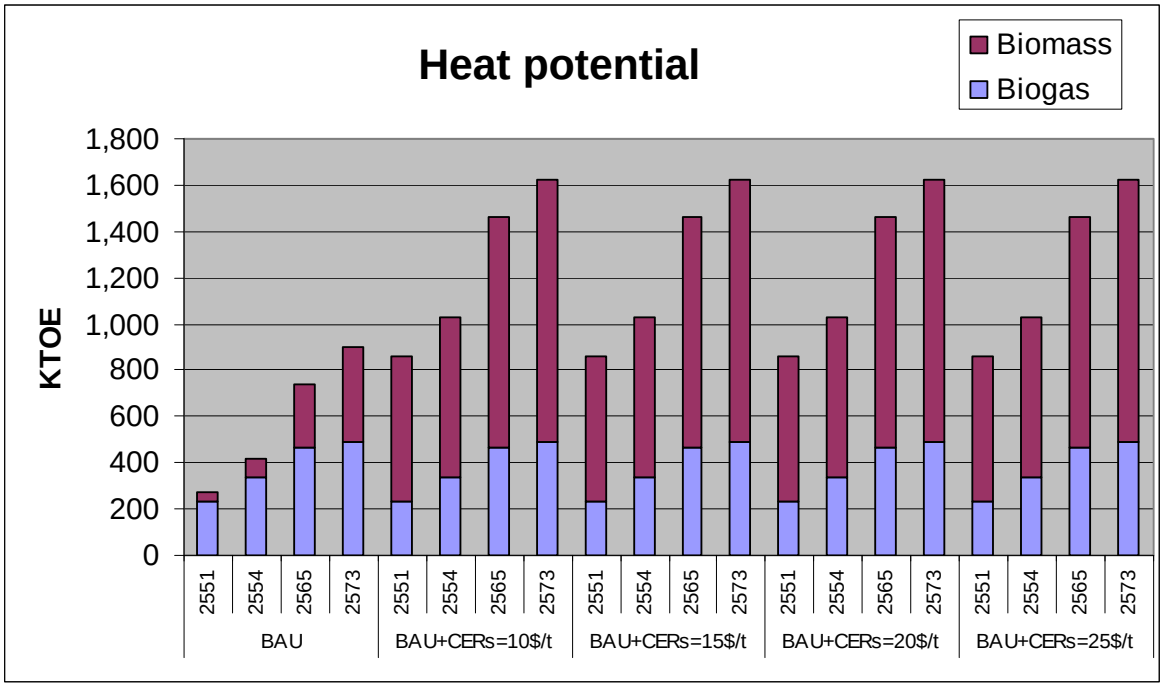
ทั้งนี้ ค่า CERs ที่ใช้ในกรณีศึกษาคือ 15$/tCO$_2$ ในกรณีที่ CERs มีค่าเปลี่ยนไปตั้งแต่ 10, 15, 20, 25 $/tCO$_2$ (333, 500, 667, และ 833 บาท/ตัน) จะมีผลให้ศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพเปลี่ยนไป เช่น ศักยภาพการผลิตความร้อนจากชีวมวลจะเพิ่มขึ้นจากกรณี BAU ถ้ามี CERs ตั้งแต่ 10 $/ตัน ขึ้นไป แต่ในกรณีของก๊าซชีวภาพนั้น ศักยภาพของกรณี BAU และ CERs ณ ค่าต่างๆ ไม่มีผลต่อการเพิ่มขึ้นของศักยภาพ เนื่องจากโครงการของก๊าซชีวภาพมีความคุ้นทุนอยู่แล้ว (รูปที่ 3.4-5) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลจะมีโครงการที่คุ้มทุน เมื่อมี CERs ตั้งแต่ 15 $/ตัน ขึ้นไป ในขณะ

ที่โครงการจากก๊าซชีวภาพมีความคุ้มทุนได้โดยไม่ต้องมี CERs (รูปที่ 3.4-6) อย่างไรก็ตาม ถ้าได้รับการอุดหนุนเพิ่มเติมด้วย Adder และ/หรือ CERs (ตั้งแต่ 10 $/ตัน ขึ้นไป) จะทำให้มีศักยภาพโดยรวมเพิ่มขึ้น (รูปที่ 3.4-7)

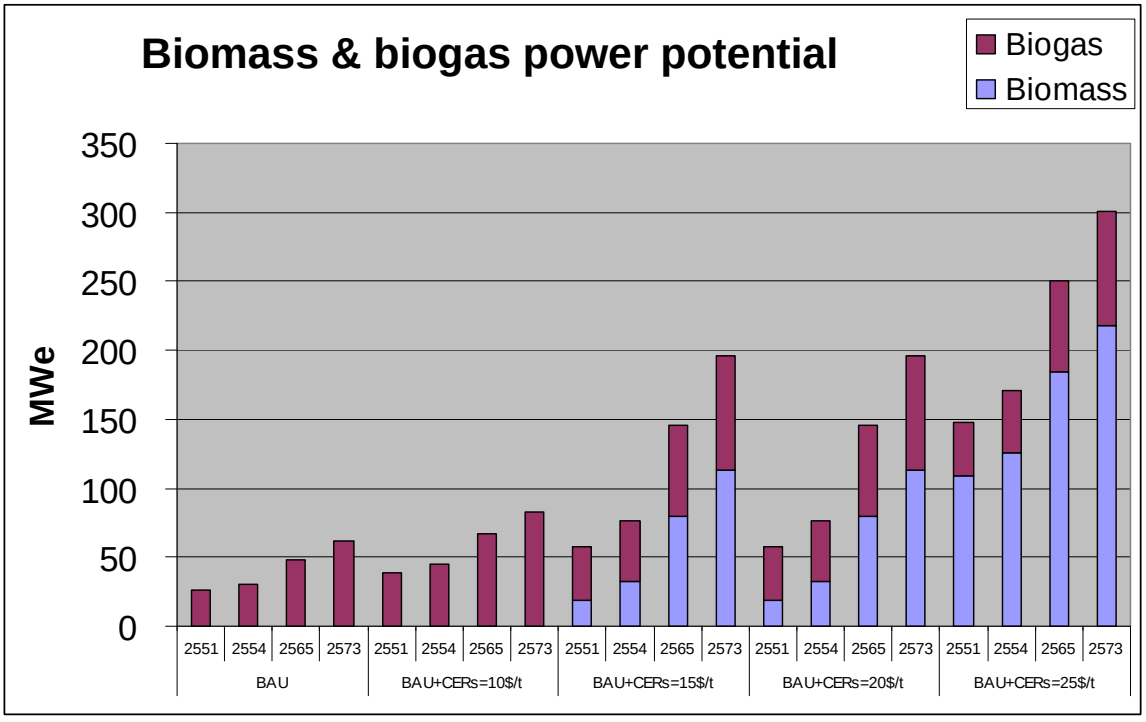
ตารางที่ 3.4-3 ผลของการใช้ CDM ต่อศักยภาพชีวมวลและก๊าซชีวภาพในอนาคต

โครงการ	BAU	BAU+Adder	BAU+ CERs	BAU+Adder + CERs
1. ผลิตความร้อนจากชีวมวล	ประกอบด้วย (1) ชีวมวลใช้ในกระบวนการผลิตของตนเอง ประมาณ 21 ktoe ในปี 2551 ถึง 543 ktoe ในปี 2573 (2) ชีวมวลใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมอื่นๆ ประกอบด้วยแกลบและ กะลาปาล์ม รวมกันประมาณ 41 ktoe ในปี 2551ถึง 415 ktoe ในปี 2573 (รูปที่ 3.4-5)		ประกอบด้วย (1) ชีวมวลใช้ในกระบวนการผลิตของตนเอง 21 ktoe ในปี 2551 ถึง 543 ktoe ในปี 2573 (2) เหง้ามันสำปะหลัง ซังข้าวโพดและลำต้นข้าวโพดซึ่งมีความเสี่ยงมากขึ้นจะเข้ามามีบทบาท เนื่องจากมีรายได้จาก CERs เพิ่มขึ้น ทำให้มีศักยภาพรวมโดยประมาณ 627 ในปี 2551 ถึง 1,139 ktoe ในปี 2573 (รูปที่ 3.4-5)	
2. ผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพ	ประกอบด้วยโรงงานแป้งมันสำปะหลัง อัลกอฮอล์ (ดื่ม) เอทานอลฟาร์มสุกรขนาดกลางและใหญ่เพราะมีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพรวมโดยประ มาณ 231 ktoe ในปี 2551 ถึง 488 ktoe ในปี 2573		การมีรายได้จาก CERs เพิ่มขึ้น จะไม่มีส่วนช่วยให้โครงการก๊าซชีวภาพของฟาร์มสุกรขนาดเล็กดีขึ้น ดังนั้นศักยภาพรวมยังคงเท่าเดิม	

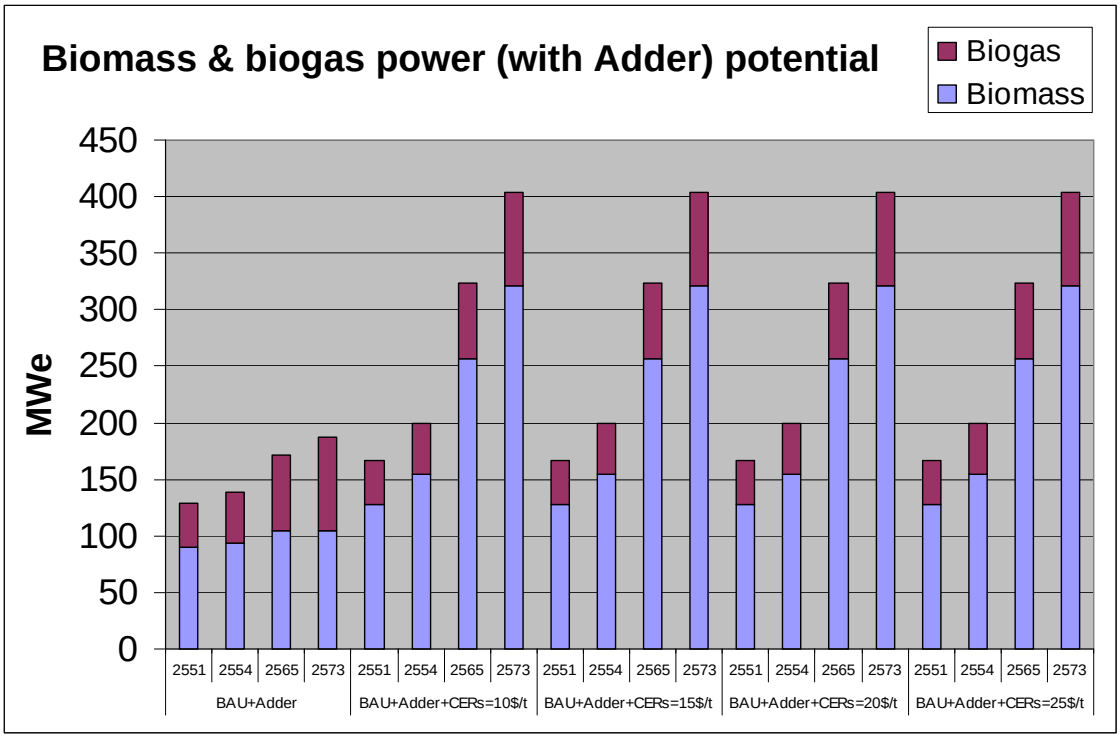
โครงการ	BAU	BAU+Adder	BAU+ CERs	BAU+Adder + CERs
	(รูปที่ 3.4-5)			
3. ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล	เนื่องจากผลตอบแทนทางการเงินค่อนข้างต่ำ และมีความเสี่ยงด้านราคาชีวมวล ดังนั้นศักยภาพเท่ากับศูนย์	เมื่อมีส่วนเพิ่ม 0.30 บาท/หน่วย ทำให้โครงการผลิตไฟฟ้าจากลำต้นข้าวโพดมีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพโดยประมาณ 90 MWe ในปี 2551 ถึง 105 MWe ในปี 2573 (รูปที่ 3.4-7)	การมีรายได้จาก CERs จะมีส่วนช่วยให้โรงไฟฟ้าทะลายปาล์มเปล่ามีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพโดยประมาณ 19 ถึง 113 Mwe (รูปที่ 3.4-6)	เมื่อมีรายได้จาก CERs และส่วนเพิ่ม จะมีส่วนให้ชีวมวลหลายชนิดมีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพรวมโดยประมาณ 128 ถึง 321 Mwe (รูปที่ 3.4-7)
1. ผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ	โครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพของโรงงานน้ำมันปาล์มมีผลตอบ แทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพโดยประมาณ 26 MWe ในปี 2551 ถึง 62 MWe ในปี 2573 (รูปที่ 3.4-6)	การมีรายได้จาก ส่วนเพิ่มจะมีส่วนช่วยให้โครงการก๊าซชีวภาพฟาร์มสุกรมีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพรวมโดยประมาณ 39 MWe ในปี 2551 ถึง 83 MWe ในปี 2573 (รูปที่ 3.4-7)	การมีรายได้จาก CDM จะมีส่วนช่วยให้โครงการก๊าซชีวภาพฟาร์มสุกรมีรายได้ผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพรวมโดยประมาณ 39 ถึง 83 MWe (รูปที่ 3.4-6)	การมีรายได้จาก CERs และส่วนเพิ่มจะมีส่วนช่วยให้โครงการก๊าซชีวภาพฟาร์มสุกรมีผลตอบแทนทางการเงินมากกว่าร้อยละ 15 ดังนั้นศักยภาพรวมโดยประมาณ 39 ถึง 83 MWe (รูปที่ 3.4-7)



รูปที่ 3.4-5 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตความร้อนจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพภายใต้ Scenario ต่างๆ



รูปที่ 3.4-6 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพภายใต้ Scenario ต่างๆ

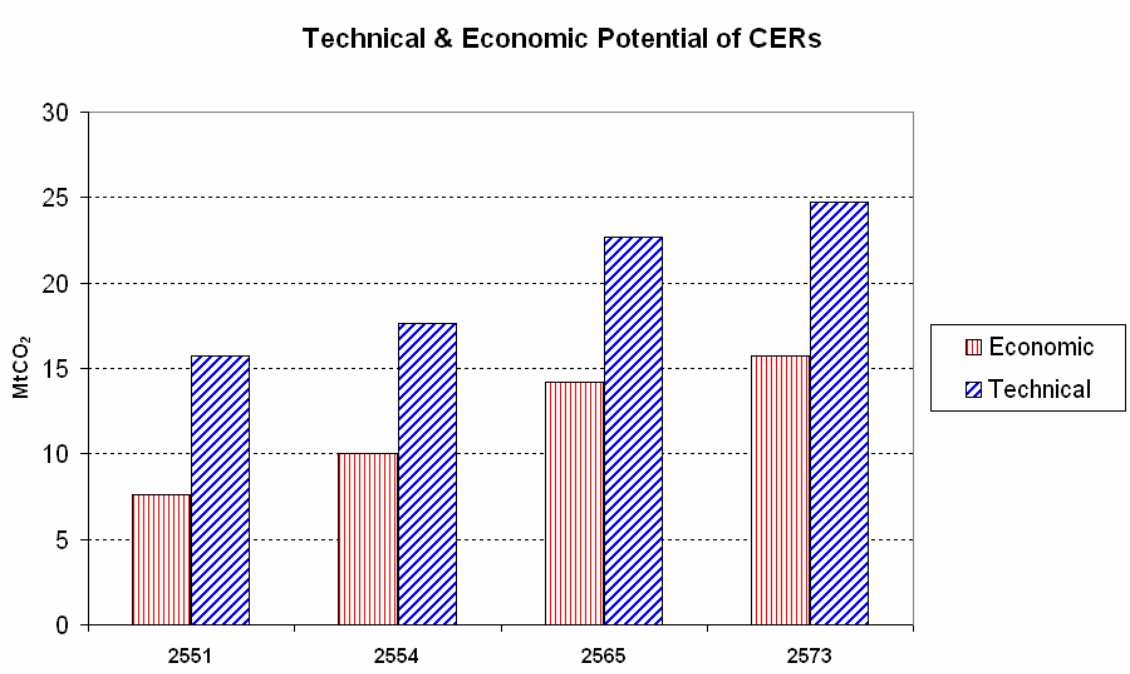


รูปที่ 3.4-7 ศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์ของการผลิตไฟฟ้ากรณีมีส่วนเพิ่มจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพ

3.4.6 ศักยภาพเชิงสิ่งแวดล้อม

3.4.6.1 ศักยภาพในการลด CO_2

ศักยภาพของโครงการ CDM ในการสร้างประโยชน์เชิงสิ่งแวดล้อมประเมินได้จากจำนวน CERs ที่คาดว่าขายได้รูปที่ 3.4-8 เปรียบเทียบศักยภาพ CERs ทางเทคนิคกับศักยภาพทางเศรษฐศาสตร์จากโครงการที่ได้รับทั้งส่วนเพิ่มและ CERs 10 $/ตัน จะเห็นว่าในปี 2551 และ 2573 ศักยภาพของ CERs ทางเทคนิคของชีวมวลและก๊าซชีวภาพ มีค่าประมาณ 16 และ25 ล้านตันCO_2 ตามลำดับ แต่ถ้าประเมินทางเศรษฐศาสตร์จะมีศักยภาพเหลือเท่ากับ 8 ล้านตัน และ16 ล้านตัน CO_2 ในปี 2551 และ 2573 ตามลำดับ



รูปที่ 3.4-8 การเปรียบเทียบศักยภาพของ CERs

3.4.6.2 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สังคม และเศรษฐกิจในภาพรวม

การนำชีวมวลและก๊าซชีวภาพมาผลิตพลังงานมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจและสังคมในภาพรวมดังนี้

(1) ถ้ามีการส่งเสริมโครงการ CDM อย่างจริงจัง เพิ่มเติมจาก Adder ที่รัฐบาลส่งเสริมอยู่แล้ว จะทำให้มีการใช้ชีวมวลและก๊าซชีวภาพ (BAU+adder+CERs) ในปี 2573 ประมาณ 321 และ 83 MW และสามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ 11.2 ล้านตัน

(2) การมีโรงไฟฟ้าชีวมวลและก๊าซชีวภาพเล็ก ๆ กระจายอยู่ทั่วไป ช่วยสร้างเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้า

(3) เมื่อมีความต้องการชีวมวลมากขึ้น ราคาชีวมวลจะสูงขึ้น สุดท้ายกลไกทางตลาดจะมีส่วนช่วยให้ราคาพืชผลสูงขึ้น ซึ่งเกษตรกรจะได้ประโยชน์

(4) ก่อให้เกิดการจ้างงานทั้งขณะก่อสร้าง และหลังจากการก่อสร้างเสร็จแล้ว ชุมชนส่วนหนึ่งจะมีงานทำตลอดปี ซึ่งเป็นการลดจำนวนคนเข้ากรุงเทพฯเพื่อหางานทำ และเมื่อชุมชนมีรายได้เพิ่มขึ้น ปัญหาอาชญากรรมจะลดลง

(5) คนท้องถิ่นจะมีความรู้เพิ่มขึ้น จากการได้รับฝึกอบรมเพื่อให้สามารถควบคุมดูแลเครื่องจักรให้เป็นไปตามที่ออกแบบไว้

(6) การนำน้ำเสียจากโรงงานแปรรูปสินค้าทางการเกษตร หรือมูลสุกรมาผลิตก๊าซ ชีวภาพ จะช่วยลดกลิ่นเหม็นที่รบกวนชุมชนข้างเคียง

(7) ก่อให้เกิดกิจกรรมทางเศรษฐกิจตามมามากมายเช่น ที่อยู่อาศัย การคมนาคม ร้านค้า และร้านอาหารเป็นต้น ทำให้มีเงินหมุนเวียนในระบบเพิ่มขึ้น

3.4.7 ข้อเสนอแนะ

(1) เนื่องจากข้อเสียเปรียบของผู้ผลิตก๊าซชีวภาพรายเล็ก ในการเข้าโครงการ CDM จึงควรมีมาตรการสนับสนุนเฉพาะสำหรับผู้ผลิตรายเล็ก เช่น การสนับสนุนโครงการบำบัดมูลสุกรรวมศูนย์ โดยการฝังท่อคอนกรีตเพื่อขนถ่ายมูลสุกรจากฟาร์มสุกรขนาดเล็กตามสถานที่ต่าง ๆ ในรัศมี 10 กิโลเมตร ไปบำบัดที่เดียวกันเพื่อลดค่าใช้จ่ายก่อสร้างระบบบำบัดและอุปกรณ์ตรวจวัด โครงการจะมีรายได้จากการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ได้รับส่วนเพิ่ม 0.30 บาท/หน่วย และ CERs เป็นผลให้โครงการมีผลตอบแทนต่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 14 เป็นร้อยละ 26

(2) การเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากชีวมวลได้แก่ ฟางข้าว เหง้ามันสำปะหลัง ใบอ้อย/ยอดอ้อยและเศษไม้ยางพารา ให้สูงขึ้นเท่ากับต้นทุนจริง มี 2 ทางเลือก คือ ประกาศราคารับซื้อที่แน่นอน วิธีนี้รัฐต้องใช้จ่ายเงินสนับสนุนมากกว่ารายได้จาก CERs มาก (ดูตารางที่ 3.4-4) ดังนั้น CERs ที่ได้ควรอยู่ในโค้วตาของรัฐบาล อีกวิธีหนึ่งคือเปิดประมูล ซึ่งจะมีการแข่งขันการให้ราคา CERs สูงสุดเป็นผลให้ราคาไฟฟ้าจากชีวมวลลดต่ำลง

ในกรณีของชีวมวลที่มีศักยภาพ แต่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์ เช่น เหง้ามันสำปะหลัง ตอไม้ยางพารา ฟางข้าวและใบอ้อยยอดอ้อย ถ้าโรงไฟฟ้าชีวมวลได้รับการสนับสนุนตามต้นทุนจริง พบว่าประเทศไทยจะมีโรงไฟฟ้าสีเขียวเพิ่ม 2,800 เมกะวัตต์ (อ้างอิงประสิทธิภาพการผลิต 25 % โดยใช้ไอน้ำความดันมากกว่า 60 บาร์) และสามารถลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่ม 10 ล้านตัน/ปี แต่รัฐต้องให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นเงิน 31,640 ล้านบาท/ปี และมีผลให้ต้นทุนไฟฟ้าเฉลี่ยของประเทศเพิ่มขึ้น 0.23 บาท/หน่วย (คำนวณจากพลังงานไฟฟ้าที่บริโภคเท่ากับ 140,000 ล้านหน่วย/ปี ดูในตารางที่ 3.4-4)

ตารางที่ 3.4-4 การสนับสนุนโรงไฟฟ้าชีวมวลตามต้นทุนจริง

		ต้นทุน บาท/หน่วย	ศักยภาพ เมกะวัตต์	เงินสนับสนุน ล้านบาท	CERs ล้านตัน/ปี	CERs บาท/ตัน
1	ใบอ้อยยอดอ้อย	2.50	1,219	-	4.39	-
2	เหง้ามันสำปะหลัง	3.80	116	1,056	0.42	2,520
3	ตอไม้ยางพารา	5.40	62	1,279	0.22	5,720
4	ฟางข้าว	5.40	1,423	29,305	5.12	5,720
	ผลรวม		2,821	31,640	10.15	

(3) ควรเรียกเก็บภาษีหรือค่าธรรมเนียมพิเศษจากโครงการ CDM เพื่อนำมาเป็นค่าใช้จ่ายในการบริหารงานขององค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก ซึ่งทำได้ 2 แบบคือ (ก) ใช้หลักผลตอบแทนต่อเงินลงทุนของโครงการ - โดยเก็บภาษีหรือค่าธรรมเนียมพิเศษร้อยละ 1 ของรายได้ CERs จากโครงการผลิตไฟฟ้าขายเข้าระบบ และโครงการขนาดเล็กที่มี CERs ไม่เกิน 5,000 ตัน/ปี ส่วนโครงการอื่นๆ เก็บร้อยละ 10 (ข) ใช้หลักการแบ่งรายได้ CERs ที่เจ้าของโครงการขายได้ตามสัดส่วนที่รัฐบาลสนับสนุนตามตารางที่ 3.4-5

ตารางที่ 3.4-5 สัดส่วนของ CERs ตามการสนับสนุนจากภาครัฐ

ลำดับ	เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า	ต้นทุนผลิตไฟฟ้า, บาท/หน่วย		สัดส่วน
		ปกติ	กรณีได้รับเงินสนับสนุน/ส่วนเพิ่ม*	CERs
1	ชานอ้อย	1.87	1.57	16%
2	ทะลายปาล์มเปล่า	3.47	3.17	8%
3	ปีกไม้ยางพารา	3.73	3.43	7%
4	แกลบ	2.90	2.60	9%
5	ก๊าซชีวภาพฟาร์มสุกร(60,000ตัว)	2.73	2.00	27%
6	ก๊าซชีวภาพโรงงานน้ำมันปาล์ม	2.01	1.40	30%

ลำดับ	ก๊าซชีวภาพผลิตความร้อน	ต้นทุนผลิตก๊าซชีวภาพ, บาท/ลบ.ม.		สัดส่วน
		ปกติ	กรณีได้รับเงินสนับสนุน*	CERs
7	โรงงานแป้งมันสำปะหลัง	2.78	2.35	15%
8	ฟาร์มสุกรขนาดใหญ่ (6,000ตัว)	5.36	4.38	18%
9	โรงงานเอทานอล	2.21	2.04	8%
10	โรงงานอัลกอฮอล์	2.21	2.04	8%

หมายเหตุ ** ภาครัฐได้ให้เงินช่วยเหลือสนับสนุน เช่น สนพ. ได้ให้เงินสนับสนุนเงินลงทุนโครงการก๊าซชีวภาพไม่เกิน 20 % แต่ไม่เกิน10 ล้านบาท/โครงการ และส่วนเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบ 0.30 บาท/หน่วย*

(4) เนื่องจากโครงการก๊าซชีวภาพจะได้รับ CERs จาก 2 ส่วนคือ ส่วนของการลดก๊าซมีเทนจากน้ำเสีย และการนำก๊าซชีวภาพผลิตพลังงานทดแทน นอกจากนี้ยังได้รับการสนับสนุนเงินลงทุนจาก ภาครัฐอีกร้อยละ 20 ทำให้โครงการ CDM ของก๊าซชีวภาพมีผลตอบแทนทางการเงินค่อนข้างดี ส่วนโครงการ CDM ของชีวมวลที่ผลิตเป็นความร้อนมีผลตอบแทนที่น่าสนใจ

เช่นกัน แต่โครงการชีวมวลที่ผลิตไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบมีผลตอบแทนน้อยกว่ามาก ทั้งนี้เนื่องจากโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าอ้างอิงกับราคาเชื้อเพลิงฟอสซิล ไม่ได้สะท้อนต้นทุนจริงของพลังงานชีวมวล แม้ว่าจะได้รับส่วนเพิ่มและ CERs ก็มีส่วนช่วยเล็กน้อยเท่านั้น

ด้วยเหตุผลดังกล่าวข้างต้น โครงการ CDM ด้านพลังงานของประเทศไทยในอนาคตจะเป็นโครงการที่เกี่ยวกับก๊าซชีวภาพเป็นส่วนใหญ่

3.5 การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดก๊าซเรือนกระจก

3.5.1 หลักการและเหตุผล

แผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าระยะยาว (PDP 2007) ของไทย ได้กำหนดให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่องและใช้เป็นแหล่งพลังงานหลัก ใช้ถ่านหินในระดับปานกลาง และมีการริเริ่มการใช้พลังงานนิวเคลียร์ พร้อมกับการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน เพื่อเป็นการเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน นอกจากนี้ ยังได้กำหนดให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นทั้งในแผน PDP และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนระยะ 15 ปีข้างหน้าจนถึงปี 2565 ซึ่งจะมีส่วนช่วยลดการปล่อย CO_2 จากการผลิตไฟฟ้าด้วย

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากประเทศไทยมีแนวโน้มที่จะปล่อย CO_2 จากภาคพลังงานสูงขึ้นเป็นลำดับและมีแนวโน้มที่จะต้องมีส่วนแบ่งความรับผิดชอบในการลดการปล่อย CO_2 ตามข้อตกลงระหว่างประเทศที่กำลังจะมีขึ้นในอนาคตอันใกล้ ซึ่ง Scenario หนึ่งที่อาจเป็นไปได้ คือ ประเทศกำลังพัฒนาจะต้องมีพันธกรณีในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ต่ำกว่ากรณีปกติ (BAU) ถึง 15 – 30% ในปี 2563 (ค.ศ. 2020)นอกจากนี้ เมื่อคำนึงความเสี่ยงที่โรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจไม่สามารถสร้างได้ทันตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าในระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2020) แนวโน้มการปล่อย CO_2 อาจยิ่งสูงขึ้น ดังนั้นพลังงานหมุนเวียนจะต้องมีบทบาทมากขึ้น โดยรัฐจะต้องส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เท่ากับหรือสูงกว่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ในแผน 15 ปี ดังกล่าว กลไกหลักในการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปัจจุบันคือ การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) ซึ่งถึงแม้จะได้รับการปรับปรุงให้สูงขึ้นแล้ว แต่ก็อาจยังไม่เพียงพอสำหรับพลังงานหมุนเวียนบางประเภท แต่ถ้าจะปรับอัตรา adder ให้สูงขึ้นไปอีก วงเงินรวมที่จะต้องใช้จะต้องไม่เป็นภาระต่อภาครัฐมากจนเกินไป และต้องสอดคล้องกับประโยชน์เชิงสาธารณะที่จะได้รับ ซึ่งอาจประเมินเป็นมูลค่าในรูปของต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost) ที่หลีกเลี่ยงได้จากการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล อย่างไรก็ตาม เนื่องจากผลการศึกษาเกี่ยวกับการประเมินมูลค่าต้นทุนผลกระทบภายนอกของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ผ่านมา ยังมีข้อโต้แย้งอยู่ จึงควรมีการทบทวนดังกล่าว เพื่อประกอบการพิจารณาอัตรา adder ที่เหมาะสม

การประมาณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ได้จัดทำขึ้นครั้งแรกโดยโครงการสนับสนุนส่งเสริมพลังงานทดแทน (PRET) กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานในปี พ.ศ. 2549 และได้ใช้เป็นฐานในการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ร่วมกับการพิจารณาปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์อื่น

โดยสำนักนโยบายและแผนพลังงาน เพื่อให้ได้ผลตอบแทนที่เหมาะสมและคุ้มค่ากับการลงทุน นโยบายการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เป็นไปด้วยดีในช่วงระยะเวลาสองสามปีที่ผ่านมา หากแต่ยังไม่มีระบบการติดตามผลลัพธ์ในขณะนี้

การทบทวนผลกระทบของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ใช้ในปัจจุบันมีความจำเป็น เนื่องจากมีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้นหลายด้าน เช่น การเพิ่มขึ้นของราคาเชื้อเพลิงชีวมวล การเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยีต่าง ๆ รวมถึงความจำเป็นในการใช้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเป็นเครื่องมือเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนของประเทศตามแผนที่วางไว้

ปัจจุบันส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนบางประเภท อาจไม่เพียงพอในการจูงใจการลงทุน และบางประเภทอาจเพียงพอแล้ว ด้วยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องมีการทบทวนปรับเปลี่ยนการรับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มนี้ และชี้ให้เห็นถึงอุปสรรคและปัญหาที่เกิดขึ้น โดยการศึกษาทบทวนในรายละเอียดจากโครงการที่กำลังจะเกิดขึ้นและดำเนินการอยู่หรือโครงการที่ไม่สามารถเกิดขึ้นได้

การศึกษานี้จัดทำขึ้นโดยอาศัยข้อมูลภาคสนามจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่กำลังจะเกิดขึ้นและโครงการที่ดำเนินการอยู่ เพื่อหาค่าต้นทุนการผลิตต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า (levelized cost)ในแต่เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทและใช้เป็นฐานการปรับเปลี่ยนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

3.5.2 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อศึกษาหาต้นทุนผลกระทบภายนอกอ้างอิงค่าใช้จ่ายในการกำจัดมลพิษ (external cost) ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยใช้ผลการศึกษาจากโครงการ ExternE ของสหภาพยุโรป เป็นพื้นฐานแล้วนำมาประยุกต์ในบริบทของประเทศไทย

(2) เพื่อประเมินประโยชน์เชิงสาธารณะของการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน บนพื้นฐานของค่าใช้จ่ายผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้ (avoided external cost) จากในภาพรวมของประเทศ หากมีการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลด้วยพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า

(3) เพื่อประเมินศักยภาพของมาตรการการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการบรรลุเป้าหมายด้านการใช้พลังงานหมุนเวียนและเป้าหมายด้านการลดก๊าซ CO_2 จากการผลิตไฟฟ้า

(4) เสนอแนะหลักการกำหนดและระดับของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสม

3.5.3 วิธีการดำเนินวิจัย

(1) คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้าในกรณี BAU และกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อย CO_2 จาก BAU ในอนาคต

(2) ศึกษาวิธีการที่เหมาะสมในการแปลงต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost) ในการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภทต่างๆ จากข้อมูลการศึกษาของโครงการ ExternE มาเป็นต้นทุนผลกระทบภายนอกในกรณีประเทศไทย

(3) ประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ในกรณีของประเทศไทย ทั้งต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิต และต้นทุนโดยรวมของภาคการผลิตไฟฟ้าทั้งของประเทศ

(4) ประเมินต้นทุนจริงของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกประเภทที่มีการใช้อยู่ หรือที่มีศักยภาพจะนำมาใช้ในประเทศไทย โดยการปรึกษาหารือกับผู้ออกแบบ/ผู้ดำเนินโครงการในภาคสนาม

(5) ประเมินความเป็นไปได้ในการกำหนดส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าบนพื้นฐานของต้นทุนผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้ (avoided external cost) โดยการเปรียบเทียบต้นทุนจริงในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แต่ละประเภท อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบันกับต้นทุนผลกระทบภายนอก

(6) ศึกษาผลกระทบของการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจในระดับต่างๆ ต่อการเพิ่มปริมาณการใช้พลังงานพมุนเวียน และการลดการปล่อย CO_2 จากภาคการผลิตไฟฟ้า

(7) ประเมินจำนวนเงินอุดหนุนที่คาดว่าจะต้องใช้ในข้อ (6) และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการจัดหาแหล่งเงินทุนดังกล่าว

(8) เสนอแนะแนวทางการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าและแนวทางจัดหากเงินอุดหนุนเพื่อการดังกล่าวที่เหมาะสม

3.5.4 แนวโน้มการปล่อยก๊าซ CO_2 และการกำหนดเป้าหมายการลดปริมาณ CO_2

ปัจจุบันประชาคมโลกยังไม่มีข้อยุติเรื่องเกณฑ์การจัดสรรพันธกรณีของนานาประเทศต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก แต่มีแนวโน้มว่าประชาคมโลก ทั้งประเทศที่พัฒนาแล้ว (Annex I) และประเทศกำลังพัฒนาอาจจะต้องร่วมมือกันลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับที่จะจำกัดไม่ให้ความเข้มข้นของก๊าซ CO_2 (เทียบเท่า) ในบรรยากาศเกิน 450 ppm ภายในศตวรรษนี้ โดยที่

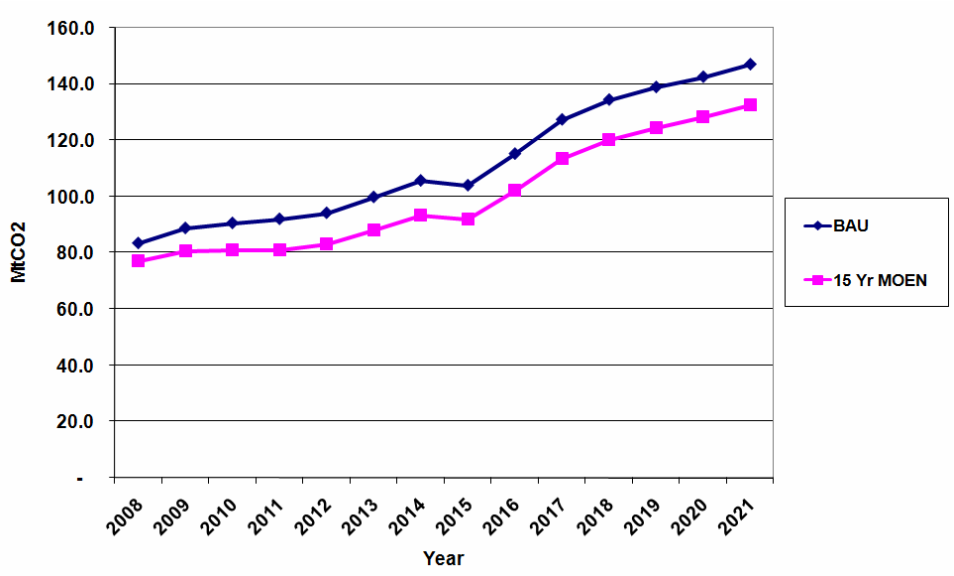
ประชุมของ Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties ภายใต้ Kyoto Protocol (AWG-KP) เมื่อเร็วนี้ ได้มีข้อเสนอให้ประเทศที่กำลังพัฒนารับผิดชอบต่อการลด CO_2 ให้ต่ำกว่ากรณีปกติ (BAU) 15-30% ในปี 2563 (2020) ดังนั้น จึงเป็นไปได้ที่ประเทศไทยอาจต้องลดการปล่อย CO_2 ในสัดส่วนดังกล่าว ทั้งนี้ หากถือว่าทุกภาคเศรษฐกิจของประเทศต้องมีส่วนแบ่งความรับผิดชอบในสัดส่วนที่เท่ากัน ภาคผลิตไฟฟ้าก็อาจต้องลด CO_2 ให้ได้ 15-30% ของ BAU และถ้าหากถือเอาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 (PDP 2007) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 คือ กรณีปกติ ซึ่งจะมีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จากประมาณ 83 ล้านตันในปี 2551 เป็นประมาณ 142 ล้านตันในปี 2563 นั้น ภาคการผลิตไฟฟ้าของไทยอาจต้องลด CO_2 ถึงประมาณ 21-42 ล้านตันในปีดังกล่าว ซึ่งถ้าหากมีการใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี อาจจะลด CO_2 ได้ประมาณ 9 ล้านตัน หรือถ้ามีการใช้พลังงานหมุนเวียน 80% ของศักยภาพที่มีการประเมินไว้ ก็อาจลดได้เพิ่มเติมเล็กน้อยเป็นประมาณ 11 ล้านตัน ซึ่งไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายตามพันธกรณีที่อาจมีขึ้น และเนื่องจากในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP 2007) ซึ่งใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเป็นเชื้อเพลิงหลัก (ก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน) นั้น ได้กำหนดให้มีพลังงานนิวเคลียร์ เข้าระบบช่วง 2 ปีสุดท้ายของแผนจำนวน 2,000 MW ซึ่งแม้จะช่วยให้แนวโน้มการปล่อย CO_2 ลดลง แต่ก็มีความเป็นไปได้สูงที่จะไม่สามารถสร้างได้ทันตามแผน เนื่องจากมีผลิตโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จำนวนน้อยราย แต่มีจำนวนการสั่งซื้อมาก อีกทั้งกระบวนการสร้างความยอมรับของสาธารณะชน ก็อาจต้องใช้เวลานานกว่าที่กำหนดไว้ และในส่วนของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปีนั้น มีเป้าหมายที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นประมาณ 12% ของพลังงานที่ใช้ทั้งหมดในปี 2565 เป้าหมายดังกล่าว รวมส่วนที่เป็นการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจำนวนประมาณ 5,500 MW แผนดังกล่าวแม้จะมีเป้าหมายเพื่อรักษาความมั่นคงด้านพลังงานเป็นหลัก แต่หากสามารถดำเนินการตามเป้าหมายดังกล่าวก็จะมีส่วนช่วยให้ปริมาณการปล่อย CO_2 ลดลงจากกรณีอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า 6% หรือประมาณ 9 ล้านตัน เป็น 138 ล้านตัน ในปี 2565 (รูปที่ 3.5-1) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยทั่วไปมีจำนวนชั่วโมงการใช้งาน (Capacity factor) ค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงฟอสซิลและโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ดังนั้น แม้ว่าจะมีการติดตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนครบตามเป้าหมาย ก็ไม่อาจทดแทนโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ได้ทั้งหมด (ในกรณีที่สร้างไม่ทันตามแผน) จึงจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจการลงทุนผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะประเภทที่มีศักยภาพเชิงปริมาณสูงและศักยภาพการลด CO_2 ต้นทุนไม่สูงจนเกินไป และการใช้ประโยชน์ยังไม่แพร่หลาย เพื่อให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าและลดการปล่อย CO_2 มากกว่าเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี แต่วงเงินอุดหนุนรวมที่ใช้จะต้องไม่สูงจนเกินไป ดังนั้น หลักการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า จึงต้องคำนึงทั้งต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์และต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost)

ในการศึกษาเพื่อทบทวนส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้านี้ จึงได้แบ่งการศึกษาออกเป็น 3 ส่วน ดังนี้

(1) การประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost) ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

(2) การหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกรณีปกติ

(3) การหาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กรณีที่ต้องเพิ่มอัตราคืนเงินกู้ (IRR) ให้จูงใจผู้ลงทุนมากขึ้น



รูปที่ 3.5-1 การคาดการณ์ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 (BAU) กับกรณีมีการใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (15 yr MOEN)

3.5.5 การประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost)

แนวทางหนึ่งในการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่สมเหตุสมผล คือการให้ส่วนเพิ่มฯ ที่ไม่น้อยกว่ามูลค่าต้นทุนผลกระทบภายนอก (external cost) ที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งโรงไฟฟ้าในประเทศไทยมีการใช้เชื้อเพลิง 3 ประเภทหลัก ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน (ลิกไนท์) และน้ำมันปิโตรเลียม (ทั้งน้ำมันเตาและดีเซล) การใช้เชื้อเพลิงแต่ละประเภทดังกล่าว ก่อให้เกิดมลพิษหลักคิดเป็นค่าเฉลี่ยดังตารางที่ 3.5-1 มลพิษเหล่านี้ได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ออกไซด์ของซัลเฟอร์ (SO_x) ตลอดจนฝุ่นละออง (PM) โดยที่การใช้ถ่านหินมีการปล่อยมลพิษสูงสุด รองลงมาได้แก่ น้ำมันเตา โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมซึ่งใช้กังหันก๊าซและกังหันไอน้ำ มีการ

ปล่อยมลพิษต่ำสุด เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดกว่า และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูง แต่ต้นทุนในการก่อสร้างก็สูงตามไปด้วย

ตารางที่ 3.5-1 อัตราการปล่อยก๊าซมลพิษ (Emission factors) จากการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดต่างๆ

(kg/MWh)

	Natural gas (Combined cycle)	Oil	Lignite (with FGD)
CO_2	452	638	1086
SO_x	0	0.95	2.83
NO_x	1.07	0.62	2.83
PM10	0.03	0.14	0.09

ที่มา: Pornthep Krittayakasem, Master thesis: An Inventory of Atmospheric Emissions from Power Generation in Thialand, JGSEE, 2007

จากค่า Emission factor ดังกล่าว สามารถประมาณปริมาณก๊าซมลพิษและ CO_2 ที่ปล่อยทั้งปีจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าแต่ละประเภท ดังตารางที่ 3.5-2 ซึ่งแสดงปริมาณการปล่อยทั้งหมดของประเทศในปี 2551

ตารางที่ 3.5-2 ปริมาณก๊าซมลพิษที่ถูกปล่อยจากการผลิตไฟฟ้าในปี 2551

ประเภทมลพิษ	ปริมาณการปล่อย (ตัน)
CO_2	82,122,318
SO_x	93,415
NO_x	201,320
PM10	6,141

มลพิษและก๊าซ CO_2 ดังกล่าว ย่อมมีผลกระทบต่อสุขภาพมนุษย์และสิ่งมีชีวิตอื่นๆ ที่เรียกว่าผลกระทบภายนอก (external cost) ซึ่งสามารถประเมินเป็นมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ แต่ต้องอาศัยสถิติที่น่าเชื่อถือที่มีการเก็บรวบรวมเป็นเวลายาวนาน แต่ประเทศไทยยังขาดข้อมูลที่เกี่ยวข้อง จึงได้อาศัยผลการประเมินมูลค่าของโครงการ ExternE ของยุโรป ในส่วนที่เป็นผลกระทบต่อตันของมลพิษและ CO_2 แล้วแปลงเป็นมูลค่าผลกระทบต่อตันที่สะท้อนมาตรฐานการครองชีพของไทย ด้วยปัจจัยการแปลงค่า (Conversion factor) ที่เหมาะสมตัวหนึ่ง ซึ่งประกอบด้วยอัตราแลกเปลี่ยนเงินอัตรา (ยูโรเป็นบาท) ที่ถ่วงน้ำหนักด้วยดัชนีอำนาจซื้อ (Purchasing Power Parity Index) รวมทั้งค่าความยืดหยุ่นรายได้ของความเต็มใจที่จะจ่าย (Income Elasticity of Willingness to Pay) เพื่อ

หลีกเลี่ยงผลกระทบทางสิ่งแวดล้อของคนไทย เมื่อคูณผลกระทบต่อตันของมลพิษด้วยปริมาณการปล่อยมลพิษและ CO_2 จากโรงไฟฟ้าของไทยแล้ว ก็จะได้มูลค่าผลกระทบภายนอกในบริบทของประเทศไทย ทั้งนี้ค่าIncome Elasticity of Willingness To Pay ของไทย อยู่ที่ระดับ 0.5 ซึ่งจะทำให้ได้ค่า Conversion factor เป็น 6.95 บาทต่อยูโร ทำให้สามารถประมาณต้นทุนผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในปี 2551ได้ดังตารางที่ 3.5-3 ซึ่งจะเห็นได้ว่าในภาพรวมของประเทศ ผลกระทบภายนอกมีมูลค่ารวม 17,320 ล้านบาท เมื่อนำมาเฉลี่ยเป็นมูลค่าผลกระทบภายนอกต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (143,162 GWh ในปี 2551) จะได้ 0.12 บาท/หน่วย

ตารางที่ 3.5-3 ประมาณการมูลค่าผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าในปี 2551

มลพิษ	ExternE (ยูโร/ตัน)	บาท/ตัน (หลังแปลงค่า)	ค่า Emission Factor (kg/MWh)	มูลค่าผลกระทบภายนอก	
				ล้านบาท	บาท/kWh
CO_2	19	132	574	10,844	0.08
SO_x	2,939	20,426	0.65	1,908	0.01
NO_x	2,908	20,211	1.41	4,068	0.03
PM10	11,723	81,475	0.04	500	0.00
		รวม		17,321	เฉลี่ย=0.12

เป็นที่น่าสังเกตว่า มูลค่าผลกระทบภายนอกต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้า 0.12 บาท/หน่วย มีค่าต่ำกว่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ที่ให้ในปัจจุบัน (ต่ำสุดคือ 0.30 บาท/kWh) ดังนั้นหากจะกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder)ในอัตราที่เท่ากันด้วยมูลค่าผลกระทบภายนอกเพียงอย่างเดียวจะไม่สามารถกระตุ้นให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้ดีกว่ามาตรการปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม หากมีการจัดเก็บมูลค่าผลกระทบภายนอกดังกล่าว ในภาพรวมของประเทศ มาตั้งเป็นกองทุนก็จะกลายเป็นแหล่งเงินทุนอุดหนุนที่มีนัยสำคัญ สำหรับการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

3.5.6 การประเมินต้นทุนการผลิต (production cost) ของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน

เนื่องจากปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าโดยใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนนั้นเป็นโครงการที่ต้องใช้เงินลงทุนสูงและมีความเสี่ยงค่อนข้างมาก นักลงทุนจึงมีความไม่มั่นใจในการลงทุน รวมถึงการกู้ยืมเงินจากแหล่งเงินทุนยังพิจารณาถึงความเสี่ยงของโครงการร่วมด้วย ดังนั้นระยะเวลาการคืนเงินกู้ยังเป็นปัจจัยสำคัญในการพิจารณาของสถาบันการเงิน หากโครงการมีระยะคืนเงินกู้ที่สั้นลง จะเอื้อต่อการพิจารณาให้เงินกู้ยืมจากแหล่งเงินทุนได้เพราะความเสี่ยงในการลงทุนมีน้อยลง โดยทั่วไปโครงการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนจะมีระยะเวลาคืนเงินกู้ประมาณ 10 ปี ซึ่งเป็นระยะเวลาค่อนข้างนานสำหรับการลงทุนในโครงการที่มีความเสี่ยงสูง จึงเป็นอุปสรรคต่อการหาแหล่งเงินทุนสำหรับโครงการเหล่านี้ ดังนั้น เพื่อเป็นการจูงใจให้สถาบันการเงินปล่อยเงินกู้กับโครงการ การสนับสนุนจึงต้องเอื้อให้ลดระยะเวลาคืนเงินกู้ให้สั้นลงเหลือเพียง 5 ปี

จากการศึกษาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน ด้วยการกำหนดระยะเวลาคืนเงินกู้เป็น 2 กรณี ในกรณีแรก คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 10 ปี ซึ่งเป็นค่าปกติของการลงทุน กรณีที่สองคำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 5 ปี ผลการคำนวณตามเงื่อนไขในตารางที่ 3.5-4 แสดงดังตารางที่ 3.5-5 ซึ่งจะเห็นได้ว่า การกำหนดระยะเวลาคืนเงินกู้ 5 ปี จะทำให้ต้นทุนสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยซึ่งมีค่าเท่ากับ 2.41 บาท/หน่วย ผลต่างระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีแต่ละประเภทกับราคาค่าไฟฟ้า อาจจะใช้เป็นเกณฑ์ขั้นต่ำในการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าก็ได้

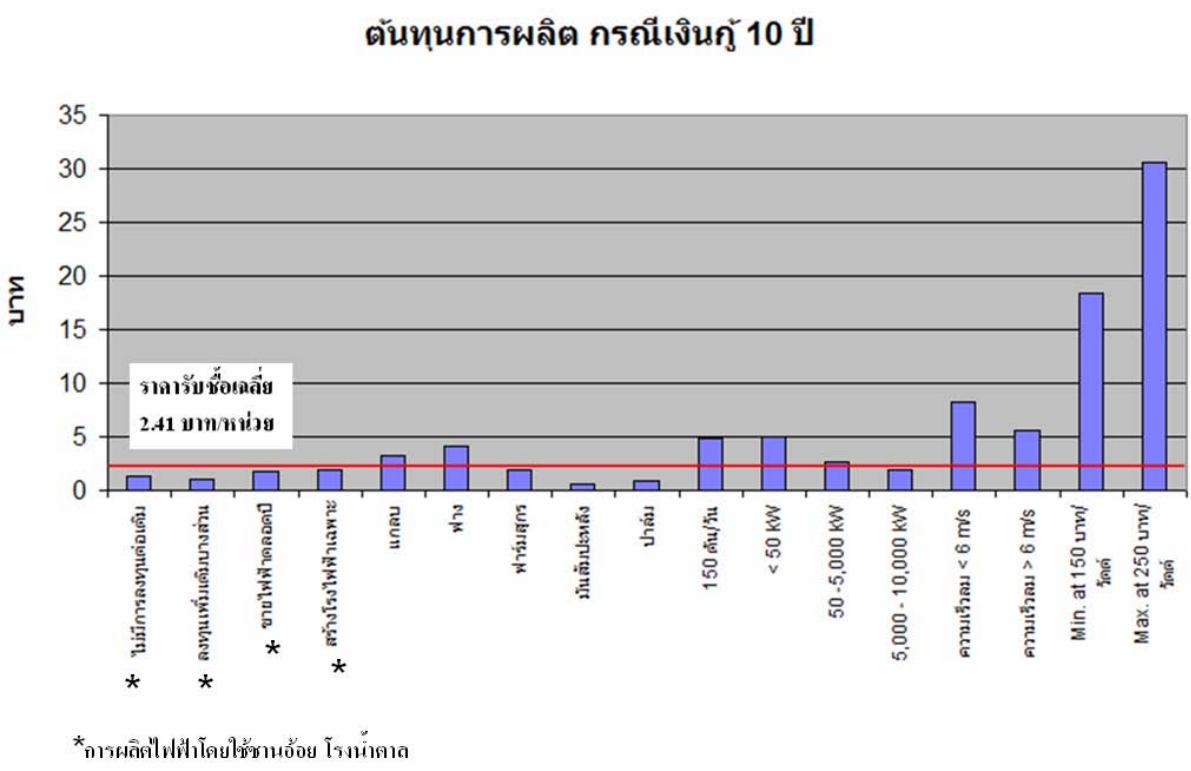
ตารางที่ 3.5-4 สมมติฐานการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ระยะเวลาคืนเงินกู้	
กรณีที่ 1:	10 ปี
กรณีที่ 2:	5 ปี
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	8.75%
NPV at discount rate	5%

ตารางที่ 3.5-5 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 10 ปี และ 5 ปี และเปรียบเทียบกับ adder ปัจจุบัน

	แหล่งพลังงาน	ขนาด/ประเภท	Utilization 80% ของ ศักยภาพ	คืนเงินกู้ใน 5 ปี บาทต่อหน่วย		คืนเงินกู้ใน 10 ปี บาทต่อหน่วย		ส่วนเพิ่มฯปัจจุบัน บาทต่อหน่วย
	ชีวมวล			ต้นทุน	ส่วนเพิ่มฯ	ต้นทุน	ส่วนเพิ่มฯ	
1	การผลิตน้ำตาล	ขายไฟที่เกินความต้องการโดยไม่มีการลงทุน หรือต่อเติมหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม	-0.91	1.35	-1.06	1.35	-1.06	≤1MW = 0.5
2		ลงทุนเพิ่มเติมบางส่วนให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้น เพื่อที่จะขาย	-0.06	1.35	-1.06	1.00	-1.41	> 1MW = 0.3
3		ลงทุนต่อเติมเพื่อให้มีไฟฟ้าพอขายได้ตลอดปี	2.29	2.42	0.01	1.72	-0.70	
4		สร้างโรงไฟฟ้าเพื่อการขายไฟฟ้าเฉพาะ	1.59	2.43	0.02	1.96	-0.45	
5	การผลิตข้าว	แกลบ	2.44	2.65	0.24	2.41	0.00	
6		ฟาง	3.19	3.40	0.99	3.23	0.82	
7	ก๊าซชีวภาพ	ฟาร์มสุกร	2.49	1.15	-1.26	0.86	-1.55	≤1MW = 0.5
8		โรงงานมันสัมปะหลัง	2.39	0.60	-1.81	0.45	-1.96	> 1MW = 0.3
9		โรงงานปาล์ม	2.49	1.15	-1.26	0.86	-1.55	
10	ขยะ	150 ตัน/วัน (เผา)	20.09	9.00	6.59	4.85	2.44	3.50
11	พลังน้ำ	< 50 กิโลวัตต์	10.59	5.50	3.09	4.97	2.56	<50kW = 1.50
12		50 -5,000 กิโลวัตต์	4.99	3.75	1.34	2.65	0.24	50-200 kW = 0.80
13		5,000 - 10,000 กิโลวัตต์	2.89	2.70	0.29	1.91	-0.50	
14	พลังงานลม	ความเร็วลม < 6 เมตร/วินาที	19.59	9.90	7.49	8.25	5.84	≤50 kW = 4.50
15		ความเร็วลม > 6 เมตร/วินาที	11.99	6.50	4.09	5.60	3.19	> 50 kW = 3.50
16	เซลล์แสงอาทิตย์	ต้นทุนระบบ 150 บาท/วัตต์	49.59	25.50	23.09	18.40	15.99	8.00
17		ต้นทุนระบบ 250 บาท/วัตต์	82.59	43.00	40.59	30.55	28.14	

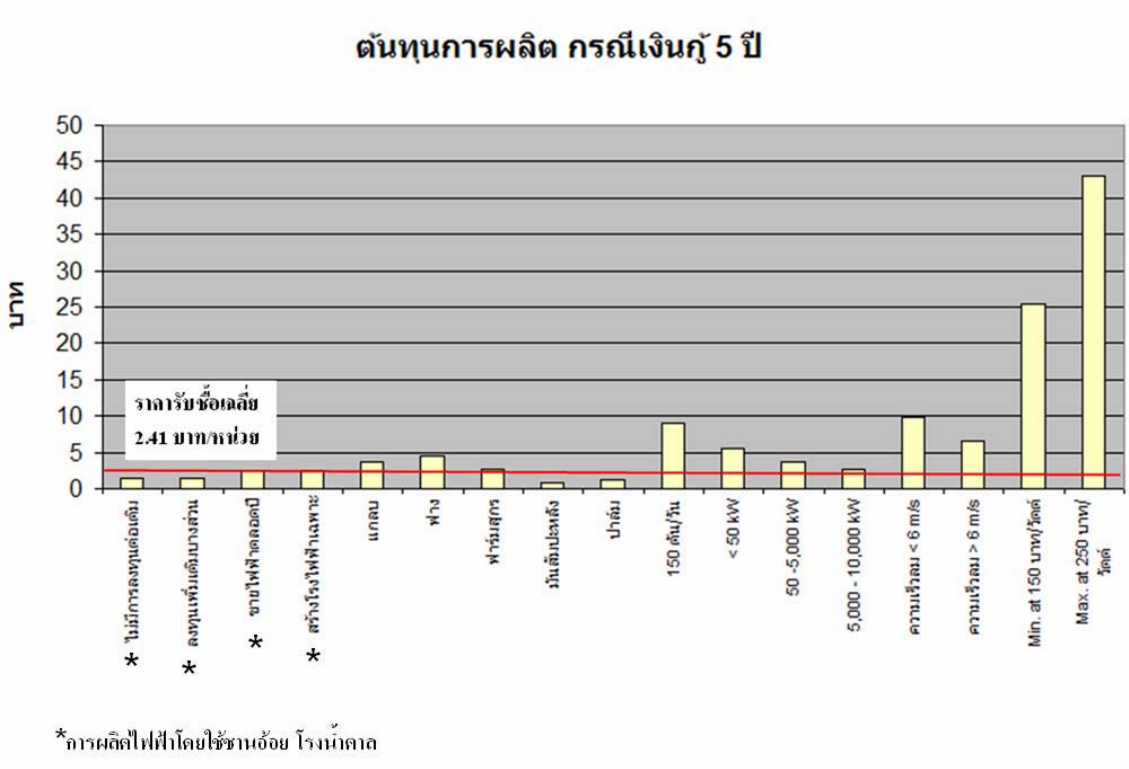
รูปที่ 3.5-2 แสดงการเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับราคาขายไฟเฉลี่ย โดยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV) ที่ราคา 150 บาทต่อวัตต์ และ 250 บาทต่อวัตต์ มีค่าสูงสุด คือ 18.40 และ 30.55 บาทต่อหน่วย ลำดับรองลงมาคือการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานลม (Wind) ซึ่งมีต้นทุน 8.25 และ 5.60 บาทต่อหน่วย สำหรับกรณีความเร็วลม < 6 m/s และ > 6 m/s ตามลำดับ ส่วนประเภทอื่น ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมโรงงานน้ำตาล (sugar mill)จะมีค่าระหว่าง 1.00 – 1.96 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในโรงสีข้าว (rice mill)มีค่าระหว่าง 2.41 – 3.23 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจาก Biogas มีค่าระหว่าง 0.45 – 3.05 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจากขยะ (MSW) มีค่าระหว่าง 4.85 บาท/หน่วย การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำขนาดเล็ก (small hydro) มีค่าระหว่าง 1.91 – 2.65 บาทต่อหน่วย



รูปที่ 3.5-2 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 10 ปี ของเทคโนโลยีแต่ละประเภทเทียบกับราคาขายไฟเฉลี่ย

สำหรับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยการกำหนดระยะคืนเงินกู้ 5 ปีเมื่อเทียบกับราคาขายไฟเฉลี่ย ดังรูปที่ 3.5-3 ซึ่งจะเห็นได้ว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar PV) มีสูงถึง 25.50 และ 43.00 บาทต่อหน่วย เมื่อระบบ PV มีราคา 150 และ 250 บาท/วัตต์ ตามลำดับ ซึ่งเป็นต้นทุนที่สูงมากเมื่อเทียบกับลำดับรองลงมาคือการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานลม (Wind) ซึ่งค่า

9.90 และ 6.50 บาทต่อหน่วยที่ความเร็วลม <6 m/s และ >6 m/s ตามลำดับ ส่วนประเภทอื่น ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าประเภทอุตสาหกรรมโรงงานน้ำตาล (sugar mill)จะมีค่าระหว่าง 1.35 – 2.43 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในโรงสีข้าว (rice mill) มีค่าระหว่าง 2.65 – 3.40 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจาก Biogas มีค่าระหว่าง 0.60 – 3.85 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าจากขยะ (MSW) มีค่าระหว่าง 9.00 บาทต่อหน่วย การผลิตไฟฟ้าประเภทพลังน้ำขนาดเล็ก (small hydro) มีค่าระหว่าง 2.70 – 5.50 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ หากจะนำผลต่างของต้นทุนการผลิตไฟฟ้ากับราคาขายไฟเฉลี่ย มากำหนดเป็นส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า อัตราที่จะได้รับจะอยู่ระหว่าง 0 – 28 บาท/kWh

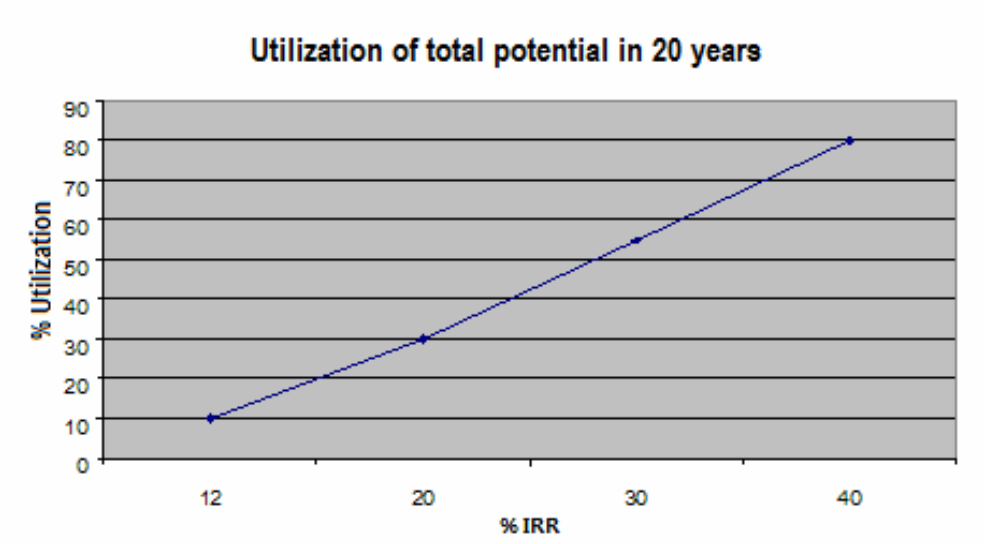


รูปที่ 3.5-3 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คำนวณที่ระยะคืนเงินกู้ 5 ปี ในเทคโนโลยีแต่ละประเภท

หากจะกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตากเกณฑ์เดียวกับกรณีคืนเงินกู้ใน 10 ปี การกำหนดให้คืนเงินกู้ภายใน 5 ปี จะทำให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าต้องสูงขึ้นเป็น 0 - 40 บาท/kWh แต่จะทำให้สถาบันการเงินมีความมั่นใจในการให้กู้ยืมมากขึ้น โดยที่เงินอุดหนุนที่ต้องใช้เพื่อบรรลุเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ในปีแรก (2551) คือ ประมาณ 9,572 ล้านบาท

3.5.7 การประเมินต้นทุนกรณีที่ต้องเพิ่มอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR)

อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ที่เป็นพื้นฐานสำหรับการคำนวณต้นทุนปกติ คือ 12% นั้น อาจไม่จูงใจผู้ลงทุนเท่าที่ควร เนื่องจากการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนมีความเสี่ยงด้านอื่นๆ ดังกล่าวมาแล้ว ดังนั้น แนวทางหนึ่งในการกระตุ้นให้มีการลงทุนมากขึ้น คือ การกำหนด IRR ที่สูงขึ้น โดยมีสมมุติฐานว่า IRR ที่สูงขึ้นจะจูงใจให้มีการลงทุนในตลาด เพื่อใช้ศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่มีอยู่มากขึ้น (Utilization of total potential) เพื่อให้เห็นถึงการลงทุนที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ในงานวิจัยนี้ได้อาศัย Utilization Model ซึ่งใช้หลักการที่ว่าอัตราผลตอบแทนกับการลงทุนมีความสัมพันธ์กัน หากโครงการมีอัตราผลตอบแทน (IRR) 12% จะมีการลงทุนในโครงการประเภทนั้นเพิ่มขึ้นอย่างช้าๆ และจะอิ่มตัวที่ประมาณ 10% ของศักยภาพของเทคโนโลยีนั้นๆใน 20 ปีข้างหน้าเท่านั้น และหากโครงการมีอัตราผลตอบแทน (IRR) สูงขึ้นเป็น 40% จะมีการลงทุนในโครงการประเภทนั้นสูงถึง 80% ของศักยภาพใน 20 ปี ด้วยความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้สามารถเขียนกราฟได้ ดังรูปที่ 3.5-4

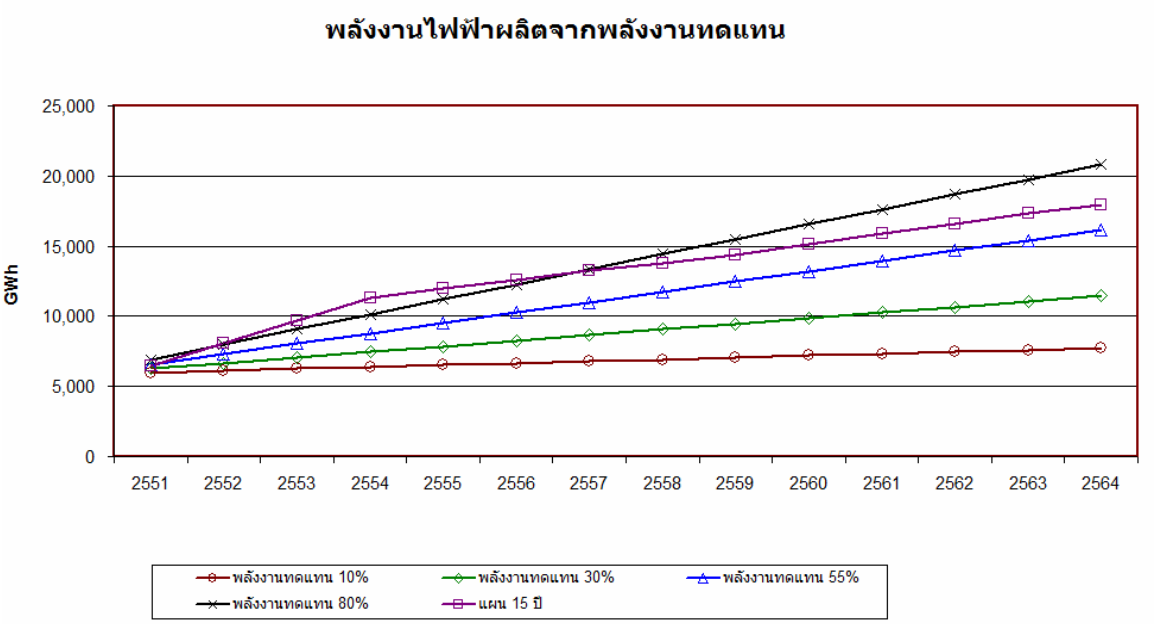


รูปที่ 3.5-4 ความสัมพันธ์ระหว่างอัตราผลตอบแทน (%IRR) และการลงทุนในตลาด (% Utilization of total potential) ใน 20 ปี

เพื่อศึกษาการตอบสนองของตลาดต่ออัตราผลตอบแทนการลงทุนที่ระดับต่างๆ (Sensitivity analysis) ในการศึกษานี้ ได้เลือกที่อัตราผลตอบแทน 12%, 20%, 30% 40% ตามสมมุติฐานในรูปที่ 3.5-4 ซึ่งจะก่อให้เกิดการลงทุนเพื่อใช้ศักยภาพของแหล่งพลังงานที่มีอยู่เท่ากับ 10, 30, 55 และ 80% ภายใน 20 ปี ตามลำดับ การใช้แบบจำลองดังกล่าว จะทำให้สามารถประมาณกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้งจากพลังงานหมุนเวียนที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในแต่ละปีในอนาคต ซึ่งสามารถ

นำมาเปรียบเทียบกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปีของประเทศ ดังตารางที่ 3.5-6 จากกำลังการผลิตนี้สามารถหาปริมาณการผลิตไฟฟ้าได้ ด้วยการคูณด้วยระยะการเดินเครื่องของแต่ละประเภทเทคโนโลยี ซึ่งเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าแต่ละชนิดมีชั่วโมงการดำเนินงานไม่เท่ากัน เนื่องจากข้อจำกัดของแหล่งพลังงานหมุนเวียน ดังแสดงในตารางสรุปผลการคำนวณของแต่ละกรณี

ผลการวิเคราะห์ดังกล่าว พบว่า การลงทุนที่ให้ผลตอบแทน 40% จะทำให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ใกล้เคียงกับแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ดังรูปที่ 3.5-5



รูปที่ 3.5-5 พลังงานไฟฟ้าผลิตจากพลังงานหมุนเวียนในปริมาณต่างๆ เทียบกับแผนพลังงานทดแทน 15 ปี

ตารางที่ 3.5-7 แสดงต้นทุนการผลิตในแต่ละเทคโนโลยีที่อัตราผลตอบแทนต่างๆ หากจะกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า เพื่อให้ผู้ลงทุนมีอัตราผลตอบแทนเป็น 40% จำนวนเงินอุดหนุนเริ่มต้นในปี 2551 จะสูงถึง 26,725 ล้านบาท

ตารางที่ 3.5-6 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ของประเทศไทย (ที่มา: กระทรวงพลังงาน และการ Interpolate ในปีที่ไม่มีข้อมูล)

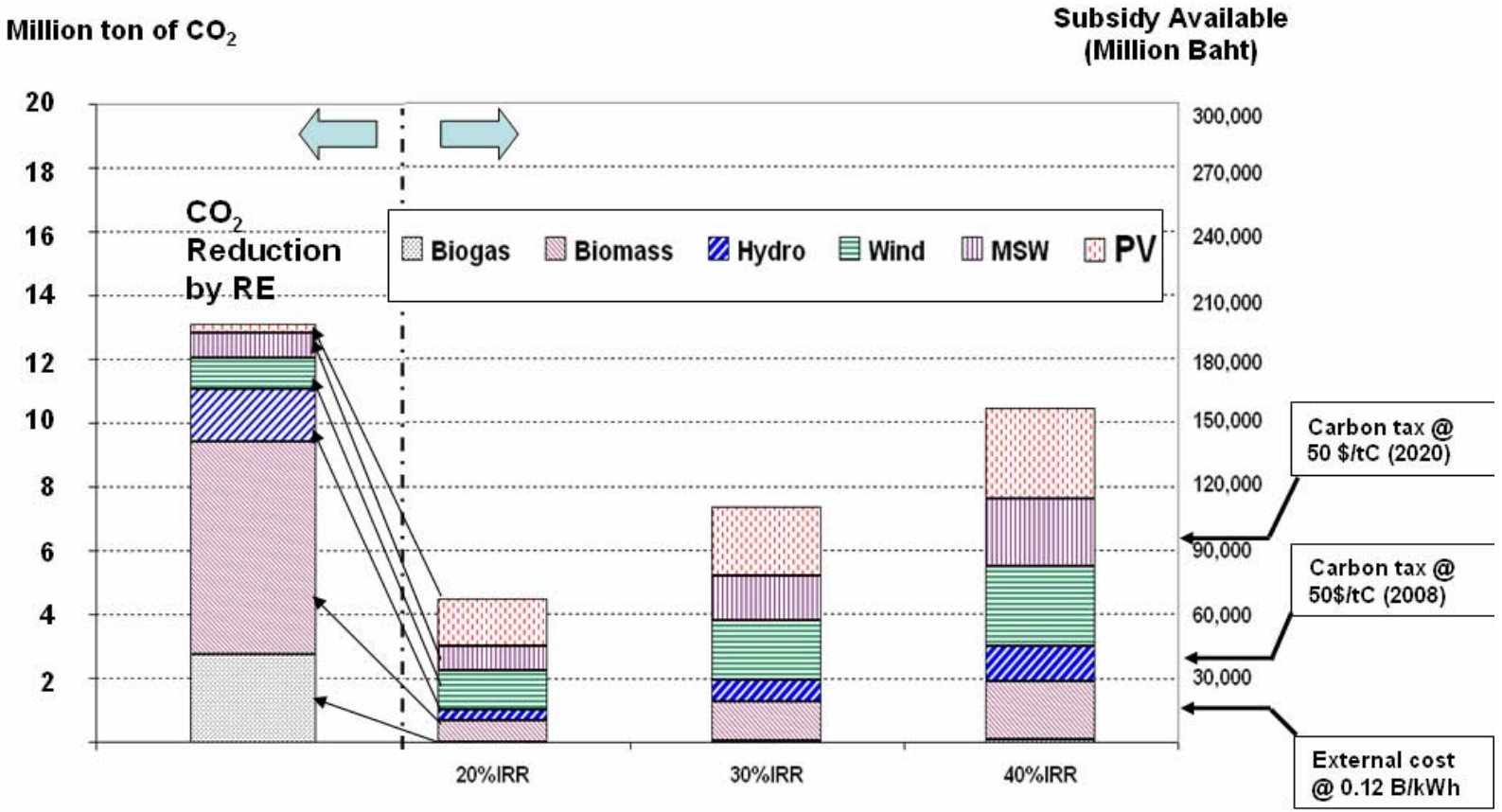
	Existing	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
Biomass (MW)	1,597.0	1,760.0	2,100.0	2,454.0	2,800.0	2,890.0	2,980.0	3,060.0	3,140.0	3,235.0	3,290.0	3,380.0	3,440.0	3,540.0	3,600.0
Biogas (MW)	29.2	35.0	48.0	55.0	60.0	69.0	73.0	79.0	86.0	90.0	100.0	107.0	112.0	115.0	118.0
MSW (MW)	5.0	5.0	35.0	70.0	100.0	105.0	110.0	115.0	120.0	130.0	135.0	140.0	145.0	150.0	155.0
PV on-grid (MW)	3.0	8.0	13.0	18.0	23.0	29.8	36.6	43.4	50.2	57.0					
PV off-grid (MW)	29.0	29.0	30.0	31.0	32.0	33.2	34.4	35.6	36.8	38.0					
Wind (MW)	1.0	25.0	40.0	90.0	150.0	200.0	250.0	300.0	350.0	400.0	450.0	500.0	550.0	600.0	650.0
Hydro-Egat (MW)	3,424.2														
Hydro-DEDE(MW)	44.7	59.0	116.0	143.0	165.0	196.0	215.0	257.0	273.0	281.0	299.0	309.0	315.0	319.0	320.0
Hydro-PEA(MW)	8.6														
Total (MW)		1,892.0	2,352.0	2,830.0	3,298.0	3,489.8	3,664.6	3,854.4	4,019.2	4,193.0	4,274.0	4,436.0	4,562.0	4,724.0	4,843.0

ตารางที่ 3.5-7 ผลการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย) เฉลี่ยของเทคโนโลยีต่างๆ ในแต่ละกรณีศึกษา

ต้นทุนการผลิต (บาทต่อหน่วย)	กรณี 1 12% IRR 10% ของ ศักยภาพ	กรณี 2 20% IRR 30% ของ ศักยภาพ	กรณี 3 30% IRR 55% ของ ศักยภาพ	กรณี 4 40% IRR 80% ของ ศักยภาพ
ชีวมวล (MW)/3,400 ชม.	3.28	3.70	4.25	4.85
ก๊าซชีวภาพ (MW)/3,400 ชม.	1.95	2.75	3.80	4.90
ขยะ (MW)/6,100 ชม.	4.85	9.60	15.90	22.50
เซลล์แสงอาทิตย์ on-grid (MW)/1,200 ชม.	30.55	46.50	65.00	85.00
เซลล์แสงอาทิตย์ off-grid (MW)/1,200 ชม.	30.55	46.50	65.00	85.00
พลังงานลม (MW)/1,500 ชม.	8.25	12.00	16.90	22.00
พลังน้ำ-DEDE(MW)/5,700 ชม.	4.97	7.25	10.10	13.00

อนึ่ง หากสมมติให้มีการนำ 80% ของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าที่ได้มีการประเมินไว้มาใช้ประโยชน์ โดยมีการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่จะทำให้ผู้ลงทุนมี IRR 20, 30 และ 40% จะทำให้รัฐต้องมีเงินอุดหนุนจำนวน 67,500, 110,400 และ 156,000 ล้านบาท ตามลำดับ ซึ่งเป็นวงเงินที่สูงกว่าเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานในปัจจุบันและสูงกว่ามูลค่าผลกระทบจากการผลิตฟ้าโดยเชื้อเพลิงฟอสซิลทั้งหมดในปี 2551 (รูปที่ 3.5-6)

ตารางที่ 3.5-8 แสดงส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) ที่ต้องการสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท กรณีที่ให้ IRR 40% จะเห็นได้ว่าต้องมีการเพิ่มจากระดับปัจจุบันอีก 0 - 3 บาท/kWh สำหรับชีวมวลและก๊าซชีวภาพ (ซึ่งส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสูงสุดที่ต้องการ คือ 3.20 บาท/kWh สำหรับฟางข้าว) และ 3-5 บาท/kWh สำหรับพลังน้ำ ขนาด 50 kW ถึง 10 MW (adder ที่ต้องการสูงสุด คือ 5 บาท/kWh) ส่วนพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ต้องการ adder เพิ่มอีกค่อนข้างมาก กล่าวคือ 8-9 บาท/kWh สำหรับพลังงานลม (ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ต่ำกว่า 6 เมตร/วินาที) และพลังน้ำขนาดเล็กกว่า 50 kW 16.50 บาท สำหรับขยะ และมากกว่า 40 บาท สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์



รูปที่ 3.5-6 ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ

ตารางที่ 3.5-8 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adders) จากกรณีลดระยะเวลาคืนเงินกู้ 5 ปี และกรณีให้ IRR 40% เปรียบเทียบกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน

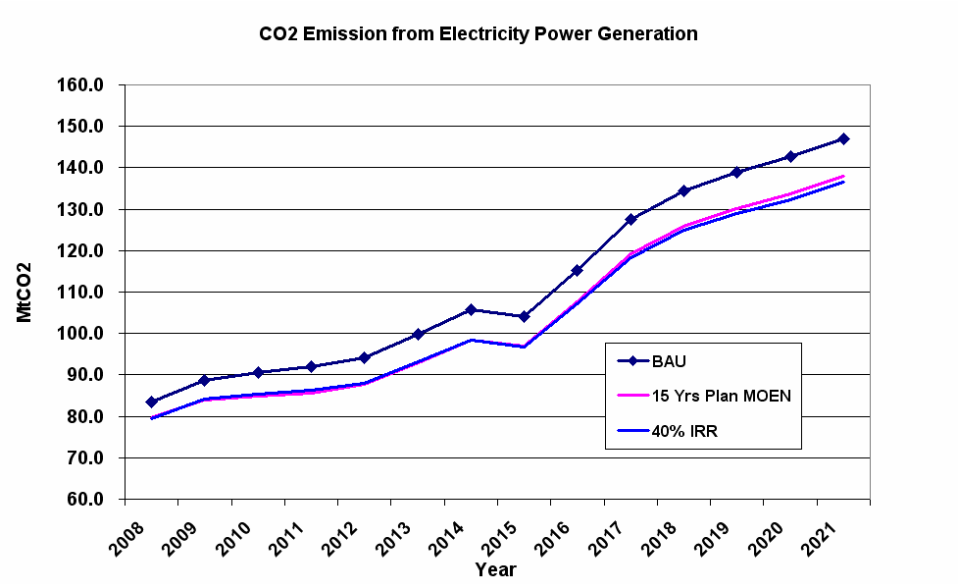
	แหล่งพลังงาน	ขนาด/ประเภท	กรณีคืนเงินกู้ 5 ปี	Utilization กรณี IRR 40%	ส่วนเพิ่มฯปัจจุบัน
	ชีวมวล				บาทต่อหน่วย
1	การผลิตน้ำตาล	ขายไฟที่เกินความต้องการโดยไม่มีการลงทุนหรือต่อเติมหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม	-1.06	-0.91	≤ 1MW = 0.5
2		ลงทุนเพิ่มเติมบางส่วนให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นเพื่อที่จะขาย	-1.06	-0.06	> 1MW = 0.3
3		ลงทุนต่อเติมเพื่อให้มีไฟฟ้าพอขายได้ตลอดปี	0.01	2.29	
4		สร้างโรงไฟฟ้าเพื่อการขายไฟฟ้าเฉพาะ	0.02	1.59	
5	การผลิตข้าว	แกลบ	0.24	2.44	
6		ฟาง	0.99	3.19	
7	ก๊าซชีวภาพ	ฟาร์มสุกร	-1.26	2.49	≤ 1MW = 0.5
8		โรงงานมันสัมปะหลัง	-1.81	2.39	> 1MW = 0.3
9		โรงงานปาล์ม	-1.26	2.49	
10	ขยะ	150 ตัน/วัน (เผา)	6.59	20.09	3.50
11	พลังน้ำ	< 50 กิโลวัตต์	3.09	10.59	<50kW = 1.50
12		50 -5,000 กิโลวัตต์	1.34	4.99	50-200 kW = 0.80
13		5,000 - 10,000 กิโลวัตต์	0.29	2.89	
14	พลังงานลม	ความเร็วลม < 6 เมตร/วินาที	7.49	19.59	≤ 50 kW = 4.50
15		ความเร็วลม > 6 เมตร/วินาที	4.09	11.99	> 50 kW = 3.50
16	เซลล์แสงอาทิตย์	ต้นทุนระบบ 150 บาท/วัตต์	23.09	49.59	8.00
17		ต้นทุนระบบ 250 บาท/วัตต์	40.59	82.59	

หากใช้ความต้องพลังงานไฟฟ้าตามแผน PDP 2007 เป็นกรณีอ้างอิง (BAU) การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนจะเป็นการทดแทนพลังงานฟอสซิลได้จำนวนหนึ่ง ซึ่งสามารถหลีกเลี่ยงการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ ทำให้ปริมาณการปล่อยจากภาคการผลิตไฟฟ้าในแต่ละปีน้อยลง ดังตารางที่ 3.5-9

ตารางที่ 3.5-9 ผลกระทบต่อปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 (ล้านตัน) จากการผลิตไฟฟ้าที่อัตราผลตอบแทน (IRR) ต่างๆ

ล้านตัน CO_2/ปี พ.ศ.	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563	2564
BAU (PDP 2007)	83.4	88.8	90.6	92.0	94.2	99.8	105.7	104.0	115.2	127.4	134.5	139.0	142.6	147.1
12% IRR,10%Utilizat'n	80.0	85.2	86.9	88.4	90.6	96.2	102.0	100.5	111.5	123.5	130.5	135.0	138.7	143.1
20% IRR,30%Utilizat'n	79.9	84.8	86.4	87.8	89.9	95.3	101.0	99.4	110.3	122.0	128.9	133.2	136.8	141.2
30% IRR,55%Utilizat'n	79.7	84.5	85.9	87.0	89.0	94.2	99.7	98.1	108.7	120.2	126.9	131.1	134.6	138.8
40% IRR,80%Utilizat'n	79.5	84.1	85.3	86.3	88.1	93.1	98.4	96.7	107.1	118.3	124.8	128.9	132.3	136.4
แผน 15 ปี	79.7	84.0	84.9	85.6	87.6	93.0	98.5	97.1	107.7	119.1	125.8	130.1	133.6	137.9

รูปที่ 3.5-7 แสดงการเปรียบเทียบปริมาณการปล่อย CO_2 .ในกรณีที่ผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP 2007. (BAU) กับกรณีที่มีการใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานหมุนเวียน 15 ปี ของกระทรวงพลังงาน และกรณีที่กำหนดเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็น 80% ของศักยภาพภายในปี 2021 ด้วยการให้ผลตอบแทน 40% ซึ่งแสดงให้เห็นว่าการกำหนดให้ผู้ลงทุนได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสูงขึ้นจนมี IRR ถึง 40% จะจูงใจให้มีการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพที่จะหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 10.6 ล้านตัน ในปี 2563 ซึ่งไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายการลด CO_2 ของประเทศ หากมีพันธกรณีต้องลดถึง 15-30% ของปริมาณการปล่อยจาก BAU ในปี 2563 ดังที่ได้กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 3.5-7 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในกรณี BAU กรณีใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผน 15 ปี และกรณีกำหนดเป้าหมาย 80% ของศักยภาพ

3.5.8 สรุปและข้อเสนอแนะ

(1) การใช้พลังงานหมุนเวียนผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี มีศักยภาพที่จะหลีกเลี่ยง CO_2 ได้ประมาณ 10 ล้านตันในปี 2563 ซึ่งยังต่ำกว่าเป้าหมายปริมาณการลดการปล่อย CO_2 หากประเทศมีพันธกรณีต้องร่วมรับผิดชอบต่อการลดการปล่อย CO_2 ในอัตราที่ได้มีเสนอไว้

(2) การประเมินมูลค่าผลกระทบภายนอกอันเกิดจากก๊าซมลพิษหลักและ CO_2 จากผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงฟอสซิล พบว่ามีค่า 0.12 บาทต่อหน่วยไฟฟ้าที่ผลิต ซึ่งในจำนวนนี้เป็นผลกระทบภายนอกจากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพียงอย่างเดียว 0.08 บาทต่อหน่วย หรือประมาณ 66% ของผลกระทบภายนอกทั้งหมด ซึ่งเมื่อเทียบกับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน ยังน้อย

กว่ามาก ดังนั้น หากชดเชยผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ไม่ปล่อยมลพิษเลยเพียง 0.12 บาทต่อหน่วย จึงไม่น่าจะเป็นการเพิ่มแรงจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนมากนัก ทั้งนี้ ต้นทุนผลกระทบภายนอกของระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยไม่สูงนัก เพราะเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่เป็นก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีการปล่อยก๊าซมลพิษปานกลางเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงถ่านหิน

(3) การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า โดยลดความเสี่ยงในการลงทุนและระยะเวลาคืนเงินกู้จากปกติเป็น 5 ปี จะทำให้การพิจารณาลงทุนของผู้ลงทุนและอนุมัติเงินกู้ของแหล่งเงินทุนง่ายขึ้น โดยเฉพาะโครงการที่ต้องการเงินลงทุนสูง เช่น ขยะ พลังน้ำขนาดเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันลม เป็นต้น โดยที่ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ในกรณีนี้จะสูงกว่าที่ให้อยู่ในปัจจุบันไม่มากนัก ยกเว้นพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งมีต้นทุนสูงมาก คาดว่าจะมีผู้สนใจไม่มากนัก จึงจำเป็นต้องกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าให้มี IRR สูงขึ้นไปอีก แต่วงเงินอุดหนุนรวมที่รัฐต้องจัดหา โดยใช้เงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจะสูงเกินไป ทางเลือกที่น่าพิจารณา คือ การเก็บค่าไฟฟ้าเพิ่มเท่ากับมูลค่าผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้จากการไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (ประเมินไว้ที่ 0.12 บาทต่อหน่วย) แล้วนำรายได้ซึ่งจะมีมูลค่าประมาณ 18,000 ล้านบาทในปีแรกมาตั้งเป็นกองทุนส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

(4) เงินรายได้จากการเก็บค่าไฟฟ้าเพิ่มเท่ากับมูลค่าผลกระทบภายนอกตามข้อ (3) ยังคงจะไม่เพียงพอสำหรับการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าที่มี IRR 20% ขึ้นไป จึงจำเป็นต้องจัดลำดับก่อนหลังของประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ได้รับส่วนเพิ่มฯ โดยให้ประเภทที่มีต้นทุนต่ำและมีศักยภาพในการลด CO_2 สูงก่อน ดังนั้น ในกรณีที่มีวงเงินอุดหนุนไม่เกิน 18,000 ล้านบาท และกำหนด IRR ไม่เกิน 20% จะมีประเภทพลังงานหมุนเวียนที่จะได้รับส่วนเพิ่มฯ เพียงก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังน้ำเท่านั้น

(5) ในระยะยาวเงินอุดหนุนที่ต้องการสำหรับการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจะเพิ่มสูงขึ้นมาก จึงต้องมีมาตรการจัดหาเงินอุดหนุนที่แตกต่างจากเดิม เช่น การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนดังที่ได้กล่าวไว้แล้วในตอนที่ 3.3 การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50$/tC จะทำให้รัฐมีรายได้ประมาณ 40,000 ล้านบาท ในปี 2551 เพียงพอที่สนับสนุนประเภทพลังงานเพิ่มเติม ได้แก่ พลังงานลม และขยะ (บางส่วน)

3.6 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)

3.6.1 ความเป็นมาและความเป็นมา

ทั่วโลกกำลังมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power, CHP) กันอย่างแพร่หลาย คาดกันว่าในอีก 20 – 30 ปีข้างหน้าจะมีระบบแบบนี้ถึง 20 – 25% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งโลก ในช่วงราว 10 ปี ที่ผ่านมา ประเทศไทยได้มีการใช้กฎเกณฑ์ “Public Utility Regulatory Policies Act (PURPA)” ของสหรัฐอเมริกาในการคำนวณประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ได้รับการส่งเสริมในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producers–SPP) วัตถุประสงค์ของการศึกษานี้เป็นการทบทวนการคำนวณประสิทธิภาพและผลกระทบของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงตลอดจนปัญหาในทางปฏิบัติของผู้ผลิตไฟฟ้าเหล่านั้น

โดยเหตุที่สหภาพยุโรปได้มีการกำหนดแนวนโยบาย กฎเกณฑ์และเอกสารคู่มือต่างๆ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Heat and Power Directives) งานวิจัยนี้จึงมีจุดมุ่งหมายที่จะวิเคราะห์ความเหมาะสมและเสนอแนะแนวทางที่จะนำมาใช้กับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในบริบทของประเทศไทย เป็นที่น่าสังเกตว่ากฎเกณฑ์และเอกสารต่างๆ ที่ใช้กำหนดและควบคุมโรงไฟฟ้าลักษณะนี้ของกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปมีความเป็นพลวัตสูง มีการปรับปรุงแก้ไขอย่างต่อเนื่องเพื่อให้เหมาะสมกับกระแสการเปลี่ยนแปลงของตลาดพลังงานทั้งของสหภาพยุโรปเองและของโลก กฎเกณฑ์ที่ใช้ในกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปนี้ครอบคลุมถึงคุณลักษณะของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมได้เป็นอย่างดี จึงมีการนำเกณฑ์นี้ไปประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางทั้งในประเทศที่เป็นและไม่เป็นสมาชิกของสหภาพยุโรป

กระบวนการพัฒนาข้อกำหนด และกฎเกณฑ์เพื่อใช้ควบคุมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในประเทศที่พัฒนาแล้วยังไม่เสร็จสิ้นและกำลังดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง สิ่งที่ได้เรียนรู้จากผู้เชี่ยวชาญในหลายๆ ประเทศคือ กฎเกณฑ์และข้อกำหนดที่มีความเหมาะสมในทางปฏิบัติจะต้องมีการเฝ้าติดตาม ประเมิน และปรับปรุง อย่างต่อเนื่อง

สำหรับประเทศไทย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงานได้มีนโยบายที่จะส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กระยะที่ 2 จึงประสงค์ที่จะให้มีการทบทวนและวิเคราะห์ถึงปัญหาและผลกระทบของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน เพื่อนำไป

ปรับปรุงกฎระเบียบและเพื่อแก้ปัญหาของผู้เกี่ยวข้องทั้งหมด การศึกษานี้จึงมีจุดมุ่งหมายที่จะตอบคำถามต่อไปนี้

(1) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมภายใต้โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในปัจจุบันมีประสิทธิภาพโดยรวมเป็นอย่างไร

(2) ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมภายใต้โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในปัจจุบันสามารถประหยัดพลังงานขั้นต้น (Primary energy saving – PES) ได้เท่าใด

(3) ปัญหาในการเฝ้าติดตาม และควบคุมในปัจจุบันมีอะไรบ้าง

(4) ศักยภาพของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมภายใต้โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในปัจจุบันเป็นอย่างไร

(5) ผลกระทบจะเป็นอย่างไรถ้ามีการเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดด้านประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าภายใต้โครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเป็น EU Directive โดยกำหนดให้ PES> 10% และประสิทธิภาพโดยรวม (ηoverall) > 75% หรือ 80%

(6) ศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะเพิ่มขึ้นหรือไม่ ถ้ามีการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว

(7) ผลกระทบที่ตามมาจะเป็นอย่างไรถ้ามีการเปลี่ยนแปลงด้านเทคนิคที่จะใช้ในการคำนวณประสิทธิภาพ แต่เงื่อนไขทางพาณิชย์ยังคงเดิม จะมีจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กเพิ่มขึ้น หรือลดลง

(8) มีแนวทางอื่นที่เป็นทางเลือกหรือไม่ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมตามวัตถุประสงค์ของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

3.6.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์ที่จะทบทวนระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในปัจจุบัน และศึกษาแนวทางการปรับปรุงระเบียบดังกล่าว เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงภายใต้โครงการสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ทั้งนี้เพราะระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมจะช่วยลดการบริโภคพลังงานขั้นต้น ลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และเป็นผลให้ประสิทธิภาพของการใช้พลังงานของประเทศเพิ่มขึ้น อีกทั้งเป็นการช่วยลดผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสภาวะโลกร้อน

3.6.3 ขอบเขตของการศึกษา

(1) ทบทวนผลกระทบของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทั้งกำลังการผลิต ระยะเวลาที่ใช้ในการก่อสร้าง การผลิตไฟฟ้าและโครงสร้างราคาของไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจำหน่ายให้กับการไฟฟ้า

(2) คำนวณความสามารถในการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ได้รับการคัดเลือก

(3) ประมาณศักยภาพของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมภายใต้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในปัจจุบัน โดยอิงกับตัวอย่างที่ได้รับการคัดเลือก

(4) รับทราบปัญหา คำแนะนำ จากผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องทั้ง ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ปตท. กฟผ. กฟภ. และ กฟน.

(5) ศึกษาวิธีการคำนวณการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) ของสหภาพยุโรปเพื่อใช้เป็นแนวทางสำหรับปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กในประเทศไทย

- เพื่อกำหนดค่าประสิทธิภาพอ้างอิงสำหรับใช้คำนวณ PES
- ศึกษาคู่มือ CHP เพื่อใช้เป็นพื้นฐานในการคำนวณ PES ในประเทศ

(6) ถ้าเห็นสมควร ให้นำเสนอระเบียบใหม่ขึ้นมาทดแทนระเบียบ SPP เดิม เพื่อเป็นการส่ง เสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) ซึ่งรวมถึง

- แนวทางคำนวน PES
- ค่าประสิทธิภาพอ้างอิงเพื่อใช้ในการคำนวณ
- คู่มือ CHP ที่ใช้ในการคำนวณ

(7) สรุปผลการศึกษา และให้ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการคำนวณ PES มาใช้เป็นระเบียบ SPP แทนกฎเกณฑ์เดิม เพื่อการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

3.6.4 วิธีการดำเนินการศึกษา

การดำเนินการศึกษาจะเป็นขั้นตอน ดังนี้

(1) ทบทวนข้อมูลของโรงไฟฟ้า SPP ที่เป็นระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ได้รับการคัดเลือก

(2) ทบทวนผลการดำเนินงานของ SPP

(3) จัดประชุมเชิงปฏิบัติการ 2 ครั้ง เพื่อรับทราบปัญหาในการดำเนินงาน ครั้งแรกเป็นการประชุมกับตัวแทนการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง คือ กฟผ. กฟภ. และ กฟน. ส่วนครั้งที่สองเป็นการประชุมกับตัวแทนจาก SPP ต่างๆ

(4) เยี่ยมชมการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมภายใต้โครงการ SPP 2 แห่ง

(5) คำนวณ PES ของโรงไฟฟ้าความร้อนร่วมที่ได้รับการคัดเลือก

(6) ศึกษา EU Directive และคู่มือ เพื่อหาแนวทางส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

(7) ถ้าเห็นสมควร คณะผู้วิจัยจะนำเสนอการเปลี่ยนแปลงระเบียบของโครงการ SPP เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) มากขึ้น

(8) เสนอรายงานพร้อมบทสรุปการวิเคราะห์ ข้อเสนอแนะในการเปลี่ยนแปลงระเบียบ และการแก้ไขปัญหาในทางปฏิบัติเพื่อส่งเสริมการลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

(9) นำเสนอผลการศึกษาในการประชุมเชิงปฏิบัติการกับผู้มีส่วนได้เสีย

3.6.5 การวิเคราะห์การประหยัดพลังงานขั้นต้นของโรงไฟฟ้าในโครงการ SPP ในปัจจุบัน

จากข้อมูลที่ได้รับจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน พบว่า ปัจจุบันมีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กอยู่ 113 ราย เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่ทำสัญญากับการไฟฟ้าแล้ว 97 ราย อีก 16 ราย ซึ่งมีกำลังผลิตรวม 295 เมกะวัตต์ กำลังรอการลงนามในสัญญา กำลังผลิตรวมของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมด เท่ากับ 4,922 เมกะวัตต์ ขายให้กับ กฟผ. 2,727 เมกะวัตต์ ที่เหลือขายให้กับโรงงานภายในสวนอุตสาหกรรม หรือใช้เอง ในจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมด มี 42 ราย ที่ขายไฟฟ้าในลักษณะ Firm ที่เหลืออีก 71 ราย ขายไฟฟ้าในลักษณะ Non-firm และจากจำนวนโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม 23 แห่ง มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงอยู่ 20 แห่ง ซึ่งมีกำลังผลิตรวม 2,519 เมกะวัตต์ และในจำนวนโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กทั้งหมด มี 7 แห่ง ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง และมีกำลังผลิตรวม 703 เมกะวัตต์

พลังงานที่ผลิตได้สูงสุดต่อปี ของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (ในปี 2004) เป็น 13,400,000 เมกะวัตต์ชั่วโมงต่อปี หรือราว 10% ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในประเทศ ซึ่ง 95% ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กนี้เป็นผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กที่มีสัญญา แบบ Firm อีก 5% เป็นแบบ Non-firm ส่วน Load factor ในปี 2004 ของโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กแบบ Firm นั้นเท่ากับ 40.6% หรือ 3,523 ชั่วโมงต่อปี ในขณะที่ โรงไฟฟ้าแบบ Non-firm เท่ากับ 6% หรือ 525 ชั่วโมงต่อปี

จากข้อมูลในช่วงเวลาจากเดือนธันวาคม 2548 ถึงเดือนพฤศจิกายน 2549 ของโรงไฟฟ้าในโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กซึ่งได้รับจาก สนพ. เมื่อนำมาคำนวณพลังงานขั้นต้นที่ประหยัดได้ (PES) จากการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมเฉลี่ยรายเดือนด้วยวิธีที่ได้ศึกษาพบว่ามีค่าเท่ากับ 14.13% (ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานเท่ากับ 1.75%) ในขณะที่โรงไฟฟ้าเดียวกันนี้มีประสิทธิภาพจากการคำนวณโดยสูตรของ PURPA เท่ากับ 48.15% และมีค่าสัดส่วนความร้อนเป็น 45.69% ซึ่งผ่านเกณฑ์

ที่กำหนดไว้สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในโครงการ SPP ปัจจุบัน จากข้อมูลและการวิเคราะห์ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ประเมินได้ว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในโครงการ SPP ปัจจุบันสามารถประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) ได้ราว 3 – 5% แม้ว่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมของโรงไฟฟ้าตัวอย่างซึ่งเท่ากับ 56.5% จะค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับโรงไฟฟ้าประเภทเดียวกันในประเทศไทย แต่เมื่อเทียบกับประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในประเทศอื่นแล้วยังต่ำกว่ามาก ทั้งนี้เป็นเพราะโรงไฟฟ้า SPP ในประเทศไทยมักสร้างอยู่ภายในนิคม/สวนอุตสาหกรรม ขณะที่ SPP ในต่างประเทศมักสร้างขึ้นเพื่อสนองความต้องการของโรงงานอุตสาหกรรม หรืออาคารพาณิชย์ แต่ละแห่ง จึงถูกออกแบบมาให้มีสัดส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนค่อนข้างต่ำราว 0.6 ถึง 0.4 และมีประสิทธิภาพโดยรวมราว 75 – 85% แต่โรงไฟฟ้าที่นำมาเป็นตัวอย่างในการศึกษานี้มีลักษณะต่างออกไป โดยมีสัดส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนอยู่ที่ 0.9 โดยเฉลี่ย เพื่อสนองความต้องการพลังงานไฟฟ้าให้ได้มากที่สุดทั้งของลูกค้าในสวนอุตสาหกรรมและขายให้กับการไฟฟ้า ทั้งนี้ การผลิตและใช้ประโยชน์พลังงานความร้อนเป็นพลังงานรูปที่สองตามระเบียบของ SPP ปัจจุบัน

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมในประเทศไทยยังสามารถเพิ่มได้อีกถ้ามีการสนับสนุนที่จูงใจนักลงทุนอย่างพอเพียง และสามารถพัฒนาให้มีประสิทธิภาพถึง 75% หรือมากกว่าให้เหมือนกับโรงไฟฟ้าระบบเดียวกันที่ใช้อยู่ทั่วโลก เพียงแต่ขนาดของระบบต้องมีขนาดเล็กลงตามความต้องการของโรงงานอุตสาหกรรมแต่ละแห่ง คือขนาดราว 5 ถึง 30 เมกะวัตต์ แทนที่จะมีขนาด 120 เมกะวัตต์ เช่นในปัจจุบัน โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่เล็กลงนี้จะเดินเครื่องโดยโรงงานอุตสาหกรรมแต่ละแห่ง แทนที่จะเป็นระบบแยกต่างหากที่มีขนาดใหญ่ ภายใต้ระเบียบ SPP ปัจจุบัน ซึ่งเน้นการส่งเสริมให้มีกำลังผลิตเหลือเพื่อขายให้การไฟฟ้าถึง 90 เมกะวัตต์

ด้วยหลักเกณฑ์การประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่มีขนาดเล็กลง ไม่จำเป็นว่าจะต้องมีประสิทธิภาพต่ำลง เพราะระบบขนาดเล็กจะใช้ประโยชน์จากความร้อนที่เหลือจากกังหันก๊าซมากกว่าระบบใหญ่ซึ่งต้องนำความร้อนและไอน้ำไปใช้ในโรงงานอื่น ภายในสวนอุตสาหกรรม

3.6.6 ปัญหาและข้อเสนอแนะจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

โครงการสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ได้เริ่มมาเป็นเวลาหลายปีแล้ว มีจำนวนผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจำนวนไม่น้อยที่ขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ภายใต้ระเบียบในปัจจุบัน ทั้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กและหน่วยงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งต่างก็ประสบปัญหาในการปฏิบัติตามระเบียบของโครงการ จึงสมควรมีการรับฟังปัญหาและข้อเสนอแนะเกี่ยวกับระเบียบในปัจจุบันเพื่อนำไปแก้ไข

โดยใช้การประชุมซึ่งได้รับการสนับสนุนจาก สนพ. ในการจัด 2 ครั้ง ครั้งแรกเป็นการประชุมระหว่างผู้แทนจากหน่วยงานของการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่งกับผู้แทนของ สนพ. อีกครั้งหนึ่งเป็นการประชุมระหว่างผู้แทนของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กกับผู้แทนของ สนพ. ปัญหาและข้อเสนอแนะที่บรรดาผู้แทนทั้งหลายได้ให้ไว้สามารถสรุปได้ดังนี้

(1) การติดตั้งอุปกรณ์วัดปริมาณไอน้ำนั้น ปัญหาหลัก ๆ ที่ควรได้รับการแก้ไข คือ

- ข้อกำหนดที่ชัดเจนสำหรับการติดตั้งอุปกรณ์วัดปริมาณไอน้ำ และการวัด ปริมาณไอน้ำ
- การชดเชยพลังงานที่สูญเสียจากการส่งไอน้ำตามท่อส่ง
- การยกเว้นข้อกำหนดให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กต้องขายไอน้ำไม่น้อยกว่า 10% ของพลังงานที่ผลิตทั้งหมด

(2) การเชื่อมโยงเข้ากับระบบสายส่งและจำหน่ายของการไฟฟ้า มีปัญหาที่ถูกนำมาเป็นประเด็นดังนี้

- การปรับปรุงระบบป้องกันของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กให้เหมาะสมอยู่เสมอ
- การจำกัดปริมาณไฟฟ้าที่รับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
- ลดขั้นตอนและอุปกรณ์ในการเชื่อมต่อ
- การปรับปรุงระบบ Synchronous check และ Inter-trip เพื่อป้องความเสียหายกับอุปกรณ์

(3) การคำนวณประสิทธิภาพ

ได้มีการนำประเด็นของความร้อนที่ถูกส่งกลับมาในรูปคอนเดนเสดหรือน้ำร้อนที่ เกิดจากการควบแน่นของไอน้ำที่ลูกค้าของโรงไฟฟ้าใช้แล้วมาเป็นข้อหารือ ปริมาณ ความร้อนดังกล่าวเมื่อส่งกลับมายังโรงไฟฟ้าและไม่ได้รวมอยู่ในพลังงานขาเข้า ซึ่งทำให้การคำนวนประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าคลาดเคลื่อนไป

- การกำหนดประสิทธิภาพรวมเป็น 45% ควรจำกัดเฉพาะช่วง Peak เท่านั้น ไม่ควรใช้กำหนดประสิทธิภาพช่วง Off peak และช่วงเวลาซ่อมบำรุง
- การคำนวณประสิทธิภาพควรคำนึงถึง Heat rate ที่เสื่อมลง ทำให้ใช้เชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น
- พลังงานรูปอื่นที่ไม่ใช้ไอน้ำควรรวมเข้าไปในการคำนวณประสิทธิภาพ
- ข้อกำหนดที่ให้รวมครึ่งหนึ่งของความร้อนที่ส่งให้กับลูกค้าในการคำนวนประสิทธิภาพควรได้รับการยกเว้นสำหรับโรงไฟฟ้าที่ไม่มีลูกค้าซื้อไอน้ำ

(4) ข้อขัดแย้งทางธุรกิจ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

- การไฟฟ้า ได้มีการลงทุนล่วงหน้าในการสร้างโรงไฟฟ้าและระบบสายส่ง
- ต้องมีการสร้างระบบสายส่งที่ซ้ำซ้อน โดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก
- ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของลูกค้าของ SPP มีจำกัด
- มีการคิดค่าบริการจากการไฟฟ้า สำหรับพลังงาน Reactive
- ช่วงการจ่ายไฟฟ้า 30 นาทีแรกหลังจากขนานไฟฟ้า ไม่ถูกนำไปคิดเงิน

(5) ศูนย์ข้อมูล

มีความคลาดเคลื่อนของข้อมูลที่ได้รับจากการไฟฟ้า และผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก จึงควรมีหน่วยงานที่รับข้อมูลจากทั้งสองฝ่ายเพื่อลดความคลาดเคลื่อน ซึ่งอาจเป็นหน่วยใดหน่วยหนึ่งของ กฟผ. ที่ได้รับการมอบหมายให้เป็นศูนย์ข้อมูล

3.6.7 ข้อเสนอแนะสำหรับประเทศไทย

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อส่งเสริมการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม ซึ่งใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในประเทศไทย ระเบียบและกฎเกณฑ์ที่นำมาเสนอเป็นเอกสารซึ่งสหภาพยุโรปเพิ่งจะเผยแพร่เมื่อต้นปี ค.ศ. 2007 นี้เอง ข้อเสนอแนะต่าง ๆ เหล่านี้จึงเป็นผลจากการปรึกษาหารือและการตัดสินใจในกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปเมื่อเร็ว ๆ นี้เอง เพื่อสนับสนุนให้มีการนำหลักการคำนวณการประหยัดพลังงานเบื้องต้น (PES) มาใช้ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) ในประเทศไทย จึงควรมีการพิจารณาประเด็นดังต่อไปนี้

(1) ระเบียบและคู่มือเหล่านี้ควรจะใช้เป็นหลักเกณฑ์หลักในการคำนวณประสิทธิภาพเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และควรได้รับการสนับสนุนจากหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง

(2) ระเบียบและคู่มือเหล่านี้ควรใช้เป็นแนวทางในการประเมินเพื่อยืนยันประสิทธิภาพของระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม เอกสารเหล่านี้อาจจะไม่ได้รวมลักษณะของโรงไฟฟ้าทุกแบบ หรือการดำเนินการผลิตทุกลักษณะ แต่ก็ยังสามารถใช้เป็นแนวทางในการคำนวณ รวมถึงการจัดตั้งกลุ่มผู้เชี่ยวชาญเพื่อช่วยขยายความและให้คำแนะนำเพื่อขจัดข้อขัดแย้งที่อาจจะเกิดขึ้น

(3) เอกสารนี้ไม่ได้ระบุค่าประสิทธิภาพอ้างอิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมอย่างชัดเจน (หลายประเทศกำหนดค่าประสิทธิภาพอ้างอิงดังกล่าวเองเพื่อการคำนวณ PES) สำหรับประเทศไทย อาจเริ่มใช้ค่าประสิทธิภาพอ้างอิงที่ระบุไว้ในวงเล็บในตารางข้างล่างนี้ไปก่อน และค่อยปรับปรุงแก้ไขให้เหมาะสมกับสภาพแวดล้อมและผลกระทบต่อไปภายหลัง

ประเภทเชื้อเพลิง	Ref η E*	Ref η H**
แก๊สธรรมชาติ	50% (45%)	90% (85%)
ถ่านหิน	42% (40%)	85% (80%)
น้ำมัน	42%	85%
พลังงานหมุนเวียนและขยะ	22-35%	80%

**Ref η E ประสิทธิภาพเชิงผลิตไฟฟ้าอ้างอิง*

***Ref η H ประสิทธิภาพเชิงความร้อนอ้างอิง*

3.6.8 สรุปและข้อเสนอแนะ

(1) เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าระบบความร้อนร่วม ในเบื้องต้นอาจจะกำหนดเป้าหมายให้มีการผลิตไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP เป็น 20% ของความต้องการไฟฟ้าทั้งประเทศใน 10 ปีข้างหน้า และกำหนดเป้าหมายให้สวนอุตสาหกรรมที่อยู่ใกล้กับแนวท่อก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าขึ้นใช้เอง

(2) กำหนดนโยบายสนับสนุน CHP อย่างชัดเจน เช่น เพิ่มแนวท่อก๊าซ ลดข้อกำหนดในการเชื่อมโยง เป็นต้น

(3) กำหนดให้ใช้ EU Directive ในการประเมิน SPP เพื่อให้มั่นใจว่ามีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

(4) ใช้ EU Manual เป็นแนวทางในการคำนวณประสิทธิภาพและคุณลักษณะหลักของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม และเพื่อให้การคำนวณทำได้ง่ายขึ้น ควรมีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์เพื่อช่วยคำนวณ

(5) ความสำเร็จของการพัฒนา CHP ขึ้นอยู่กับโครงการ SPP อย่างมาก โดยเฉพาะ SPP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เนื่องจากมีแหล่งสำรองภายในประเทศ สะดวกในการใช้และมีการปลดปล่อย CO_2 น้อยกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลชนิดอื่น จึงควรมีมาตรการส่งเสริม SPP ดังกล่าวที่ชัดเจน

(6) ควรมีหน่วยงานที่กำกับดูแลและติดตามสัมฤทธิผลของการดำเนินการมาตรการส่งเสริม CHP เพื่อให้มีการพัฒนาและปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งมีการส่งเสริมการศึกษาและวิจัยที่จะสนับสนุนการดำเนินมาตรการดังกล่าว

3.7 การประเมิน Cost-effectiveness ของการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ

3.7.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ

ผลการศึกษาเบื้องต้นของโครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทยในระยะที่ 1 พบว่า ในปี 2559 ประเทศไทยมีศักยภาพในการประหยัดพลังงานประมาณ 14,318 ktoe หรือคิดเป็น 12.76 % ของพลังงานที่คาดว่าจะใช้ในปีนั้น ศักยภาพการประหยัดพลังงานดังกล่าว เป็นผลมาจากการใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์ ที่มีประสิทธิภาพพลังงานที่สูงขึ้นในแต่ละภาคเศรษฐกิจ โดยไม่รวมการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีการผลิตเฉพาะสำหรับแต่ละภาคอุตสาหกรรม การปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมและการปรับโครงสร้างระบบขนส่ง

เนื่องจากเทคโนโลยี/อุปกรณ์แต่ละประเภทต้องการเงินลงทุนที่ต่างกัน มีอายุการใช้งานที่ต่างกัน และให้ผลตอบแทนในเชิงเศรษฐศาสตร์ (ในรูปของพลังงานที่ประหยัดได้) และเชิงสิ่งแวดล้อม (ในรูปของการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก) ไม่เท่ากัน ดังนั้น เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยภาครัฐ จึงจำเป็นต้องมีการจัดลำดับความสำคัญของเทคโนโลยี/อุปกรณ์ บนพื้นฐานของข้อมูลด้านความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (Cost effectiveness) ในระยะยาวของการลงทุนในแต่ละทางเลือกในภาพรวมของประเทศ ในทำนองเดียวกัน การตัดสินใจการกำหนดทางเลือกเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่จะส่งเสริมของภาพรัฐก็ควรจะตั้งอยู่บนพื้นฐานดังกล่าวเช่นกัน

3.7.2 วัตถุประสงค์และขอบเขต

3.7.2.1 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนด้านเทคโนโลยีประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ ในระยะยาวในภาพรวมของประเทศ

(2) เพื่อวิเคราะห์และเปรียบเทียบความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกของเทคโนโลยีแต่ละประเภท และเสนอแนะทางเลือกเทคโนโลยีที่ควรจะได้รับการสนับสนุน/ส่งเสริม ตามลำดับความสำคัญ

3.7.2.2 ขอบเขตการวิจัย

(1) การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาเฉพาะผลตอบแทนจากการลงทุนในรูปมูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้ และปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดได้

(2) การศึกษานี้จะทำการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน (Cost effectiveness) ของเทคโนโลยีแต่ละประเภทในภาพรวมของประเทศทั้ง 4 ภาคเศรษฐกิจหลัก ประกอบด้วย ภาคอุตสาหกรรม ภาคภาคขนส่งทางถนน (ไม่รวมภาคขนส่งทางอากาศและน้ำ) ภาคอาคาร และภาคครัวเรือน

(3) เทคโนโลยีประหยัดพลังงานที่จะประเมินความคุ้นค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ จะจำกัดเฉพาะที่เป็น Cross cutting technology หรือเทคโนโลยีที่ใช้ทั่วไป ในแต่ละภาคเศรษฐกิจ โดยไม่รวมเทคโนโลยีจำเพาะสำหรับอุตสาหกรรมแต่ละประเภท (Industry-specific- technology)

(4) เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน ที่จะประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาเฉพาะภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคเชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อการขนส่ง

3.7.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ

(1) จำลองสถานการณ์การใช้พลังงานภายใต้สถานการณ์ปกติ (BAU Scenario) ในระยะยาว ระหว่างปี 2549-2573

(2) ประเมินเทคโนโลยีหลักที่มีศักยภาพในการประหยัดพลังงานในปัจจุบันและในระยะอันใกล้ (Near term) ทั้ง 4 ภาคเศรษฐกิจหลัก ในรูปของศักยภาพการประหยัดพลังงาน ต้นทุนของเทคโนโลยี/อุปกรณ์ ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานที่ประหยัดได้ (หรือที่ผลิตได้ในกรณีของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน) รวมทั้ง การคาดการณ์แนวโน้มการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Penetration rate) จากอุปกรณ์เดิมไปสู่อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงขึ้นในแต่ละปี

(3) คำนวณศักยภาพการประหยัดพลังงานของเทคโนโลยีต่างๆ ของทุกภาคเศรษฐกิจตามแนวโน้มอัตรากรปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ในข้อ (2)

(4) คำนวณความคุ้มค่าของการลงทุน (Cost effectiveness) ของเทคโนโลยีแต่ละประเภทในภาพรวมของประเทศ โดยคิดต้นทุนของเทคโนโลยีแต่ละประเภทในรูปของ “ค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี (Equivalent uniform annual)[12]” เนื่องจากอายุการใช้งานไม่เท่ากัน และคิดต้นทุนโดยหักเงินอุดหนุนรูปแบบต่างๆ จากภาครัฐ เช่น การลดหย่อนภาษีสรรพามิต

(5) คำนวณศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 ของทุกเทคโนโลยีในแต่ละภาคเศรษฐกิจ

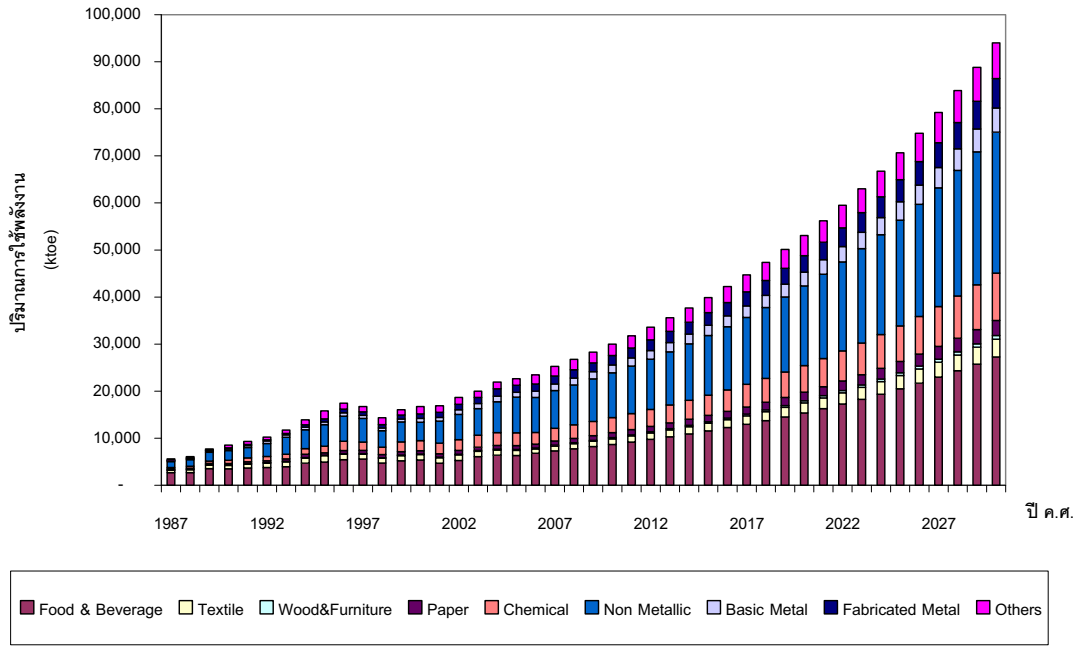
(6) เสนอแนะทางเลือกเทคโนโลยีที่ควรจะได้รับการสนับสนุน/ส่งเสริม ตามลำดับความสำคัญ

12 วันชัย ริจิรวนิช และ ชอุม พลอยมีค่า เศรษศาสตร์วิศวกรรม 2545

3.7.4 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

3.7.4.1 การจำลองการใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรม

จากการประมาณการใช้พลังงานของภาคอุตสาหกรรมในอนาคตจากปี 2549 จนถึงปี 2573 โดยอาศัยค่า Energy elasticity เฉลี่ยในช่วงปี 2530 - 2549 ซึ่งเท่ากับ 0.92:1 พบว่า การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศจะเพิ่มขึ้นจาก 26,740 ktoe ในปี 2551 เป็น 94,040 ktoe ในปี 2573 หรือเพิ่มขึ้น 3.5 เท่า โดยที่ภาคอุตสาหกรรมย่อย 8 ภาคหลักจะมีการใช้พลังงานดังรูปที่ 3.7-1 หากไม่มีการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมและการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีการผลิตที่มีนัยสำคัญ



รูปที่ 3.7-1 การคาดการณ์การใช้พลังงานในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทยตั้งแต่ปี 2530 - 2573

3.7.4.2 การประเมินเทคโนโลยีการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

อุปกรณ์พื้นฐานสำคัญที่มีการใช้พลังงานโดยทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรมแบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ อุปกรณ์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้า เช่น มอเตอร์ เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor) เครื่องทำน้ำเย็น (Chiller) เตาหลอมไฟฟ้า (Arc Furnace) และอุปกรณ์ที่ใช้เชื้อเพลิงโดยตรง ประกอบด้วย หม้อไอน้ำ (Boiler) และเตาเผา (Furnace) เทคโนโลยีใหม่และเทคนิคการการอนุรักษ์พลังงานสำหรับอุปกรณ์แต่ละชนิดสรุปได้ดังนี้

(1) มอเตอร์ไฟฟ้า

<u>มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง (High Efficiency Motors หรือ HEMs)</u> มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงเป็นมอเตอร์ที่ได้รับการปรับปรุงจากมอเตอร์ธรรมดาแบบดั้งเดิม หรือที่เรียกโดยทั่วไปว่ามอเตอร์

แบบมาตรฐาน (Standard efficiency motor) ทำให้มีประสิทธิภาพสูงถึง 85 - 95% ซึ่งสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดาประมาณ 3% แต่มีราคาสูงกว่ามอเตอร์ธรรมดาประมาณ 15 - 30%

<u>การปรับปรุงระบบมอเตอร์</u> (Motor system) ปัจจุบันการปรับปรุงมอเตอร์มี 3 แนวทางหลัก ดังนี้

- มอเตอร์ชนิดใหม่ เช่น มอเตอร์ใช้ตัวนำไฟฟ้ายิ่งยวด (Superconductor motor) มอเตอร์ใช้แม่เหล็กถาวร (Permanent Magnet, PM) มอเตอร์ที่ใช้โรเตอร์ทำจากทองแดง (Copper-rotor motor) มอเตอร์ Switched Reluctance (SR) และ มอเตอร์ Written Pole (WP)
- การออกแบบระบบที่เหมาะสมกับภาระและ
- การควบคุมมอเตอร์

ในการศึกษานี้ ได้คาดการณ์ว่าจะมีเทคโนโลยีที่น่าจะมีการนำมาใช้ในเชิงพาณิชย์ 2 ประเภท คือ มอเตอร์ประสิทธิภาพสูงและมอเตอร์แบบแม่เหล็กถาวร โดยที่ค่าใช้จ่ายในการลงทุนที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับมอเตอร์ธรรมดา นั้นได้คำนวณเป็นค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี (Equivalent uniform annual) เนื่องจากแต่ละเทคโนโลยีมีอายุการใช้งานที่ไม่เท่ากัน ซึ่งสามารถสรุปในตารางที่ 3.7-1

(2) เครื่องอัดอากาศ

เครื่องอัดอากาศเป็นอุปกรณ์อีกชนิดหนึ่งที่มีการใช้กันเป็นจำนวนมากในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ และเป็นอุปกรณ์ที่ใช้พลังงานมาก เครื่องอัดอากาศแบ่งประเภทได้ดังนี้

- เครื่องอัดอากาศประเภทปริมาตร ประกอบด้วย
  - เครื่องอัดอากาศแบบลูกสูบ
  - เครื่องอัดอากาศแบบโรตารี่สกรู
  - Lobe Rotor Compressors
  - Vane Compressor
  - Liquid Ring Compressor
- เครื่องอัดอากาศประเภทไดนามิคส์
  - Centrifugal compressor
  - Turbo compressor
  - Air jet

เทคโนโลยี ต้นทุนและศักยภาพในการประหยัดพลังงานของเครื่องอัดอากาศแต่ละประเภทแสดงในตารางที่ 3.7-1

(3) เครื่องทำน้ำเย็น (Chiller)

เครื่องทำน้ำเย็นเป็นอุปกรณ์หนึ่งที่นิยมใช้กันอย่างกว้างขวางในอุตสาหกรรม เพื่อทำการปรับสภาพอากาศภายในโรงงานและผลิตน้ำเย็นสำหรับใช้ในกระบวนการผลิต เป็นอุปกรณ์ที่มี การใช้พลังงานสูงเป็นลำดับต้นๆ ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับประเภท ราคา และประสิทธิภาพของเครื่องผลิตน้ำเย็นชนิดต่างๆ แสดงไว้ในตารางที่ 3.7-1

(4) เตาหลอมไฟฟ้า (Electric Arc Furnace)

ในประเทศไทย อุตสาหกรรมผลิตเหล็กและผลิตภัณฑ์เกี่ยวกับเหล็ก จัดเป็นอุตสาหกรรมหนักที่ใช้พลังงานมาก โรงงานผลิตเหล็กในประเทศไทยจัดเป็นโรงงานขนาดเล็ก (Mini Mill) เนื่องจากไม่ได้ถลุงแร่เหล็ก แต่จะผลิตเหล็กจากการหลอมเศษเหล็ก (Scrap) ในเตาหลอมไฟฟ้า ซึ่งจะได้เป็นเหล็กกล้าหลอมเหลว แล้วส่งผ่านสู่กระบวนการหล่อแบบต่อเนื่องเพื่อหล่อเป็นผลิตภัณฑ์กึ่งสำเร็จรูป การผลิตผลิตภัณฑ์เกี่ยวกับเหล็กจะได้จากการอบเหล็กแท่งให้ร้อนแล้วผ่านกรรมวิธีขึ้นรูปเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ตามต้องการ เทคโนโลยีประหยัดพลังงานสำหรับอุปกรณ์เตาหลอมไฟฟ้าที่มีแนวโน้มจะได้รับการส่งเสริม ได้แก่ หัวเผาแบบใช้ออกซิเจนบริสุทธิ์และเตาไฟฟ้ากระแสตรง ใช้พลังงานน้อยกว่าการหลอมด้วยเตาหลอมอาร์กไฟฟ้าที่ใช้ไฟฟ้ากระแสสลับ ประมาณ 3 - 5% และใช้แท่งอิเล็กโทรดลดลง 50% ข้อมูลการลงทุนแสดงในตารางที่ 3.7-1

(5) หม้อไอน้ำ (Boiler)

หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญมากที่สุดชนิดหนึ่ง และมีการใช้กันกว้างขวางในโรงงานอุตสาหกรรม โดยทั่วไปการปรับปรุงประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำสามารถทำได้โดยใช้วิธีการหรือมาตรการที่ไม่ยุ่งยากและมีการลงทุนไม่สูงมากนัก ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำในประเทศกำลังพัฒนาโดยเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 65% สำหรับประเทศไทยนั้นใช้หม้อไอน้ำทั้งที่นำเข้าและผลิตขึ้นเองภายในประเทศ สำหรับหม้อไอน้ำขนาดกลางและความดันระดับปานกลาง (ความดันไม่เกิน 40 บาร์) ปัจจุบันยังไม่มีการกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพหม้อไอน้ำในประเทศไทย เทคโนโลยีใหม่ที่เกี่ยวข้องกับหม้อไอน้ำที่สำคัญคือ Super Boiler ซึ่งประมาณการว่ามีราคาสูงกว่าหม้อไอน้ำปกติประมาณ 42 - 116 % โดยราคาเฉลี่ยของหม้อไอน้ำ (ขนาดหม้อไอน้ำระหว่าง 5 - 10 ตันไอน้ำ/ชม.) ปกติจะประมาณ 6 - 7 แสนบาท/ตันไอน้ำ ในขณะที่ super boiler น่าจะมีราคาประมาณ 1 - 1.3 ล้านบาท/ตันไอน้ำ (1 ตันไอน้ำมีค่าประมาณ 625 kW หรือเท่ากับ 833.33 แรงม้าหน่วย SI Unit) ข้อมูลการลงทุนแสดงในตารางที่ 3.7-1

(6) เตาเผา (Furnace)

ปัจจุบัน เปลวไฟที่ได้จากระบบที่ใช้หัวเผาก๊าซ (Gas burner) และหัวเผาเชื้อเพลิงเหลว (Oil Burner) จะมีความสว่างต่ำ อุณหภูมิและการกระจายของฟลักซ์ความร้อนแตกต่างกันไม่มีรูปแบบที่แน่นอน ซึ่งในเตาหลอมความร้อนสูง เปลวไฟที่มีความสว่างน้อยนั้นจะทำให้การแผ่กระจายรังสีความร้อนไปยังวัตถุดิบมีค่าต่ำ และค่าสัมประสิทธิ์การถ่ายเทความร้อนลดลง จากความไม่แน่นอนของอุณหภูมิทำให้เกิด Hot Spots ซึ่งเป็นต้นเหตุให้อายุการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ ภายในเตาหลอมสั้นลง ส่วนความไม่แน่นอนของ ฟลักซ์ความร้อนจะส่งผลเสียต่อเส้นทางการไหลเวียนความร้อนและคุณภาพของแก้วที่ใช้หลอม

การพัฒนาหัวเผาให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นทำได้ โดยการอุ่นเชื้อเพลิงให้ร้อนก่อนล่วงหน้า (Fuel preheating) และการเติมเขม่าลงไปในเปลวไฟจะทำให้การแผ่รังสีความร้อนและปริมาณความสว่างของเปลวไฟมีค่าสูงขึ้น โดยในระบบการเผาไหม้แบบนี้เขม่าที่เกิดขึ้นในลำดับแรกนั้นเกิดจากการแตกตัวของก๊าซธรรมชาติ จากนั้น เขม่าจะถูกเผาไหม้ในเปลวไฟ ซึ่งจะช่วยให้เปลวไฟลุกจ้ามากขึ้น การใช้เทคโนโลยีหัวเผาที่ให้ความสว่างของเปลวไฟสูงและมี NO_X ต่ำ สามารถลดปริมาณก๊าซ NO_X จากการหลอมแก้วได้มากถึง 50% และมีประสิทธิภาพทางความร้อนสูงขึ้นมากกว่าแบบเดิมที่ใช้อยู่ 20% ข้อมูลการลงทุนได้แสดงในตารางที่ 3.7-1

ตารางที่ 3.7-1 แสดงข้อมูลสรุปการลงทุน ณ ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปีและค่าการประหยัดพลังงาน

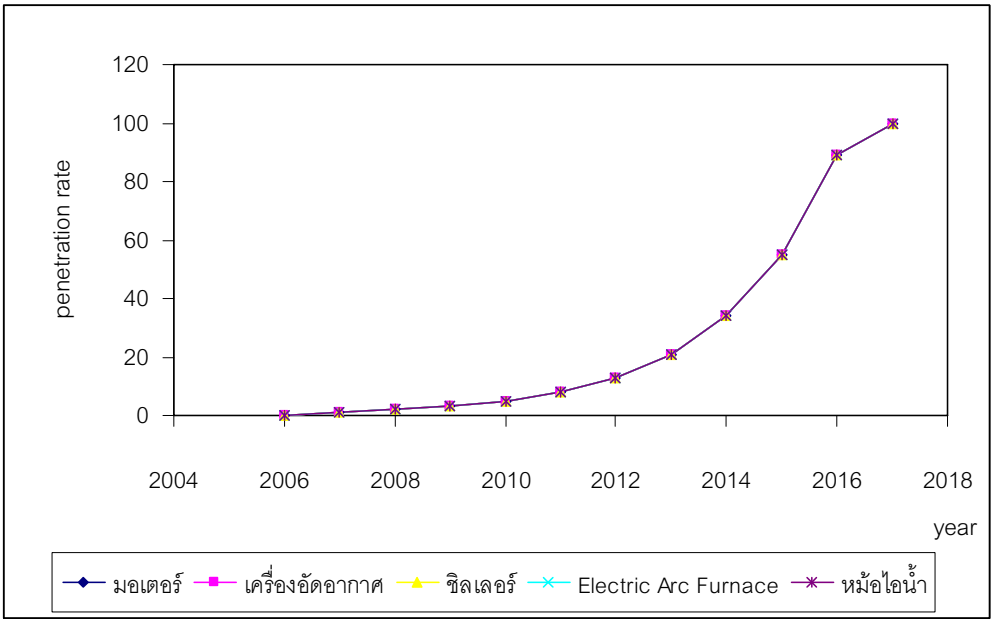
ตารางที่ 3.7-1 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคอุตสาหกรรม

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน/อุปกรณ์ (%)	อายุการใช้งาน (ปี)	พลังงานที่ประหยัดในปี 2573 (ktoe)	เงินลงทุนส่วนเพิ่มจากการเปลี่ยนเทคโนโลยีเดิมเป็นเทคโนโลยีใหม่	
				จำนวนเงิน (บาท/แรงม้าในหน่วย SI unit)	ค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี ** (บาท/แรงม้าในหน่วย SI unit)
ไฟฟ้า					
1. มอเตอร์ไฟฟ้า			1,157		
-มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง	3	10		600	98
-permanent magnet	7	10		1,500	244
2. เครื่องอัดอากาศ			130		
-advanced compressor	8	10		3,500	570
control	35	10		5,000	814
-คอมเพรซเซอร์ปรับความเร็วรอบ					

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน/อุปกรณ์ (%)	อายุการใช้งาน (ปี)	พลังงานที่ประหยัดในปี 2573 (ktoe)	เงินลงทุนส่วนเพิ่มจากการเปลี่ยนเทคโนโลยีเดิมเป็นเทคโนโลยีใหม่	
				จำนวนเงิน (บาท/แรงม้าในหน่วย SI unit)	ค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี ** (บาท/แรงม้าในหน่วย SI unit)
3. เครื่องทำน้ำเย็น			43		
-เปลี่ยนคอมเพรซเซอร์เป็น rotary หรือ screw	18	10		900	146
-เครื่องทำน้ำเย็นประสิทธิภาพสูง	35	10		2,500	407
4. เตาหลอมไฟฟ้า			44		
-เตาหลอมไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง	4	10		3,000	488
ความร้อน					
5.หม้อไอน้ำ*			9,495		
-super boiler	16	10		640	104
6. เตาเผา*			2,965		
-เตาเผาประสิทธิภาพสูง	20	10		400	65

***หมายเหตุ** สัดส่วนเชื้อเพลิงของหม้อไอน้ำประกอบด้วย ถ่านหินนำเข้าร้อยละ 40 เชื้อเพลิงชีวมวลร้อยละ 30 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 10 และ น้ำมันเตาร้อยละ 20 ในกรณีของเตาเผาประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติร้อยละ 100 (ที่มา: ประมาณจากผู้วิจัย) ** คิดดอกเบี้ยร้อยละ 10

อนึ่ง ผู้วิจัยได้ทำการคาดการณ์ถึงแนวโน้มการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Penetration rate) ของภาคอุตสาหกรรมในแต่ละปีจนถึงปี 2573 ดังรูปที่ 3.7-2 และตารางที่ 3.7-2



รูปที่ 3.7-2 เส้นแนวโน้มการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Penetration rate) .ในอุตสาหกรรม

ตารางที่ 3.7-2 การคาดการณ์การเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคอุตสาหกรรม

รายการ/อุปกรณ์	Measure	Penetration Level (%)					
		Base year 2549	Period 1 2550 - 2554	Period 2 2555 - 2559	Period 3 2560 - 2562	Period 4 2563 - 2568	Period 5 2569 - 2573
1. มอเตอร์ไฟฟ้า	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	-มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง	0%	3%	34%	100%	92%	11%
	-permanent magnet	0%	0%	0%	0%	8%	89%
2. เครื่องอัดอากาศ	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	-Advanced compressor control	0%	3%	34%	100%	92%	11%
	-คอมเพรซเซอร์ปรับความเร็วรอบ	0%	0%	0%	0%	8%	89%
3. เครื่องทำน้ำ เย็น	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	- rotary หรือ screw	0%	3%	34%	100%	92%	11%
	-เครื่องทำน้ำเย็น ประสิทธิภาพสูง	0%	0%	0%	0%	8%	89%
4. เตาหลอมไฟฟ้า	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	-เตาหลอมไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง	0%	3%	34%	100%	100%	100%
5.หม้อไอน้ำ	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	- super boiler	0%	3%	34%	100%	100%	100%
6. เตาเผา	-Conventional	100%	97%	66%	0%	0%	0%
	-เตาเผาประสิทธิภาพสูง	0%	3%	34%	100%	100%	100%

3.7.5 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

การศึกษาความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยีประหยัดพลังงานในภาคขนส่งได้เลือกพิจารณาเทคโนโลยี 2 ประเภท คือ รถยนต์อีโคคาร์ และรถยนต์ไฮบริด ซึ่งต้องมีการจำลองผลการประหยัดพลังงานของการใช้เทคโนโลยีแต่ละประเภทดังกล่าว เมื่อเทียบกับกรณี BAU

3.7.5.1 การจำลองการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนน

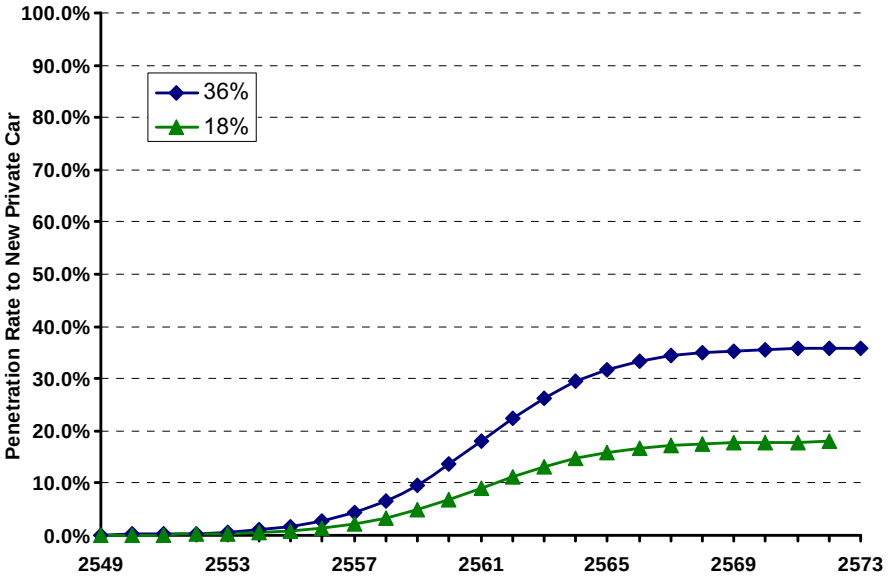
เนื่องจากภาคขนส่งทางถนนมีการใช้พลังงานมากที่สุด หรือประมาณ 85% ของการใช้พลังงานในภาคนี้ การศึกษานี้จึงพิจารณาเฉพาะภาคขนส่งทางถนน การจำลองการใช้พลังงานสถานการณ์ปกติ (Business-as-usual) ได้สมมติให้ GDP มีอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.5 ต่อปี และจำนวนประชากรเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ยร้อยละ 0.6 ต่อปี ในช่วงปี 2549 ถึง 2573 (สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ, 2550) ผลการพบว่าในช่วงปี 2549 ถึง ปี 2573 ปริมาณการใช้พลังงานของภาคการขนส่งทางถนนเพิ่มขึ้นจาก 16,870 ktoe เป็น 47,545 ktoe คิดเป็นอัตราการเพิ่มเฉลี่ยร้อยละ 4.54 ต่อปี โดยเชื้อเพลิงดีเซลและเบนซินมีสัดส่วนการใช้เฉลี่ยร้อยละ 61 และ 33 ตามลำดับ ทั้งนี้ การใช้เชื้อเพลิงในพื้นที่ กทม.และปริมณฑลเฉลี่ยร้อยละ 31.3 ของทั้งประเทศ และรถยนต์ส่วนบุคคลมีการใช้เชื้อเพลิงคิดเป็นร้อยละ 22.5 และรถจักรยานยนต์ 19.5 ตามลำดับ

3.7.5.2 การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด (Hybrid Cars Promotion Scenario)

รถยนต์ไฮบริดเป็นรถยนต์ประเภทหนึ่งที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูงเมื่อเทียบกับรถยนต์ที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยมีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงประมาณครึ่งหนึ่งของรถยนต์ในปัจจุบันภายใต้สภาพการใช้งานที่เหมาะสม ใน Hybrid Car Promotion Scenario ได้สมมติให้มีการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริดในกลุ่มรถยนต์โดยสารส่วนบุคคลขนาดเครื่องยนต์มากกว่า 2,000 cc. ในพื้นที่กทม.และปริมณฑล โดยกำหนดให้รถยนต์ไฮบริดมียอดจำหน่ายคิดเป็น 2 กรณี คือ 18% และ 36% ของรถยนต์ที่ใช้เครื่องยนต์เบนซินในปี 2573 ตามลำดับ ซึ่งสัดส่วนการจำหน่ายของรถยนต์ไฮบริดต่อจำนวนรถยนต์ใหม่ที่ใช้เครื่องยนต์เบนซินในแต่ละปีตั้งแต่ปี 2549 ถึงปี 2573 แสดงดังกราฟในรูปที่ 3.7-3 และกำหนดให้รถยนต์ไฮบริดมีอัตราความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเท่ากับ 7.13 ลิตรของเบนซินต่อระยะทาง 100 กม. (EPA, 2008) ในขณะที่รถยนต์ส่วนบุคคลทั่วไปในขนาดเดียวกันมีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเฉลี่ยประมาณ 11.20 ลิตรของเบนซินต่อระยะทาง 100 กม. หรือมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 36.4

(1) อุปสงค์เชื้อเพลิงจากนโยบายการส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด

จากสมมติฐานที่ให้รถยนต์ไฮบริดสามารถทดแทนรถยนต์ส่วนบุคคลในพื้นที่กทม.และปริมณฑลด้วยสัดส่วน 18% และ 36% ดังกล่าว ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่าจำนวนรถยนต์ไฮบริดจะมียอดจำหน่ายเพิ่มขึ้นจาก 97 และ 200 คันในปี 2550 เป็น 53,759 และ 107,518 คันในปี 2573 ตามลำดับ ซึ่งจะทำให้ปริมาณการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนนใน Scenario นี้จะเพิ่มขึ้นจาก 16,870 ktoe ในปี 2549 เป็น 47,473 และ 47,400 ktoe ในปี 2573 ซึ่งสามารถลดปริมาณการใช้พลังงานได้สูงสุด 72 และ 145 ktoe ในปี 2573 เมื่อเทียบกับ BAU Scenario โดยพลังงานที่ลดได้ทั้งหมดเป็นพลังงานจากเชื้อเพลิงเบนซิน



รูปที่ 3.7-3 อัตราการทดแทนรถยนต์ไฮบริดต่อรถยนต์โดยสารส่วนบุคคลในเขตพื้นที่กทม.และปริมณฑล

(2) ต้นทุนรถยนต์ไฮบริด

โดยทั่วไปค่าใช้จ่ายของรถยนต์ส่วนบุคคลแบ่งออกเป็น 3 ส่วนหลักคือ ค่าซื้อรถยนต์ ค่าบำรุงรักษารถยนต์ และค่าน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งในการศึกษานี้ จะวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายส่วนเพิ่มของรถยนต์ไฮบริดเมื่อเทียบกับรถยนต์ทั่วไปในส่วนของค่าซื้อรถยนต์และค่าบำรุงรักษารถยนต์ ส่วนค่าน้ำมันเชื้อเพลิงจะวิเคราะห์ในส่วนของการประหยัดพลังงาน

จากข้อมูลของบริษัทโตโยต้า (ประเทศไทย) จำกัด ในการแถลงข่าวเปิดตัวราคาจำหน่ายรถยนต์ Camry Hybrid พบว่าราคาของรถยนต์ไฮบริดมีราคาสูงกว่ารถยนต์ปกติในรุ่นเดียวกันประมาณ 100,000 บาท เนื่องจากรถยนต์ไฮบริดมีอัตราภาษีสรรพสามิตที่ต่ำกว่ารถยนต์ทั่วไป (รถยนต์ไฮบริดคิดอัตราภาษีสรรพสามิตเท่ากับร้อยละ 10 ในขณะที่รถยนต์ทั่วไปคิดอัตราภาษี

สรรพสามิตเท่ากับร้อยละ 35) แต่เมื่อวิเคราะห์ราคาขายหน้าโรงงาน (ตามสมการที่ 3.7-1) พบว่ารถยนต์ไฮบริดมีราคาที่สูงกว่ารถยนต์ทั่วไปประมาณ 534,760 บาท (ทั้งนี้ การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ในการศึกษานี้ ใช้ต้นทุนที่ปราศการการอุดหนุนของรัฐ เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบกันได้อย่างยุติธรรม)

$$\text{ภาษีสรรพสามิต} \frac{= \text{ราคาขาย ณ โรงงานอุตสาหกรรม x อัตราภาษีสรรพสามิต}}{1 - (1.1\text{x อัตราภาษีสรรพสามิต})} \qquad (3.7\text{-}1)$$

ส่วนค่าบำรุงรักษารถยนต์นั้นเป็นมูลค่าที่ประเมินได้ยาก เพราะขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานของรถยนต์แต่ละคันซึ่งโดยทั่วไปแล้วมีมูลค่าไม่แตกต่างกับรถยนต์ธรรมดาทั่วไป (EPA, 2007) อย่างไรก็ตาม จากการศึกษาพบว่ารถยนต์ไฮบริดจะมีค่าบำรุงรักษาที่สำคัญอย่างหนึ่งคือมูลค่าของแบตเตอร์รี่ที่ใช้สำหรับการสำรองไฟเพื่อให้กำลังไฟฟ้าแก่มอเตอร์ ซึ่งรถยนต์ไฮบริดจะต้องมีการเปลี่ยนแบตเตอร์รี่ทุก ๆ 8 ปี โดยคิดเป็นมูลค่าประมาณ 1,700 ดอลล่าร์สหรัฐหรือ 59,500 บาท (Goedecke et al., 2007)

การคิดคำนวณมูลค่าส่วนเพิ่มของรถยนต์ไฮบริดจะคิดคำนวณผลของเวลาต่อมูลค่าดังกล่าว โดยทั่วไปค่าอัตราส่วนลด (Discount Rate) สำหรับรถยนต์มีค่าประมาณร้อยละ 5 – 10 ต่อปี ในการศึกษานี้ใช้อัตราส่วนลดเท่ากับร้อยละ 10 ต่อปี และมีค่าอัตราเงินเฟ้อ (Inflation Rate) เฉลี่ยเท่ากับร้อยละ 3 ต่อปี (Goedecke et al., 2007) จากค่าอัตราส่วนลดและอัตราเงินเฟ้อจะสามารถคำนวณค่าอัตราส่วนลดที่แท้จริงได้ดังสมการที่ 1 ซึ่งมีค่าเท่ากับ ร้อยละ 6.8 ต่อปี จากวิเคราะห์ต้นทุนของมูลค่ารถยนต์ไฮบริดมีค่าเท่ากับ 534,760 บาท ณ ปีแรก (ปีฐาน) ที่ซื้อรถยนต์ซึ่งเมื่อคิดอัตราส่วนลดและเปลี่ยนเป็นมูลค่าต่อปีจะเท่ากับ 75,436 บาทต่อปี ส่วนมูลค่าการเปลี่ยนแบตเตอร์รี่ซึ่งจะเปลี่ยนในปีที่ 8 ของอายุการใช้รถยนต์ ซึ่งคิดเป็นมูลค่า 9,887 บาทต่อปี ดังนั้น รวมมูลค่าของรถยนต์ไฮบริดเพิ่มขึ้นมากกว่ารถยนต์ธรรมดา 85,323 บาทต่อปี

3.7.5.3 การส่งเสริมการใช้รถยนต์อีโคคาร์ (Eco Car Promotion Scenario)

รถยนต์อีโคคาร์เป็นรถยนต์ขนาดเล็ก มีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่ำ และเหมาะสำหรับการใช้งานในเขตพื้นที่ในเมืองที่มีพื้นที่จำกัด ซึ่งนอกจากจะช่วยลดปริมาณการใช้พลังงานแล้วยังช่วยลดปริมาณมลพิษจากยานพาหนะอีกด้วย ด้วยเหตุผลดังกล่าว รัฐบาลจึงได้มีนโยบายส่งเสริมการลงทุนให้มีการผลิตรถยนต์ประเภทนี้จำหน่ายในประเทศ โดยกำหนดคุณสมบัติของรถยนต์อีโคคาร์คือมีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel Economy) ไม่เกิน 5 ลิตรต่อ 100 กม. หรือมีอัตราการปล่อยมลพิษ (Distance Based Emission Factor) ไม่เกิน 120 mg/km (มาตรฐาน EURO 4) และมี

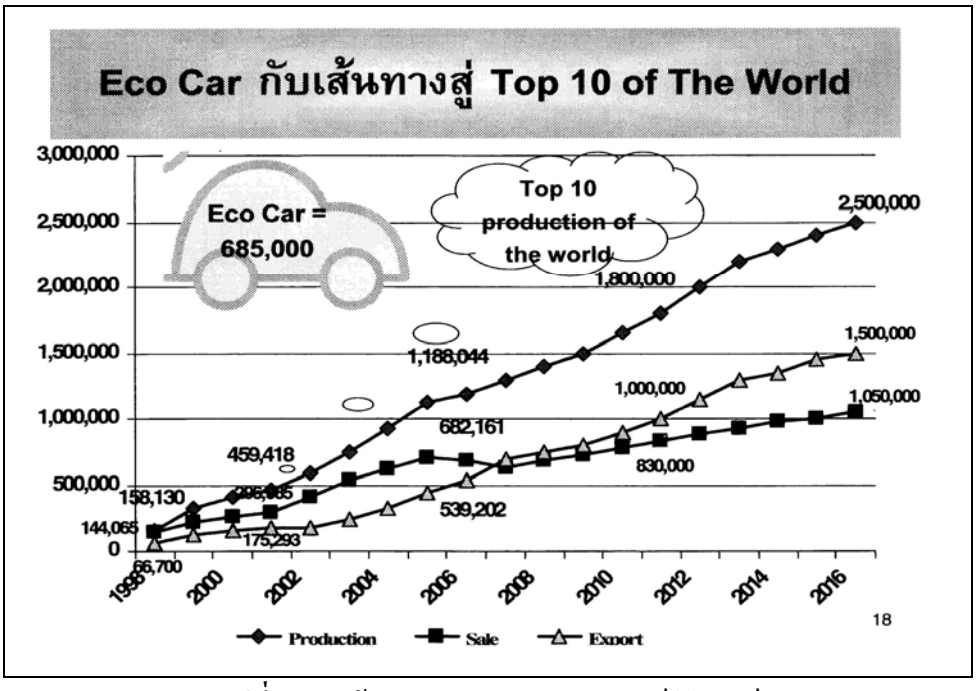
ความปลอดภัยตามมาตรฐานของ United Nations Economic Commission for Europe (UNECE) โดยมีแรงจูงใจในการลงทุนดังนี้

- เก็บภาษีสรรพสามิตในอัตราร้อยละ 17 (ปกติเก็บในอัตราร้อยละ 30 สำหรับรถยนต์ขนาดความจุของกระบอกสูบเครื่องยนต์ไม่เกิน 2,000 cc.)
- สิทธิประโยชน์สำหรับการส่งเสริมการลงทุน เช่น ยกเว้นภาษีเงินได้ 8 ปี ยกเว้นภาษีนำเข้าเครื่องจักร และลดภาษีประมาณร้อยละ 90 สำหรับชิ้นส่วน OEM

ในปัจจุบันมีบริษัทผู้ผลิตรถยนต์ 6 รายที่ลงทุนเพื่อผลิตรถยนต์อีโคคาร์ โดยจะผลิตทั้งเพื่อจำหน่ายภายในประเทศและส่งออกดังแสดงข้อมูลในตารางที่ 3.7-3 จากกำลังการผลิตดังกล่าว กลุ่มบริษัทผู้ผลิตรถยนต์อีโคคาร์คาดว่าจะมียอดจำหน่ายรถยนต์ดังแสดงในรูปที่ 3.7-4

ตารางที่ 3.7-3 ข้อมูลการผลิตรถยนต์อีโคคาร์

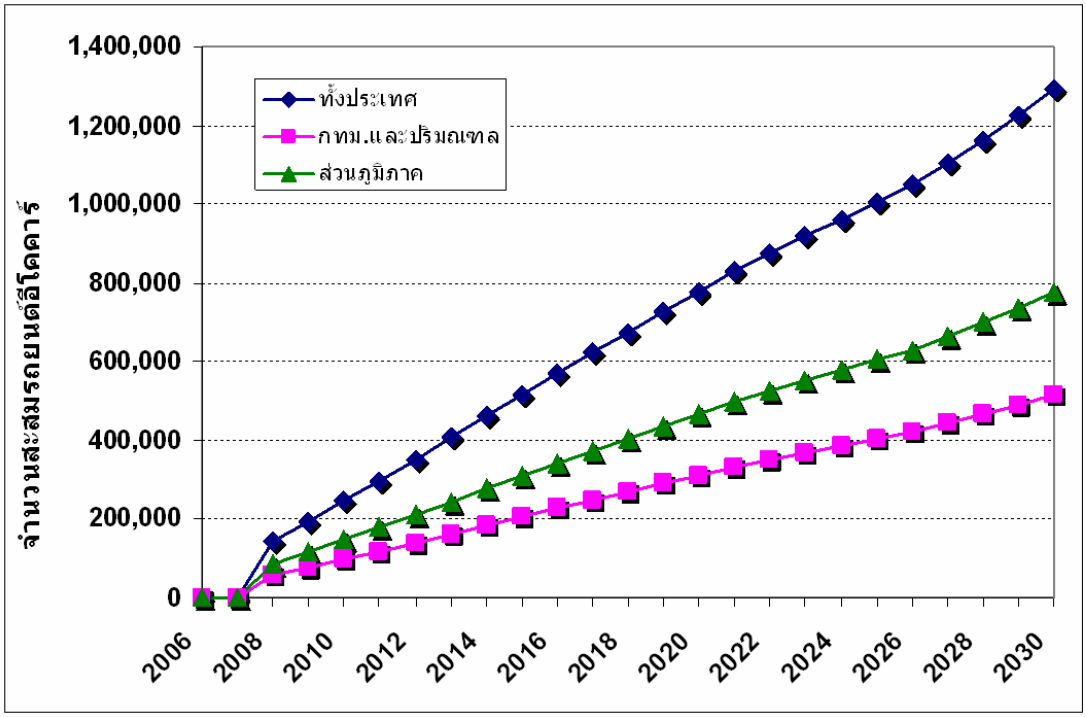
บริษัทผู้ผลิตรถยนต์	กำลังการผลิต (คันต่อปี)	ร้อยละสัดส่วนการตลาด (ในประเทศ:ส่งออก)
Honda	120,000	50:50
Suzuki	138,000	19:81
Nissan	120,000	20:80
Mitsubishi	107,000	12:88
Toyota	100,000	50:50
TATA	100,000	48:52



รูปที่ 3.7-4 เป้าหมายการจำหน่ายรถยนต์อีโคคาร์

ที่มา: เพียงใจ แก้วสุวรรณ (2551)

ในการจำลอง ศักยภาพการประหยัดพลังงานได้กำหนดให้มีการใช้รถยนต์อีโคคาร์ทดแทนรถยนต์นั่งส่วนบุคคล ตั้งแต่ปี 2551 จนถึงปี 2573 ในเขตพื้นที่กทม.และปริมณฑลและส่วนภูมิภาค เป็นดังรูปที่ 3.7-5 และกำหนดให้อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงมีค่าเท่ากับ 5 ลิตรของเบนซินต่อระยะทาง 100 กม. ผลการจำลองมีดังนี้



รูปที่ 3.7-5 ปริมาณรถยนต์อีโคคาร์สะสมจากนโยบายส่งเสริมการใช้รถยนต์อีโคคาร์

ที่มา : ปรับปรุงจากข้อมูลของ เพียงใจ แก้วสุวรรณ (2551)

(1) อุปสงค์พลังงานกรณีส่งเสริมการใช้รถยนต์อีโคคาร์

ผลการวิเคราะห์แสดงให้เห็นว่า รถยนต์อีโคคาร์สามารถทดแทนรถยนต์ส่วนบุคคลทั่วไปได้ 144,065 คันในปี 2551 และเพิ่มด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณร้อยละ 18.5 ต่อปี เป็น 1,290,930 คันในปี 2573 ทำให้สามารถประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนนได้เท่ากับ 131 ktoe ในปี 2553 และเพิ่มขึ้นเป็น 469 974 1,582 และ 2,253 ktoe ในปี 2558 2563 2568 และ 2573 ตามลำดับ

(2) ต้นทุนของการใช้อีโคคาร์

โดยทั่วไปรถยนต์อีโคคาร์จะมีราคาต่ำกว่ารถยนต์ส่วนบุคคลทั่วไปเนื่องจากมีขนาดที่เล็กกว่า จากการศึกษาคาดว่ารถยนต์อีโคคาร์จะมีราคาไม่เกิน 450,000 – 500,000 บาทต่อคัน ซึ่งเมื่อเทียบกับรถยนต์ทั่วไปที่มีขนาดใกล้เคียงกันจะมีราคาประมาณ 500,000 - 550,000 บาทต่อคัน ซึ่งราคาดังกล่าวเป็นราคาขายที่ได้รวมภาษีทั้งหมดแล้ว ในการเปรียบเทียบราคาในการศึกษานี้จะ

วิเคราะห์จากราคาขาย ณ โรงงานอุตสาหกรรมซึ่งจะหักลบภาษีทั้งหมดออกจากราคาขาย โดยวิธีคิดอัตราภาษีสรรพสามิตแสดงได้ดังสมการที่ 3.7-2

$$\text{ภาษีสรรพสามิต} \quad \frac{= \text{ราคาขาย ณ โรงงานอุตสาหกรรม x อัตราภาษีสรรพสามิต}}{1 - (1.1\text{x อัตราภาษีสรรพสามิต})} \qquad (3.7\text{-}2)$$

จากข้อมูลกรมสรรพสามิต ราคาของรถยนต์อีโคคาร์มีอัตราภาษีสรรพสามิตเท่ากับร้อยละ 17 ในขณะที่รถยนต์นั่งที่มีขนาดบรรจุกระบอกสูบใกล้เคียงกันมีอัตราภาษีสรรพสามิตเท่ากับร้อยละ 30 เมื่อคำนวณราคาขาย ณ โรงงานอุตสาหกรรมของรถยนต์อีโคคาร์จะมีราคาเท่ากับ 372,177 บาท (คิดจากราคาขาย 450,000 บาท) และรถยนต์ทั่วไปมีราคาเท่ากับ 345,360 บาท (คิดจากราคาขาย 500,000 บาท) ดังนั้น จึงคาดว่ารถยนต์อีโคคาร์จะมีราคาสูงกว่ารถยนต์ทั่วไปประมาณคันละ 26,817 บาท เพราะฉะนั้น ในการประเมินของอีโคคาร์ ในการศึกษานี้จะคำนวณโดยคิดผลต่างของราคาอีโคคาร์กับรถยนต์ทั่วไปซึ่งอีโคคาร์มีราคาแพงกว่าประมาณ 27,000 บาท จากสมมติฐานดังกล่าว พบว่าต้นทุนรวมของผู้ใช้ที่เพิ่มขึ้นของการใช้รถอีโคคาร์เฉลี่ยประมาณ 1,394 ล้านบาท จากยอดจำหน่ายรถอีโคคาร์เฉลี่ยปีละ 51,637 คัน ในช่วงปี 2549 ถึง 2573

ตารางที่ 3.7-4 แสดงข้อมูลสรุปการลงทุน ณ ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปีและค่าการประหยัดพลังงาน

ตารางที่ 3.7-4 สรุปผลการจำลองศักยภาพประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนนจากการใช้รถยนต์ไฮบริดและอีโคคาร์

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน (%)	อายุการใช้งาน (ปี)	พลังงานที่ประหยัดได้ในปี 2573 (ktoe)	เงินลงทุนส่วนเพิ่มจากเทคโนโลยีเดิม	ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปี
1. Hybrid car	34.6	10	1,041	100,000	85,323
2. Eco car	40	10	22,174	-	27,000

3.7.6 เทคโนโลยีและศักยภาพการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์

3.7.6.1 การจำลองการใช้พลังงานในภาคอาคารพาณิชย์

การจำลองการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์ กรณี BAU ได้แบ่งการใช้พลังงานออกเป็น 2 ประเภท คือ ไฟฟ้า และ เชื้อเพลิงสำเร็จรูป (ประกอบด้วย LPG และ น้ำมันเตา) จากรายงานสถานการณ์การใช้พลังงาน ในปี 2549 ที่จัดทำโดย พพ. พบว่าสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าคือ 83.3% (3,510 ktoe) และการใช้เชื้อเพลิงสำเร็จรูป คือ 16.7% ประกอบด้วย LPG 99.2% (702 ktoe) และ

น้ำมันเตา 0.8% (2 ktoe) สำหรับสัดส่วนของอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในอาคาร ผู้วิจัยได้ทำการคำนวณค่าเฉลี่ยจากประเภทของอาคารทั้ง 6 ประเภท โดยอ้างอิงข้อมูลในรายงานของ Dusan et al. ในการคาดการณ์การใช้พลังงานจนถึงปี 2030 ภายใต้อัตราการเติบโต GDP เฉลี่ย 4.5 % ต่อปี

3.7.6.2 มาตรการประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์

ในการศึกษานี้ มาตรการประหยัดพลังงานในอาคารพาณิชย์ประกอบด้วย 1) มาตรการเปลี่ยนหลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T8) เป็นหลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5) 2) มาตรการเปลี่ยนจากหลอดไส้ เป็นหลอดตะเกียบ (Compact Fluorescent Lamp หรือ CFL) และ 3) มาตรการเปลี่ยนเครื่องปรับอากาศในอาคาร เป็นเครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง

(1) หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5)

หลอดฟลูออเรสเซนต์ หรือเรียกกันทั่วไปว่าหลอดนีออน เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้อย่างแพร่หลายในอาคารและครัวเรือน ประเทศไทยมีการใช้หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (หลอด 18 W, หลอด 32 W และ หลอด 36 W) จำนวน 155 ล้านหลอด ซึ่งมีสัดส่วนการใช้ในอาคารประมาณ 75% หรือ 116 ล้านหลอด หากเลิกใช้หลอดดังกล่าวแล้วเปลี่ยนมาใช้หลอด T5 (ผอมมาก) ซึ่งใช้กำลังไฟฟ้าเพียง 28 วัตต์ จะช่วยลดการใช้ไฟฟ้าลงได้ 32% สำหรับเป้าหมายการเปลี่ยนมาใช้หลอด T5 ณ ปี 2555 คือ ประมาณ 50% ของจำนวนหลอดในระบบ การเปลี่ยนไปใช้หลอด T5 จะต้องเปลี่ยนทั้งชุดโดยยังใช้โคมเดิม ทำให้เสียค่าใช้จ่ายประมาณ 350 บาทต่อ 1 ชุด (1 ชุด ประกอบด้วย ราคาหลอด บัลลาส์ตและ adapter) (ราคาทั่วไปกรณีไม่ได้เข้าร่วมโครงการของ กฟผ.) ทั้งนี้ หลอด T5 มีอายุการใช้งานประมาณ 20,000 ชั่วโมง ตารางที่ 3.7-5 แสดงการคาดการณ์ (Penetration rate) ของการเปลี่ยนหลอด T8 เป็น หลอด T5 และตารางที่ 3.7-6 แสดงข้อมูลสรุปการลงทุน ณ ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปีและมูลค่าการประหยัดพลังงาน

(2) หลอดตะเกียบ (CFL)

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินโครงการประชาร่วมใจใช้หลอดตะเกียบประหยัดไฟฟ้า โดยการรณรงค์ให้ประชาชนผู้บริโภคหันมาใช้หลอดคอมแพคฟลูออเรสเซนต์ (หลอดตะเกียบ) แทนหลอดไส้ ซึ่งสามารถประหยัดไฟได้ถึง 80% แต่มีความสว่างเท่าเดิม กฟผ. มีเป้าหมายให้เกิดการใช้หลอดตะเกียบแทนหลอดไส้ที่ยังมีในระบบจำนวน 30 ล้านหลอด แบ่งเป็นภาคอาคารจำนวน 12.9 ล้านหลอด และภาคบ้านอยู่อาศัยจำนวน 17.1 ล้านหลอด โครงการนำร่องโดยการแจกหลอดตะเกียบจำนวน 800,000 หลอดทั่วประเทศ และจะทำการรณรงค์อย่างต่อเนื่องในอีก 3 ปี ข้างหน้าโดยมีเป้าหมายปีละ 5 ล้านหลอด จากการสำรวจราคาส่วนเพิ่มระหว่าง

หลอดไส้และหลอดตะเกียบ พบว่า หลอดตะเกียบมีราคาสูงกว่าประมาณ 80 บาท (ราคาทั่วไปกรณีไม่ได้เข้าร่วมโครงการของ กฟผ.) และมีอายุการใช้งานประมาณ 6,000 ชั่วโมง ตารางที่ 3.7-5 แสดงการคาดการณ์ (Penetration rate) ของการเปลี่ยนจากหลอดไส้ เป็น หลอดตะเกียบ ส่วนตารางที่ 3.7-6 แสดงข้อมูลสรุปการลงทุน ณ ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปีและมูลค่าการประหยัดพลังงาน

(3) เครื่องปรับอากาศขนาดใหญ่ประสิทธิภาพสูงที่ใช้ในอาคาร (Advanced Air-Conditioner System)

ลักษณะการจ่ายลมในระบบปรับอากาศ โดยทั่วไปเป็นแบบการจ่ายลมปริมาณคงที่ (Constant Air Volume หรือ CAV) ซึ่งมีเครื่องควบคุมอุณหภูมิ หรือเทอร์โมสตัทเพียงชุดเดียวที่บริเวณห้องเครื่องหรือที่หน้าลมกลับ ทำให้ไม่สามารถควบคุมอุณหภูมิในบริเวณต่างๆ ได้ทั่วถึง ดังนั้นอาคารสำนักงานสมัยใหม่ จึงมักใช้ระบบการจ่ายลมที่มีปริมาณการจ่ายลมเปลี่ยนแปร (Variable Air Volume หรือ VAV) โดยมีกล่องควบคุมปริมาณลม (VAV Box) ซึ่งมีลิ้นควบคุมปริมาณลมตามเทอร์โมสตัทในบริเวณนั้น ทำให้มีปริมาณการจ่ายลมมากน้อยตามสภาพการใช้งาน และทำให้สามารถควบคุมอุณหภูมิได้ดีขึ้น เพื่อเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างระบบ VAV และ CAV ผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลที่มีการตีพิมพ์เผยแพร่แบบ Life cycle costing ซึ่งพบว่า ต้นทุนสำหรับระบบ VAV จะสูงกว่า 23% ในกรณีของอาคารสำนักงาน หรือคำนวณเป็นเงินบาท ณ อัตราแลกเปลี่ยน 1 ดอลล่าร์ เท่ากับ 35 บาท จะได้ 691,880 บาท สำหรับพื้นที่ 1,628 m^2หรือ เท่ากับ 424 บาท/ m^2 จากการคำนวณการใช้พลังงานไฟฟ้า (kWh/year) พบว่าระบบ VAV สามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าได้ปีละ 24,900 kWh หรือร้อยละ 23.7 โดยทั้งสองระบบกำหนดให้มีอายุการใช้งาน 15 ปี ตารางที่ 3.7-5 แสดงการคาดการณ์อัตราการเปลี่ยนจากเครื่องปรับอากาศธรรมดาเป็นเครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง ส่วนตารางที่ 3.7-6 แสดงข้อมูลด้านการลงทุน ณ ค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปีและผลการประหยัดพลังงาน

ตารางที่ 3.7-5 การคาดการณ์การเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคอาคารพาณิชย์

		Penetration Level (%)					
รายการ/อุปกรณ์	**Measure**	**Base year**	**Period 1**	**Period 2**	**Period 3**	**Period 4**	**Period 5**
		2549	**2550 - 2554**	**2555 - 2559**	**2560 - 2562**	**2563 - 2568**	**2569 - 2573**
T5	T8 (44W)	100%	50%	37.5%	25%	12.5%	0%
	T5(30W)	0%	50%	62.5%	75%	87.5%	100%
CFL	Incandescent	100%	50%	37.5%	25%	12.5%	5%
	CFL	0%	50%	62.5%	75%	87.5%	95%
Air-Condition	Conventional	95%	80%	60%	40%	20%	0%
	Efficient Air-Condition	5%	20%	40%	60%	80%	100%

ตารางที่ 3.7-6 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคอาคารพาณิชย์

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน/อุปกรณ์ (%)	อายุการใช้งาน (ปี)	พลังงานที่ประหยัดในปี 2573 (ktoe)	เงินลงทุนส่วนเพิ่มจากการเปลี่ยนเทคโนโลยีเดิมเป็นเทคโนโลยีใหม่	
				เงินส่วนเพิ่ม	ค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี *
1. อุปกรณ์แสงสว่าง					
-หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5)	32	5	582.6	350 บาทต่อชุด	92 บาทต่อชุด
-หลอด CFL	80	1.5	192.3	80 บาทต่อหลอด	60 บาทต่อหลอด
2. เครื่องปรับอากาศ					
-เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง	23.7	15	676.7	424 ต่อเมตร^2	55.74 ต่อเมตร^2

** ดอกเบี้ยร้อยละ 10*

3.7.7 เทคโนโลยีและศักยภาพประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือน

3.7.7.1 การจำลองการใช้พลังงานในภาคครัวเรือน

จากรายงานสถานการณ์การใช้พลังงานในปี 2549 ของ พพ. พบว่าในภาคครัวเรือนมีสัดส่วนการใช้ไฟฟ้าร้อยละ 25.5 (2,301 ktoe) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) ร้อยละ 14.4 (1,304 ktoe) น้ำมันก๊าดร้อยละ 0.1 (6 ktoe) ฟืนร้อยละ 28.5 (2,578 ktoe) ถ่านร้อยละ 31.6 (2,807 ktoe) และ ชีวมวล (แกลบ) ร้อยละ 0.4 (38 ktoe) จากข้อมูลข้างต้น ได้ทำการจำลองสถานการณ์การใช้พลังงานในครัวเรือน ในกรณี BAU จนถึงปี 2573 ภายใต้สมมุติฐานที่ว่า GDP จะเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 4.5% ต่อปี โดยที่กรณีการใช้ไฟฟ้านั้นต้องมีข้อมูลสัดส่วนของอุปกรณ์เครื่องไฟฟ้าแต่ละประเภท ซึ่งผู้วิจัยได้นำมาจากการคาดการณ์รายงานการวิเคราะห์อุปสงค์และอุปทานพลังงาน โดย บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย และคณะ (2548)

3.7.7.2. เทคโนโลยี/มาตรการการประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือน

มาตรการสำคัญในการประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือนประกอบด้วย 1) การเปลี่ยนจากหลอดฟลูออเรสเซ็นต์ T8 เป็นหลอดฟลูออเรสเซ็นต์ T5 2) การเปลี่ยนจากหลอดไส้ เป็นหลอดตะเกียบ (Compact Fluorescent Lamp-CFL) 3) การเปลี่ยนจากเครื่องปรับอากาศธรรมดาเป็นเครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง (เบอร์ 5) 4) การเปลี่ยนจากเตาถ่านธรรมดาเป็นเตาถ่านประสิทธิภาพสูง และ5) มาตรการเปลี่ยนจากเตาแอลพีจีธรรมดาเป็นเตาแอลพีจีประสิทธิภาพสูง คุณลักษณะและศักยภาพของแต่ละเทคโนโลยี/มาตรการมี ดังนี้

(1) หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ T5 และ หลอดตะเกียบ

การใช้หลอดไฟในภาคครัวเรือนในปัจจุบันประกอบด้วย ดังนี้ หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ประมาณ 39 ล้านหลอด หรือ เฉพาะหลอดขนาด 18W และ 36 W รวมกันประมาณ 25 ล้านหลอด และหลอดไส้ประมาณ 17.1 ล้านหลอด ในการศึกษานี้ ถือว่าทั้งต้นทุนและอัตราการเพิ่มการใช้ (Penetration rate) ของหลอดดังกล่าวเหมือนกับกรณีของภาคอาคารพาณิชย์ แต่มีข้อแตกต่างเรื่องอายุการใช้งาน กล่าวคือในกรณีของภาคครัวเรือนอายุการใช้งานของหลอดฟลูออเรสเซนต์ T5 และหลอดตะเกียบ คือ 10 ปีและ 3 ปี ตามลำดับ (ข้อมูล กฟผ.)

(2) กรณีเครื่องปรับอากาศเบอร์ 5

ปัจจุบันเครื่องปรับอากาศเป็นอีกอุปกรณ์หนึ่งที่ กฟผ. สามารถดำเนินการส่งเสริม ให้เป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น ภายใต้โครงการติดฉลาก (โครงการ DSM) โดยในปี พ.ศ. 2536 มีเครื่องปรับอากาศในประเทศไทยประมาณ 4,000,000 เครื่อง และมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นประมาณปีละ 10%[13] ดังนั้น ณ ปี 2549 จะมีจำนวนเครื่องปรับอากาศประมาณ 13,809,085 เครื่อง ผู้วิจัยได้ประมาณการณ์จำนวนเครื่องปรับอากาศที่ติดฉลากต่ำกว่าเบอร์ 5 ประมาณร้อยละ 60 หรือเท่ากับ 8,285,451 เครื่อง จากข้อมูลการจ่ายฉลากแอร์เบอร์ 5 โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พบว่ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วโดยเฉพาะในช่วงปี 2546-2549 เนื่องจากผู้ผลิตสามารถปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อให้ได้ตามมาตรฐานมากขึ้น และจากข้อมูลการสำรวจการติดฉลากเบอร์ 5 ในปี 2548 พบว่ามีจำนวนร้อยละ 47.77 ของจำนวนเครื่องปรับอากาศทั้งหมดที่มีขายในตลาด และในปี 2551 จำนวนของเครื่องปรับอากาศที่ติดฉลากเบอร์ 5 มีสูงถึงร้อยละ 87.94 ดังนั้น ผู้วิจัยได้ประมาณการณ์จำนวนเครื่องปรับอากาศที่ติดฉลากต่ำกว่าเบอร์ 5 ประมาณร้อยละ 60 หรือเท่ากับ 8,285,451 เครื่อง ในปี 2549

กระทรวงพลังงาน และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้มีการปรับมาตรฐานฉลากประหยัดไฟเบอร์ 5 ให้สูงขึ้น โดยการปรับค่า ERR ในปี 2549 จาก 10.6 เป็น 11.0 ขึ้นไปหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 ซึ่งทำให้เกิดการประหยัดพลังงานไฟฟ้าที่อาจประเมินได้จากผลต่างของค่า EER เบอร์ 5 (11.5) กับค่ามาตรฐานอุตสาหกรรมหรือเบอร์ 3 ซึ่งมีค่า EER 9.6 (เนื่องจากผู้ผลิตจะติดฉลากเฉพาะเบอร์ 5 เท่านั้น ถ้าสามารถปรับสมรรถนะให้เข้าเกณฑ์ได้ แต่ถ้าไม่สามารถปรับให้เข้าเกณฑ์ได้ ก็จะต้องผ่านมาตรฐานอุตสาหกรรม (มอก.) ซึ่งเทียบเท่ากับเบอร์ 3) โดยให้มีเวลาการใช้งานต่อปี คือ 1,485 ชั่วโมง (ข้อมูลจาก กฟผ.) และขนาดเครื่องปรับอากาศ คือ 12,000 BTU/hr เนื่องจากเป็นขนาดที่มีการใช้มากที่สุด ผลการประเมิน พบว่า เครื่องปรับอากาศเบอร์ 5 จะสามารถประหยัดไฟฟ้าได้ประมาณร้อยละ 20 เมื่อเทียบกับเครื่องปรับอากาศเบอร์ 3 แต่ราคาเฉลี่ยของ

[13] http://www2.egat.co.th/labelNo5/air_Saving.htm

เครื่องปรับอากาศเบอร์ 5 จะอยู่ที่ประมาณ 20,700 บาท (เครื่องที่มียอดขายดีที่สุด 3 อันดับแรก) ซึ่งสูงกว่าราคาทั่วไปของเบอร์ 3 ประมาณ 8,700 บาท โดยที่มีอายุการใช้งานประมาณ 5 ปี (ระยะเวลารับประกันคอมเพรสเซอร์)

(3) เตาถ่าน ประสิทธิภาพสูง

ปัจจุบัน การหุงต้มประกอบอาหารในภาคชนบทยังมีการใช้ ฟืนและถ่านไม้ เป็นปริมาณมาก โดยใช้เตาอั้งโล่เป็นหลัก ซึ่งส่วนมากเป็นเตาที่ไม่มีประสิทธิภาพ ทำให้มีผลกระทบต่อสุขภาพและต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้น พพ. จึงได้ดำเนินการส่งเสริมการผลิตและการใช้เตาอั้งโล่ประสิทธิภาพสูง ที่มีอัตราการสิ้นเปลืองถ่านน้อยลง ประหยัดถ่านได้ร้อยละ 30 - 40 อายุการใช้งานยาวนานกว่า (มากกว่า 2 ปี) และมีราคาสูงกว่าเตาทั่วไปประมาณ 100 บาท

(4) เตาหุงต้มแอลพีจี ประสิทธิภาพสูง

เตาหุงต้มแอลพีจี (หรือเตาแก๊ส) โดยทั่วไปมีประสิทธิภาพต่ำ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ได้เล็งเห็นความสำคัญของการปรับปรุงประสิทธิภาพดังกล่าว จึงได้ทำการศึกษานำร่อง เพื่อทดสอบสมรรถนะของเตาแอลพีจี ซึ่งพบว่า มีประสิทธิภาพเฉลี่ยร้อยละ 49 ต่อมา พพ. มีนโยบายส่งเสริมการยกระดับมาตรฐานของเตาที่ผลิตในประเทศ จึงได้มอบหมายให้มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ และ มหาวิทยาลัยมหิดล ดำเนินโครงการศึกษาการจัดทำร่างกฎกระทรวงว่าด้วยการกำหนดเตาแก๊สประสิทธิภาพสูง ซึ่งโครงการนี้ได้แล้วเสร็จในปี 2547

จากการศึกษาในงานวิทยานิพน์ของ อุษา มากมูล[14] พบว่า เตาแอลพีจีที่มีประสิทธิภาพทางความร้อนสูงสุด คือ เตาแบบ Swirl flow (ประมาณ 53%) และรองลงมาได้แก่ Vertical flow (50%) Infrared flow (47%) และเตาแบบ Radial flow (43%) ถ้ามีการปรับปรุงเตาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นจาก 43% เป็น 53% จะทำให้ประหยัดพลังงานได้ 17%

จากข้อมูลส่วนแบ่งตลาดของเตาโดยผู้ผลิตรายใหญ่ภายในประเทศ พบว่า เตาแบบ Radial flow มีส่วนแบ่งสูงสุดคือ ประมาณ 85% แบบ Swirl flow ประมาณ 5% และแบบอื่นๆ ประมาณ 10% นอกจากนี้ ผู้วิจัยได้ทำการสำรวจราคาของเตาแบบต่างๆ ที่มีขนาดเตา 4,000 W (ซึ่งเป็นขนาดที่ใช้ทั่วไป) พบว่าเตาแบบ Swirl flow มีราคาสูงกว่าเตาแบบ Radial flow ประมาณ 500 บาท โดยมีอายุการใช้งานประมาณ 5 ปี (ระยะเวลาการรับประกันวาร์วเปิด-ปิด)

14 Improvement of Themal Performance of LPG Cooking Burner Application of PIV, บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี 2548

ในปี 2546 ประเทศไทยมีการใช้เตาหุงต้มแอลพีจีจำนวนทั้งสิ้น 10,259,264 ครัวเรือนจากจำนวนครัวเรือนทั้งประเทศ 18,539,130 ครัวเรือน และในปี 2549 มีจำนวนทั้งหมด 18,593,197 ครัวเรือน หากสมมุติให้สัดส่วนครัวเรือนที่ใช้เตาหุงต้มแอลพีจีเท่าเดิมในปี 2549 จะมีจำนวนครัวเรือนที่ใช้เตาแอลพีจี 10,289,183 ครัวเรือน ถ้ามีการใช้มาตรการส่งเสริมให้เปลี่ยนไปใช้เตาหุงต้มประสิทธิภาพสูง จะต้องมีการเปลี่ยนจากเตาแบบ Radial flow และแบบอื่นๆ เป็นแบบ Swirl flow ตามอัตราการเปลี่ยนแปลง (Penetration rate) ดังแสดงในตารางที่ 3.7-7 และตารางที่ 3.7-8 แสดงศักยภาพการประหยัดพลังงานและการลงทุนของแต่ละอุปกรณ์

ตารางที่ 3.7-8 สรุปมาตรการประหยัดพลังงานในภาคครัวเรือน

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน (%)	อายุการใช้งาน (ปี)	พลังงานที่ประหยัดในปี 2573 (ktoe)	เงินลงทุนส่วนเพิ่มจากการเปลี่ยนเทคโนโลยีเดิมเป็นเทคโนโลยีใหม่	
				เงินส่วนเพิ่ม	ค่าเทียบเท่าของเงินเท่ากันรายปี *
1. อุปกรณ์แสงสว่าง					
-หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5)	32	10	39.5	350 บาทต่อชุด	57 บาทต่อชุด
-หลอด CFL	80	3	76.1	80 บาทต่อหลอด	32 บาทต่อหลอด
2. เครื่องปรับอากาศ					
-เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง	20	5	506	8,700 บาทต่อเครื่อง	2,295 บาทต่อเครื่อง
3. เตาถ่านประสิทธิภาพสูง	35	2	2,826	100 บาทต่อเตา	57.62 บาทต่อเตา
4. เตา LPG ประสิทธิภาพสูง	17	5	606	500 บาทต่อเตา	131.9 บาทต่อเตา

** ดอกเบี้ยร้อยละ 10*

ตารางที่ 3.7-7 แสดงการคาดการณ์ Penetration rate ของการเปลี่ยนอุปกรณ์ของภาคครัวเรือน

รายการ/อุปกรณ์	Measure	Penetration Level (%)					
		Base year	Period 1	Period 2	Period 3	Period 4	Period 5
		2549	2550 - 2554	2555 - 2559	2560 - 2562	2563 - 2568	2569 - 2573
T5	เหมือนกับภาคอาคารพาณิชย์						
CFL	เหมือนกับภาคอาคารพาณิชย์						
Air-conditioning	Conventional	60%	20%	15%	11.2%	8%	0%
	Efficient Air-condi.	40%	80%	85%	88.8%	92%	100%
เตาถ่าน	Conventional	100%	80%	60%	45%	20%	0%
	Efficient Charcoal Stove	0%	20%	40%	55%	80%	100%
เตา LPG	Conventional	95%	80%	60%	40%	20%	0%
	Efficient LPG Stove	5%	20%	40%	60%	80%	100%

3.7.8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

3.7.8.1 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

ในการศึกษานี้ ได้ทำการรวบรวมราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนในประเทศ โดยอ้างอิงข้อมูลจาก" **โครงการศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าส่วนเพิ่มเติมพิเศษ (adders) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ** " ได้ผลสรุปดังตารางที่ 3.7-9

ตารางที่ 3.7-9 ต้นทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน กรณีคืนเงินกู้ใน 10 ปี

	แหล่งพลังงาน	ขนาด/ประเภท	กรณีคืนเงินกู้ใน 10 ปี (บาทต่อหน่วย)
	ชีวมวล		
1	การผลิตน้ำตาล	ขายไฟที่เกินความต้องการโดยไม่มีการลงทุนหรือต่อเติมหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม	1.35
2		ลงทุนเพิ่มเติมบางส่วนให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นเพื่อที่จะขาย	1.00
3		ลงทุนต่อเติมเพื่อให้มีไฟฟ้าพอขายได้ตลอดปี	1.72
4		สร้างโรงไฟฟ้าเพื่อการขายไฟฟ้าเฉพาะ	1.96
5	การผลิตข้าว	แกลบ	2.41
6		ฟาง	3.23
7	ก๊าซชีวภาพ	ฟาร์มสุกร	0.86
8		โรงงานมันสัมปะหลัง	0.45
9		โรงงานปาล์ม	0.86
10	ขยะ	150 ตัน/วัน (เผา)	4.85
11	พลังน้ำ	< 50 กิโลวัตต์	4.97
12		50 -5,000 กิโลวัตต์	2.65
13		5,000 - 10,000 กิโลวัตต์	1.91
14	พลังงานลม	ความเร็วลม < 6 เมตร/วินาที	8.25
15		ความเร็วลม > 6 เมตร/วินาที	5.60
16	เซลล์แสงอาทิตย์	ต้นทุนระบบ 150 บาท/วัตต์	18.40
17		ต้นทุนระบบ 250 บาท/วัตต์	30.55

3.7.8.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์

คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช) ได้มีความเห็นชอบบรรจุโครงการโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ไว้ในแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan, PDP 2007) โดยกำหนดให้มีโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ในปี 2563 (2020) และ 2564 (2021) จำนวนปีละ 2,000 MW รวมจำนวน 4000 MW ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ขนาด 1000 MW จำนวน 4 โรง (ต่อมาได้มีการปรับลดเหลือจำนวน 2,000 MW จำนวนปีละ 1,000 MW) ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์นั้นต้องใช้งบประมาณที่สูงมากและต้องมีการเตรียมความพร้อมในหลายๆด้าน ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์นั้นมีรายละเอียดดังนี้

(1) ต้นทุนของการใช้พลังงานนิวเคลียร์

โดยทั่วไปสามารถแบ่ง ต้นทุนได้เป็น 2 ส่วนคือ

1. ต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์ โดยทั่วไปนั้นเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์จะสูง เนื่องจากต้องใช้วัสดุพิเศษประเภทต่างๆและใช้เทคโนโลยีความปลอดภัยที่ทันสมัยและซับซ้อน รวมถึงระบบสำรองต่างๆมากมายซึ่งสามารถคำนวนได้จากเงินลงทุนในการก่อสร้างต่อพลังงานที่ได้ เช่น

   โรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์แบบ APR-1400 จำนวน 2 โรง ขนาด 1350 MW ต้องใช้งบประมาณ US$5 billion ดังนั้นต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์จะอยู่ที่ $\frac{5,000,000,000}{2\times1350\times1000}=1850US\$/\text{kW}$

   โรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์แบบ CPR-1000 จำนวน 4 โรง ขนาด 1080 MW ต้องใช้งบประมาณ US$6.6 billion ดังนั้นต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์จะอยู่ที่ $\frac{6,600,000,000}{4\times1080\times1000}=1530US\$/\text{kW}$

   ซึ่งค่าก่อสร้างนั้นจะแปรผันกับปัจจัยในหลายๆด้านเช่น เทคโนโลยีที่ใช้ จำนวนโรงไฟฟ้า จำนวนพื้นที่ เป็นต้น

2. ต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้า คือ ค่าใช้จ่ายต่างๆ เช่น ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน การพัฒนาบุคลากร ค่าเชื้อเพลิงนิวเคลียร์ ค่าดำเนินการเดินเครื่องและบำรุงรักษา รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายในการจัดการกากกัมมันตรังสีและการรื้อถอนโรงไฟฟ้า เมื่อหมดอายุใช้งานแล้ว

ในปี 2546, University of Chicago ได้ตีพิมพ์ผลการศึกษาต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังนิวเคลียร์และต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าไว้ดังนี้

ตารางที่ 3.7-10 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

อายุการใช้งาน	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า /MWh		
	$1200/kW	$1500/kW	$1800/kW
40 ปี	47 $	54 $	62 $
60 ปี	47 $	53 $	61 $

3.7.9 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มทุน (Cost Effectiveness)

ตารางที่ 3.7-11 และรูปที่ 3.7-6 แสดงค่าดัชนีความคุ้มทุน (Cost effectiveness index) ซึ่งเป็นค่าคุ้มทุนในปี 2573 ของการใช้เทคโนโลยี/มาตรการต่างๆ ในแต่ละภาคเศรษฐกิจของประเทศ หรือ

$$Cost\ Effectiveness = \frac{\sum_{i=1}^{n} Annual\ Energy\ Savings}{\sum_{i=1}^{n} Annual\ Investment}$$

โดยที่ปริมาณพลังงานที่ประหยัดได้นั้น ได้แปลงเป็นพลังงานขั้นต้น(Primary energy) โดยใช้ประสิทธิภาพโรงไฟฟ้า 33% จะเห็นได้ว่าการลงทุนเพิ่มประสิทธิภาพที่มีความคุ้มทุนมากที่สุด ได้แก่ การใช้หม้อไอน้ำประสิทธิภาพสูง (Super boiler) และเตาเผาประสิทธิภาพสูงในภาคอุตสาหกรรม ซึ่งมีค่าดัชนีชี้วัดความคุ้มทุน 5,660 toe/MBaht และ 4,713 toe/MBaht ตามลำดับ มาตรการเตาถ่านประสิทธิภาพสูงในครัวเรือน ซึ่งมีค่าดัชนีความคุ้มทุนเฉลี่ย 3,872 toe/MBaht และการใช้เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูงในอาคารพาณิชย์ ซึ่งมีดัชนีชี้วัดความคุ้มทุนเฉลี่ย 3,200 toe/MBaht เทคโนโลยีประหยัดพลังงานที่มีความคุ้มค่าเฉลี่ยรองลงมาได้แก่ เครื่องทำน้ำเย็น เครื่องอัดอากาศ มอเตอร์ และเตาอาร์กไฟฟ้าในอุตสาหกรรม หลอดไฟ CFL ในอาคาร และเตาหุงต้ม LPG และหลอดไฟ CFL ในครัวเรือน ซึ่งมีค่าดัชนีความคุ้มทุนเฉลี่ยในช่วง 300-785 toe/MBaht

อนึ่ง เป็นที่น่าสังเกตว่า ค่าดัชนีชี้วัดความคุ้มทุนของมาตรการหลอดฟลูออเรสเซ็นต์และมาตรการหลอดตะเกียบของภาคอาคารพาณิชย์สูงกว่าภาคครัวเรือน เนื่องจากในภาคอาคารพาณิชย์จะมีจำนวนชั่วโมงการใช้งานมากกว่าในภาคครัวเรือน (ประมาณ 15 เท่า และ 2.5 เท่า สำหรับหลอดฟลูออเรสเซ็นต์ และหลอดไส้ ตามลำดับ)

ในกรณีการประหยัดพลังงานไฟฟ้า ซึ่งแสดงในรูปที่ 3.7-7 พบว่า การใช้เทคโนโลยีเครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูงในอาคารพาณิชย์ มีความคุ้มทุนมากที่สุด คือ 12.5 GWh/MBaht

รองลงมาคือ ชิลเลอร์ประสิทธิภาพสูงในอุตสาหกรรม (4.7 GWh/MBaht) และมาตรการหลอดตะเกียบในภาคอาคารพาณิชย์ (3.1 GWh/MBaht ส่วนมาตรการอื่น ๆ จะมีค่าความคุ้มทุนใกล้เคียงกัน

ในทำนองเดียวกันรูปที่ 3.7-8 แสดงการประหยัดพลังงานในรูปความร้อน ซึ่งพบว่ามาตรการหม้อไอน้ำ เตาเผาอุตสาหกรรม และเตาถ่านประสิทธิภาพสูง มีดัชนีชี้วัดความคุ้มทุนสูงที่สุด อนึ่ง จากการเปรียบเทียบต้นทุนสุทธิ (เงินลงทุนลบด้วยมูลค่าพลังงานที่ประหยัดได้) ต่อหน่วยพลังงานที่ประหยัดได้กับมูลค่าพลังงานที่คาดว่าจะประหยัดได้ในช่วงปี 2549 ถึง 2573 ของเทคโนโลยีต่าง (Net Cost Curve for Energy Saving) ดังรูปที่ 3.7-9 และตารางที่ 3.7-12 พบว่ารถยนต์อีโคคาร์ หม้อน้ำ เตาเผา และเตาถ่าน (ครัวเรือน) มีศักยภาพสูงสุด

ตารางที่ 3.7-11 Cost Effectiveness ในภาคเศรษฐกิจหลัก

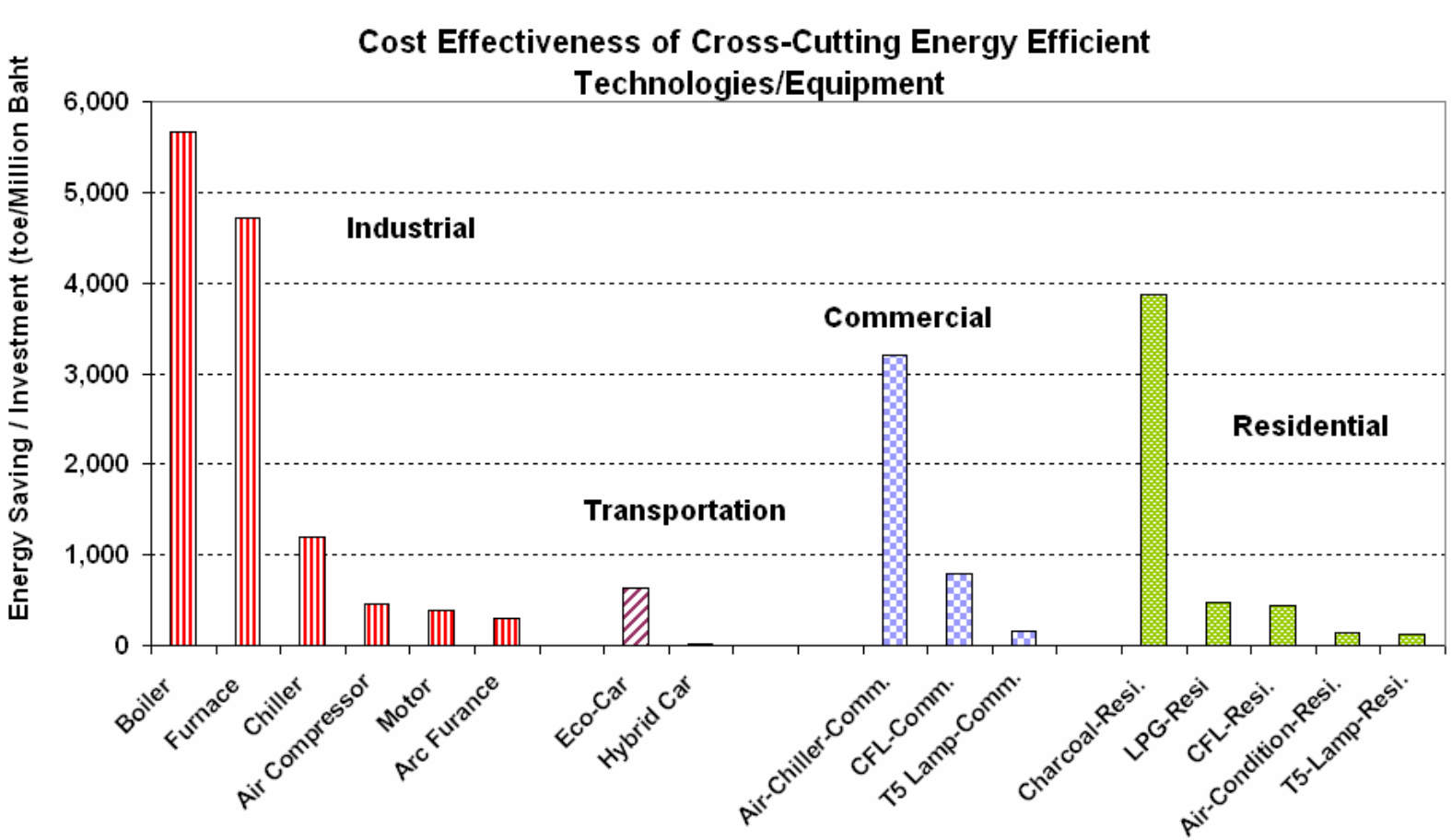
Unit:toe-savings/Million Baht-investment

Sector	**Technology**	**Average Cost-Effectiveness**
Industrial		
	Eff.Motor	390
	Eff.Air Compressor	450
	Eff.Chiller	1,200
	Eff.Arc Furance	300
	Eff.Boiler	5,660
	Eff.Furnace	4,713
Commercial		
	T5 Lamp	163.4
	CFL	785
	Efficient Air-Condition	3,200
Residential		
	T5 Lamp	122
	CFL	438
	Efficient Air-Condition Label no.5	133
	Efficient Charcoal Stove	3,872
	Efficient LPG Stove	470
Road Transportation		
	Hybrid Car	11
	Eco-Car	636

หมายเหตุ ประสิทธิภาพการแปรรูปพลังงานจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้เฉลี่ยประมาณ 33 %

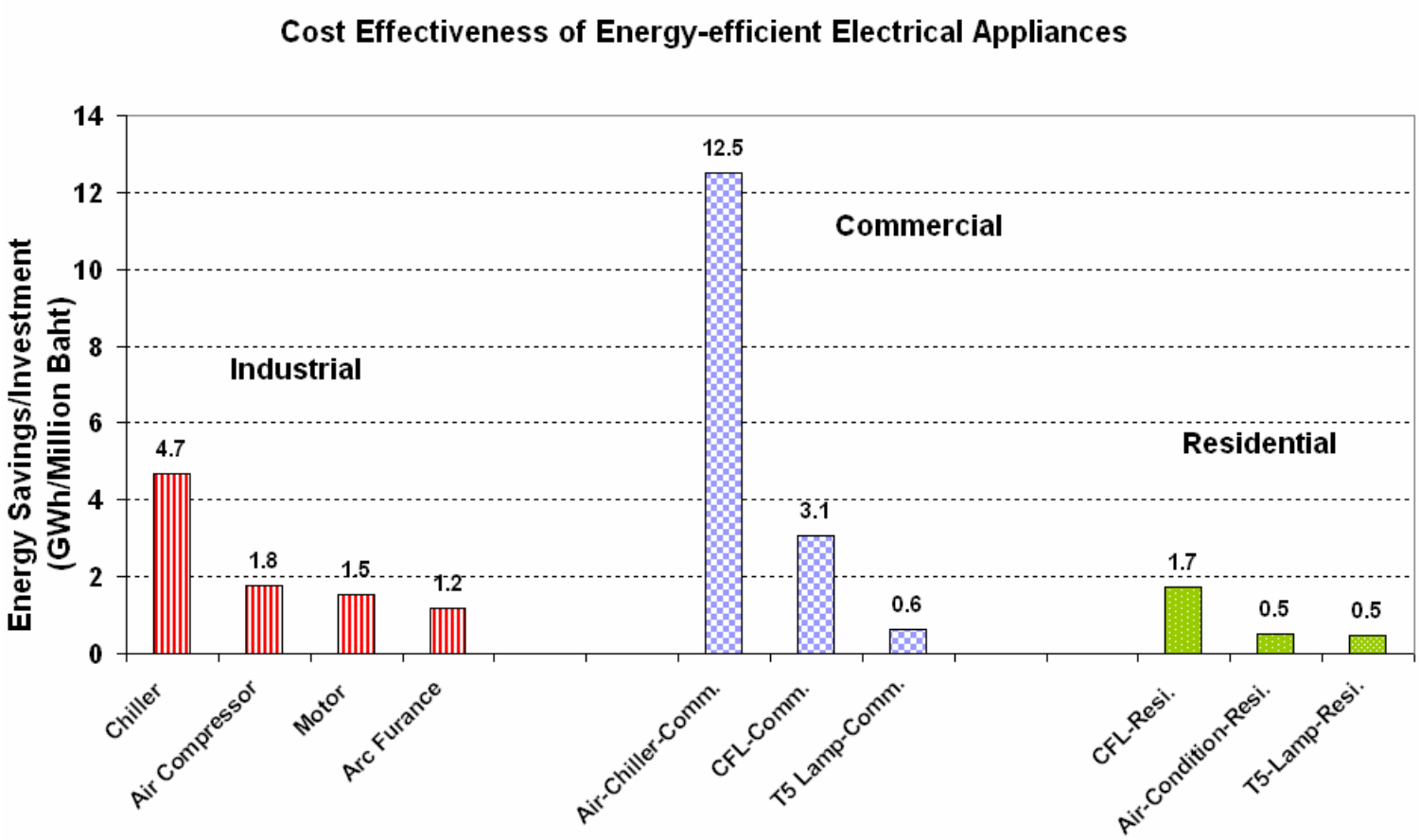
ตารางที่ 3.7-12 ปริมาณการประหยัดพลังงานและต้นทุนสุทธิในปี 2573

Sector	Technology	Energy Savings (ktoe)	Net Cost of energy savings (MBaht/ktoe)
Industrial			
	Eff.Motor	3,472	-5.6
	Eff.Air Compressor	390	-6.0
	Eff.Chiller	129	-7.4
	Eff.Arc Furance	134	-4.8
	Eff.Boiler	9,495	-14.8
	Eff.Furnace	2,965	-14.8
Commercial			
	T5 Lamp	1,750	-2.1
	CFL	577	-6.9
	Efficient Air-Condition	2,030	-7.9
Residential			
	T5 Lamp	174	-0.03
	CFL	230	-5.9
	Efficient Air-Condition Label no.5	1,520	-0.7
	Efficient Charcoal Stove	2,826.5	-14.74
	Efficient LPG Stove	606.6	-12.8
Road Transportation			
	Hybrid Car	1,041	74.78
	Eco-Car	22,174	-13.42



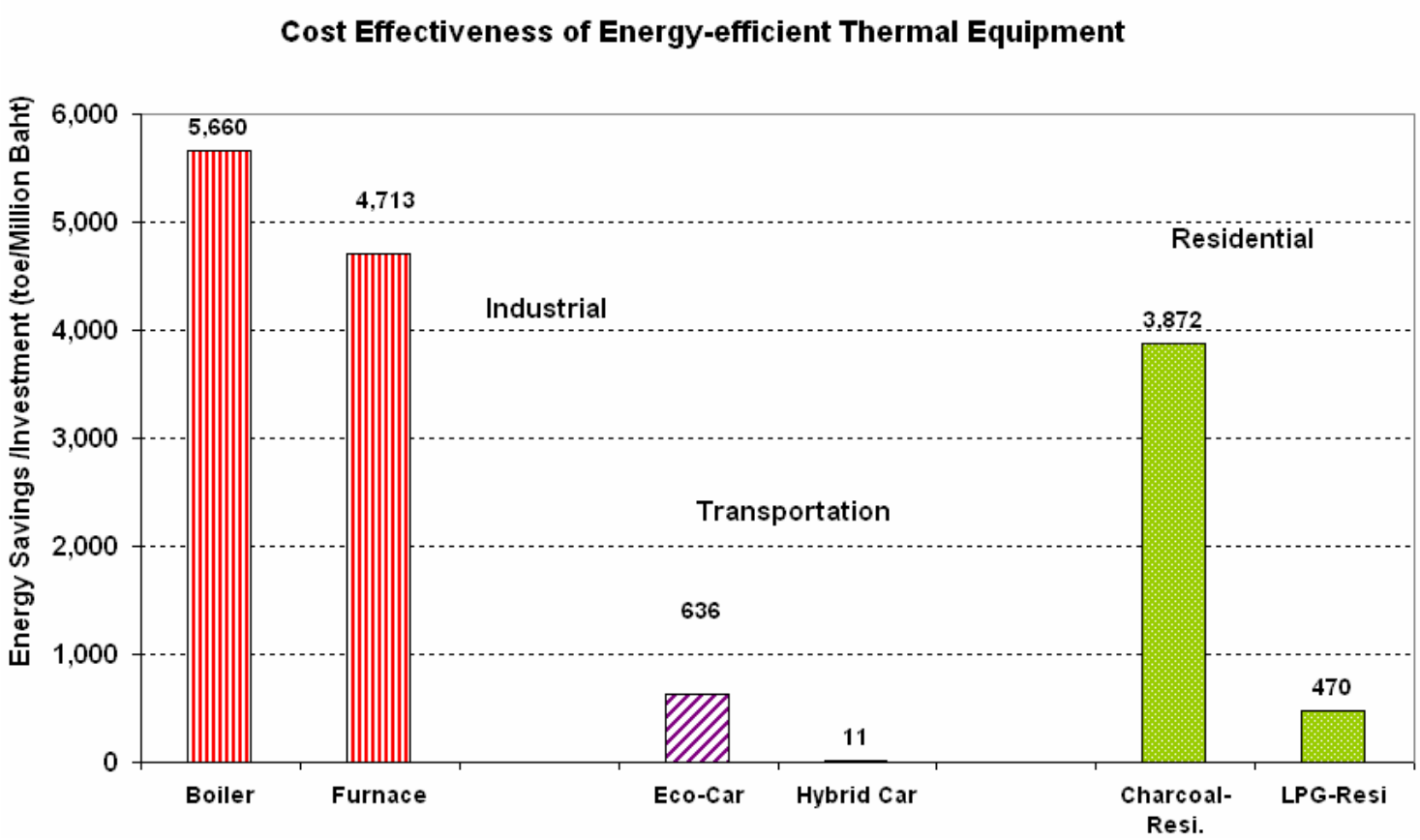
หมายเหตุ *ประสิทธิภาพการแปรรูปพลังงานจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้เฉลี่ยประมาณ 33 %*

รูปที่ 3.7-6 การเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ในภาคเศรษฐกิจหลัก

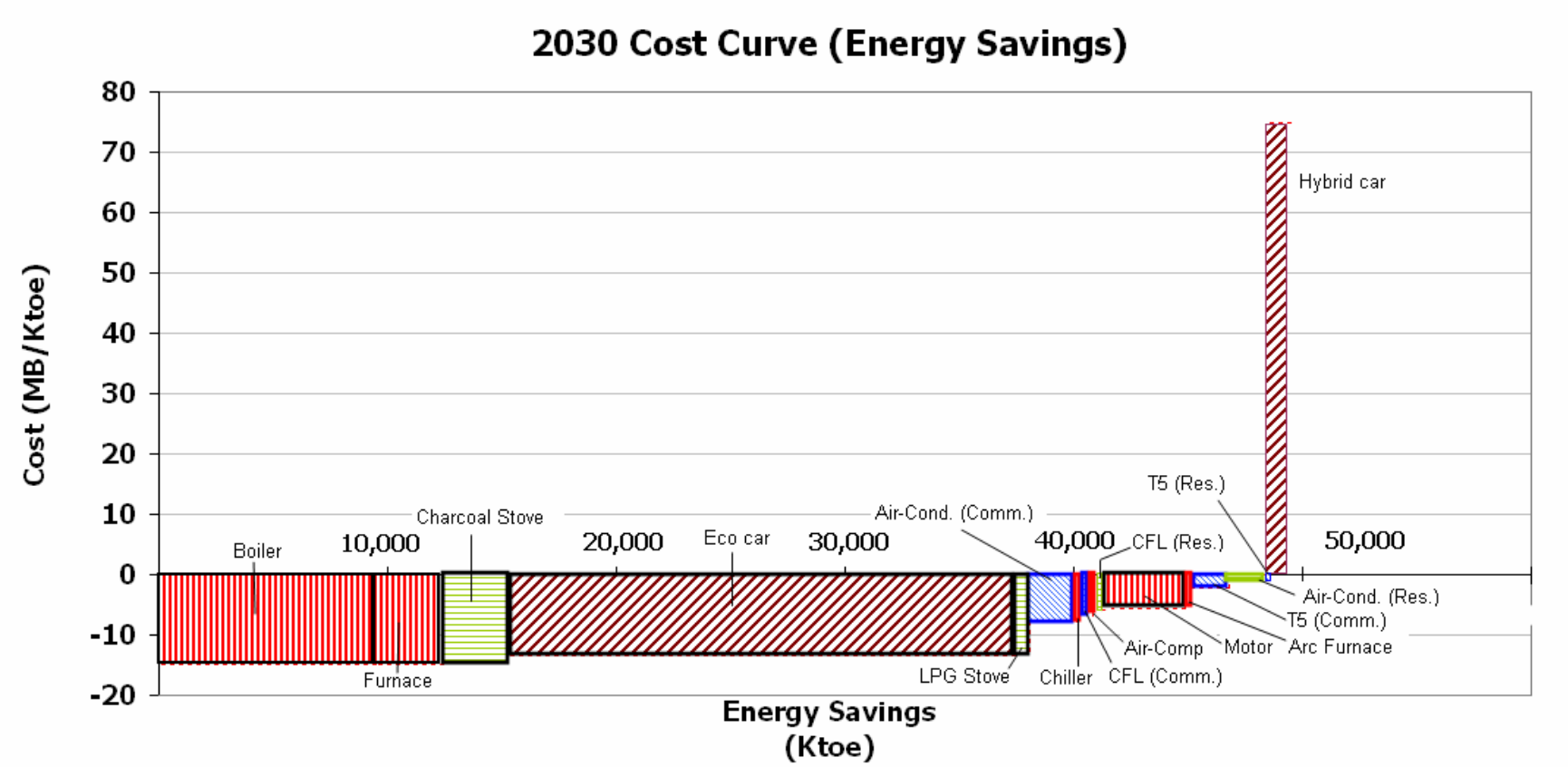


หมายเหตุ *1toe = 0.0117 GWh,*

รูปที่ 3.7-7 การเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ของอุปกรณ์ที่ใช้ไฟฟ้าในภาคเศรษฐกิจหลัก



รูปที่ 3.7-8 ผลการเปรียบเทียบ Cost Effectiveness ของอุปกรณ์ที่ใช้ความร้อนในภาคเศรษฐกิจหลัก



รูปที่ 3.7-9 การเปรียบเทียบต้นทุนสุทธิกับมูลค่าพลังงานที่ประหยัดได้ของเทคโนโลยี/อุปกรณ์ประหยัดพลังงานแต่ละประเภท

3.7.10 การลดปริมาณปล่อย CO_2 จากมาตรการประหยัดพลังงาน

งานวิจัยนี้ได้ประเมินความคุ้มทุนเชิงศักยภาพการลดการปล่อย CO_2 ของแต่ละเทคโนโลยี/มาตรการ ที่ได้กล่าวถึงในหัวข้อ 3.7.4 - 3.7.7 โดยใช้ข้อมูล Emission factor จาก บทความ " Guide for computing CO_2 emission related to energy use", Francois Aube, PhD. รวมทั้งข้อมูล Emission factor จาก Revised 1996 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories และใช้ข้อมูลการแปลงค่าจากรายงานประจำปีของ พพ. แสดงในตารางที่ 3.7-13 และเพื่อให้มี Emission factor ที่เป็นค่าอ้างอิง สำหรับการปล่อย CO_2 จากภาคผลิตไฟฟ้าในแต่ละปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2573 (หลังปีสุดท้ายของ PDP 2007) ผู้วิจัยได้ใช้ข้อมูลจากการคาดคะเนของ บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัยและคณะ (2552) และข้อมูลย้อนหลังของ กฟผ.

ตารางที่ 3.7-13 Emission factors for fuels

Fuel Type	Sector	CO_2 (t/TJ)	CO_2 (kg/m3)	CO_2 (t/tcoal)	CO_2 (t/ktoe)
Natural Gas	Commercial boiler	49.68			2,098.7
	Industrial boiler	49.68			2,098.7
Heavy Oil	Commercial boiler		3090		3,282.9
	Industrial boiler		3090		3,282.9
Propane (LPG)	LPG		1530		2,537.8
Imported Coal (bituminous)				2.47	3,957.1
Gasoline		69.3			2,927.8
Diesel Oil		74.07			3,129.3

ที่มา :Francois Aube , Revised 1996 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories

ตารางที่ 3.7-14 และรูปที่ 4.7-2 แสดงผลการคำนวณปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้จากการใช้เทคโนโลยี/มาตรการประหยัดพลังงานประเภทต่างๆ ในแต่ละภาคเศรษฐกิจ และเงินลงทุนของเทคโนโลยี/มาตรการนั้นๆ ในปี 2573 รวมทั้ง CO_2 ที่ได้จากการใช้พลังงานหมุนเวียนในช่วงเวลาเดียวกัน จะเห็นได้ว่าในส่วนของเทคโนโลยีประหยัดพลังงานนั้น รถยนต์อีโคคาร์และหม้อน้ำประสิทธิภาพสูง จะมีศักยภาพในการลด CO_2 สูงสุด คือ 70 และ 23.3 ล้านตัน CO_2 ตามลำดับ รองลงมาคือ มอเตอร์ และเตาเผาประสิทธิภาพสูง 6.3 และ 6.2 ล้านตัน CO_2 ตามลำดับ

ส่วนเทคโนโลยีอื่นๆ ที่มีศักยภาพที่จะหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ได้มากกว่า 1 ล้านตัน ได้แก่ เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง ทั้งที่ใช้ในอาคารและครัวเรือน หลอดไฟ T5 ในอาคาร เตาก๊าซ LPG และรถยนต์ไฮบริด

อย่างไรก็ตาม จากการเปรียบเทียบต้นทุนสุทธิ (โดยหักลบมูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้จากต้นทุน) ต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ (Net Cost Per Unit CO_2 Avoided) สำหรับแต่ละเทคโนโลยี พบว่า เตาเผา หม้อน้ำ เตาหุงต้ม LPG มีต้นทุนต่ำสุด รองลงมาได้แก่ เครื่องปรับอากาศในอาคาร รถยนต์อีโคคาร์ และเครื่องทำน้ำเย็น (อุตสาหกรรม) และถ้าหากเปรียบเทียบต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้และปริมาณ CO_2 ที่คาดว่าจะหลีกเลี่ยงได้ในระยะยาวร่วมกัน จะพบว่า รถยนต์อีโค่คาร์ หม้อน้ำ เตาเผา เครื่องปรับอากาศในอาคาร และมอเตอร์มีความคุ้มทุนสูงสุด

ตารางที่ 3.7-14 ปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้และต้นทุนสุทธิในปี 2573

Sector	Technology	Cummulative avoided CO_2 emission ($MtCO_2$)	Net Cost of avoided CO_2 emission (Baht/tCO_2)
Industrial			
	Eff.Motor	6.32	-3,070
	Eff.Air Compressor	0.71	-3,300
	Eff.Chiller	0.24	-4,054
	Eff.Arc Furance	0.24	-2,600
	Eff.Boiler	23.26	-6,050
	Eff.Furnace	6.22	-7,050
Commercial			
	T5 Lamp	3.18	-1,150
	CFL	1.05	-3,810
	Efficient Air-Condition	3.70	-4,340
Residential			
	T5 Lamp	0.32	-20
	CFL	0.42	-3,260
	Efficient Air-Condition Label no.5	2.76	-390
	Efficient LPG Stove	1.54	-5,070
Road Transportation			
	Hybrid Car	3.28	23,767
	Eco-Car	70	-4,270

Renewable Energy			
	Biomass	9.2	2,500
	Biogas (including CH4)	5.9	-96
	MSW	1.2	8,260
	PV	0.6	50,540
	Wind	1.0	12,525
	Hydro	1.2	4,850
	Nuclear	13.8	1,742
Biofuel	Ethanol	6.4	1,950
	Biodiesel	3.1	3,490

หมายเหตุ *ผู้วิจัยได้คำนวณพลังงานหมุนเวียนตามแผนพลังงานทดแทน 15 ปี และประมาณการจนถึงปี 2573 ตามศักยภาพของแต่ละเทคโนโลยี ยกเว้นเทคโนโลยีแสงอาทิตย์ที่ใช้อัตราการเติบโตตามแผนพลังงานทดแทน และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ ประมาณการติดตั้ง 4,000 MW ค่า plant factor ของ biomass , biogas ,MSW, PV, Wind ,Nuclear และ Hydro เท่ากับ 0.7, 0.9, 0.94, 0.16, 0.15 ,0.85 และ 0.44 ตามลำดับ*

3.7.11 ต้นทุนการลด CO_2 กรณีใช้พลังงานหมุนเวียน

เช่นเดียวกับกรณีประหยัดพลังงาน การลงทุนด้านเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนสามารถเปรียบเทียบความคุ้มทุนในแง่การหลีกเลี่ยง CO_2 ได้ด้วยการพิจารณาปริมาณ CO_2 ที่คาดว่าจะหลีกเลี่ยงได้ในระยะยาวกับต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ ดังตารางที่ 3.7-12 และรูปที่. 3.7-10 ซึ่งพบว่าพลังงานหมุนเวียนที่มีศักยภาพในการหลีกเลี่ยง CO_2 ได้มาก และมีต้นทุนสุทธิต่ำกว่าเทคโนโลยีหมุนเวียนอื่น ได้แก่ ก๊าซชีวภาพ เอทานอล ชีวมวล และไบโอดีเซล โดยมีต้นทุนสุทธิ 96, 1,900, 2,500 และ 3,490 บาทต่อตัน CO_2 และปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้เท่ากับ 5.9, 7.2, 9.2 และ 4.4 ล้านตัน (สะสมถึงปี 2573) ตามลำดับ อนึ่ง เป็นที่น่าสังเกตว่า พลังงานนิวเคลียร์ (ภายใต้สมมุติฐานที่ว่าจะมีกำลังผลิต 4,000 MW ในช่วงปี ค.ศ. 2020-2030) มีทั้งศักยภาพการหลีกเลี่ยง CO_2 และต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ ที่ใกล้เคียงกับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล แต่มีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติของกรณีหลังจะสูงกว่ากรณีแรก

3.7.12 สรุปและข้อเสนอแนะ

งานวิจัยนี้ได้ประเมินความคุ้มค่าของการลงทุนในเทคโนโลยีประหยัดพลังงานประเภทหลักๆ ใน 4 ภาคเศรษฐกิจที่สำคัญ และเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน (เฉพาะกรณีผลิตไฟฟ้าและผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพสำหรับภาคขนส่ง) เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการจัดลำดับความสำคัญในการกำหนดทางเลือกเทคโนโลยี/มาตรการส่งเสริมของภาครัฐ ในด้านเทคโนโลยีประหยัดพลังงานว่ากลุ่มเทคโนโลยีที่มีศักยภาพประหยัดพลังงานสูงในระยะยาว และมีต้นทุนสุทธิต่ำ ได้แก่ รถยนต์อี

โคคาร์ หม้อน้ำ เตาเผาอุตสาหกรรม เตาถ่าน และมอเตอร์ ในแง่การหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 กลุ่มเทคโนโลยีที่มีศักยภาพสูงและต้นทุนสุทธิต่ำก็เป็นกลุ่มเดียวกับข้างต้น แต่เพิ่มเครื่องปรับอากาศในอาคารยกเว้นเตาถ่าน เนื่องจากใช้ชีวมวลอยู่แล้วจึงไม่ช่วยหลีกเลี่ยง CO_2 ได้ไม่มากนักจากการใช้เตาที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

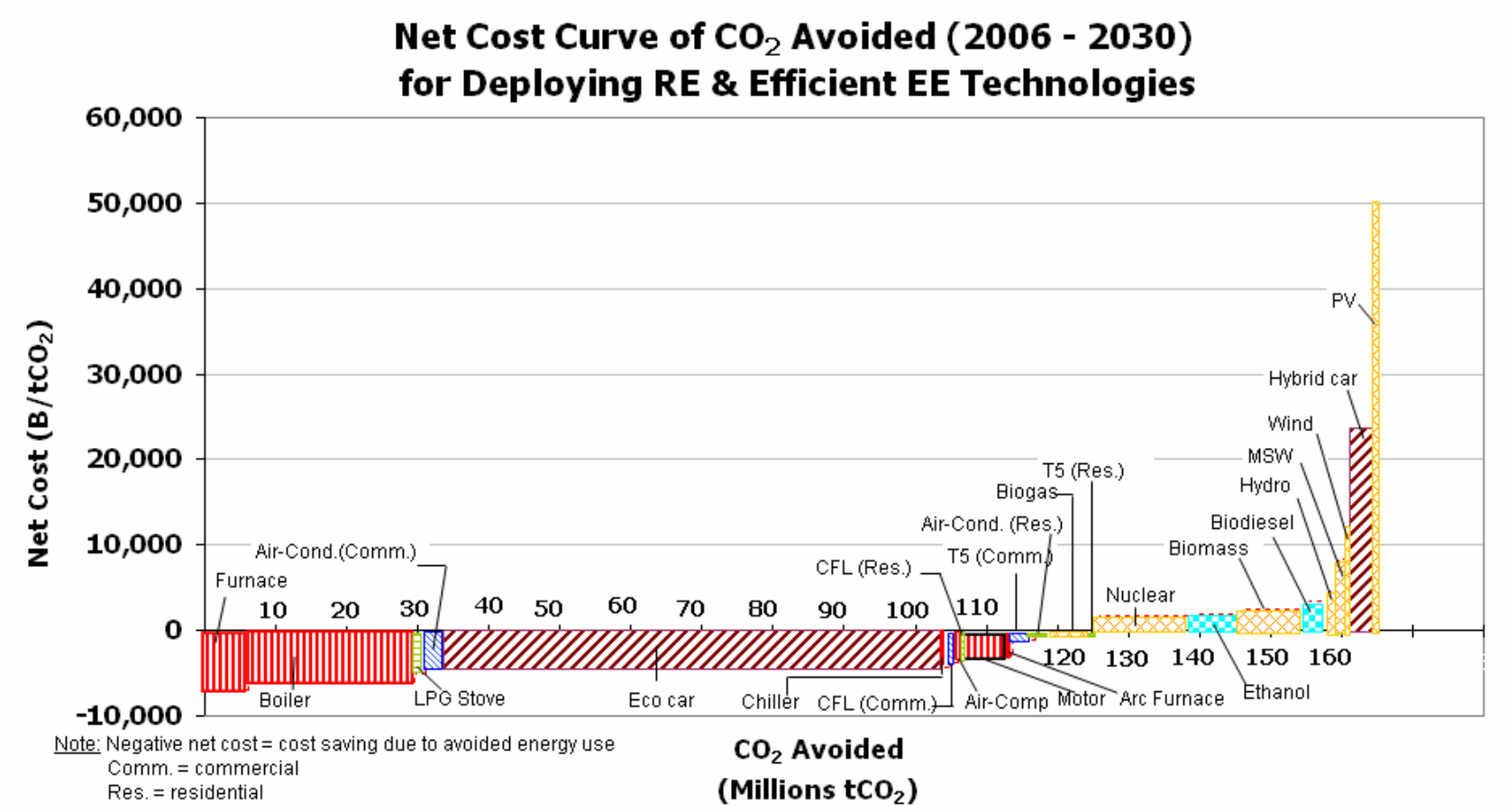
ในด้านเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนประเภทที่ศักยภาพในการลด CO_2 สูง และต้นทุนสุทธิต่ำ ได้แก่ ก๊าซชีวภาพ เอทานอล ชีวมวล และไบโอดีเซล

จากผลการศึกษาดังกล่าว คณะผู้วิจัยมีข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ดังนี้

(1) เนื่องจากความจำเป็นในการลดการปล่อย CO_2 จากการผลิตและการใช้พลังงานจะมีความสำคัญสูงขึ้นเป็นลำดับ การกำหนดการส่งเสริมการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียน จึงควรตั้งอยู่บนพื้นฐานของศักยภาพและต้นทุนของ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ในระยะยาวของเทคโนโลยีนั้นๆ ซึ่งการประเมินความคุ้มค่าของการลงทุน (Cost effectiveness) ของงานวิจัยนี้ น่าจะถือแนวทางประกอบได้ แม้จะเป็นการประเมินอย่างคร่าวๆ และยังไม่ครอบคลุมประเภทของเทคโนโลยีเท่าที่ควร

(2) หากจะถือเอาผลศึกษานี้เป็นแนวทางเทคโนโลยีที่ควรมีการส่งเสริมเป็นอันดับแรก ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ เตาเผา หม้อน้ำประสิทธิภาพสูง (Super boiler) เครื่องปรับอากาศในอาคาร และมอเตอร์ไฟฟ้า ในด้านพลังงานหมุนเวียน เทคโนโลยีที่ควรได้รับการส่งเสริมเป็นอันดับแรก ได้แก่ ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล เอทานอล และไบโอดีเซล

(3) ควรส่งเสริมให้มีการประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนในภาคเทคโนโลยีประหยัดพลังงานอื่นๆ เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่ง เทคโนโลยีประสิทธิภาพสูงสำหรับกระบวนการผลิตเฉพาะแต่ละสาขาอุตสาหกรรม (Process-specific technologies) และเนื่องจากเทคโนโลยีต่างๆ มีการพัฒนาให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นเป็นลำดับ ซึ่งจะนำไปสู่การลดต้นทุนด้วย เช่น เทคโนโลยีรถยนต์ไฮบริด เป็นต้น จึงควรส่งเสริมให้มีการประเมินความคุ้มค่าของเทคโนโลยีต่างๆ เป็นระยะ



รูปที่ 3.7-10 ต้นทุนสุทธิและปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ของเทคโนโลยีต่างๆ

เอกสารอ้างอิง

การศึกษาผลกระทบของนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

1. กรมการขนส่งทางบก Available URL: http://www.dlt.go.th สืบค้น ณ วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน Available URL: http://www.dede.go.th สืบค้น ณ วันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2551
3. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน การสัมมนาระดมความคิดเห็น ร่างแผนพลังงานทดแทน 15 ปี ณ มหาวิทยาลัยราชภัฏนครราชสีมา วันที่ 27 ตุลาคม 2551
4. กรมธุรกิจพลังงาน Available URL: http://www.dmf.go.th สืบค้น ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2551
5. สำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย Available URL: http://www.ocsb.go.th
6. สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร Available URL: http://www.oae.go.th
7. คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล (2551)
8. สมชาย จันทร์ชาวนาและคณะ (2540)
9. มรกต ตันติเจริญ และคณะ (2551) รายงานการศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ: การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก
10. กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ (2550) รายงานการศึกษาโครงการประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตเอธานอล
11. กล้าณรงค์ ศรีรอต และคณะ (2548) รายงานการศึกษาการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงเอธานอล
12. ปตท. (2551) การเสวนา เรื่อง E85 ใช้กับรถยนต์ได้อย่างไร ณ วันที่ 8 กันยายน 2551 โดยวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทยในพระบรมราชูปถัมภ์
13. องค์การอาหารและเกษตรแห่งสหประชาชาติ (2008)
14. Available URL: http://www.carpricechecker.co.uk สืบค้น ณ วันที่ 1 ตุลาคม 2551
15. Available URL: http://www.flexfuelthailand.com สืบค้น ณ วันที่ 15 ตุลาคม 2551
16. Associação Nacional Dos Fabricantes De Veículos Automotores - Anfavea (2007) “Brazilian Automotive Industry Yearbook” São Paulo, SP. Brazil.
17. Associação Nacional Dos Fabricantes De Veículos Automotores - Anfavea (2008) “Tabela 10 – Product of Automobile by type of comdbustion- 2007” São Paulo, SP. Brazil.
18. Bespoke Investment Group (2551) http://bespokeinvest.typepad.com สืบค้น วันที่ 10 ตุลาคม 2551
19. Clayton B.C. (2008), Scania’s Etanol Diesel-Engine, Runs on Biodiesel Too.
20. Didonet, E. (2005) “Brazil as a Strategic Supplier of Fuel Ethanol” São Paulo Sugarcane Agroindustry Union (UNICA), Governors’ Ethanol Coalition Meeting, Washington, D.C.
21. Ethanol Express (2001) “National Ethanol Vehicle Coalition” Volume 6, Issue 3.
22. Energy Information Administration, Official Energy Statistics from the U.S Government (2008), http://tonto.eia.doe.gov/dnav/pet/pet_pri_wco_k_w.htm สืบค้น วันที่ 11 ธันวาคม 2551
23. Graboski, M.S., US Department of Agriculture, Economic Research Service, Office of Energy, Agricultural Economic Report No. 721, July 1995.
24. Joseph, H. Jr. (2006) “The Ethanol application as vehicular fuel in Brazil” Brazilian Automotive Industry Association – ANFAVEA, Energy & Environment Commission.
25. Kathryn, Y. (2008) “Biofuels help environment, but they're hard to find” The Vancouver Sun.
26. Karl E.E. (1993) Experiences from the use of Ethanol for Heavy Duty Compression Ignition Engines, SAE Technical paper series, 931630 E.

27. Macedo (2005) 2005 I.C. Macedo, Sugarcane's Energy: Twelve Studies on Brazilian Sugarcane Agribusiness and its Sustainability, União da Agroindústria Canavieira de São Paulo, São Paulo p. 195.
28. Masaki, K. and Todd, J. (2005) "Potential for Biofuel for Transport in Developing Countries" Washington, D.C., U.S.A.
29. U.S Environmental Protection Agency (2006) "Alternative Fuels: E85 and Flex Fuel Vehicle" EPA 420-F-06-047.
30. U.S. Department of Energy, Energy Information Administration (2007) "Alternatives to Traditional Transportation Fuels, 2005"
31. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2008a), Alternative Fuels Data Center,
32. U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy (2008b) "Handbook for Handling, Storing and Dispensing E85" DOE/GO-102008-2450.
33. U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency and Renewable Energy (2008c), "Flexible Fuel Vehicles: Providing a Renewable Fuel Choice"
34. Volpato, O. Theunissen, F. and Mazara (2005) "Engine Management for MultiFuel plus Compressed Natural Gas Vehicles" SAE paper #2005-01-3777.
35. Worldwatch Institute (2008) "BioFuel for Transport" Earthscan, London, UK.
36. USDA, 1995. Estimating the net energy balance of corn ethanol. Report by Shapouri, H., Duffield, J.A.
37. Wikipedia (2008) Flexible-fuel vehicle, avialble on: http://en.wikipedia.org/wiki/Flex_fue

การศึกษาการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ

1. Aldebert, M., M. Ivaldi, and C. Roucolle (2004), "Telecommunications demand and pricing structure: An econometric analysis." **Telecomunication System**, Vol 25, No. 1-2: 89-115.
2. Baranzini, Andrea; Jose Goldemberg; and Stefan Speck (2000) "A future for carbon taxes." **Ecological Economics**. Vol. 32: 395-412.
3. Bernow, Steve; Robert Costanza; Herman Daly; Ralph DeGennaro; Dawn Erlandson; Deeohn Ferris; Paul Hawken; J. Andrew Hoerner; Jill Lancelot; Thomas Marx; Douglas Norland; Irene Peters; David Roodman; Claudine Schneider; Priya Shyamsundar; John Woodwell, BioScience, "Ecological Tax Reform," Vol. 48, No. 3, (Mar., 1998), pp. 193-196 Published by: American Institute of Biological Sciences Stable URL: http://www.jstor.org/stable/1313265
4. Bohi, D.R. and Zimmerman, M. (1986) "An update on econometric studies of energy demand.", **Annual Review of Energy**, Vol. 9: 105-154.
5. Bovenberg L, Cnossen S, eds. (1995) **Public economics and the environment in an imperfect world**. Boston: Kluwer Academic.
6. Christensen, L.R.; D. W. Jorgenson; and L.J. Lau (1975), "Transcendental logarithmic utility function," **American Economic Review**, Vol. 65, pp. 367-383
7. Deaton. A. and J. Muellbauer (1987), *Economics and Consumer Behavior*, Cambridge University Press, 75-78.
8. Felder S, Schleiniger R. (1995) "Domestic environmental policy and international factor mobility: A general equilibrium analysis." **Swiss journal of Economics and Statistics** 131:547-558.
9. Godal, Odd; and Bjart Haltmark (2001) "Green house gas taxation and the distribution of costs and benefits : the case of Norway." **Energy Policy**. Vol.29 653-662.

10. Goddard Institute for Space Studies (2007), **GISS Surface Temperature Analysis**, on line information at http://data.giss.nasa.gov/gistemp/2005/
11. Goulder L. (1995) "Environmental taxes and the double dividend: A reader's guild." **International Tax and Pubic Finance** 2: 157-183
12. Hammer, Henrik., and Sverkes C. Jager (2007). "What is a fair CO_2 tax increase? On fair emission reduction in the transport sector." **Ecological Economics**. Vol. 61: 377-387.
13. Harris J.M (2006). "Environment and Natural Resource Economics: A contemporary Approach." 2nd Edition, Hougton Mifflin Company.
14. Jasen, Heinz; and Cecile Denis. (1999). "A Welfare cost assessment of various policy measures to reduce pollutant emissions from passenger road vehicles." **Transportation Research Part D**. Vol.4: 379-396.
15. Mankiw, G., The Pigou Club Manifesto, http://gregmankiw.blogspot.com/2006/10/pigou-club-manifesto.html
16. Niederberger, Anne Arquit (2005). "The Swiss Climate Penny: An innovative approach to transport sector emissions." **Transport Policy**. Vol.12: 303-313.
17. Oates, W. (1994). "Green Taxes: Can we protect the environment and improve the tax system at the same time?" **Southern Economic Journal** 61: 915-922
18. Pearce, David (1991). "The Role of Carbon Taxes in Adjusting to Global Warming." **The Economic Journal**, Vol.101, No.407,(jul.,1991): 938-948
19. Pindyck, Robert and Daniel Rubinfeld. (2005). **"Microeconomics."** 6th Edition, (Prentice-Hall), Chapter 18.
20. Repetto R., Dower R., Gramlich R. (1993). "Pollution and Energy Taxes: Their environmental and economic benefits." **Challenge** 36: 9-14.
21. Shapiro (2007), "Addressing the Risks of Climate Change: The Environmental Effectiveness and Economic Efficiency of Emissions Caps and Tradable Permits, Compared to Carbon Taxes." online document from http://www.theamericanconsumer.org.
22. Schob R. (1996). "Evaluating Tax Reforms in the Presence of externalities." **Oxford Economics Papers** 48: 537-555.
23. Sterner, T. and Dahl, C.A. (1991) "Gasoline demand modeling: theory and application.", in Thomas Sterner, ed., **International Energy Modeling,** Chapman and Hall, London, 1991. Dahl, C.A. and Sterner, T. 'Analysing gasoline demand elasticities: a survey', Energy Economics, Vol 13: 203-210.
24. Symons, E., Proops, J. and Gay, P. (1990). "Carbon taxes, Consumer demand and carbondioxcide emission: a simulation analysis for UK." Department of Economics, University of Keelee, Mimio.
25. Troung, T.P.(1985) "Inter-Fuel and Inter-Factor Substitution in NSW Manufacturing Industry.", **Economic Record**, Vol 61, Issue 3: 644 – 653.
26. Varian, Hal. (1992) **"Microeconomic Analysis."** 3rd edition, W.W Norton & Company, Chapter 12.
27. Whalley, J. and Wigle, R. (1991). 'The international incidence of carbon taxes.' In Dornbusch and Poterba (1991) in Dornbusch, R. and Poterba, J. (eds) (1991). **Global Warming: Economic Policy Responses**, MIT Press.
28. Zellner, Arnold (1962). ""An efficient method of estimating seemingly unrelated regression equations and tests for aggregation bias"". **Journal of the American Statistical Association** 57: 348–368.
29. Zhang, Zhong Xiang; Andrea Baranzini (2004). "What do we know about carbon taxes? An inquiry into their impacts on competitiveness and distribution of income." **Energy Policy**. Vol. 32: 507-518.
30. ชยันต์ ตันติวัสดาการ (2550), เศรษฐศาสตร์จุลภาค: ทฤษฎีและการประยุกต์, สำนักพิมพ์ธรรมศาสตร์, บทที่ 14.

รายชื่อบุคคลที่สัมภาษณ์

คุณนพดล ธิยะใจ	ผู้อำนวยการสำนักงานกองทุนสิ่งแวดล้อม สัมภาษณ์ เมื่อวันที่ 10 กันยายน 2551
คุณฐิติมา ฐิติประวัติ	หัวหน้ากลุ่มงานวิชาการ สำนักงานกองทุนสิ่งแวดล้อม สัมภาษณ์ เมื่อวันที่ 5 กันยายน 2551
คุณสิทธิชัย ศรีคำ	ส่วนอนุรักษ์พลังงานและพลังงานหมุนเวียน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน สัมภาษณ์ เมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2551

การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอน : กรณีการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1. สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ, สถาบันสิ่งแวดล้อมไทย และ Asian Development Bank เอกสารประกอบการสัมมนาเรื่อง โลกร้อนขึ้นไทยทำอย่างไร สำนักงานนโยบายและแผนสิ่งแวดล้อม สถาบันวิจัยเพื่อการพัฒนาประเทศ และสถาบันสิ่งแวดล้อมไทย, กรุงเทพมหานคร, 2536
2. ENDS, 2005 Issues 1994, 20/09/05.
3. European Environmental Agency. Environmental Taxes: Implementation and Environmental Effectiveness (Environmental issues Series No.1). Copenhagen, 1996.
4. European Environmental Agency. Environmental Taxes, EEA Draft Report, February, 2000.
5. Guy Dauncey. Climate Solutions Portfolio#3 Carbon Pricing. BC Sustainable Energy Association, July, 2007.
6. Harrison, G. W. & Kristrom, B. Carbon Taxes in Sweden. In SOU 1997. Ministry of Finance, Stockholm, Sweden, 1997.
7. Johansson, B. The Carbon Tax in Sweden in OEDC 2000. Innovation and the Environment, Paris, 2000.
8. Johansson, Bengt. Economic Instruments in Practice1: Carbon Tax in Sweden. Swedish Environmental Protection Agency, 2000.
9. K. Schlegelmilch. Energy Taxation in the EU and some Member States: Looking for Opportunities Ahead . Heinrich-Boll Foundation, February, 1999.
10. Kenji Yaamaji , Ryuji Matsuhashi, Yugata Nagata and Yhoichi Kaya . A study on Economic measure for CO_2 reduction in Japan . Energy Policy 21: 123 - 132, 1993.
11. PDP2007, Electricity Generating Authority of Thailand, Thailand, 2008.
12. Runar Brannlund. Too Hot to Handle? Benefits and Cost of stimulating the use of biofuels in the Swedish Heating Sector. October 25, 1999.• S. Tindale & G Holtman. Green Tax Reform, Pollution Payments and Labour Tax Cuts. Institute for Public Policy Research, London, 1996.
13. Schlegelmilch & Luhmann. Review Meeting First Draft Update Taxes Report; Agenda Updated EEA Report on Environmental Taxes (Draft 16th June 1999), EEA 18.06.1999.
14. SOU . Final Report from the Green Tax Commission. Ministry of Finance, Stockholm, Sweden, 1997.
15. Thailand Development Research Institute in cooperation with Thailand Environment I Institute . Preparation of a national strategy on global climate change: Thailand draft final report submitted to government of the Kingdom of Thailand, 1993.
16. Trisha Shrum. Greenhouse Gas Emission: Policy and Economics, The Kansus Energy Council Goals Committee, June 15, 2007.
17. WASP-IV User's Manual, Wien Automatic System Planning Package, IAEA, Vienna, 2005.

18. Zhang Z X. The Economics of Energy Policy in China: Implications for Global Climate Change, New Horizons in Environmental Economics Series, Edward Elgar, Cheltenham, England and Northampton, USA, 1997.

Internet

19. • ec.europa.eu, 2005
20. fueltaxinquiry.treasury.gov.au
21. HM Treasury, www.hm-treasury.gov.uk
22. Ministry of Finance & Ministry of the Environment, www.sweden.gov.se, 2007
23. Osborn Gareth. Can eco-taxation be effective in reducing carbon emission?. www.colby.org, March 8, 2007
24. Press release Point Carbon, www.sweden.gov.se, 30 March 2005
25. Swedish Finance Ministry, www.sweden.gov.se, 2004
26. The Swedish Government, www.sweden.gov.se, 2008
27. theaustralian.news.com.au, Carbon tax would kill aviation industry: Labor, 19 June 2007
28. www.asiairnet.org
29. www.colby.org, Can eco-taxation be effective in reducing carbon emission?
30. www.dede.go.th, Electricity situation in Thailand 2006.
31. www.conocophillips.co.uk
32. www.efe.or.th
33. www.ipcc.ch
34. www.tesco.com
35. www.tinyurl.com, A Review of Carbon and Energy Taxes in EU

การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย

1. ศูนย์สารสนเทศการเกษตร, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, กระทรวงเกษตรและสหกรณ์, กุมภาพันธ์ 2551, สถิติการเกษตร ปี 2540 - 2550, Available: www.oae.go.th
2. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน (2548), รายงานฉบับสมบูรณ์, การศึกษาและประเมินศักยภาพแหล่งชีวมวล (อัดสำเนา)
3. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, มกราคม 2551, ศักยภาพชีวมวล/ก๊าซชีวภาพปี 2549, การบำบัดน้ำมูลสุกรแบบไร้อากาศ และราคาชีวมวล, Available: www.efe.or.th
4. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, กระทรวงพลังงาน, 2551, ศักยภาพก๊าซชีวภาพ, Available: www.thaibiogas.com

5. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, กระทรวงพลังงาน, 2551, โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพปี พ.ศ. 2551, เป้าหมายการผลิตก๊าซชีวภาพ (อัดสำเนา)
6. ศูนย์สารสนเทศการเกษตร, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (2550), รายงานผลการสำรวจสุกร ปี 2549, เอกสารสถิติการเกษตรเลขที่ 410, หน้า 35
7. สมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย, มีนาคม 2551, สถิติการผลิต ส่งออกแป้งมันและแป้งแปรรูปดัดแปรต่างๆ, Available: www.thaitapiocastarch.org
8. United Nations Framework Convention on Climate Change, เมษายน 2551, เอกสาร PDD ของโครงการ AT Biopower, Korat Waste to Energy และ Methodology AM0006 และ AM022, Available: www.unfccc.int
9. ศูนย์สารสนเทศการเกษตร, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, กระทรวงเกษตรและสหกรณ์, ตุลาคม 2550, คำนิยามข้อมูลสถิติการเกษตร, เอกสารวิชาการเลขที่ 304 หน้า 46-47
10. ศูนย์สารสนเทศการเกษตร, สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ (2550), ข้อมูลพื้นฐานเศรษฐกิจการเกษตร ปี 2550, เอกสารสถิติการเกษตรเลขที่ 413, หจก.อรุณการพิมพ์, กรุงเทพมหานคร
11. สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, กระทรวงพลังงาน, เมษายน 2551, ข้อมูลโรงไฟฟ้า SPP และ VSPP, Available: www.eppo.go.th
12. มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม (2549), ชีวมวล, พิมพ์ครั้งที่ 1, บริษัทคิวพริ้นท์ แมเนจเม้นท์ จำกัด, กรุงเทพมหานคร, หน้า 69
13. องค์การบริหารการจัดการก๊าซเรือนกระจก, สิงหาคม 2551, ข้อมูลโครงการ CDM ที่ได้รับการอนุมัติแล้ว, Available: www.tgo.or.th
14. เงินลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวล, มกราคม 2551, จดหมายข่าวรายเดือนของมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, ฉบับที่ 19, หน้า 1 และ 2
15. การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, พฤษภาคม 2551, แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2550 -2564 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1, Available: www.egat.or.th
16. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน, กรกฎาคม 2551, Alternative Energy Plan 15 Year, Available: www.dede.go.th
17. Institute for Global Environment Strategies, เมษายน 2551, CDM Country Guide for China, CDM Country Guide for Thailand, CDM Country Guide for Indonesia, CDM Country Guide for Philipines, CDM Country Guide for Combodia, CDM Country Guide for India, Available: www.iges.or.jp
18. CDM taxation study report, เมษายน 2551, Available: http://www.wiwi.uni-regensburg.de/buchholz/forschung/AVR/Rostock/Vortrag%20Rostock/Michaelowa.pdf

การประเมินศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและลดก๊าซเรือนกระจก

1. Alberini. A. & A. Krupnick (1997), “Air Pollution and Acute Respiratory Illness: Evidence from Taiwan and Los Angeles”. *American Journal of Agricultural Economics*, Vol. 79, No. 5, Proceedings Issue (Dec., 1997), pp. 1620-1624
2. Bergstrom, J.C. & Taylor, L.O. (2006). Using meta-analysis for benefits transfer: theory and practice. *Ecological Economics* 60, 351–360.
3. Fisher, A., L.G. Chestnut, and D.M. Violette (1989). “The Value of Reducing Risks of Death: A Note on New Evidence,” *Journal of Policy Analysis and Management* 8 (1): 88-100.
4. Kristofersson, D. & S. Navrud (2005). “Validity Tests of Benefit Transfer - Are We Performing the Wrong Tests?” *Environmental and Resource Economics*. 30(3):279-286.

5. Flores , N.E. & R.T. Carson, “The Relationship between the Income Elasticities of Demand and Willingness to Pay,” *JOURNAL OF ENVIRONMENTAL ECONOMICS AND MANAGEMENT* 33, 287]295_1997. ARTICLE NO. EE970998
6. Jones-Lee, M. W., Hammerton, M. and Philips, P. R. (1985), “The Value of Safety: Results of a National Sample Survey,” *The Economic Journal*, 95, 49-72.
7. Lindhjem, H. and S. Navrud (2007) "How Reliable are Meta-Analyses for International Benefit Transfers?" Working paper presented at Department of Economics and Resource Management, Norwegian University of Life Sciences, 30. March 2007, and at the annual conferences of European Association of Environmental and Resource Economics, Thessaloniki 30. June 2007 & US Society for Ecological Economics, New York, 26. June 2007. Also presented by Ståle Navrud at the Department of Economics and International Development, University of Bath 28. July 2008, and at Cost Action E45: European Forest Externalities (EUROFOREX) meeting in Cork, Ireland 22.-24. September 2008. Published in Ecological Economics 66(2-3): 425-435, 2008.
8. Loehman, E. T., and V. H. De. (1982). "Application of Stochastic Choice Modeling to Policy Analysis of Public Goods: A Case Study of Air Quality Improvements." The Review of Economics and Statistics 64 (3): 474-80.
9. Lvovsky, K., Hughes,G., Maddison, D., Ostro, B and Pearce, D.W. (2000). *Environmental Costs of Fossil Fuels: a Rapid Assessment Method with Application to Six Cities*. Environment Department Paper 78. Washington DC: World Bank.
10. Navrud S (2005):Value transfer and environmental policy. *Environmental and Resource Economics* 2004/2005, pp 189-217.
11. Navrud S. & O. Bergland (2001), “Value Transfer and Environmental Policy,” *Policy Research Brief* No. 8, Environmental Valuation in Europe.
12. Ready, R. and S. Navrud (2006). “International benefit transfer: Methods and validity tests.” *Ecological economics* 60, 429-434.
13. Ready, R., S. Navrud, B. Day, R. Doubourg, F. Machado, S. Mourato, F. Spanninks and M.X.V. Rodriquez (1999), “Benefit transfer in Europe: are values consistent across countries?”, paper presented at the EU Concerted Action ‘Environment Valuation in Europe’ (EVE) Workshop on Benefit Transfer, 14-16 October, Lillehammer, Norway.
14. Simon, N.B., M.L. Cropper, A. Alberini, and S..Arora (1999), “Valuing Mortality Reductions in India: A Study of Compensating Wage Differentials”, Working Paper No.2078, World Bank Policy Research Department, January.
15. Viscusi, W. Kip (1993). “The Value of Risks to Life and Health,” *Journal of Economic Literature*. 31 (4): 1912-1946.
16. Viscusi, W.K. & William Evans (1990). “Utility Functions that Depend on Health Status: Estimations and Economic Implications.” *American Economic Review,*

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)

1. COUNCIL RESOLUTION of 18 December 1997 on a Community strategy to promote combined heat and power, (98/C 4/01), Official Journal of the European Communities, 8.1.98

2. DIRECTIVE 2004/8/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC, Official Journal of the European Union, L 52/50, 21.2.2004
3. COMMISSION DECISION of 21 December 2009 establishing harmonised reference values for separate production of electricity and heat in application of Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council, (notified under document number C(2006) 6817), Official Journal of the European Union, L 32/183, 6.2.2007
4. Manual for Determination of Combined Heat and Power (CHP), CEN/CENELEC, Ref. No.: CWA 45547:2004E, Sep 2004.
5. Evaluation of the SPP regulation, Thailand, Sep. 1998.
6. Manual for calculation CHP electricity (Euroheat & Power CHP Manual), EUROHEAT & POWER, June 2003.
7. Benchmarking Report: Status of CHP in EU Member States, Report commissioned by the CHP Policy Group (conducted by COGEN Europe), June 2006.
8. REGULATIONS FOR THE PURCHASE OF POWER FROM SMALL POWER PRODUCERS (For Electricity Generated From Non-Conventional Energy, Waste or Residual Fuel and Cogeneration), EGAT, MEA, PEA, Revision Aug 2001.
9. THE CHP DIRECTIVE OR HOW TO UNTIE THE GORDIAN KNOT, EUROHEAT & POWER.
10. Electricity Disclosure in Europe: Policy Consideration (A working paper under the framework of the ALTENER project “Consumer Choice and Carbon Consciousness for Electricity (4C Electricity)”, Sep 2003.
11. Minett, S., Löffler, P.: European CHP Directive: The Definition of harmonized efficiency reference values for the separate production of heat and power, POSITION STATEMENT, COGEN Europe, 28 February 2005
12. Greacen, C., Thailand gives the go-ahead to distributed energy, Cogeneration and On-Site Production, March-April 2007.

การประเมิน Cost-effectiveness ของการลงทุนด้านการประหยัดพลังงานและพลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ

1. เพียงใจ แก้วสุวรรณ (2551) เอกสารประกอบการบรรยาย งานเสวนาเรื่อง *“พลังงานทางเลือกสำหรับภาคขนส่ง”*, จัดโดย สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัยและสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ 6 ตุลาคม 2551 ณ โรงแรมพูลแมน ถนนรางน้ำ กรุงเทพฯ
2. บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย และคณะ (2549) การศึกษาผลกระทบเชิงเศรษฐศาสตร์มหภาคโดยวิธี Energy Input-Output Analysis, รายงานฉบับสมบูรณ์
3. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง (Online) Available From: Available From: http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=92 (24 กันยายน 2551)
4. สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2550) บัญชีประชาชาติ (Online) Available From: http://www.nesdb.go.th/Default.aspx?tabid=92 (12 กรกฎคม 2551)
5. Chouykerd P., Laosiripojana N., Chanchaona S., Sorapipatana C., and Yongchareon W (2006). Economical and Environmental Assessments of Compressed Natural Gas for Diesel Vehicle in Thailand,
6. Goedecke, M., Therdthianwong, S., and Gheewala, S. H. (2007). Life cycle cost analysis of alternative vehicles and fuels in Thailand, *Energy Policy*, 35(6), 3236-3246
7. EGAT Report 2007- THAILAND POWER DEVELOPMENT PLAN 2007 – 2021
8. http://opac.tistr.or.th/Multimedia/STJN/4901/4901-12.pdf

9. http://www.teenet.chula.ac.th/technologies/detail4.asp?ID=152
10. IEA Energy Technology Perspectives, 2006
11. http://www.teenet.chula.ac.th/technologies
12. Energy Innovators Initiative Technical Fact Sheet, Natural Resources Canada, 2002
13. Mehmet Azmi Aktacir et al., Life-cycle cost analysis for constant-air-volume and variable-air-volume air – conditioning systems, Applied Energy 2005
14. EGAT Report 2007- THAILAND POWER DEVELOPMENT PLAN 2007 – 2021
15. รายงาน Annual Report 2004, Dept of Mineral Fuels (รายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงพลังงาน)
16. Report on Alternative Energy Situation Thailand in 2005
17. *Clean Coal Technologies -Accelerating Commercial and Policy Drivers for Deployment, Coal Industry Advisory Board*

บทที่ 4
พัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกยุทธศาสตร์ในการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

4.1 Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for energy

4.1.1 Rationale and problem statement

Biomass is used in Thailand as a resource for the production of heat, power and fuels. Besides the traditional utilization in rural areas and small scale industries, new opportunities are explored for the employment of a wider range of resources to increase the share of renewable energy in the Thailand energy mix of up to 8% in the year 2011 /1/. Biomass in the different forms shall contribute the majority of new energy resources. The recent developments have shown some increases in the use of biomass for the various end energy applications. Also some market distortions have been realized, e.g. high prices for rice husk after setting up of several power plants, rising prices for fossil fuel or an apparent oversupply of locally produced bioethanol in the market /2,3/. The successful implementation of any bioenergy strategy has to consider a whole set of different considerations as biomass resources are not abundantly available, have competing uses and their prices are volatile to energy and food prices. Especially the biofuel production has drawn international audience and was critisized and the sustainability or viability of certain bioenergy projects has been questioned. In summary, decisions in the sector of biomass energy are not easy to take as a whole set of influencing aspects needs to be monitored and assessed and the development in the sector is highly dynamic. The obvious lack of consistent data for the different biomass utilization options hinders the discussion on best options and the identification of more advantageous or less favourable alternatives.

Above said substantiates the demand for a decision making tool, which allows an analysis on different technological options and also allows the comparison of different alternatives with respect to total energy balances, economics or greenhouse gas mitigation impacts. The sector biomass energy has been analyzed and discussed from different viewpoints. One major effort was done during the project “Energy Policy Research” for defining potentials, technology status and

future projections /4/. After completion of the phase 1 Energy Policy Research there still remain some open questions on the advantages and disadvantages of certain utilization paths, the optimal use of limited resources and the impact strategies and projects could have on the national energy picture /5/. It was assumed that a more systematic way in analyzing the bioenergy situation could lead to more comparable and reliable key data enhancing fact based discussion and necessary decision making processes. As there are similar investigations done around the world, use should be made of some of the experiences made in other countries. One good example for the issue of "sustainable biomass utilization" has been produced in Germany and can be taken as a sort of template and guide for a Thailand exercise /6/.

Through the adaptation of existing information, models or data banks to the specific Thailand situation it is hoped to enhance the knowledge on biomass energy systems as a whole and especially their interrelationships. Due to preliminary investigations also done mainly by JGSEE some results from selected sectors have already been compiled, analyzed and summarized. These together with some more new data being specifically researched during this project are put into a common format of a data bank programme (in this case for emission monitoring, GEMIS). Results from the emission calculation are then used with standard spreadsheet calculations to address questions like total potential for renewable energy supply or greenhouse gas emission reduction, specifics of certain utilization paths and economics.

4.1.2 Objective and scope of study

The main objective of the research project is the development and establishment of tools for analyzing the situation in Thailand with respect to bioenergy development. The tools shall enable the comparison of different technologies and conversion processes in a systematic manner, should evaluate the impact, certain developments would have on the energy picture, the environment and the socioeconomic situation and finally give economic background data for the macroeconomic consequences.

The work concentrates in the first instance on heat and power production out of biomass resources and from agricultural residues and by-products from major agricultural crops in Thailand. This is combined with an evaluation of the most promising resp. prevailing production methods for biofuels, i.e. bioethanol and biodiesel. The main assessment criteria considered in

this project are technology oriented (efficiency, conversion technology, improvements), environmental driven (GHG emission, other emissions, impact on land use) and related to economics (investment and production costs, employment). Finally, the developed tools should be used to evaluate different strategic options and provide policy recommendations for the sustainable use of biomass resources for energy.

As tools already developed and applied software, data banks and applications are adopted and changed to the Thailand situation. Main tools are GEMIS /7/, a German programme for emission calculation, and some other standard software. GEMIS follows a life-cycle-approach and displays all emissions, greenhouse gases, materials and energy requirements of different processes for certain products. To achieve the overall objective it was planned to perform following overall activities:

(1) Set up a database enabling the comparison of different scenarios of biomass for energy utilization
(2) Establish comparable key indicators for each resource utilization option
(3) Investigate strategies for optimised utilization of biomass for energy
(4) Develop sustainability assessment and evaluation criteria for various biomass-to-energy scenarios based on CO_2-reduction potential, cost effectiveness and competitiveness against fossil fuels.

For a life cycle evaluation of the various scenarios considered in this project, preliminary data were to be collected through field visits and interviews. Data collection on potential, actual use and frameworks is envisaged for the following biomass resources:

(1) Sugar sector with the resources bagasse; field rest defined as tops, leaves and trash for heat and power plus molasses and raw sugar juice for bioethanol production
(2) Rice sector with rice husk and rice straw for heat and power
(3) Cassava sector with field residues and other by-products for heat and power and starch-based feedstock for bioethanol production
(4) Palm oil sector with plantation residue materials and by-products for heat and power and direct use of palm oil for biodiesel production.

It is expected that in several instances and cases a complete survey is not feasible or possible. Therefore with an appropriate detail models would be used to describe a situation and also to generalise certain findings and facts.

The resource-based information is complemented with data on different utilization paths and general information like:

(1) Status of present technologies for energy conversion and possible technology advancements
(2) Economic figures like investments, operating costs and dependency on fossil fuel prices
(3) Environmental and ecological considerations including establishment of emission data and definition of emission factors
(4) Evaluation of overall restrictions such as land use, demand for food and fodder production
(5) Impacts of different strategies on global economy, income generation and job creation
(6) Environmental and ecological considerations.

Economic considerations would be based on the classical analytical methods for cost comparison and dynamic methods like Annuity Cost, Net Present Value and Internal Rate of Return for the different technological options and their comparison with established or fossil based standard applications.

It has been experienced through the execution of the project that a lot of data had to cross-checked and verified. The quality of data was not always sufficient and needed either clarification or assumptions on best knowledge. Certain aspects could not finally covered in this work, but would be pursued in other related works and projects to come to the overall final picture and the overall conclusion.

4.1.3 Methodology

Different models are used and setup to incorporate data, which have been collected, processed and accessed through the different channels of communication. An overview on the main functions follows.

(1) GEMIS model

GEMIS is the acronym for Global Emission Model for Integrated Systems. The model can perform complete life-cycle computations for a variety of emissions and can determine the resource use. GEMIS allows also assessing the results of environmental and cost analyses by aggregation of emissions into so-called CO_2 equivalents, SO2 equivalents, and tropospheric ozone precursor potential (TOPP), and by a calculation of external costs. The GEMIS database offers information on energy carriers (process chains and fuel data) as well as different technologies for

heat and electric power generation. Besides fossil energy carriers (hard coal, lignite, oil, natural gas), also renewable energies, household waste, uranium, biomass (e.g. fast growing trees, vegetable oil) and hydrogen are covered in GEMIS. Users can adjust each and every data item to their needs or work with the core database which covers more than 8,000 processes in over 20 countries. The major advantage of GEMIS is a structured data bank application with established calculation procedures, containing a large set of data on all different aspects of LCA including environmental impact monitoring.

(2) The economic model

GEMIS does not provide a classical cost and benefit calculation with detailed breakdown of various costs. Therefore an economic model was set up and used to calculate production costs for different end use commodities and also to calculate reference costs such as fossil fuel cost. In connection with GEMIS, for the different alternatives envisaged, opportunity costs can be calculated for specific costs of emissions reduction (typically in comparable unit e.g. US$ per t of CO_2 saved).

(3) The agricultural model

The LCA delivers specific figures for a reference unit of output, i.e. the emission of the complete process chain per kWh electricity produced from a biomass source. These specific figures need to be connected to an agricultural model which as a final result would give the production level of specific resources and the total land area assigned for this resource as an output. Based on the present land distribution and land use and including the limitations on natural resources, the agricultural model would result in a maximum area of agricultural land that could be assigned to energy crops. Prior to this, the land use demand for food production and also food exports, for fodder production and for nature conservation has to be calculated, assessed and set aside.

(4) Other aspects

Also of vital interest is the employment situation both in the agricultural sector and in the processing industry. The balance between adverse effects on the employment situation (loss of employment opportunities and income) and positive effects (new job creation, increased income for farmers etc.) are investigated in this approach. Partly, some indicators are also generated in GEMIS.

4.1.4 Results and discussion

The results are structured along the way for the different sectors in the first overview. Finally some general results would be discussed at the end. For better reading only tabular information but no graphics are displayed.

4.1.4.1 Sugar sector

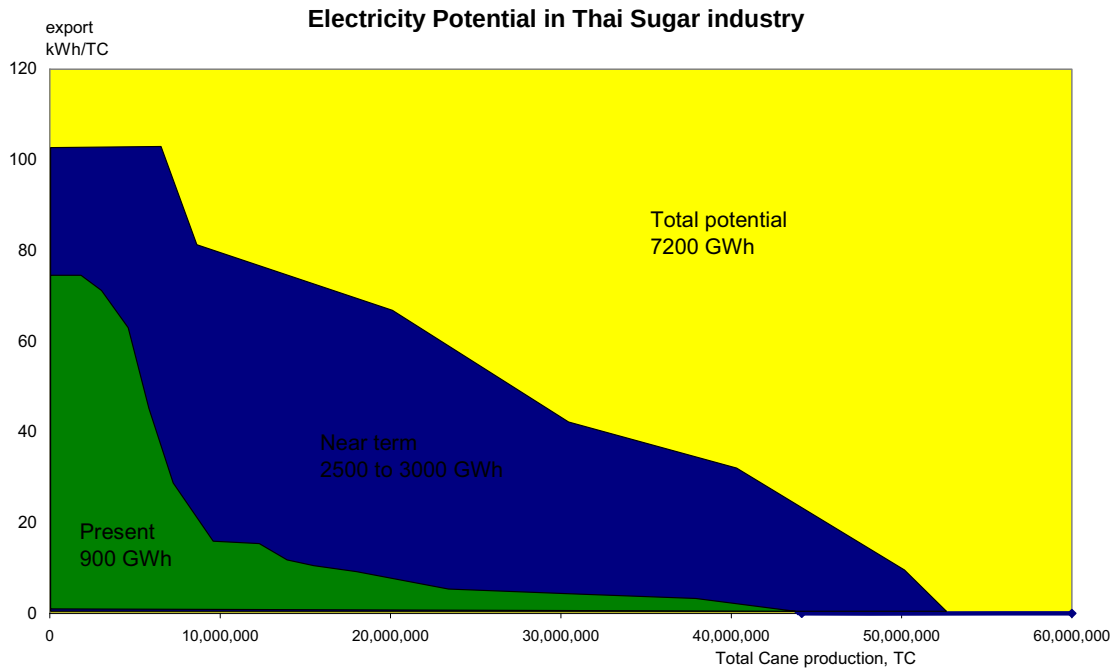
Basis for any energy use of products or byproducts in the sugar sector is the establishment of the national production figures. Final sugar production is dependant on the weather condition, the actual crop yields, the sugar content in the sugar cane plant etc. As sugar production is a well established industry in Thailand, there are data and organisations available for the sector. For conservative reasons and as definition for the business as usual (BAU) scenario the following values are taken for further calculation and definition: A total area of 1 Mill. ha = 6.25 Mill. rai, a total yield of 65 t/ha with a sugar content of 105 kg/TC and a molasses content of 45 kg/TC. Sugar is produced in 46 sugar factories distributed throughout the country. Capacities of individual sugar mills range from around 500,000 TC per season to a maximum of 3,000,000 TC per season.

Under the SPP and VSPP programme in Thailand sugar factories are eligible to export surplus electricity into the national grid under preferred technical conditions and at set prices. This situation has been analysed in detail. Out of the 46 sugar mills some 30 locations or licensees produce electricity under the VSPP/SPP programme based on bagasse as fuel (sometimes in combination with other fuels and on different levels). Given theoretical calculation and some experiences in Brazil the maximum export potential of a high effective sugar factory would be around 120 kWh per ton of cane production (thus satisfying still the energy needs of the mill). A complete set of data is available for the years 2003, 2004 and 2005 as a combination of production figures/8/ and export electricity /9, 10/. A very simple approach was followed to classify the different exporters of electricity and their share of the total production for the case in Thailand based on export capacity and electrical efficiency. The result is shown in table 4.1-1.

ตารางที่ 4.1-1 Grouping of sugar industry SPP/VSPP into export potential and efficiency classes

Description	Share of production % of TC	Export electricity kWh/TC	Efficiency %
No export	20.0%	0.0	4.0%
Small export	35.0%	5.0	5.0%
Improved export	30.0%	12.5	7.0%
High export, on-site	5.0%	35.0	17.5%
High export, off-site	10.0%	70.0	20.0%
Total/average	100.00%	14.25	7.53%

According to the analysis for up to 2005 (as some more developments have taken place in recent years an update is necessary, still detailed aggregated data were not available) some 20% of total cane production in Thailand has no export potential. There is another 35% of the production with an average 5 kWh/TC export plus also a similar group of 30% but a higher export potential of 12.5 kWh/TC. An intermediate group exists for 5% of production and 35 kWh/TC, which could easily move to the leading 10% group with a high export of 70 kWh/TC. On average this model gives an export potential of some 14.25 kWh/TC. Based on the BAU figures established above (with 60 Mill TC) this translates to 855,000 MWh of electricity export. But taking the maximum group in Thailand as threshold the theoretical potential could be 4,200 GWH (70 kWh/TC times 60 Mill. TC) or a nearly 5 fold increase. The near term potential would be around 2,500 or 3,000 GWh (as compared to a theoretical potential of 7,200 GWH with 120 kWh/TC). Based on that a kind of learning curve can be established (figure 4.1-1), which shows the present situation with some few high efficient producers on the left side of the graph and the future potential as a development to more and higher efficiencies (upward to the right direction). It also shows that present status only utilises a minority of the potential.



รูปที่ 4.1-1 Learning curve for export electricity from bagasse

Out of the available information and with some assumptions one could define the different groups as per employed technology level as follows:

(1) No export power, backpressure system 20 bar, 4% electrical efficiency

(2) Limited export power, backpressure system 20 bar, electrical efficiency 5%

(3) Slight improved condition, backpressure system 40 bar, electrical efficiency 7%

(4) Major improvements, condensing-extracting turbine, 70 bar, electrical efficiency 17.5%, plant still on-site and attached to sugar factory

(5) Independent power plant, full condensing mode in off-site operation, 70 bar, electrical efficiency 20%

These defined model power plants are now being used for the GEMIS calculation and for the technical and financial analysis. An excerpt of the final results is shown in table 4.1-2. For the different technological options the values for emissions as SO2eq, (factoring NOx, SO2, HCl, NH_3, HF and H_2S) TOPP (tropospheric ozone precursor potential with factors for NOx, CH4, CO and NMVOC), for greenhouse gas as CO_{2eq} (by CO_2, CH_4 and N_2O plus CFHC) and as energy consumption (renewable and non-renewable energy) are displayed. Per definition biomass combustion does not create CO_2 as greenhouse gas. Only the GHG emissions for CH_4 and N_2O

(values are taken for biomass combustion as default values in UNFCC methodology) are contributing to the CO_{2eq} calculation. The higher the efficiency is the lower are the total emissions. As the credit for the steam production is accounted for a rise in GHG level is to seen for the condensing option although it has the highest efficiency. Due to the systematic approach and the benefits for steam production some figures are slightly negative. For the energy balance this reveals that the surplus electricity virtually does not even use bagasse as renewable energy input as this is compensated by the steam production.

ตารางที่ 4.1-2 Results from GEMIS in sugar industry power plants

Emissions	20 bar	40 bar	70 bar	condens	Present Mix	grid electricity	Unit
SO_{2eq}	15.39	10.99	4.40	3.28	9.23	5.96	kg/MWh
TOPPeq	12.67	9.05	3.42	1.96	7.52	2.04	kg/MWh
CO_{2eq}	39.195	28.211	11.234	33.392	26.082	621.151	kg/MWh
CO_2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	608.617	kg/MWh
CH_4	1.763	1.260	-0.001	0.530	1.073	0.297	kg/MWh
N_20	-0.005	-0.003	0.000	0.072	0.005	0.019	kg/MWh
Energy consumption							
nonRE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.358	kWh/kWh
RE	-0.068	-0.005	-0.012	5.000	0.674	0.162	kWh/kWh
Other	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	kWh/kWh

As can be seen, bagasse for power production offers high amounts of GHG savings when compared to the prevailing grid electricity figure. The grid electricity emission is already quite low in Thailand (as compared to India or China for example), because the Thai grid contains high amounts of natural gas in high efficient combined cycle mode. The equivalent values for bagasse

power plants on SO2 and TOPP are rather high mainly because of low efficiencies and different combustion characteristics in comparison to grid electricity.

There is another potential in the sugar sector for power production, which is named field rest and contains the different unused parts of the cane plant still being on the field or left in the field such as tops, trash and leaves. Using the same technological classification (assuming co-combustion) the emission factors according to table 4.1-3 are given by GEMIS. Values are slightly higher because now the transport effort to bring the field rests to the power plants is accounted as fossil energy input.

ตารางที่ 4.1-3 Summary results GEMIS for field rest

Emissions	field20bar	field40bar	field70bar	field condens	grid electricity	Unit
SO_2eq	25.96	18.54	7.41	6.00	5.96	kg/MWh
TOPPeq	11.53	8.23	3.29	1.85	2.04	kg/MWh
CO_2eq	87.180	48.027	24.479	40.134	621.151	kg/MWh
CO_2	47.341	33.468	13.073	11.388	608.617	kg/MWh
CH_4	1.748	1.040	0.499	0.457	0.297	kg/MWh
N_20	-0.001	-0.032	0.000	0.062	0.019	kg/MWh
Energy conspt.						
nonRE	0.171	0.121	0.045	0.039	2.358	kWh/kWh
RE	-0.068	-0.004	-0.012	5.000	0.162	kWh/kWh
Other	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	kWh/kWh

Based on present productivities (60 t/ha, 21% mass to TC, 20% of total volume used, 1 Mill. ha, NCV as used by GEMIS) an estimation on the potential is possible. The electricity production out of this resource then could be calculated to 793 GWh at present conditions. To make an assessment on the total potential of field rest, average values are assumed for the production of electricity from field rest, which are 60 g/kWh GHG and 0.138 kWh/kWh of non renewable energy. This gives us net reduction potential of 561 g/kWh and 2.2 kWh/kWh of electricity from field rest or a total of 444,873 t CO_2eq and 1,760 GWh of primary energy savings. This realistic potential is a little bit smaller as compared to the existing input from bagasse use.

Final evaluation on the power production part in the sugar sector is the financial aspect. For the 4 main cases as described above a detailed analysis has been made together with some more assumption as shown below:

(1) Case 1: Limited export power, backpressure system 20 bar, electrical efficiency 5%, installed export capacity 4 MW, export for 1,500 h per year, no investment, only grid-connection,

(2) Case 2: Slight improved condition, backpressure system 40 bar, electrical efficiency 7%, installed export capacity 8 MW, export for 2,500 h per year, limited investment mainly in refurbishments,

(3) Case 3: Major improvements, condensing-extracting turbine, 70 bar, electrical efficiency 17.5%, installed export capacity 8 MW, export of 55,000 MWh, major investment in new turbine and improved boiler,

(4) Case 4: Independent power plant, condensing mode, 70 bar, electrical efficiency 20%, installed export capacity 30 MW, export of 200,000 MWh, full investment of a new power plant.

In the analysis the annuity is used for discounting the investment cost and finally total specific production cost are presented. In addition to that also the Internal Rate of return is used as one descriptive factor for financial viability. In all cases the annual balance is positive based on a feed-in tariff of 2.41 Baht per kWh plus the adder of 0.3 Baht/kWh. The detailed results are given in table 4.1 -4

ตารางที่ 4.1-4 Financial results for bagasse cogeneration

Case description	Production cost Baht/kWh	Calculated IRR %
Case 1, no invest, small export	0.733	340.7
Case 2, limited invest, higher export	1.003	54.3
Case 3, major invest, high export	1.715	33.6
Off-site power plant based on a feed in tariff of 2,41 Baht/kWh plus 0,3 Baht/kWh adder	1.962 2.71	18.3

In the sugar sector also bioethanol is produced. Actually mainly molasses as the second product in the sugar processing is used for alcohol processing. In the different segments more cases have been defined according the situation in Thailand. The normal situation would be the processing of molasses at the sugar factory. Then the energy demand can be met by surplus energy from the powerhouse of the sugar factory. Due to economies of scale the molasses conversion at one factory (of average size) is not economical, which results in the transport of molasses from other sugar smaller factories to that site with the ethanol factory (usually a larger factory with higher energy efficiency). Another situation is the use of fossil fuels in the ethanol process (as an independent factory buying molasses from sugar factories and process it, but do not have access to energy supply from the sugar factory). It was found that the situation exists as well, however in one case all molasses was bought and transported but the energy demand was met by rice husk and not by fossil fuels. Options are then completed for ethanol from sugar (raw juice directly) plus the fossil energy case (which is not practical actually) and all results are summarized in table 4.1-5.

ตารางที่ 4.1-5 Results for GEMIS calculation on Bioethanol

Emissions	MolETOH	MolETOHTransp	MolETOHFossil	MolETOHRiceHusk	SugarETOH	SugarETOHFossil	Gasoline	Unit
SO2eq	2.47	2.55	3.49	2.52	1.90	2.84	3.38	g/kWh
TOPPeq	2.18	2.32	1.96	2.28	1.71	1.36	4.78	g/kWh
CO2eq	81.154	100.167	226.015	104.491	78.578	204.807	335.934	g/kWh
CO2	42.466	61.376	190.728	63.937	42.295	171.971	333.827	g/kWh
CH4	0.325	0.323	0.251	0.323	257.000	184.520	0.071	g/kWh
N20	0.105	0.106	0.251	0.112	102.680	96.593	0.002	g/kWh
net savings	254.780		109.919		257.356	131.127		
Energy consumption								
nonRE	0.163	0.235	0.708	0.244	0.161	0.634	1.211	kWh/kWh
RE	2.210	2.211	1.727	2.712	2.028	1.554	0.005	kWh/kWh
Other	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.001	0.000	kWh/kWh

The bioethanol production from molasses either directly at the factory or with some transport efforts offers good GHG savings potential (and parallel fossil energy saving potential). Best option in terms of saving potential is for the raw juice to bioethanol because of higher yields and more efficient process parameters. The fossil option shows considerably high emissions and fossil energy inputs and would not be regarded as “sustainable” for example under upcoming German and European regulation which sets minimum requirements for energy and GHG savings (40% savings results in maximum allowance of 185 g CO_2eq per kWh) per specific biofuel /12/. It can be seen that the fossil energy options then would not qualify for European markets.

A closer look on the detailed chain perspective shows that the major difference in results is bound to the refinery process. The 2nd largest impact is from agriculture. Transport and processing in the mill are only minor contributors to total figures.

The present impact of the bioethanol production can be summarised as follows: Roughly 1 Mill Litres per day of bioethanol from mainly molasses and some raw juice are produced and consumed in Thailand. The net GHG emission can be set at 220 g/kWh with an energy saving of 0.8 kWh. With this setting the present situation saves some 514,000 t of CO_2eq and some 1,800 GWh of primary fossil energy. With this result the present biofuel production from molasses/cane juice shows savings in the same order of magnitude as the bagasse cogeneration presently. Future potentials and expansions are only possible if more sugar production is converted to ethanol use. The theoretical total GHG reduction (all sugar cane to ethanol on 1 Mill. ha) based on non fossil fuel use in refinery would amount to some 6 Mill. tons of CO_2eq being potentially saved.

4.1.4.2 Rice sector

Thailand is the world leading exporter for rice and thus rice sector is one of the most important sectors in Thailand. With respect to energy here only byproducts of rice production are considered and not the conversion of rice into energy of any form. Rice husk and rice straw are the byproduct of paddy rice production. The amount of these residues is assessed by the total rice production and with the use of specific ratios for husk and straw (used is 0.21 husk to paddy and 0.75 straw to paddy). The production of rice in total summarizes the major rice (the only one crop areas and mainly rainfed) and the second rice crop (with higher yields but on a limited area under irrigation, where two to three harvests are possible). Both together have produced in the last years roughly 30 Mt per year, some 80% as major rice and another 20% as second rice.

Rice husk are increasingly being used in Thailand for electricity production. Actual total production capacity in Thailand is accordingly 140 MW in the SPP and 50 MW in the VSPP scheme. This amounts to 190 MW and taking average load operations and efficiencies into account, this would translate to a rice husk demand for 1.2 to 1.3 Mt in the SPP and of 430,000 t to 450,000 t of rice husks in the VSPP. The theoretical calculation for the total planned capacity under the VSSP of 422 MW (as per signed, awaiting and potential contracts) would demand an amount of rice husk of additional 3.3 Mt, which are not available under the present conditions and

is surpassing the apparent surplus in magnitudes. As can be seen in table 6, the already approved SPP scheme would need in total 1.6 Mt of rice husk. Operating and approved project under VSPP would demand another total of 1.94 Mt of husks. Also there are not yet approved and planned projects listed, which could demand additional 1.8 Mt. The VSSP plan put into place would either result in supply difficulties for the power plants or would induce shifts to other energy sources for the existing rice husk users. Also rice husk are used for energy by other industries in both ways, as traditional energy for small scale heat application in rural areas and for more modern applications like cement industry. Besides that there is a demand for non-energetic use of rice straw for different agricultural operations. Figures for that consumption can only be estimated.

The summary of above findings and estimations is presented in table 4.1-6. The present consumption pattern would use almost 4.5 Mt of the total of 6.1 Mt of rice husks in Thailand. Assuming the realisation of all SPP and VSPP projects and also assuming the same consumption pattern as before, in Scenario 1 this would lead to a situation of more than 2 Mt of rice husks as a shortage. Obviously there would be a consumption shift necessary, either not bringing all proposed power plants into operation or shifting rice husks from present use to other uses. In scenario 2 this is shown that under the assumption of only approved power plants coming into operation, not sufficient husks are available for the other industrial consumer. In consequence it would also reveal that the rice sector would consume all rice husk by itself and let no other industry (be it traditional, non-energetic or modern) participate in the utilization pattern. For cement and other industries they have to secure alternative supplies.

Estimated present electricity output would be some 1,300 GWh per year under the conditions for export to the grid. The total electricity consumption in Thailand for 2007 was 143,150 GWh including imports. As a result, one can state that 0.9% of total electrical consumption in Thailand was generated by rice husks alone.

The situation for rice straw is totally different from that for the rice husk. Straw still remains on the fields and is not accumulated yet. So any use would mean the collection, possibly processing and transport of the resource straw to its final or intermediate location for energy use. On the other hand, rice straw is a huge potential for energy. Based on a total production of 29 Mt of rice and applying the residue factor of 0.75, roughly a resource of 22 Mt of straw is available. Rice straw is produced in the three major regions of Thailand for rice production.

ตารางที่ 4.1-6 Summary of use of rice husks in Thailand

	Existing	Scenario 1 fictive	Scenario 2
Production			
Rice husks	6,100,000	6,100,000	6,100,000
Consumption			
Non-energetic (litter, brick etc.)	300,000	300,000	300,000
Energy at mill (traditional and internal)	1,200,000	1,200,000	600,000
Cement, industry	800,000	800,000	
Boiler, power	500,000	500,000	
Electricity SPP operating and approved	1,250,000	1,600,000	1,600,000
Electricity VSPP operating and approved	440,000	1,940,000	1,940,000
Additional VSPP not approved yet and planned		1,800,000	900,000
Total consumption	4,490,000	8,140,000	5,340,000
Apparent surplus	1,610,000	-2,040,000	760,000

The calculation of final emissions for the rice sector only considers two different basic cases. The options are the use of rice husk in a biomass power plant and the use of rice straw in a fictive power plant. For the rice husk power plant it is assumed that part of the husks are being transported and thus an average transport distance is added to the input data in the GEMIS data bank. For rice straw the straw has to be compacted on the field and transported to the proposed power plant. For field operation a baling machine is foreseen to produce medium density bales according to the prevailing procedures in Thailand. The bales then have to be transported via rural truck to any collection centre or the power plant.

ตารางที่ 4.1-7 Selected results from GEMIS for rice husk and rice straw

Emissions	Rice husk	Rice straw	Grid electricity	Unit
SO_2eq	3.01	4.41	5.96	kg/MWh
TOPPeq	1.92	3.66	2.04	kg/MWh

CO_2eq	66.788	179.341	621.151	kg/MWh
CO_2	35.095	146.921	608.617	kg/MWh
CH_4	0.508	0.535	0.297	kg/MWh
N_20	0.068	0.068	0.019	kg/MWh
Energy consumption				
nonRE	0.127	0.533	2.358	kWh/kWh
RE	4.546	4.547	0.162	kWh/kWh
Other	0.000	0.000	0.001	kWh/kWh

The rice husk power plant would emit 67 kg CO_2eq for the production of 1 MWh of electricity according to table 4.1-7. Comparing this to the present grid electricity emission in Thailand (621 kg CO_2eq/MWh according to conditions set for this report) substantial GHG savings are possible in applying rice husk power plants. Nearly half of the CO_2eq is original CO_2 mainly from combustion processes for fossil fuel use in transport. In the combustion process for the biomass we have to observe emissions of CH_4 and N_2O, which after conversion constitute another 30 kg CO_2eq per MWh. In case of rice straw we would see similar emissions from N2O and CH_4 but substantial higher emissions in CO_2 direct. This is due to the additional effort for baling and the increased transport input for this bulky unhandy material. As a result the value for CO_2eq reaches already 180 kg/MWh, but is still low in comparison to the grid factor.

The economic evaluation is based on near reality figures mainly taken from projects under the CDM schemes. In Table 4.1-8 the different cases are presented with production cost per kWh and final IRR. The range of installed power plants stretches from 1 MW electrical capacity to almost 30 MW. The electricity production costs are showing a range from 2.30 to 2.50 THB/kWh. Surprisingly, there is no evidence of economies of scale because one cannot see a clear tendency for reduced production cost at larger capacities. However, it is not clearly defined, what specific technology is being installed and whether certain projects would have a benefit on the longer time schedule.

All rice straw based production costs (based on 1,500 THB/t of straw) are showing negative results for the IRR and very high specific production cost.

ตารางที่ 4.1-8 Results of economic evaluation for different project settings

Case description	Production cost Baht/kWh	Calculated IRR %
Rice Husk Power Plant 30 MW	2.44	10.80
sales of ash high quality	1.08	
Rice husk 22 MW (documented project)	2.50	9.50
Average common 9.9 MW power plant	2.39	13.46
Rice Husk 7.7 MW	2.31	16.50
Rice Husk Cogen 1 MWelt	2.36	12.30
Rice straw 20 MW	3.65	negative
Rice straw 5 MW	3.50	negative
Rice straw 1 MW	3.13	Negative
based on a feed in tariff of 2,41 Baht/kWh plus 0,3 Baht/kWh adder		

4.1.4.3 The cassava sector

As seen for the rice sector, cassava is another major crop in Thailand with a high export potential. The area under cultivation in the last few years was just around 1 Mill. ha with a slight increase in the last years due to increased prices for the cassava root. The price increase was mainly based on higher world demand for food and fodder, higher exports from Thailand onto the global market and also to neighbouring countries. Only a slight influence may be attributed to the biofuel situation. Besides the export of cassava chips, the processing to cassava starch, the cassava root can also be used for the production of bioethanol. Only one medium scale factory in Thailand has produced bioethanol from cassava so far, so the local impact is limited. There are a few more refineries under construction and awaiting commissioning. For some other potential ethanol producers the high price of cassava feedstock has prevented them from realising their investment plans. Actually, with the case of cassava in Thailand we have seen the reverse reaction

to the food-fuel crisis. Not as internationally discussed, the rising biofuel demand has increased prices but here the rising prices have prevented biofuel production. With an average yield of 20 t/ha the production potential is at around 20 Mill. tons per year. Slight expansion of area and better yields would bring the total production to an actual level of some 25 Mill. tons per year.

The production of bioethanol from cassava is a special case, which is not referenced in the international community especially in all the reports on biofuels and comparative values for different production chains. Plus, the production process is rather new and still in development and adaptation with possible improvements. Therefore, some of the figures and data used are provisional and have to be crosschecked in a later stage. Four different options are considered in the emission calculation exercise. Based on preliminary data and some research work the whole chains are developed. The necessary data for agriculture and chip production including transport are known as the practise prevails for some time. For the ethanol process design data and preliminary figures have to be taken as the full commercial scale operation is not available yet. One option is also displayed which summarizes some raw data collected from an existing cassava based ethanol factory. These data are only reported and not measured data, thus there would remain an uncertainty on the reliability of that data. All results are displayed in table 4.1-9.

ตารางที่ 4.1-9 Results of the GEMIS calculation

Emissions	Fossil refinery	Biogas for electricity	Biogas for steam	Case study	Gasoline	Units
SO_2eq	2.10	1.95	1.71	3.01	3.38	g/kWh
TOPPeq	0.60	0.55	0.57	0.64	4.78	g/kWh
CO_2eq	191.548	176.657	160.805	335.320	335.934	g/kWh
CO_2	180.734	166.145	150.155	322.570	333.827	g/kWh
CH_4	0.069	0.062	0.063	0.060	0.071	g/kWh
N_20	0.031	0.031	0.031	0.038	0.002	g/kWh
Energy consumption						
nonRE	0.655	0.598	0.548	0.995	1.211	kWh/kWh
RE	0.908	0.904	0.908	1.130	0.005	kWh/kWh
Other	0.001	0.001	0.001	0.000	0.000	kWh/kWh

The different cases calculated rely on the main base case (hypothetical refinery data) for a refinery using fossil fuels, mainly natural gas or fuel oil for steam production and grid electricity for all electrical needs. There is an option, that the by-products of the processing, mainly wastewater with biological content, could be utilised to produce biogas (the wastewater has to be treated anyway) and fed back to the process, either as steam or as electricity via CHP. However, the potential biogas production does not produce sufficient energy for all process requirements. The case study refers to the production facility, which employs coal in the boilers for steam and buys electricity from the national grid. For comparison the fossil gasoline data are displayed as well. The accumulated emissions for cassava ethanol processing are already high in comparison to other alternatives. As refinery is the main energy input and in case fossil fuels are used, the net savings for cassava based bioethanol are limited. The reported case study does not reduce CO_2eq at all and shows only very limited energy savings and would not make any sense in terms of GHG emission and energy balances.

4.1.4.4 The palm oil sector

The agricultural production of palm oil is referred to a plantation type. Oil palms are planted in an organised plantation and oil palm fruits are harvested regularly (after maturity of the trees) for the oil extraction process. Production figures depend on the total acreage under plantation, nutrient status and weather conditions. Also the type of oil palm used has a significant impact. Due to the perennial nature of the plantation operation changes in the system need some years to develop and show effect. It can be seen that yields are fluctuating and the acreage is slightly increasing, which results in total also in increases of the total production of fresh fruit bunch (FFB the complete oil fruit harvested and delivered to the oil palm mill) respective crude palm oil (CPO as the product). As the sector is increasing, one would set the figures for some 400,000 ha under plantation with a FFB production of 7 Mill. t resulting in roughly 1.2 Mill. t of CPO.

Somehow comparable to the sugar sector, the palm oil processing offers opportunities in developing and improving cogeneration (higher efficiencies at oil palm mill) or use other by-products (empty fruit bunches, biogas from wastewater) for energy production. The whole sector

still shows a large potential for future energy production. A detailed analysis on the specific conditions should be made.

ตารางที่ 4.1-10 Results of emission calculation for biodiesel

Emissions	CPOlarge	CPOsmall	Stearin	WCOlarge	WCOsmall	Present mix	Diesel	Unit
SO_2eq	0.49	0.64	0.07	0.07	0.21	0.37	3.55	g/kWh
TOPPeq	0.37	0.43	0.07	0.07	0.16	0.28	4.77	g/kWh
CO_2eq	70.595	85.808	22.600	22.779	34.175	57.191	333.941	g/kWh
CO_2	48.348	56.883	20.275	20.451	29.248	40.516	331.680	g/kWh
CH_4	0.136	0.296	0.096	0.096	0.200	0.125	0.078	g/kWh
N_20	0.065	0.075	0.000	0.000	0.001	0.047	0.002	g/kWh
Energy consumption								
nonRE	0.302	0.572	0.239	0.240	0.429	0.285	1.211	kWh/kWh
RE	2.676	3.132	0.001	0.001	0.010	1.927	0.045	kWh/kWh
Other	-0.027	-0.105	0.951	0.951	1.043	0.247	0.000	kWh/kWh

Basically, 5 different production methods are analyzed in the GEMIS approach, which are biodiesel from CPO on small and large scale, biodiesel from stearin (only large scale) and from waste cooking oil for large and small scale. Figures are taken from studies, through site visits and interviews and in specific cases from own measurements. In the LCA approach for biodiesel the main controversy in discussing results is the evaluation of by-products. In the process roughly 10% of input material is in the form of methanol. Usually this is produced from fossil resources and is also an energy carrier. On the output side, glycerol is produced which has an energy value as well and could substitute fossil based glycerol. To make the case still basic and not too complicated (for comparison with other studies) the methanol input was regarded as material input (as any other material input like fertiliser and only allocating the energy input for the production) and the glycerol output regarded as a material output without any substitution

effect. In this way the energy balance is kept simple on an input-output ratio. On the aforementioned base, the results in table 4.1-10 are achieved. For comparison the chain results for ordinary fossil diesel are also calculated. As shown on the GHG balance, in general biodiesel production can save substantial amounts of GHG. In contrast to the bioethanol production, where energy demand for refining is high and a high fossil energy demand would discourage the biofuel production, in biodiesel production the energy demand for refining is moderate.

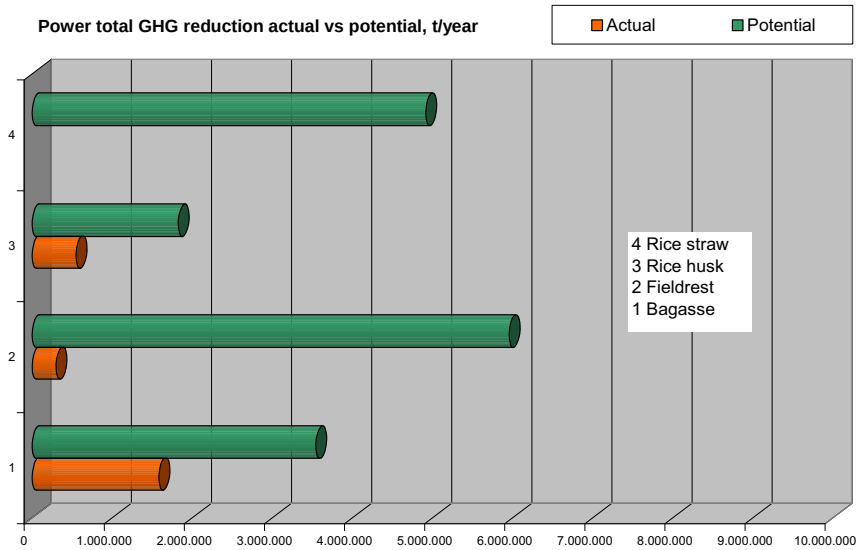
4.1.5 Summary

The final conclusion is still not easy to accomplish as always relative opportunities and disadvantages for the different utilisation paths have to be considered. The table 4.1-11 summarizes the main production figures used to calculate the net savings per energy unit (here kWh for both GHG and energy in row 4 column 5). Then the net savings per ha are presented to compare the intensity of different options on a given area. Finally the total potential is displayed as specific ha-values multiplied by total area for that crop.

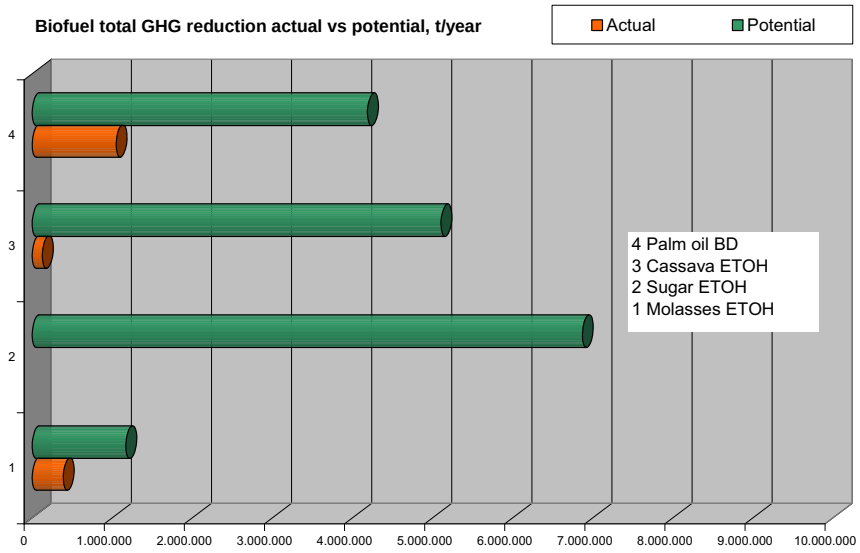
ตารางที่ 4.1-11 Summary calculation of net GHG and energy savings

Input Gemis and Result Gemis			Net savings	Net savings per ha		Absolute figures			
			g CO2/kWh	kWh/kWh	kg CO2	kWh	ha assigned	t CO2	MWh
Sugar rev1									
MolETOH	780.00	L/ha							
	4,581.25	kWh/ha	255	1.05	1,168	4,801	1,000,000	1,168,219	4,801,150
fossil	4,581.25	kWh/ha	110	0.50	504	2,304	1,000,000	503,938	2,304,369
Sugar ETOH	4,550.00	L/ha							
	26,723.94	kWh/ha	257	1.05	6,868	28,060	1,000,000	6,868,053	28,060,137
fossil	26,723.94	kWh/ha	131	0.58	3,501	15,420	1,000,000	3,500,836	15,419,713
Bagasse	18.20	t/ha							
	33,164.44	kWh/ha							
net elt 5%	1,658.22	kWh/ha	582	2.36	965	3,910	1,000,000	965,085	3,910,087
net elt 17.5%	5,803.78	kWh/ha	610	2.36	3,540	13,685	1,000,000	3,540,304	13,685,306
field rest	13.65	t/ha							
	56,988.75	kWh/ha							
net elt 17.5%	9,973.03	kWh/ha	597	2.31	5,954	23,068	1,000,000	5,953,900	23,067,621
Rice rev1									
Husk	1,935.21	kWh/ha							
net elt 20%	387.04	kWh/ha	554	2.23	214	863	8,500,000	1,822,581	7,339,671
	0.53	t/ha							
Straw	7,265.63	kWh/ha							
net elt 18%	1,307.81	kWh/ha	442	1.83	578	2,388	8,500,000	4,913,455	20,298,572
	1.88	t/ha							
Cassava rev1									
Cassav ETOH	4,142.32	L/ha							
biogas steam	24,302.06	kWh/ha	175	0.66	4,253	16,112	1,200,000	5,103,432	19,334,715
fossil	24,302.06	kWh/ha	144	0.56	3,499	13,512	1,200,000	4,199,395	16,214,331
Palm oil rev1									
Biodiesel	3,681.82	L/ha							
present mix	37,779.55	kWh/ha	277	0.93	10,465	34,984	400,000	4,185,974	13,993,544

Looking on the area perspective (net savings per ha), GHG net savings are highest for biodiesel production with some 10,000 kg CO_2 per ha. This is followed by bioethanol from raw juice but only under the condition of no fossil energy input into refining (some 7,000 kg CO_2/ha). Cassava ethanol ends up at around 4,000 kg CO_2/ha. In any way, the production of liquid fuel offers higher potentials compared to electricity. The present use of bagasse is good for a 1,000 kg CO_2/ha, whereas rice husk can only contribute 200 kg CO_2/ha. In terms of energy per ha, the trend is the same but we can see some more advantages for the electricity generation from biomass resources. One very general conclusion is: if we want to reduce GHG from a given area, then produce biofuels. If we want to save energy per ha, then we should produce electricity. For the absolute national figures the results are showing slight differences (the last two rows in table 4.1-11). Because of the larger area assigned to rice and cassava, the total potential of theses sectors is now very high. The high productivity of sugar per ha also brings sugar into the forefront. Although individual values are high for the palm oil sector, on a national level the impact is more limited. Some final results are shown in the figures 4.1-2 and 4.1-3 for power and biofuel production. In the graphs the actual contribution of the individual options on biofuel and on power production is shown in comparison to the estimated total potential (in this case for GHG but the trend in energy is similar). It can be seen that power production has contributed slightly more to GHG savings and that the total potential in power is also slightly higher.



รูปที่ 4.1-2 GHG net reduction in power production of sugar and rice sector



รูปที่ 4.1-3 GHG net reduction in biofuel production from sugar, cassava and palm oil

4.1.6 Policy Recommendation

The following points can be recommended and justified:

The present energy policy has led to substantial installations of biomass power plants according to the regulations under SPP and VSPP. A certain saturation effect can be seen in the sugar sector for bagasse use as the low impact projects have been realized. To make use of the full potential for bagasse cogeneration and increase of efficiency more investments are necessary and the specific costs are higher (shift to condensing turbines, higher pressure ratios). A slight increase (in ranges from 0.1 to 0.3 THB/kWh) of the adder would bring more projects into viability. More difficult is the situation for use of the field rest potential. For a full application transport efforts and increased technical problems at the existing power plants are seen. An increase in adder (around minimum of 0.5 THB/kWh and up to 1 THB/kWh) specifically for certain types of biomass (usually field based residues as field rest sugar and rice straw but also other field residues) could encourage use and widen the application for tapping the theoretical large potential. Above said is true in principle for the rice sector. At prices for 1000 THB/t of rice husk somehow a break even point is reached for financial viability under present conditions. Should the husk price rise further, one might call for an increase for adder as well. In this case the overall potential utilisation should be evaluated because the high price could be also the competition on the resource. And in case the potential is nearly utilised, energy policy has no

intention to over-subsidise a certain component. In the case for rice straw at present prices there would be no power generation from this resource. Seeing the added benefit of potentially avoiding field burning of rice straw, a higher adder is justified from societal points of view. The potential adder increase should be high enough (above 1 THB/kWh) to encourage market development and industry penetration.

Besides locating and utilising new and non-used resources, also the efficiency of the present utilisation has to be considered. The quick assumption, bagasse has no further potential for electricity production, is somehow misleading as appropriate measures could double or triple output. The realisation of this potential might be quicker, easier and also more cost effective as compared to additional logistical efforts for unused resources. As there are potential still not being utilised the general policy for preference of biomass should be continued. In certain aspects research and development is necessary to overcome some specific technical difficulties with some biomass fuel resources.

The international discussion (at least at the moment) focuses on biofuels for the GHG reduction potential. It should not be omitted that power production from biomass resources in general shows better energy balances and similar GHG net reductions in comparison to biofuels. With limited budgets a fair distribution of efforts and financial incentives should be assured.

The production of bioethanol generally is critical when considering the primary energy balance. For the case of bioethanol from molasses and sugar juice it can be shown, that the employment of fossil fuels (with only slight differences for different fuels) reduces the net energy gain substantially (and also the savings of GHG). Measures should be discussed how to monitor or influence the production methods for bioethanol. The situation is even more critical in the cassava to ethanol route. There is a risk that with low efficient production methods along the whole value chain, that bioethanol production would turn counterproductive in GHG and energy balances. Measures should be setup to avoid such developments.

The biodiesel production is less vulnerable to energy issues in the processing steps. For local consumption biodiesel from palm oil is still a good alternative. Waste parts, byproducts and non-edible resources should be further exploited. Above is valid only in a condition where no expansion of land occurs and the GHG balance does not include the land use change.

More detailed economic analysis might reveal that money invested in power production shows lower cost per t of CO_2eq saved as in the biofuel sector, especially in biodiesel.

In assessing the situation for power and/or biofuel production in the 4 sectors sugar, rice, cassava and palm oil the following main conclusions can be drawn:

(1) There is still a substantial potential in the sugar industry to export electricity in using bagasse as fuel. The potential could be utilised by two different ways, firstly an increase in efficiency in the sugar production and secondly a possible increase in efficiency of the power generation in the sugar mill.

(2) Use of field rest needs additional efforts and also results in higher energy inputs and increased GHG emissions. However, this fact is not disqualifying the option. A realistic total potential is in a range of the actual contribution by bagasse today.

(3) Production of bioethanol from molasses and sugar juice shows a high potential in fossil energy savings and GHG reduction. A consumption of 1 mill. litres per day is approximately equivalent to the present bagasse power production. However, this is only achievable, if no fossil fuel is employed in the refinery process. Otherwise, the production of bioethanol from molasses/sugar juice should not be promoted.

(4) The available potential for converting rice husk into electricity is utilised to 30% already. There are other energetic and non-energetic uses. The apparent surplus of rice husk is small. Planned power production would lead to a shortage of rice husk or to a diversion of resources from traditional use to new biomass power plants.

(5) To utilise the large resource rice straw for energy and specifically power more efforts are necessary. This includes the whole chain from the field including transport and end-use technology. At the moment actual cost and logistics prevent a big burden on the utilisation. Only a concerted action would enable development for this special resource.

(6) Production of bioethanol from cassava offers high potentials. Unfortunately the high energy demand for the refinery process, if met only with conventional/fossil fuels, bears the risk of low net GHG and fossil energy reductions.

(7) The data bank application GEMIS allows the definition of products and processes adopted for the specific Thailand situation. Once established, periodical updates and new evaluations can be done easier and more systematic.

(8) Analysis of the whole value chain is necessary to define more suitable production methods and strategies.

4.2 การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

4.2.1 ความเป็นมา/ความสำคัญ

ภาคขนส่งเป็นภาคเศรษฐกิจที่มีปริมาณการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (Final Energy Consumption) สูงเป็นอันดับแรกในรอบ 5 ปีที่ผ่านมา เฉลี่ยคิดเป็นร้อยละ 37-38 ของปริมาณการใช้พลังงานทั้งหมดในประเทศ และมีอัตราการใช้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 3.85 ต่อปี โดยภาคการขนส่งทางถนนซึ่งเป็นระบบการขนส่งหลักภายในประเทศมีปริมาณการใช้พลังงานสูงที่สุด เฉลี่ยประมาณร้อยละ 77-79 ของปริมาณการใช้พลังงานทั้งหมดในภาคการขนส่ง [15]

ด้วยปริมาณการใช้พลังงานที่สูงและประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ค่อนข้างต่ำของภาคการขนส่ง รัฐบาล จึงได้มีความพยายามที่จะสนับสนุนมาตรการต่าง ๆ ในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน รวมทั้งการส่งเสริมการใช้พลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนการใช้พลังงานจากน้ำมันปิโตรเลียมที่ต้องมีการนำเข้าและมีราคา สูงขึ้นตลอดหลายปีที่ผ่านมา โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อความมั่นคงด้านพลังงานและการเพิ่มความสามารถในการแข่งขันระยะยาวกับนานาชาติ รวมทั้งการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

อย่างไรก็ตาม ในการวางแผนและติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกด้านการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งนั้น เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุดในการกำหนดมาตรการต่าง ๆ ดังกล่าวจะต้องกระทำบนพื้นฐานของข้อมูลที่เหมาะสมและมีคุณภาพ เพื่อให้นโยบายต่าง ๆ มีประสิทธิภาพในการนำไปปฏิบัติ เมื่อพิจารณาข้อมูลที่ต้องใช้ในการวางแผนนโยบายการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง พบว่าข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็นถูกเก็บรวบรวมอย่างกระจัดกระจายในหน่วยงานต่าง ๆ ของรัฐ และยังขาดข้อมูลที่สำคัญหรือข้อมูลไม่ทันสมัย ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีการศึกษาการพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นต่อการวางแผนและติดตามประเมินผลของมาตรการประหยัดพลังงานต่างๆ อย่างเป็นระบบ เพื่อประสิทธิภาพสูงสุดในการนำข้อมูลมาใช้ในการวิจัยและวางแผนด้านนโยบายการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

[15] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2549) รายงานสถานการณ์พลังงานประเทศไทย 2549

4.2.2 วัตถุประสงค์และขอบเขตการวิจัย

4.2.2.1 วัตถุประสงค์

(1) เพื่อกำหนดประเภทของข้อมูลและโครงสร้างฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับงานวิจัย วางแผน ติดตาม และประเมินผลกระทบของทางเลือกเชิงนโยบายด้านพลังงานในภาคขนส่งทางถนน

(2) เพื่อศึกษาสถานภาพของข้อมูลในปัจจุบัน และการจัดเก็บข้อมูลที่จำเป็นจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สามารถนำมาประยุกต์ใช้งานได้จริงในทางปฏิบัติตามวัตถุประสงค์ข้อ 1

(3) เพื่อเสนอแนวทางการเก็บข้อมูลที่จำเป็นเพิ่มเติมหากปัจจุบันยังไม่มีการเก็บ รวมทั้งเสนอแนวทางการบริหารจัดการฐานข้อมูลเพื่อให้มีความทันสมัย และใช้ประโยชน์ในการวิจัย ติดตามและประเมินผล เพื่อการสนับสนุนในการตัดสินใจเชิงนโยบาย

4.2.2.2 ขอบเขตการวิจัย

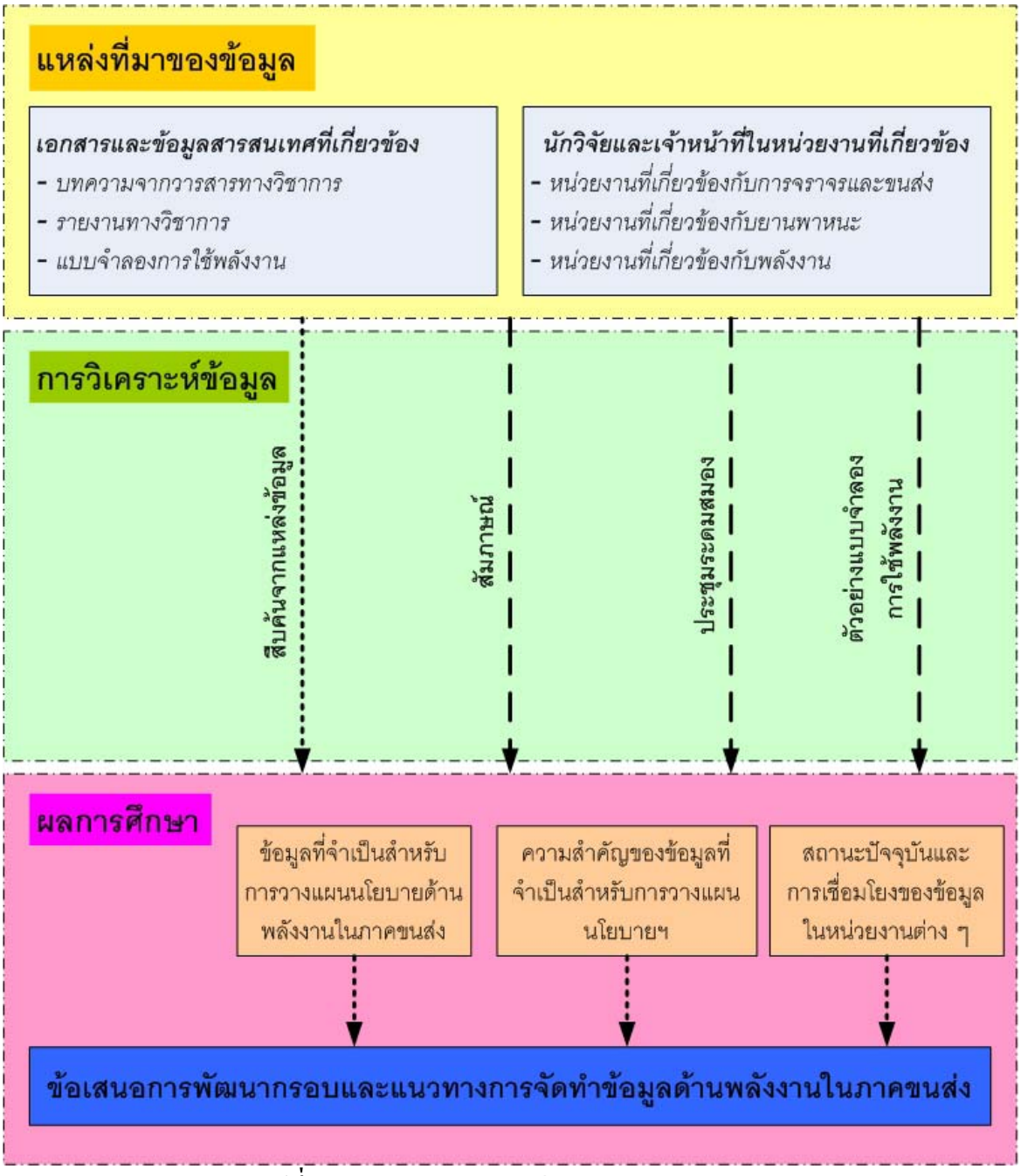
(1) การศึกษาจะเสนอแนะข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนนโยบายด้านการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง โดยครอบคลุมเฉพาะระบบการขนส่งทางถนน

(2) สำรวจการเก็บและบันทึกข้อมูลจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งภาครัฐและเอกชนที่เกี่ยวข้องที่มีในปัจจุบัน การสำรวจจะศึกษาจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่พร้อมให้ความร่วมมือตามกรอบระยะเวลาที่กำหนด

4.2.3 วิธีการดำเนินการวิจัยโดยย่อ

เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของงานวิจัย คือ การนำเสนอกรอบแนวคิดในการพัฒนาฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและติดตามประเมินผลของมาตรการประหยัดพลังงานต่าง ๆ คณะวิจัยได้ศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้องจากวารสารทางวิชาการ รายงานทางวิชาการ รวมทั้งข้อมูลจากแหล่งข้อมูลสารสนเทศ ทั้งจากในและต่างประเทศเพื่อวิเคราะห์ถึงข้อมูลที่จำเป็นและการเชื่อมโยงของข้อมูลสำหรับการวางแผนนโยบายด้านพลังงานในภาคขนส่งของหน่วยงานต่าง ๆ

นอกจากนั้นยังได้มีการสัมภาษณ์และจัดการประชุมระดมสมองผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับข้อมูลจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งภาครัฐและเอกชน ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่มคือ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการจราจรและขนส่ง หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลด้านยานพาหนะ และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลด้านพลังงานเพื่อศึกษาสถานะภาพปัจจุบันและจัดลำดับความสำคัญของข้อมูลที่จำเป็นดังกล่าว รวมทั้งนำข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบัน มาประยุกต์ใช้ในการสร้างตัวอย่างแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคขนส่งเพื่อวิเคราะห์ศักยภาพและความสมบูรณ์ของข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบัน ขั้นตอนในการดำเนินการวิจัยแสดงได้ดังรูปที่ 4.2-1



รูปที่ 4.2-1 แผนภาพแสดงวิธีการดำเนินการวิจัย

4.2.4 ผลการศึกษา

4.2.4.1 การศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้อง

คณะวิจัยได้ศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้องจากวารสารทางวิชาการและงานทางวิชาการทั้งในและต่างประเทศ รวมทั้งได้สัมภาษณ์เจ้าหน้าที่และนักวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

การศึกษาดังกล่าวแบ่งเป็น 4 ประเด็น คือ ปัจจัยที่มีผลต่อการใช้พลังงาน นโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน โครงสร้างของฐานข้อมูลพลังงานในภาคขนส่งของต่างประเทศ และข้อมูลสำหรับการสร้างแบบจำลองการใช้พลังงาน ซึ่งรายละเอียดจากการทบทวนเอกสารที่เกี่ยวข้องในแต่ละประเด็นสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

จากการทบทวนบทความทางวิชาการ ปัจจัยที่มีผลต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่งแบ่งได้เป็น 4 ประการ (ดังแสดงในตารางที่ 4.2-1) ซึ่งแต่ละปัจจัยมีตัวแปรที่สำคัญดังนี้

ตารางที่ 4.2-1 ปัจจัยและตัวแปรที่มีผลต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

A: Activities	S: Mode Share	I: Fuel Intensity	F: Fuel Choice
Determinants:	*Determinants:*	*Determinants:*	*Determinants:*
● Population	● Income	● Engine Type	● Fuel Type
● Demographics	● Motorization Rate	● Vehicle Load	● Engine Type
● Income	● Infrastructure	● Vehicle Age	● Vehicle Technology
● Economy	● Service Provision	● Congestion Level	● Vehicle Age
● Urban Form	● Relative Costs	● Capacity Mix	● Temperature
	● Urban Form	● Urban Form	● Altitude

ที่มา Schipper et al. (2000)[16]

(1) กิจกรรมในการขนส่ง (Activity) หมายถึงปริมาณการเดินทางและปริมาณการขนส่งสินค้า ซึ่งกิจกรรมที่เกิดเหล่านี้ขึ้นอยู่กับตัวแปรต่าง ๆ เช่น ลักษณะทางประชากรศาสตร์ (Demographic) ลักษณะทางเศรษฐศาสตร์ (Economy) และรูปแบบของเมือง (Urban Form) เป็นต้น

(2) สัดส่วนรูปแบบการเดินทาง (Mode Share) หมายถึงประเภทของยานพาหนะหรือรูปแบบที่ใช้ในการเดินทางของผู้โดยสารหรือการขนส่งสินค้า ซึ่งการเดินทางแต่ละรูปแบบ (Mode) มีปริมาณความต้องการใช้พลังงานที่แตกต่างกัน ตัวแปรที่สำคัญต่อการเลือกรูปแบบการเดินทาง ได้แก่ รายได้ ความเป็นเจ้าของยานพาหนะ และโครงสร้างพื้นฐานระบบขนส่ง เป็นต้น

(3) อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อการเดินทาง (Fuel Intensity) หมายถึงปริมาณการใช้พลังงานต่อการเดินทางด้วยรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งตัวแปรที่สำคัญต่อปัจจัยนี้ ได้แก่ ประเภทของยานพาหนะที่ใช้ในการเดินทาง เทคโนโลยีของยานยนต์ ลักษณะการใช้งานของยานพาหนะ และรูปแบบของการขับขี่

[16] Schipper, L., Marie-Lilliu, M., Gorham, R., (2000). Flexing the Link between Transport Greenhouse Gas Emissions: A Path for the World Bank. International Energy Agency, Paris June. Available from: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/flex2000.pdf, 28 April 2008

(4) การเลือกชนิดของเชื้อเพลิง (Fuel Choice) หมายถึงชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้เพื่อขับเคลื่อนยานพาหนะ ซึ่งเชื้อเพลิง (รวมทั้งเทคโนโลยีของยานยนต์) แต่ละชนิดมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ต่างกัน การเลือกใช้เชื้อเพลิงที่แตกต่างกันย่อมส่งผลต่อปริมาณการใช้เชื้อเพลิง ตัวแปรที่สำคัญต่อปัจจัยนี้ ได้แก่ ชนิดของเชื้อเพลิง ชนิดของเทคโนโลยียานยนต์ และอายุการใช้งานของยานยนต์ เป็นต้น

ในช่วงระยะเวลา 30 ปีที่ผ่านมา นักวางแผนด้านการขนส่งได้ศึกษาและนำเสนอเกี่ยวกับแนวทางของนโยบายและทางเลือกของเทคโนโลยีและการจัดการเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่งในหลากหลายแนวทาง ซึ่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 กลุ่ม

(1) นโยบายด้านการลดปริมาณการเดินทางของยานพาหนะมีจุดประสงค์หลักเพื่อลดการใช้พลังงานและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในภาคขนส่งโดยมุ่งเน้นที่จะลดการเดินทางโดยการใช้ยานพาหนะที่มีเครื่องยนต์ (Motorized Transport) และส่งเสริมการเดินทางโดยระบบขนส่งที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานสูง เช่น การเดินทางแบบไร้เครื่องยนต์ (Non-motorized Transport) การเดินทางโดยการใช้ระบบขนส่งสาธารณะ การขนส่งสินค้าโดยใช้ระบบการขนส่งทางรางหรือทางน้ำ เป็นต้น

(2) นโยบายที่เกี่ยวข้องกับการลดการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะนั้น มีจุดประสงค์หลักในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงของยานพาหนะ โดยแบ่งเป็น (1) การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานของยานพาหนะที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน (2) การลดอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Economy) ของยานพาหนะใหม่ และ (3) การพัฒนาเทคโนโลยีของยานพาหนะและเชื้อเพลิงใหม่

(3) นโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงทางเลือก เป็นนโยบายที่มุ่งเน้นที่จะลดการใช้เชื้อเพลิงจากน้ำมัน ปิโตรเลียมซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในภาคขนส่ง ซึ่งได้แก่ การเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และไฮโดรเจน เป็นต้น

นอกจากนั้น กลุ่มนโยบายดังกล่าวแบ่งออกตามกรอบระยะเวลาในการดำเนินการได้เป็น 3 ช่วงระยะเวลาคือ นโยบายระยะสั้น (Short-Term Policy) คือ ระยะเวลาภายใน 5 ปี นโยบายระยะใกล้ (Near-Term Policy) ใช้ระยะเวลา 5 – 10 ปี และนโยบายระยะยาว (Long-Term Policy) คือ ระยะเวลา 10 ปีขึ้นไป สรุปแนวทางนโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพและการประหยัดการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนนตามระยะเวลาของการวางแผนนโยบายในรูปแบบแมทริกซ์แสดงได้ดังตารางที่ 4.2-2

ในส่วนของโครงสร้างฐานข้อมูลพลังงานในภาคขนส่ง คณะวิจัยได้ศึกษารายงานที่เกี่ยวข้องกับข้อมูลด้านพลังงานและด้านการขนส่งจากต่างประเทศ และที่มีอยู่ในประเทศไทย จากรายงานของต่างประเทศ เช่น ในประเทศสหรัฐอเมริกาโดยกรมการพลังงาน (Department of Energy: DOE) ได้จัดทำรายงาน Transport Energy Data Book มาเป็นระยะเวลาไม่น้อยกว่า 25 ปี

ในรายงานประกอบด้วยข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันปิโตรเลียม และพลังงาน ลักษณะและการใช้งานยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ยานพาหนะที่ใช้เชื้อเพลิงทางเลือก ยานพาหนะกับภาคครัวเรือน ระบบขนส่งที่ไม่ใช่ระบบถนน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษจากภาคการขนส่ง โดยนำเสนอข้อมูลดังกล่าวในรูปแบบของตารางข้อมูล แผนภาพ และแผนภูมิ นอกจากรายงาน Transport Energy Data Book ที่แสดงให้เห็นถึงภาพรวมของลักษณะการขนส่งและการใช้พลังงานในประเทศแล้ว ประเทศสหรัฐอเมริกายังได้มีการจัดทำรายงานข้อมูลการใช้พลังงานของยานพาหนะในครัวเรือน (Household Vehicles Energy Use) ซึ่งจะทำการสำรวจทุก ๆ 7 ปี โดยสำนักงานจัดการข้อมูลพลังงาน (Energy Information Administration: EIA) ภายใต้ DOE รายงานฉบับนี้ได้รวบรวมข้อมูลจากการสำรวจข้อมูลในระดับครัวเรือนจากหลาย ๆ แหล่ง ได้แก่ National Household Travel Survey (NHTS), Residential Transportation Energy Consumption Surveys (RTECS) ของ EIA และข้อมูลจาก Environmental Protection Administration (EPA) โดยมีจุดประสงค์หลักเพื่อจัดเก็บข้อมูล ประเมิน และวิเคราะห์การใช้พลังงานของยานพาหนะ รวมทั้งความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงในระดับครัวเรือน

นอกจากประเทศสหรัฐอเมริกาแล้ว ในประเทศอังกฤษ เวลล์ และสกอตแลนด์ (Great Britain) ได้มีการจัดทำรายงาน Transport Statistics Great Britain (TSGB) โดยความร่วมมือกันระหว่างกรมการขนส่ง (Department for Transport: DFT) และสำนักงานสถิติแห่งชาติ (National Statistics) โดยมีจุดประสงค์เพื่อให้ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับภาคการขนส่งในทุกด้าน ในรายงานฉบับนี้ประกอบด้วย ภาพรวมของการขนส่งในรูปแบบต่าง ๆ ภายในประเทศ การขนส่งทางอากาศ ข้อมูลด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม การขนส่งสินค้า การเดินทางทางทะเล ระบบขนส่งสาธารณะ ถนน และการจราจร ข้อมูลด้านอุบัติเหตุ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับยานพาหนะ และการเปรียบเทียบข้อมูลกับต่างประเทศ

สำหรับประเทศไทย ปัจจุบันข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานในภาคขนส่งนั้นยังไม่ได้มีการบูรณาการอย่างเป็นระบบ จากการทบทวนเอกสารที่เกี่ยวข้องพบว่า ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับภาคขนส่งกระจายอยู่ในหลายหน่วยงาน ซึ่งข้อมูลที่มีจะเป็นข้อมูลที่หน่วยงานนั้น ๆ จำเป็นต้องใช้ตามหน้าที่และความรับผิดชอบของแต่ละหน่วยงาน เช่น

(1) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับสถิติของจำนวนยานพาหนะจะถูกรวบรวมไว้โดยกรมการขนส่งทางบก ซึ่งเป็นหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการจดทะเบียนเพื่อจัดเก็บภาษีของรถยนต์
(2) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับความสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยมลพิษของยานพาหนะถูกรวบรวมไว้โดยกรมควบคุมมลพิษ (คพ.) ซึ่งทำหน้าที่ควบคุมและตรวจสอบการปล่อยมลพิษจากแหล่งมลพิษต่าง ๆ และสำนักงานมาตรฐานอุตสาหกรรม (สมอ.) ซึ่งทำหน้าที่ตรวจสอบมาตรฐานการปล่อยมลพิษของรถยนต์ที่จะจำหน่ายภายในประเทศ

(3) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการจราจรถูกรวบรวมไว้โดยสำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) ซึ่งทำหน้าที่ในการวางแผนนโยบายด้านการขนส่งของประเทศ

(4) ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานในภาคขนส่งถูกรวบรวมไว้โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ทำหน้าที่รวบรวมสถิติการใช้ การนำเข้า การส่งออกของพลังงานโดยรวมทั้งประเทศ และกรมธุรกิจพลังงานมีการสำรวจข้อมูลการจัดจำหน่ายเชื้อเพลิง และกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงภายในประเทศ นอกจากนั้น ข้อมูลด้านแผนและนโยบายพลังงานได้ถูกจัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

4.2.4.2 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยและวางแผนนโยบายพลังงานด้านขนส่ง

จากการศึกษาบทความทางวิชาการ รายงานเกี่ยวกับข้อมูลด้านการขนส่งและพลังงานจากทั้งในและต่างประเทศ ข้อมูลสำหรับแบบจำลองการใช้พลังงาน และการสัมภาษณ์นักวิจัยและผู้เชี่ยวชาญที่ศึกษาวิจัยและทำงานเกี่ยวกับนโยบายด้านการจราจรขนส่งและด้านพลังงานในภาคขนส่ง สามารถสรุปข้อมูลพื้นฐานที่สำคัญที่ใช้ในการวิจัยเพื่อประมาณการใช้พลังงานและวางแผนรวมทั้งติดตามผลของนโยบายประหยัดพลังงานได้เป็น 4 กลุ่ม คือ

(1) กลุ่มข้อมูลด้านยานพาหนะ จะเป็นกลุ่มข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับปริมาณการใช้พลังงานของยานพาหนะ รวมทั้งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ตัวอย่างของข้อมูลในกลุ่มนี้ เช่น จำนวนยานพาหนะ อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Economy) และอัตราการปล่อยมลพิษ (Emission Factor) สำหรับการวิจัยเกี่ยวกับนโยบายการประหยัดพลังงานด้านขนส่งที่ให้ความสำคัญกับข้อมูลเหล่านี้ คือ นโยบายส่งเสริมประสิทธิภาพการใช้พลังงานผ่านการใช้เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพ เช่น การกำหนดมาตรฐานค่าอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์หรืออัตราการปล่อยมลพิษ การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฮบริด การส่งเสริมการใช้รถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (NGV) การส่งเสริมการใช้รถยนต์ไฟฟ้า (Electric Vehicle)

(2) กลุ่มตัวแปรด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง เช่น ปริมาณการเดินทาง ปริมาณการขนส่งสินค้า ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (Vehicle Kilometer of Travel) สัดส่วนการเลือกลักษณะการเดินทาง (Mode Share) และอัตราการบรรทุกผู้โดยสารของยานพาหนะ (Vehicle Occupancy Rate) เป็นกลุ่มข้อมูลที่ใช้ในการวิจัยเพื่อศึกษาผลกระทบของนโยบายด้านการจัดการปริมาณการเดินทาง (Travel Demand Management: TDM) เช่น การเพิ่มประสิทธิภาพของระบบขนส่งสาธารณะ การส่งเสริมการเดินทางโดยใช้รถร่วมกัน (Car Pool หรือ Car Sharing) มาตรการเกี่ยวกับราคา เช่น การคิดค่าใช้พื้นที่ถนน (Road Pricing) การคิดค่าธรรมเนียมการจราจร

ตารางที่ 4.2-2 สรุปนโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนน

Policy Groups	Time Frames of Measures and Technology		
	Short-term Oil Use Reduction	**Near-term Oil and CO_2 Reductions**	**Long-term Reductions**
Vehicle Travel Reduction	***Vehicle Driving Restriction*** ● Pricing Policies ● Implementation of Odd/Even Driving Bans ● Encouraging Telecommuting or Working at Home ● Encouraging Compressed Work Schedules ● Urban Public Transport Promotion	***Improving the Transport Systems*** ● Promotion of High Efficiency Road Public Transport ● Switch Freight Movement from Road to Rail Transport ● Intelligent Transport Systems	
Reducing Vehicle Fuel Use	***Improving Energy Efficiency of the On-road Vehicles*** ● Optimal Vehicle Speed ● Increasing Carpool ● Optimal Tire Pressures ● Proper Maintenance Programme	***New Vehicle Fuel Economy Improvement*** ● Direct Injection Systems ● Diesel Common Rail Systems ● Increased Use of Light Weight Material ● Better Aerodynamics ● Hybrid Electric Propulsion Systems	***Advanced Vehicles and Fuels Technologies*** ● Hydrogen ● Electricity ● Biofuels ● Natural Gas ● Fuel Cells
Alternative Fuel Promotion	***Increased Use of Alternative Fuels*** ● Biofuels ● Natural Gas ● Electricity		

ติดขัด(Congestion Charge) และการส่งเสริมการเดินทางแบบไร้เครื่องยนต์ (Non-motorized Mode) เป็นต้น

(3) กลุ่มตัวแปรด้านเศรษฐกิจและสังคม เช่น รายได้ (Income) หรือผลผลิตมวลรวมในประเทศต่อประชากร (Gross Domestic Product per Capita) และจำนวนประชากร อาจกล่าวได้ว่าข้อมูลในกลุ่มนี้ไม่ได้เป็นข้อมูลที่แสดงให้เห็นถึงปริมาณการใช้พลังงานในภาคขนส่งโดยตรง แต่เป็นตัวแปรที่สำคัญต่อปริมาณการใช้พลังงาน ยกตัวอย่างเช่น เมื่อรายได้ของประชากรหรือจำนวนของประชากรมากขึ้นย่อมส่งผลให้ปริมาณการเดินทางเพิ่มขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้มีการใช้พลังงานมากขึ้น รายได้ของประชากรที่ต่างกันส่งผลให้มีการเลือกรูปแบบการเดินทางที่ต่างกัน เป็นต้น

(4) กลุ่มตัวแปรเกี่ยวกับเชื้อเพลิง เช่น ประเภทของเชื้อเพลิง คุณสมบัติของเชื้อเพลิง ข้อมูลในกลุ่มนี้มีความสำคัญต่อการวิจัยเชิงนโยบายที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพหรือการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงทางเลือก ไม่ว่าจะเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) เช่น แก๊สโซฮอล์ (Gasohol) ไบโอดีเซล (Biodiesel) หรือเชื้อเพลิงทางเลือกอื่น ๆ เช่น ก๊าซธรรมชาติอัด (Compressed Natural Gas: CNG) ซึ่งข้อมูลในกลุ่มนี้จะต้องใช้ร่วมกับข้อมูลทางเทคนิคเกี่ยวกับเครื่องยนต์เพิ่มเติม

ในการศึกษานี้ สรุปได้ว่าข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยวางแผนและติดตามประเมินผลนโยบายด้านการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนน สรุปดังตารางที่ 4.2-3

ตารางที่ 4.2-3 สรุปข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยวางแผนและติดตามประเมินผลนโยบายด้านการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนน

	ประเภทของข้อมูล
1	**ข้อมูลด้านยานพาหนะ**
1.1	อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel Economy)
1.2	อัตราการปล่อยมลพิษ (Emissions Factor)
1.3	รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ (Driving Cycle)
1.4	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน
1.5	จำนวนยานพาหนะใหม่
1.6	อายุการใช้งานยานพาหนะ
1.7	ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ
1.8	สัดส่วนของยานพาหนะแยกตามประเภทเชื้อเพลิง
2	**ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม**
2.1	รายได้และรายจ่ายของครัวเรือน
2.2	ผลผลิตมวลรวมในประเทศ
2.3	จำนวนประชากร
3	**ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่งและผังเมือง**

	ประเภทของข้อมูล
3.1	ระยะทางของโครงข่ายถนน
3.2	ระยะทางของโครงข่ายระบบขนส่งสาธารณะ
3.3	ปริมาณผู้โดยสารของระบบขนส่งสาธารณะ
3.4	ปริมาณผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล
3.5	อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล
3.6	อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์โดยสารสาธารณะ
3.7	อัตราบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก
4	**ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง**
4.1	คุณสมบัติของเชื้อเพลิง
4.2	ความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิง
4.3	สัดส่วนในการผลิตและใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิด
4.4	ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิง

4.2.4.3 สถานะปัจจุบันและการเชื่อมโยงของข้อมูล

การบ่งบอกสถานะภาพปัจจุบันของข้อมูลสามารถทำได้ดังนี้

1.) การรวบรวมข้อมูลจากเอกสารและแหล่งข้อมูลสารสนเทศ เนื่องจากปัจจุบันหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งภาครัฐและเอกชนได้มีการนำข้อมูลที่จัดเก็บมาเผยแพร่ทางอินเตอร์เน็ต ซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการศึกษาค้นคว้าข้อมูลอย่างมาก จุดเด่นของข้อมูลจากอินเตอร์เน็ตคือ มีความสะดวก รวดเร็ว ทันสมัย ประหยัดค่าใช้จ่ายและเวลาในการเดินทาง และมีข้อมูลที่หลากหลาย ช่วงเวลาในการทำการสำรวจคือช่วงเดือนมีนาคม – กรกฎาคม 2551

2.) การสัมภาษณ์หน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถแบ่งได้สองกลุ่มหลัก คือ

2.1) หน่วยงานที่ทำหน้าที่เก็บและรวบรวมข้อมูล ส่วนใหญ่เป็นหน่วยงานราชการ ซึ่งอาจจะเป็นทั้งผู้ที่เก็บข้อมูลอย่างเดียว หรือหน่วยงานที่นำข้อมูลจากหน่วยงานอื่นมาวิเคราะห์และตัดสินใจดำเนินการต่างๆ โดยเฉพาะด้านนโยบาย หน่วยงานที่เลือกเข้าไปสัมภาษณ์จะเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบโดยตรงหรือเป็นหน่วยงานที่จัดเก็บข้อมูล หรือเป็นหน่วยสารสนเทศที่สามารถชี้แจงข้อมูลที่มีได้

2.2) นักวิจัยหรือหน่วยงานที่วางแผนนโยบายพลังงาน ถือว่าเป็นกลุ่มที่มีความสำคัญ เนื่องจากผลวิจัยที่ได้ สามารถนำไปเป็นแนวทางในการกำหนดนโยบายด้านต่าง ๆ ได้ จึงควรมีการสอบถามความต้องการข้อมูลในด้านต่าง ๆ ของนักวิจัย รวมถึงการเข้าถึงข้อมูลที่หน่วยราชการจัดเก็บ นักวิจัยที่ถูกเลือกจะคัดจากนักวิจัยที่ทำงานวิจัยทางด้านนโยบาย ด้านจราจรและการขนส่ง และด้านเทคโนโลยียานยนต์

จากการรวบรวมข้อมูลจากเอกสารและออกสัมภาษณ์หน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังกล่าว ทำให้สามารถบ่งบอกถึงสถานะภาพของข้อมูลของหน่วยงานต่าง ๆ ในปัจจุบันได้ดังผลสรุปแบ่งตามประเภทของข้อมูลดังต่อไปนี้

- **ข้อมูลด้านยานพาหนะ**

กรมการขนส่งทางบกเป็นหน่วยงานหลักที่ทำการจัดเก็บข้อมูลด้านจำนวนรถที่จดทะเบียนสะสมทุกประเภท จำแนกตามประเภทรถ ชนิดเชื้อเพลิง ยี่ห้อ ความจุกระบอกสูบ อายุ น้ำหนักและประเภทการจดทะเบียน ข้อมูลจากทุกหน่วยงานของกรมการขนส่งทางบกที่ออนไลน์อยู่ทั่วประเทศ จะถูกรวบรวมและเก็บรักษาไว้ที่ศูนย์สารสนเทศ ข้อมูลที่ได้จะถูกนำไปใช้ภายในกรมการขนส่งทางบก ส่วนข้อมูลที่เปิดเผยได้ จะถูกเผยแพร่ทางเว็บไซต์ซึ่งประชาชนทั่วไปสามารถเข้าถึงได้โดยง่าย การเผยแพร่ข้อมูลที่สำคัญรายไตรมาส ถือได้ว่าเป็นความถี่ที่เพียงพอต่อการทำวิจัยด้านนโยบาย

ระยะทางวิ่งต่อปีของรถยนต์ (VKT) เป็นข้อมูลที่มีความสำคัญในระดับสูง การสำรวจข้อมูลมีความยุ่งยาก สิ้นเปลืองเวลาและค่าใช้จ่าย ปัจจุบันมีการอ้างอิงข้อมูลจากสองแหล่ง แหล่งแรกคือข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ซึ่งได้ทำการสำรวจสุ่มตัวอย่างไว้โดยสำรวจถึงอัตราการใช้เชื้อเพลิงของยานพาหนะ (Fuel Economy) ด้วย แต่ข้อมูลเป็นข้อมูลเก่าอายุ 10 ปี สนพ.จึงทำการสำรวจอีกครั้งในปีพ.ศ. 2551 นี้ ซึ่งโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการและคาดว่าจะแล้วเสร็จในเดือนตุลาคม 2551 และแหล่งที่สองคือข้อมูลจากกระทรวงคมนาคม โดยสำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) ได้ทำแบบจำลองทำนายระยะทางวิ่งต่อปีของรถยนต์ในกทม. ส่วนในต่างจังหวัด สนข. ได้ทำงานร่วมกับกรมทางหลวงในการสำรวจระยะทางวิ่งต่อปีของรถยนต์ สถานะภาพของข้อมูลจากการออกสำรวจจริงค่อนข้างล้าสมัยและอยู่ระหว่างดำเนินการ แต่ทางด้านแบบจำลองของ สนข. ถือได้ว่าทันสมัยแต่ควรมีการเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้จากการสำรวจ เช่น ข้อมูลจาก สนพ. และกรมทางหลวง

อัตราการปล่อยมลพิษ (Emissions Factor) และอัตราการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Economy) มีการเก็บข้อมูลอยู่ที่สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่กำหนดมาตรฐานและควบคุมการทดสอบรถยนต์ใหม่ให้เป็นไปตามมาตรฐาน แต่ข้อมูลอัตราการปล่อยมลพิษและอัตราการใช้เชื้อเพลิงที่ได้จากการทดสอบ ไม่ได้เผยแพร่สู่สาธารณะเหมือนประเทศยุโรปและอเมริกาซึ่งทุกบริษัทได้ทำการเปิดเผยข้อมูลชนิดนี้ในสื่อสาธารณะ

ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม

จำนวนประชากรและจำนวนครัวเรือน เป็นข้อมูลที่สำคัญที่สุด แหล่งข้อมูลหลักคือสำนักงานสถิติแห่งชาติ นอกจากนี้ผลิตภัณฑ์มวลรวมประชาชาติ ซึ่งเครื่องชี้วัดภาวะเศรษฐกิจที่

สำคัญ มีการแสดงข้อมูลแยกเป็นรายปี สามารถดูข้อมูลได้ที่สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักนายกรัฐมนตรี สามารถสรุปได้ว่า ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคมที่มีสถานะภาพสมบูรณ์และเพียงพอต่อการนำไปใช้ประโยชน์ด้านนโยบายการวางแผนการใช้พลังงาน

- **ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่งและผังเมือง**

สถานะภาพของข้อมูลที่มีอยู่ค่อนข้างสมบูรณ์ แต่กระจายไปในหลายหน่วยงาน ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) กรมการขนส่งทางบก กรมทางหลวง กองสารสนเทศจราจร สำนักการจราจรและขนส่ง กรุงเทพมหานคร กรมโยธาการและผังเมือง กระทรวงมหาดไทยและสำนักผังเมือง กรุงเทพมหานคร

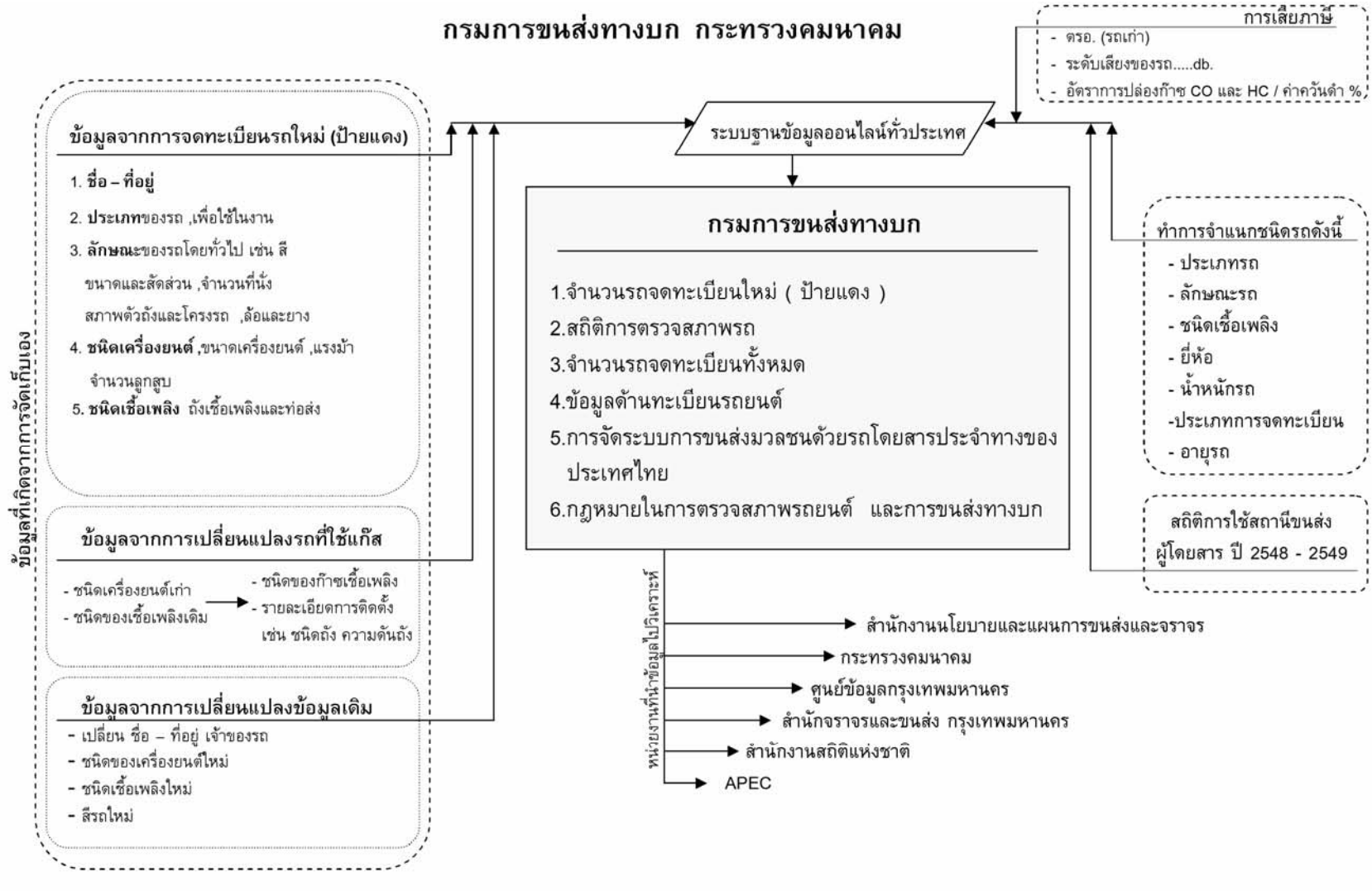
- **ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง**

สถานภาพของข้อมูลที่มีอยู่จัดได้ว่าสมบูรณ์ มีการเผยแพร่ข้อมูลสม่ำเสมอทางอินเตอร์เน็ต โดย 3 หน่วยงานหลักที่มีข้อมูลเป็นจำนวนมากได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กรมธุรกิจพลังงาน (ธพ.) และกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน โดยที่ สนพ.เป็นหน่วยงานหลักในการจัดเก็บข้อมูลตามหน้าที่รับผิดชอบและรวบรวมจากหน่วยงานอื่นทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานและนโยบายของรัฐบาล โดยนำข้อมูลมาแสดงในหน้าเว็บไซต์ของสำนักงาน รวมถึงมีการเชื่อมโยงข้อมูลกับหน่วยงานอื่นด้วย ซึ่งข้อมูลสำคัญทางด้านพลังงานที่จัดเก็บได้แก่ ราคาเชื้อเพลิง สถิติปริมาณจำหน่ายเชื้อเพลิง ความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิง สัดส่วนในการผลิตเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

หลังจากทำการรวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องจากหน่วยงานต่าง ๆ แล้ว จึงดำเนินการจัดสร้างความเชื่อมโยงของข้อมูล ทั้งนี้พิจารณาเฉพาะข้อมูลที่จำเป็น โดยได้ทำการออกแบบการเชื่อมโยงข้อมูลทุติยภูมิอย่างง่ายและไม่ซับซ้อน มุ่งเน้นแหล่งข้อมูลปฐมภูมิที่หน่วยงานเป็นผู้สำรวจหรือจัดเก็บเองและข้อมูลที่หน่วยงานรับมาจากหน่วยงานอื่น ๆ แล้วนำข้อมูลนั้น ๆ มาวิเคราะห์ รูปแบบการแสดงความเชื่อมโยงของข้อมูลจะแยกแต่ละหน่วยงาน ตัวอย่างการเชื่อมโยงของข้อมูลแสดงได้ดังรูปที่ 4.2-2 ซึ่งเป็นของกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม ข้อมูลที่กรมการขนส่งทางบกจัดเก็บเองจะถูกแสดงในกรอบสี่เหลี่ยมด้านซ้ายและด้านขวาของรูป คือ ข้อมูลจากการจดทะเบียนรถใหม่ (ป้ายแดง) ข้อมูลจากการเปลี่ยนแปลงรถที่ใช้แก๊ส ข้อมูลจากการเปลี่ยนแปลงข้อมูลเดิม การเสียภาษี และสถิติการใช้สถานีขนส่ง จากนั้นจะมีลูกศรแสดงการนำข้อมูลที่แสดงในกรอบสี่เหลี่ยมไปที่ระบบฐานข้อมูลออนไลน์ทั่วประเทศและส่งต่อไปที่กรมการขนส่งทางบกต่อไป ส่วนในสี่เหลี่ยมตรงกลางจะแสดงข้อมูลที่กรมการขนส่งทางบกนำข้อมูลที่จัดเก็บมาวิเคราะห์และเผยแพร่ เช่นสถิติต่าง ๆ ของรถ เป็นต้น ส่วนท้ายสุดคือด้านล่างซึ่งมีลูกศรลากออกไป จะเป็นส่วนที่แสดง

การนำข้อมูลออกจากกรมการขนส่งทางบกไปใช้ในหน่วยงานอื่น ๆ รายชื่อหน่วยงานที่ถูกจัดทำแผนภาพการเชื่อมโยงข้อมูลแสดงดังตารางที่ 4.2-4

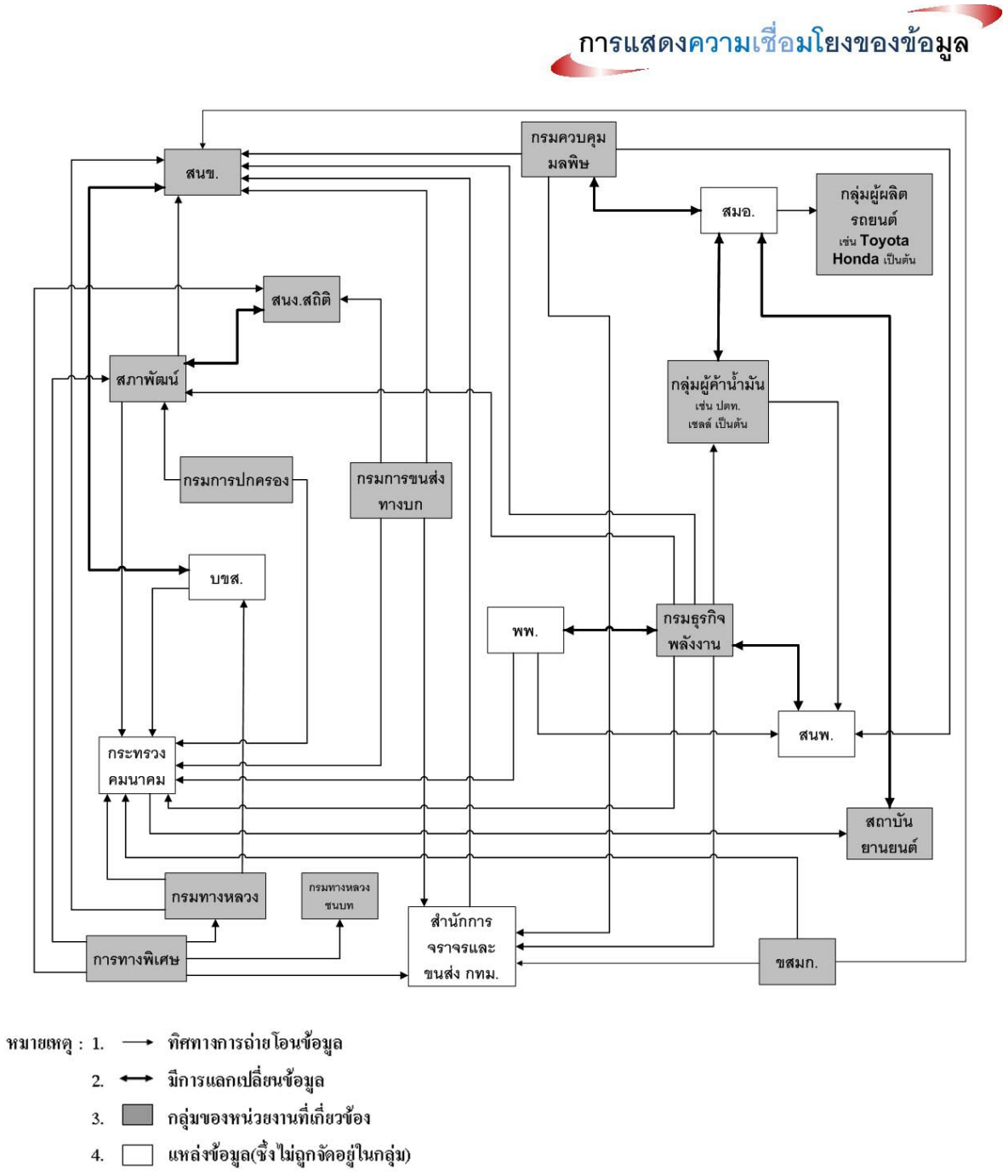
ขั้นตอนสุดท้าย คือ การแสดงการเชื่อมโยงของข้อมูลเป็นแผนภาพรวมของหน่วยงานทั้งหมดที่เกี่ยวข้องในหนึ่งแผนภาพ (รูปที่ 4.2-3) รายชื่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจะถูกจัดวางในกรอบสี่เหลี่ยมทึบ กรอบสี่เหลี่ยมโปร่งใสแสดงแหล่งข้อมูล และ ลูกศรแสดงถึงการเชื่อมโยงข้อมูล ลูกศรที่ออกจากหน่วยงานหมายถึงการส่งข้อมูลออกไปสู่หน่วยงานอื่น ขณะที่ลูกศรที่เข้าหมายถึงการรับข้อมูลจากหน่วยงานอื่น รูปแบบการจัดวางตำแหน่งหน่วยงานจะเลือกให้หน่วยงานที่มีการรับส่งข้อมูลกันอยู่ใกล้กันเพื่อให้ผู้ใช้แผนภาพสามารถเข้าใจได้ง่าย ลดจำนวนและความยาวของลูกศรให้สั้นที่สุดเพื่อความสะดวกในการใช้งาน เนื่องจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องและข้อมูลมีจำนวนมาก การแสดงการเชื่อมโยงของข้อมูลของหน่วยงานต่าง ๆ จึงแสดงได้เพียงแค่ชื่อของหน่วยงานเท่านั้น ส่วนชนิดและประเภทของข้อมูลของแต่ละหน่วยงานสามารถดูได้จากรูปแสดงการเชื่อมโยงของข้อมูลของแต่ละหน่วยงานดังที่แสดงมาแล้วข้างต้น ซึ่งจากรูปดังกล่าว แสดงให้เห็นว่าแต่ละหน่วยงานมีการเก็บข้อมูลแยกส่วนตามความรับผิดชอบของหน่วยงานนั้น ๆ โดยข้อมูลที่มีการเชื่อมโยงนั้นเป็นการอ้างอิงข้อมูลจากหน่วยงานอื่นเป็นหลักหรือเป็นการส่งข้อมูลให้ตามข้อกำหนด ไม่ได้มีการร่วมกันในการดำเนินการจัดเก็บแต่อย่างใด



รูปที่ 4.2-2 การเชื่อมโยงของข้อมูล (Data flow) ของกรมการขนส่งทางบก กระทรวงคมนาคม

ตารางที่ 4.2-4 รายชื่อหน่วยงานที่จัดทำแผนภาพการเชื่อมโยงข้อมูล

ลำดับ	หน่วยงาน	สังกัด
1	กรมการขนส่งทางบก	กระทรวงคมนาคม
2	สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร	กระทรวงคมนาคม
3	กรมทางหลวง	กระทรวงคมนาคม
4	กรมทางหลวงชนบท	กระทรวงคมนาคม
5	ศูนย์ข้อมูลกระทรวงคมนาคม	กระทรวงคมนาคม
6	กรมโยธาธิการและผังเมือง	กระทรวงมหาดไทย
7	สำนักงานสถิติแห่งชาติ	กระทรวงเทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร
8	การทางพิเศษแห่งประเทศไทย	รัฐวิสาหกิจ ในสังกัดกระทรวงคมนาคม
9	สำนักการจราจรและขนส่ง	กรุงเทพมหานคร
10	สำนักการโยธา	กรุงเทพมหานคร
11	สำนักผังเมือง	กรุงเทพมหานคร
12	ศูนย์ข้อมูลกรุงเทพมหานคร	กรุงเทพมหานคร
13	สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ	สำนักนายกรัฐมนตรี
14	ศูนย์คาดการณ์เทคโนโลยีเอเปค	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
15	กรมควบคุมมลพิษ	กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม
16	สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม	กระทรวงอุตสาหกรรม
17	องค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพ	รัฐวิสาหกิจ ในสังกัดกระทรวงคมนาคม
18	บริษัท ขนส่ง จำกัด	รัฐวิสาหกิจ ในสังกัดกระทรวงคมนาคม
19	สถาบันยานยนต์	สถาบันเครือข่าย กระทรวงอุตสาหกรรม
20	กลุ่มผู้ผลิตรถยนต์ (TOYOTA)	บริษัทเอกชน
21	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	กระทรวงพลังงาน
22	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน	กระทรวงพลังงาน
23	กรมธุรกิจพลังงาน	กระทรวงพลังงาน
24	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	กระทรวงพลังงาน
25	สถาบันบริหารกองทุนพลังงาน	องค์การมหาชน ในสังกัดกระทรวงพลังงาน
26	กลุ่มบริษัทผู้ค้าน้ำมัน (ปตท.)	บริษัทมหาชน
27	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย	องค์กรไม่แสวงหากำไร ในสังกัดกระทรวงอุตสาหกรรม



รูปที่ 4.2-3 แผนภาพแสดงความเชื่อมโยงข้อมูลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในภาคการขนส่งทางถนน

4.2.4.4 ลำดับความสำคัญของข้อมูล

จากการจัดประชุมระดมสมองเพื่อจัดลำดับความสำคัญของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งเมื่อวันที่ 3 กรกฎาคม 2551 โดยการเชิญผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับข้อมูล ได้แก่ หน่วยงานที่จัดเก็บข้อมูลและหน่วยงานที่ใช้ข้อมูลเพื่อศึกษาวิจัย ในการประชุมมีการให้คะแนนความสำคัญกับข้อมูลแต่ละประเภทแบ่งตามกลุ่มนโยบาย 3 กลุ่มคือ กลุ่มนโยบายการลดการเดินทางของยานพาหนะ กลุ่มนโยบายการลดการใช้เชื้อเพลิง และกลุ่มนโยบายการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงทางเลือก โดยมีหลักเกณฑ์ในการให้คะแนนจาก 1 ถึง 5 ตามความสำคัญของข้อมูลที่มีต่อนโยบายทั้ง 3 กลุ่ม

ผลจากการจัดลำดับความสำคัญแสดงให้เห็นว่าข้อมูลทั้งหมดมีความสำคัญอยู่ในระดับสำคัญมาก (คะแนนเท่ากับ 4) ยกเว้น ข้อมูลบางประเภทในกลุ่มนโยบายที่ 1 เช่น อัตราการปล่อยมลพิษ รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ อัตราบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล และคุณสมบัติของเชื้อเพลิง เมื่อพิจารณาแยกตามกลุ่มของนโยบาย พบว่าข้อมูลด้านการจราจรและผังเมืองและข้อมูลเกี่ยวกับยานพาหนะเป็นข้อมูลที่มีความสำคัญต่อนโยบายในกลุ่มที่ 1 มาก ซึ่งมีคะแนนเฉลี่ยเท่ากับ 4.22 และ 4.20 ตามลำดับ ส่วนกลุ่มนโยบายที่ 2 ข้อมูลที่สำคัญต่อกลุ่มนโยบายนี้คือข้อมูลด้านเชื้อเพลิงและข้อมูลด้านยานพาหนะ (4.56 คะแนน และ 4.38 คะแนน ตามลำดับ) เช่นเดียวกับข้อมูลที่สำคัญสำหรับการวางแผนนโยบายในกลุ่มที่ 3 ได้แก่ ข้อมูลด้านเชื้อเพลิงและข้อมูลด้านยานพาหนะโดยมีคะแนน 4.76 และ 4.56 ตามลำดับ

เมื่อพิจารณาโดยภาพรวมทุกกลุ่มนโยบายเห็นได้ว่า ความสำคัญของข้อมูลในแต่ละด้านเรียงจากมากไปน้อยได้ คือ ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง (4.47 คะแนน) ข้อมูลด้านยานพาหนะ (4.35 คะแนน) ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม (4.13 คะแนน) และข้อมูลด้านการจราจรขนส่งและผังเมือง (4.12 คะแนน) อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าข้อมูลด้านเชื้อเพลิงเป็นกลุ่มข้อมูลที่ได้รับการให้ความเห็นว่าสำคัญที่สุด แต่ประเภทของข้อมูลที่ได้รับการให้คะแนนสูงสุดจากการจัดลำดับความสำคัญจากทุกกลุ่มนโยบาย คือ **อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (Fuel Economy)** ซึ่งอยู่ในกลุ่มข้อมูลด้านยานพาหนะ ส่วนประเภทของข้อมูลที่ถูกจัดลำดับความสำคัญน้อยที่สุด คือ ข้อมูลปริมาณผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคลและผลผลิตมวลรวมในประเทศ ผลการให้คะแนนเพื่อจัดลำดับความสำคัญแสดงได้ดังตารางที่ 4.2-5 ผลการจัดลำดับความสำคัญของข้อมูลเหล่านี้ แสดงให้เห็นว่าข้อมูลที่นำเสนอในตารางที่ 4.2-3 นั้น เป็นประเภทของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

ตารางที่ 4.2-5 สรุปผลการจัดลำดับความสำคัญของข้อมูลที่จำเป็นแบ่งตามกลุ่มนโยบาย

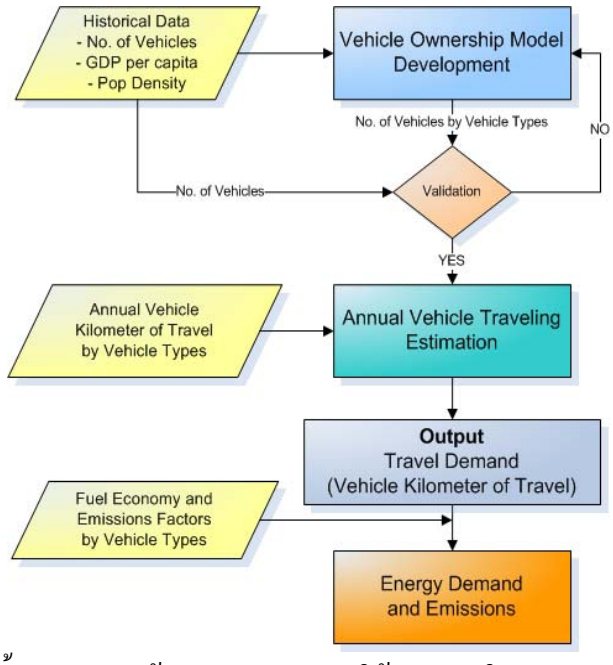
	ประเภทข้อมูล	กลุ่มนโยบาย ที่ 1	กลุ่มนโยบาย ที่ 2	กลุ่มนโยบาย ที่ 3	เฉลี่ย
1	**ข้อมูลด้านยานพาหนะ**				
1.1	อัตราการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Economy)	4.50	4.76	4.80	4.69
1.2	อัตราการปล่อยมลพิษ (Emissions Factor)	3.91	4.33	4.60	4.28
1.3	รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ (Driving Cycle)	3.74	4.47	4.24	4.15
1.4	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน	4.33	4.20	4.50	4.34
1.5	จำนวนยานพาหนะใหม่	4.45	4.19	4.47	4.37
1.6	อายุการใช้งานยานพาหนะ	4.00	4.24	4.45	4.23
1.7	ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ	4.29	4.40	4.45	4.38
1.8	สัดส่วนของยานพาหนะแยกตามประเภทเชื้อเพลิง	4.38	4.43	4.25	4.35
	เฉลี่ย	**4.20**	**4.38**	**4.47**	**4.35**
2	**ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม**				
2.1	รายได้/รายจ่ายของครัวเรือน	4.24	4.25	4.30	4.26
2.2	ผลผลิตมวลรวมในประเทศ	4.00	3.89	4.21	4.04
2.3	จำนวนประชากร	4.24	3.95	4.11	4.10
	เฉลี่ย	**4.16**	**4.03**	**4.21**	**4.13**
3	**ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่งและผังเมือง**				
3.1	ระยะทางของโครงข่ายถนน	4.18	4.05	4.00	4.08
3.2	ระยะทางของโครงข่ายระบบขนส่งสาธารณะ	4.45	4.09	4.05	4.20
3.3	ปริมาณผู้โดยสารของระบบขนส่งสาธารณะ	4.32	4.05	4.00	4.12
3.4	ปริมาณผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล	4.23	4.00	3.90	4.04
3.5	อัตราบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล	3.91	4.14	4.05	4.03
3.6	อัตราบรรทุกผู้โดยสารของรถโดยสารสาธารณะ	4.23	4.29	3.89	4.14
3.7	อัตราบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก	4.23	4.29	4.11	4.21
	เฉลี่ย	**4.22**	**4.13**	**4.00**	**4.12**
4	**ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง**				
4.1	คุณสมบัติของเชื้อเพลิง	3.86	4.62	4.81	4.43
4.2	ความสามารถในการผลิตเชื้อเพลิง	4.10	4.40	4.81	4.43
4.3	สัดส่วนในการผลิตเชื้อเพลิงแต่ละชนิด	4.05	4.50	4.71	4.42
4.4	ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิง	4.29	4.71	4.81	4.60
	เฉลี่ย	**4.07**	**4.56**	**4.79**	**4.47**

4.2.4.5 การทดลองใช้ข้อมูลเพื่อสร้างแบบจำลองการใช้พลังงาน

แบบจำลอง (Model) เป็นเครื่องมือที่สำคัญอย่างหนึ่งที่ใช้สำหรับศึกษาและวิเคราะห์ผลของนโยบายต่าง ๆ ด้านพลังงานต่อรูปแบบของการใช้พลังงาน (Energy Use Pattern) ในสภาวะปัจจุบันและสามารถทำนายรูปแบบของการใช้พลังงานในอนาคตได้ แบบจำลองที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์และทำนายปริมาณความต้องการพลังงานในภาคขนส่งนั้นสามารถทำได้จากสองแนวทาง คือ การศึกษาจากบนลงล่าง (Top-Down Approach) และ การศึกษาจากล่างขึ้นบน (Bottom-Up Approach)

แบบจำลองที่พัฒนาขึ้นโดยใช้หลักการของ Top-Down Approach นั้นมีข้อดีในแง่ของข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองไม่ซับซ้อน โดยจะใช้เพียงข้อมูลภาพรวมของการใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ และภาพรวมของข้อมูลทางด้านเศรษฐกิจและสังคม ส่วนแบบจำลองที่ใช้หลักการของ Bottom-Up Approach นั้น เป็นแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นจากการประมาณปริมาณความต้องการพลังงานจากปริมาณความต้องการเดินทางและอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ที่มีอยู่ในระบบขนส่ง ในการสร้างแบบจำลองประเภทนี้จะประกอบด้วยแบบจำลองย่อย ๆ หลาย ๆ แบบจำลอง เช่น แบบจำลองความเป็นเจ้าของยานพาหนะแต่ละประเภท ใช้เพื่อทำนายปริมาณยานพาหนะในอนาคต แบบจำลองค่าระยะการเดินทางต่อปี (Vehicle Kilometer of Travel: VKT) ของยานพาหนะแต่ละประเภท ใช้เพื่อทำนายระยะการเดินทางของยานพาหนะต่อปี เป็นต้น แบบจำลองแบบ Bottom-Up มีความยืดหยุ่นในการวิเคราะห์และวางแผนนโยบายด้านพลังงานได้ดีกว่าแบบจำลองแบบ Top-Down กล่าวคือสามารถใช้ในการวิเคราะห์และวางแผนนโยบายได้ทั้ง การจัดการด้านอุปสงค์ (Supply Side Management) และการจัดการด้านอุปทาน (Demand Side Management) ด้วยความสามารถในการประยุกต์ใช้ในการวิเคราะห์ได้ทั้งสองด้าน แบบจำลองประเภทนี้จึงได้รับความนิยมใช้อย่างแพร่หลาย

แบบจำลองการใช้พลังงานที่สร้างขึ้นในการศึกษานี้เป็นแบบ Bottom-Up Model ซึ่งเป็นแบบจำลองที่วิเคราะห์ถึงการใช้พลังงานของ End-Users ในที่นี้คือการใช้พลังงานของยานพาหนะแต่ละประเภท การสร้างแบบจำลองแบ่งได้เป็น 3 ขั้นตอน คือ (1) การประมาณจำนวนยานพาหนะ (2) การประมาณระยะการเดินทางต่อปี และ (3) การประมาณการใช้พลังงาน ดังแสดงในรูปที่ 4.2-4 ข้อมูลที่ใช้สำหรับการสร้างแบบจำลองในแต่ละขั้นตอนแสดงได้ดังตารางที่ 4.2-6



รูปที่ 4.2-4 ขั้นตอนการสร้างแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคการขนส่งทางถนน

ตารางที่ 4.2-6 ตารางแสดงข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองการใช้พลังงาน

ข้อมูลที่ใช้	ลักษณะข้อมูลที่มีอยู่	แหล่งที่มา
ข้อมูลที่ใช้สำหรับสร้างแบบจำลองทำนายจำนวนยานพาหนะ		
จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน	สถิติข้อมูลรถจดทะเบียนประเภทต่าง ๆ รายจังหวัด	กรมการขนส่งทางบก (2550) [17]
จำนวนประชากรและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ	สถิติข้อมูลประชากรรายจังหวัด และสถิติมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมรายภาค (Gross Regional Product: GRP)	สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2550) [18]
ข้อมูลที่ใช้สำหรับสร้างแบบจำลองประมาณระยะการเดินทาง		
ระยะการเดินทางของยานพาหนะ	ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะแต่ละประเภท	สมชาย จันทร์ชาวนาและคณะ (2540) [19]
ข้อมูลที่ใช้ในการพัฒนาแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคขนส่ง		
สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ แยกตามประเภทของยานพาหนะ	ค่าสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิง (เบนซิน ดีเซล LPG และ CNG) ของยานพาหนะแยกตามประเภทการจดทะเบียนของกรมการขนส่งทางบก	กรมการขนส่งทางบก (2550)

[17] กรมการขนส่งทางบก (2550) ข้อมูลการจดทะเบียนยานพาหนะ Available from http://www.dlt.go.th (28 กรกฎาคม 2550)

[18] สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2550) ข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ Available from http://www.nesdb.go.th (28 กรกฎาคม 2550)

[19] สมชาย จันทร์ชาวนาและคณะ (2540) รายงานการศึกษาแนวทางการอนุรักษ์พลังงานในยานยนต์ เสนอต่อ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ข้อมูลที่ใช้	ลักษณะข้อมูลที่มีอยู่	แหล่งที่มา
ค่าอัตราความสิ้นเปลืองการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงแยกตามประเภทยานพาหนะ	ค่า Fuel Economy ของยานพาหนะแยกตามประเภทการจดทะเบียนของกรมการขนส่งทางบก	สมชาย จันทร์ชาวนาและคณะ (2540)

จากการทดลองใช้ข้อมูลที่มีอยู่ในปัจจุบันสร้างแบบจำลองการใช้พลังงานภาคขนส่งพบว่าข้อมูลที่มีอยู่ของกรมการขนส่งทางบก ได้แก่ จำนวนยานพาหนะ ข้อมูลด้านรายได้ของประชากรจาก สนช. เพียงพอต่อการสร้างแบบจำลองทำนายจำนวนยานพาหนะในระดับกลุ่มพื้นที่กทม.และปริมณฑลกับส่วนภูมิภาค ในส่วนของการประมาณระยะการเดินทางซึ่งใช้ข้อมูลระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ และอัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงเฉลี่ยของยานพาหนะ ซึ่งเป็นข้อมูลจากการศึกษาในโครงการการศึกษาแนวทางการอนุรักษ์พลังงานในยานยนต์เสนอต่อสำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติเมื่อปี พ.ศ. 2540 ข้อมูลดังกล่าวมีความครบถ้วนในระดับที่สามารถคำนวณปริมาณการใช้พลังงานของยานพาหนะตามประเภทที่กรมการขนส่งทางบกกำหนดไว้ในระดับกลุ่มจังหวัด คือ กทม.และปริมณฑลและส่วนภูมิภาค อย่างไรก็ตาม ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลที่จัดทำขึ้นในช่วงระยะเวลาปีเดียวและจัดทำไว้นานแล้ว ซึ่งหากนำข้อมูลนี้มาใช้อาจจะมีความคลาดเคลื่อนของปริมาณการใช้พลังงานได้เนื่องจากเทคโนโลยีของยานยนต์ได้พัฒนาไปอย่างรวดเร็วในช่วงเวลากว่า 10 ปีที่ผ่านมา อย่างไรก็ดี ปัจจุบันทาง สนพ. กำลังดำเนินการจัดเก็บข้อมูลดังกล่าวอีกครั้ง

ในปัจจุบันข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก และ สนช.ได้มีการเพิ่มรายละเอียดของข้อมูลจนถึงในระดับจังหวัด ซึ่งสามารถสร้างแบบจำลองเพื่อทำนายจำนวนยานพาหนะได้ในระดับจังหวัด แต่อย่างไรก็ตาม แบบจำลองการใช้พลังงานยังไม่สามารถให้รายละเอียดถึงระดับจังหวัดได้เนื่องจากขาดข้อมูลที่ต้องใช้ในส่วนของการประมาณระยะการเดินทางและการประมาณการใช้พลังงานอันได้แก่ ข้อมูล VKT และข้อมูลของ Fuel Economy ของยานพาหนะแต่ละประเภทในแต่ละจังหวัด ซึ่งหากมีการพัฒนาความละเอียดของข้อมูลดังกล่าวมากขึ้นต่อไปจะสามารถสร้างแบบจำลองการใช้พลังงานในภาคขนส่งได้ละเอียดจนถึงระดับจังหวัด

จากการศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้อง การจัดลำดับความสำคัญของข้อมูล การศึกษาสถานะภาพและความเชื่อมโยงข้อมูล พบว่าข้อมูลที่สำคัญและจำเป็นสำหรับการวางแผนและติดตามประเมินผลกระทบของนโยบายทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งแบ่งได้เป็น 4 ส่วน ได้แก่ ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม ข้อมูลด้านยานพาหนะ ข้อมูลด้านจราจร ขนส่ง และผังเมือง และข้อมูลด้านเชื้อเพลิง ซึ่งข้อมูลดังกล่าวมีหน่วยงานเกี่ยวข้องกว่า 27 หน่วยงาน (ดังแสดงในตารางที่ 4) และมีลักษณะและสถานะภาพของข้อมูลดังแสดงในตารางที่ 4.2-7

เมื่อวิเคราะห์ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งเพิ่มเติม สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มคือกลุ่มที่มีการจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอ และกลุ่มที่เก็บข้อมูลไม่สม่ำเสมอ ข้อมูลในกลุ่มแรกเป็นข้อมูลที่ถูกจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอและมีการพัฒนารูป แบบของข้อมูล รวมทั้งการใช้เทคโนโลยีสารสนเทศเข้ามาช่วยเพิ่มความสะดวกในการใช้และเข้าถึงข้อมูล ข้อมูลเหล่านี้เป็นข้อมูลที่ถูกจัดเก็บโดยหน่วยงานที่จำเป็นต้องใช้ข้อมูลโดยตรง (มีเจ้าภาพในการเก็บข้อมูล) ดังตารางที่ 7 ส่วนข้อมูลอีกกลุ่มเป็นข้อมูลที่ได้จากการจัดเก็บข้อมูลตามโครงการวิจัยของหน่วยงานต่าง ๆ ซึ่งมีการจัดทำเป็นครั้ง ๆ ไป ไม่มีหน่วยงานใดต้องใช้ข้อมูลเหล่านี้อย่างสม่ำเสมอ (ไม่มีเจ้าภาพในการเก็บข้อมูล) ข้อมูลเหล่านี้จึงเป็นข้อมูลที่ไม่มีความต่อเนื่องและไม่ทันสมัย ดังตารางที่ 4.2-8

ตารางที่ 4.2-7 กลุ่มข้อมูลที่มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ

	ประเภทข้อมูล	หน่วยงานที่รับผิดชอบ
1.	**ข้อมูลด้านยานพาหนะ**	
1.1	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน	กรมการขนส่งทางบก
1.2	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่	กรมการขนส่งทางบก
1.3	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ	กรมการขนส่งทางบก
1.4	อายุการใช้งานยานพาหนะ	กรมการขนส่งทางบก
1.5	อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง	สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม กรมควบคุมมลพิษ
1.6	อัตราการปล่อยมลพิษ	สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม กรมควบคุมมลพิษ
2.	**ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม**	
2.1	รายได้และรายจ่าย	สำนักงานสถิติแห่งชาติ
2.2	ผลผลิตมวลรวมในประเทศ	สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
2.3	จำนวนประชากร	สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ
3.	**ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง**	
3.1	ระยะทางของโครงข่ายถนน	ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร กระทรวงคมนาคม
3.2	ปริมาณผู้โดยสารของระบบขนส่งสาธารณะ	ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสาร กระทรวงคมนาคม
3.3	ปริมาณการขนส่งสินค้า	ศูนย์เทคโนโลยีสารสนเทศและการ

	ประเภทข้อมูล	หน่วยงานที่รับผิดชอบ
		สื่อสาร กระทรวงคมนาคม
4.	**ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง**	
4.1	ข้อมูลการผลิตและการใช้เชื้อเพลิง	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
4.2	คุณสมบัติของเชื้อเพลิง	กรมธุรกิจพลังงาน

ตารางที่ 4.2-8 กลุ่มข้อมูลที่จัดเก็บไม่อย่างสม่ำเสมอ

	ประเภทข้อมูล	หน่วยงานที่ศึกษาวิจัย
1.	**ข้อมูลด้านยานพาหนะ**	
1.1	ระยะการเดินทางเฉลี่ยของยานพาหนะ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี/สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
1.2	รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร/กรมควบคุมมลพิษ
1.3	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในรถยนต์เครื่องยนต์เบนซิน	มหาวิทยาลัยมหิดล
2.	**ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม**	
-	-	-
3.	**ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง**	
3.1	อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี/สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน/สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร
3.2	อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถโดยสารสาธารณะ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี/สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน/สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร
3.3	อัตราบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี/สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน/สำนักงานนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร
4.	**ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง**	
-	-	-

แนวทางในการจัดทำฐานข้อมูลนั้น จึงควรเริ่มต้นจากข้อมูลที่มีการจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอก่อน โดยอาจจะจัดทำในรูปแบบของรายงานประจำปีของข้อมูลด้านพลังงานในภาคขนส่ง จากนั้นจึงควรมีการสร้างความร่วมมือและหาเจ้าภาพสำหรับการจัดทำข้อมูลในส่วนที่ไม่ได้มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอเพิ่มเติม และดำเนินกิจกรรมดังกล่าวอย่างต่อเนื่องต่อไปเพื่อเพิ่มเติมข้อมูลในส่วนนี้ลงในรายงานประจำปีในปีต่อ ๆ ไป ทั้งนี้เสนอให้ สนพ. เป็นเจ้าภาพหลักในการจัดทำรายงานประจำปีการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

นอกจากนั้นคุณลักษณะ (Entity) ของข้อมูลที่มีอยู่จากสองกลุ่มข้างต้น ข้อมูลบางส่วนไม่สอดคล้องกับรูปแบบข้อมูลที่ต้องการนำไปใช้ จึงเป็นอุปสรรคอย่างหนึ่งในการนำข้อมูลไปวิเคราะห์และวางแผนนโยบายด้านพลังงานในภาคขนส่ง ยิ่งกว่านั้นข้อมูลบางส่วนไม่ได้มีการเผยแพร่สู่สาธารณะ หรือต้องทำเอกสารอย่างเป็นทางการเพื่อขอข้อมูล ทำให้เกิดความไม่สะดวกในการเข้าถึงเพื่อจะนำข้อมูลดังกล่าวไปใช้งาน ดังนั้น แนวทางในการแก้ไขจึงควรมีการประสานงานร่วมกันระหว่างหน่วยงานที่เก็บข้อมูลกับหน่วยงานที่จะนำข้อมูลไปใช้ และ สนพ. ทำการเผยแพร่ข้อมูลเหล่านั้นสู่สาธารณะในรูปแบบรายงานประจำปีการใช้พลังงานในภาคขนส่งดังที่ได้เสนอข้างต้น

ตารางที่ 4.2-9 ลักษณะ สถานะภาพและแนวทางในการจัดเก็บข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สถานะภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
1. ข้อมูลด้านยานพาหนะ			
1.1 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง **1.2 อัตราการปล่อยมลพิษ**	■ อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษของยานพาหนะแต่ละประเภทต่อระยะการเดินทางหรือต่อปริมาณการใช้พลังงานแยกตามประเภทของเทคโนโลยียานยนต์ เช่น เครื่องยนต์เบนซิน เครื่องยนต์ดีเซล และตามชนิดของเชื้อเพลิง เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล LPG และCNG เป็นต้น ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง: *ลิตรต่อกิโลเมตรหรือ กิโลเมตรต่อลิตร* อัตราการปล่อยมลพิษ: *กรัมต่อกิโลเมตร*	■ ข้อมูลอัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษของรถยนต์ใหม่ได้มีการบันทึกโดยบริษัทผู้ผลิตรถยนต์และจัดส่งข้อมูลให้กับ สมอ. เพื่อตรวจสอบมาตราฐานการปล่อยมลพิษสำหรับการขออนุญาตจำหน่ายภายในประเทศตั้งแต่ปี 2549 แต่ข้อมูลดังกล่าวจำกัดอยู่เพียงรถยนต์บางประเภท ได้แก่ รถยนต์ส่วนบุคคล รถจักรยานยนต์ เท่านั้น ■ ข้อมูลอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ตามลักษณะการใช้งานจริงได้มีการสำรวจและศึกษาโดย สนพ. ในปี 2540 ซึ่งประกอบด้วยยานพาหนะ 17 ประเภท แบ่งเป็นพื้นที่ กทม. และปริมณฑล และต่างจังหวัด และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	■ ขอข้อมูลจาก สมอ. และกรมควบคุมมลพิษสำหรับอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ใหม่ ■ ทำการสำรวจอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ที่จดทะเบียนโดยตรง
1.3 รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ	■ ลักษณะการขับขี่ของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ เช่น รถยนต์ รถจักรยานยนต์ รถประจำทาง และรถบรรทุก ภายในพื้นที่ศึกษา ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *กิโลเมตรต่อชั่วโมง*	■ กรมควบคุมมลพิษได้มีการจัดทำ Driving Cycle ของ กทม. จากการศึกษาดังกล่าว มีการวิเคราะห์อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยมลพิษของรถยนต์ 4 ประเภท ได้แก่ รถยนต์ส่วนบุคคล รถปิคอัพ รถบรรทุก และรถโดยสารประจำทาง	■ ร่วมกับกรมควบคุมมลพิษจัดทำการศึกษา Driving Cycle ของยานพาหนะทุกชนิดในกทม. และปริมณฑล และจังหวัดหลักในแต่ละภูมิภาค
1.4 จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน **1.5 จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่**	■ จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน (จำนวนยานพาหนะที่ใช้งาน) แยกตามประเภทของยานพาหนะ เช่น รถยนต์ส่วนบุคคล รถจักร	■ กรมการขนส่งทางบกเป็นหน่วยงานหลักในการจดทะเบียนยานพาหนะทางถนนทั้งหมดภายในประเทศ ข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย	■ ขอข้อมูลจากกรมการขนส่งทางบก

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สถานะภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
	ยานยนต์ รถยนต์สาธารณะ และรถบรรทุก ■ จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่แยกตามประเภทของยานพาหนะ เช่น รถยนต์ส่วนบุคคล รถยนต์สาธารณะ และรถบรรทุก ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *คัน*	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนสะสมทั้งหมดในแต่ละปีแยกรายจังหวัด และข้อมูลจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่ในแต่ละปีแยกรายจังหวัด	
1.6 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ	■ จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนแยกตามประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคขนส่ง เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล LPG และ CNG ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *ร้อยละ*	■ กรมการขนส่งทางบกได้จัดทำข้อมูลรายไตรมาสของจำนวนยานพาหนะแยกตามชนิดของเชื้อเพลิงตามพื้นที่ส่วนกลาง ส่วนภูมิภาค และทั้งประเทศ โดยจัดทำข้อมูลดังกล่าวตั้งแต่เดือนมีนาคม 2550 เป็นต้นมา	■ ขอข้อมูลจากกรมการขนส่งทางบกสำหรับยานพาหนะที่จดทะเบียน ■ ทำการสำรวจเพิ่มเติมสำหรับข้อมูลสัดส่วนของรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดใหม่ เช่น ไบโอดีเซลและแก๊สโซฮอล์
1.7 ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ	■ ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะแต่ละประเภท เช่น รถยนต์ส่วนบุคคล รถยนต์สาธารณะ และรถบรรทุก ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *กิโลเมตรต่อปี*	■ ข้อมูลระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะไม่ได้มีการสำรวจอย่างสม่ำเสมอ ปัจจุบันมีข้อมูลระยะการเดินทางเฉลี่ยของยานพาหนะจากการศึกษาของ สนพ. ในปี 2540 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วยระยะการเดินทางเฉลี่ยของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ แยกตามพื้นที่กทม.และปริมณฑล และต่างจังหวัด และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	■ ร่วมมือกับกรมการขนส่งทางบกจัดทำการสำรวจข้อมูลสำหรับยานพาหนะที่มีอายุไม่เกิน 7 ปี ■ ร่วมมือกับ ตรอ.??? จัดทำการสำรวจข้อมูลสำหรับยานพาหนะที่มีอายุเกิน 7 ปี
2. ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม			
2.1 รายได้และรายจ่าย	■ ข้อมูลรายได้และรายจ่ายเฉลี่ยของประชากรหรือของครัวเรือนในด้านต่าง ๆ ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *บาทต่อครัวเรือนต่อปี, บาทต่อคนต่อปี*	■ ปัจจุบันได้มีการสำรวจข้อมูลรายได้และรายจ่ายของครัวเรือนเป็นประจำทุก ๆ 2 ปี โดยสำนักงานสถิติแห่งชาติ	■ ขอข้อมูลและจัดทำการสำรวจข้อมูลเพิ่มเติมร่วมกับสำนักงานสถิติแห่งชาติ
2.2 ผลผลิตมวลรวมในประเทศ	■ ข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศต่อจำนวนประชากรเป็นข้อมูลแสดงมูลค่าของ	■ ข้อมูลผลผลิตมวลรวมในประเทศมีการวิเคราะห์ทุกไตรมาสโดยสภาพัฒน์ฯ เพื่อ	■ ขอข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สถานะภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
	การผลิตภายในประเทศต่อหน่วยประชากร ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *ล้านบาทต่อปี*	วิเคราะห์สภาวะเศรษฐกิจของประเทศ โดยข้อมูลดังกล่าวมีรายละเอียดถึงระดับจังหวัด	
2.2 จำนวนประชากร	■ จำนวนประชากรในระดับประเทศหรือระดับจังหวัด ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *คน*	■ ข้อมูลจำนวนประชากรได้มีการจัดเก็บโดยการสำรวจสำมโนประชากรทุก ๆ 10 ปีโดยสำนักงานสถิติแห่งชาติ และมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมในการทำนายจำนวนประชากรในอนาคตโดยสภาพัฒน์ ฯ	■ ขอข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติและสำนักงานสถิติแห่งชาติ
3. ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง			
3.1 อัตราการบรรทุกผู้โดยสาร	■ อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของยานพาหนะประเภทรถโดยสาร เช่น รถยนต์นั่งส่วนบุคคล รถแท็กซี่ รถจักรยานยนต์ รถโดยสารประจำทาง เป็นต้น ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *คนต่อคัน*	■ ข้อมูลอัตราการโดยสารของยานพาหนะได้มีการศึกษาไว้ในปี 2540 โดย สนพ. ประกอบด้วยข้อมูลของอัตราการโดยสารของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ในพื้นที่กทม. และปริมณฑลและต่างจังหวัด และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	■ ร่วมกับ สนข.บริษัทขนส่งจำกัด และ ขสมก. ในการจัดทำข้อมูล
3.2 อัตราการบรรทุกสินค้า	■ อัตราการบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *ตันต่อคัน*	■ ข้อมูลอัตราบรรทุกสินค้าของยานพาหนะได้มีการศึกษาไว้ในปี 2540 โดย สนพ. ประกอบด้วยข้อมูลของอัตราการบรรทุกของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ในพื้นที่กทม.และปริมณฑลและต่างจังหวัด แต่ข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลอัตราการโดยสารและบรรทุกสินค้ารวมกัน และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	■ ร่วมกับกรมทางหลวงและ สนข.ในการจัดทำข้อมูล
4. ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง			
4.1 ข้อมูลการผลิตและใช้เชื้อเพลิง	■ สถิติปริมาณการผลิตและใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ในภาคการขนส่งทางถนนจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงและจังหวัด	■ ข้อมูลสถิติการผลิตและการใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งมีการจัดเก็บเป็นประจำโดย กรมธุรกิจพลังงานและ พพ. ข้อมูลดังกล่าวถูก	■ ขอข้อมูลได้จากกรมธุรกิจพลังงานและกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สถานะภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
	■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ*	จัดเก็บตั้งแต่ ปี 2525 เป็นต้นมา ประกอบด้วยปริมาณยอดจำหน่ายเชื้อเพลิงแต่ละประเภท จำแนกตามจังหวัดต่าง ๆ	
4.2 ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิง	■ ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *บาทต่อตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ*	■ ข้อมูลต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงเป็นข้อมูลเฉพาะของบริษัทที่ผลิตเชื้อเพลิงไม่ได้มีการเผยแพร่โดยทั่วไป	■ ขอข้อมูลจากบริษัทผู้ผลิตน้ำมัน
4.3 ข้อมูลคุณสมบัติของเชื้อเพลิง	■ ในที่นี้ คุณสมบัติของเชื้อเพลิงหมายถึงข้อมูลพื้นฐานของเชื้อเพลิง เช่น ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง เป็นต้น ■ <u>หน่วยของข้อมูล</u> *ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเชื้อเพลิง*	■ คุณสมบัติพื้นฐานของเชื้อเพลิงเป็นข้อมูลพื้นฐานที่สามารถสืบค้นได้จากงานวิจัยต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ	■ ขอข้อมูลได้จากกรมธุรกิจพลังงาน

ตารางที่ 4.2-10 การจำแนกลักษณะของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

ลักษณะการจัดเก็บข้อมูล	คุณลักษณะของข้อมูล: ตรงตามที่ต้องการ – เข้าถึงได้โดยง่าย	คุณลักษณะของข้อมูล: ตรงตามที่ต้องการ – เข้าถึงได้ยาก	คุณลักษณะของข้อมูล: ไม่ตรงตามที่ต้องการ – เข้าถึงได้โดยง่าย	คุณลักษณะของข้อมูล: ไม่ตรงตามที่ต้องการ – เข้าถึงได้ยาก
มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ	■ ผลผลิตมวลรวมในประเทศ ■ จำนวนประชากร ■ ข้อมูลการผลิตและการใช้เชื้อเพลิง ■ คุณสมบัติของเชื้อเพลิง	■ รายได้และรายจ่าย ■ ระยะทางของโครงข่ายระบบขนส่ง ■ ระยะทางของโครงข่ายถนน ■ ปริมาณผู้โดยสารของระบบขนส่งสาธารณะ ■ ปริมาณการขนส่งสินค้า	■ จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน ■ จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่ ■ สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ ■ อายุการใช้งานยานพาหนะ	■ อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง ■ อัตราการปล่อยมลพิษ
ไม่มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ	-	-	-	■ ระยะการเดินทางเฉลี่ยของยานพาหนะ ■ รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ ■ อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล ■ อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของรถโดยสารสาธารณะ ■ อัตราบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก

4.2.5 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายของการพัฒนากรอบและแนวทางการทำฐานข้อมูลพลังงานในภาคขนส่ง

4.2.5.1 ข้อเสนอรูปแบบการจัดทำฐานข้อมูล

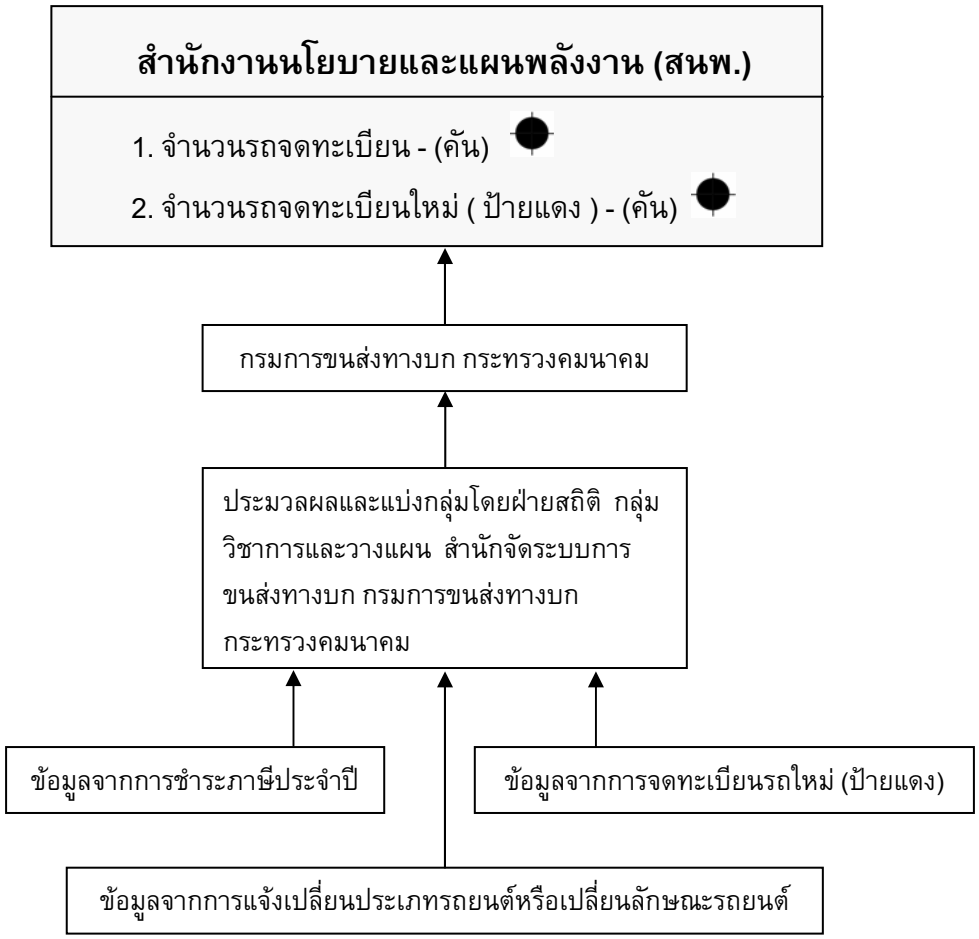
ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งนั้น สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่มีการจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอและกลุ่มที่จัดเก็บข้อมูลไม่สม่ำเสมอ ข้อมูลในกลุ่มแรกมีการพัฒนารูปแบบของข้อมูลรวมทั้งการใช้เทคโนโลยีสารสน เทศเข้ามาช่วยเพิ่มความสะดวกในการใช้และเข้าถึงข้อมูล ข้อมูลเหล่านี้เป็นข้อมูลที่ถูกจัดเก็บโดยหน่วยงานที่จำเป็นต้องใช้ข้อมูลโดยตรง (มีเจ้าภาพในการเก็บข้อมูล) ส่วนข้อมูลกลุ่มหลังเป็นข้อมูลที่ได้จากการจัดเก็บข้อมูลตามโครงการวิจัยของหน่วยงานต่าง ๆ ซึ่งมีการจัดทำเป็นครั้ง ๆ ไป ไม่มีหน่วยงานใดต้องใช้ข้อมูลเหล่านี้อย่างสม่ำเสมอ (ไม่มีเจ้าภาพในการเก็บข้อมูล) ข้อมูลเหล่านี้จึงเป็นข้อมูลที่ไม่มีความต่อเนื่องและไม่ทันสมัย แนวทางในการจัดทำฐานข้อมูลนั้นจึงควรเริ่มต้นจากข้อมูลที่มีการจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอก่อน โดยอาจจะจัดทำในรูปแบบของรายงานประจำปีของข้อมูลด้านพลังงานในภาคขนส่ง

นอกจากนั้น คุณลักษณะของข้อมูลที่มีอยู่ไม่สอดคล้องกับรูปแบบข้อมูลที่ต้องการนำไปใช้จึงทำให้การนำไปใช้ต้องมีการวิเคราะห์เพิ่มเติม ยิ่งกว่านั้น ข้อมูลบางส่วนไม่ได้มีการเผยแพร่สู่สาธารณะหรือต้องทำเอกสารอย่างเป็นทางการเพื่อขอข้อมูล ทำให้เกิดความไม่สะดวกในการเข้าถึงข้อมูลเพื่อจะนำไปใช้งาน ดังนั้น แนวทางในการแก้ไขจึงควรมีการประสานงานร่วมกันระหว่างหน่วยงานที่เก็บข้อมูลกับหน่วยงานที่จะนำข้อ มูลไปใช้ในการวิเคราะห์แผนและนโยบาย และทำการเผยแพร่ข้อมูลเหล่านั้นสู่สาธารณะในรูปแบบต่าง ๆ เช่น ทำเป็นรายงานประจำปี ทั้งนี้ เสนอให้ สนพ. เป็นเจ้าภาพหลักในการจัดทำรายงานประจำปีการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

จากลักษณะของข้อมูลและอุปสรรคในการรวบรวมข้อมูลดังกล่าวข้างต้น คณะผู้วิจัยจึงได้นำเสนอแนวทางการแก้ไขในการจัดทำฐานข้อมูล และนำเสนอรูปแบบการจัดทำฐานข้อมูลให้สะดวกต่อการจัดเก็บและการใช้งาน รวมถึงมีการบูรณาการข้อมูลกับหน่วยงานอื่นๆ โดยมีการแสดงความสมบูรณ์ของข้อมูลปัจจุบันตามความพร้อมออกเป็น 4 กลุ่ม โดยเครื่องหมาย ● แสดงถึงข้อมูลที่มีความสมบูรณ์สูง มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ เครื่องหมาย ◕ แสดงถึงข้อมูลที่มีความสมบูรณ์ มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ อาจต้องมีการปรับปรุงการจัด เก็บเล็กน้อย เครื่องหมาย ◑ แสดงถึงข้อมูลที่มีการจัดเก็บไม่ค่อยสมบูรณ์ มีการจัดเก็บไม่สม่ำเสมอ ต้องมี การปรับปรุงการจัดเก็บ เครื่องหมาย ◔ แสดงถึงข้อมูลที่มีการจัดเก็บบ้างและไม่สมบูรณ์ มีการจัดเก็บไม่สม่ำเสมอ ต้องมีการปรับปรุงการจัดเก็บ และเครื่องหมาย ⊕ แสดงถึงข้อมูลที่ไม่มีการจัดเก็บต้องทำการจัดเก็บเพิ่ม ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

- **ข้อมูลด้านยานพาหนะ**

- จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน และจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่(คัน) เป็นข้อมูลที่สำคัญที่สุดในด้านยานพาหนะ กรมการขนส่งทางบกมีการจัดเก็บข้อมูลอย่างต่อเนื่องและสม่ำเสมอ โดยการรับแจ้งจากผู้ มาแจ้งจดทะเบียนรถยนต์ใหม่ ผู้ที่มาแจ้งเปลี่ยนแปลงการจดทะเบียน และการเสียภาษีประจำปี แนวทางการจัดทำฐานข้อมูลสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 4.2-5 เริ่มตั้งแต่การจัดเก็บข้อมูลโดยกรมการขนส่งทางบก จากนั้นนำข้อมูลที่จัดเก็บได้มาทำการประมวลผล จัดกลุ่ม และส่งข้อมูลไปสู่ผู้ใช้หรือผู้จัดเก็บรวบรวมข้อมูล ยกตัวอย่างเช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)



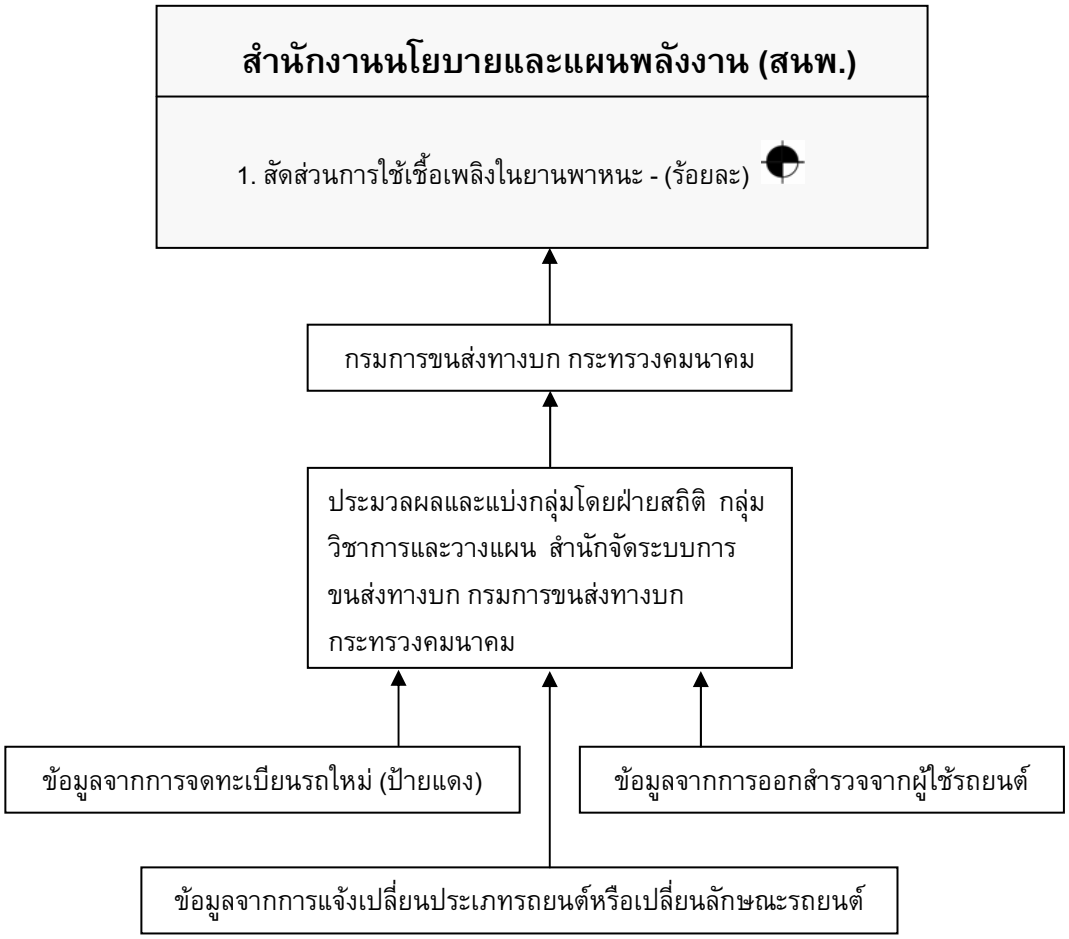
รูปที่ 4.2-5 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก

ตารางที่ 4.2-11 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนและจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่โดยแบ่งตามประเภทรถยนต์ ขนาดและชนิดเชื้อเพลิง

ตารางแสดงจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนและจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่ ของรถยนต์ประเภท ก.) รย. 1 รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน ข.) ความจุกระบอกสูบ 1,601-1,800 ซี.ซี. และ ค.) ใช้เชื้อเพลิงเบนซิน

ปี	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนสะสม(คัน)	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน(ใหม่) (คัน)
2552		
2553		
2554		
2555		
2556		

- ***สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ*** เป็นข้อมูลจำเป็นในการกำหนดนโยบายต่าง ๆ รวมถึงการนำไปใช้ทำนายความต้องการเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ กรมการขนส่งทางบกได้จัดทำข้อมูลรายไตรมาสของจำนวนยานพาหนะแยกตามชนิดของเชื้อเพลิงตามพื้นที่ส่วนกลาง ส่วนภูมิภาค และทั้งประเทศ โดยจัดทำข้อมูลดังกล่าวตั้งแต่เดือนมีนาคม 2550 เป็นต้นมา แต่ขาดข้อมูลสัดส่วนของรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเบนซิน และแก๊สโซฮอล์ เนื่องจากรถยนต์ทั่วไปสามารถเลือกเติมได้ทั้งน้ำมันเบนซินและแก๊สโซฮอล์ที่มีค่าออกเทน ต่าง ๆ ที่รถยนต์คันนั้นจะใช้ได้ จึงต้องมีการทำการศึกษาสำรวจข้อมูลโดยตรงจากผู้ใช้ แนวทางการจัดทำฐานข้อมูลสามารถสรุปได้ดังรูปที่ 4.2-6 เริ่มตั้งแต่การจัดเก็บข้อมูลโดยกรมการขนส่งทางบก และออกสำรวจการใช้เชื้อเพลิงจากผู้ใช้โดยตรง จากนั้นนำข้อมูลที่จัดเก็บได้มาทำการประมวลผลจัดกลุ่ม และส่งข้อมูลไปสู่ผู้ใช้หรือผู้จัดเก็บรวบรวมข้อมูล ยกตัวอย่างเช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) โดยมีการแสดงผลอย่างน้อยเป็นรายปี รูปแบบข้อมูลที่ควรจัดเก็บแสดงดังตารางที่ 4.2-12



รูปที่ 4.2-6 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก(2)

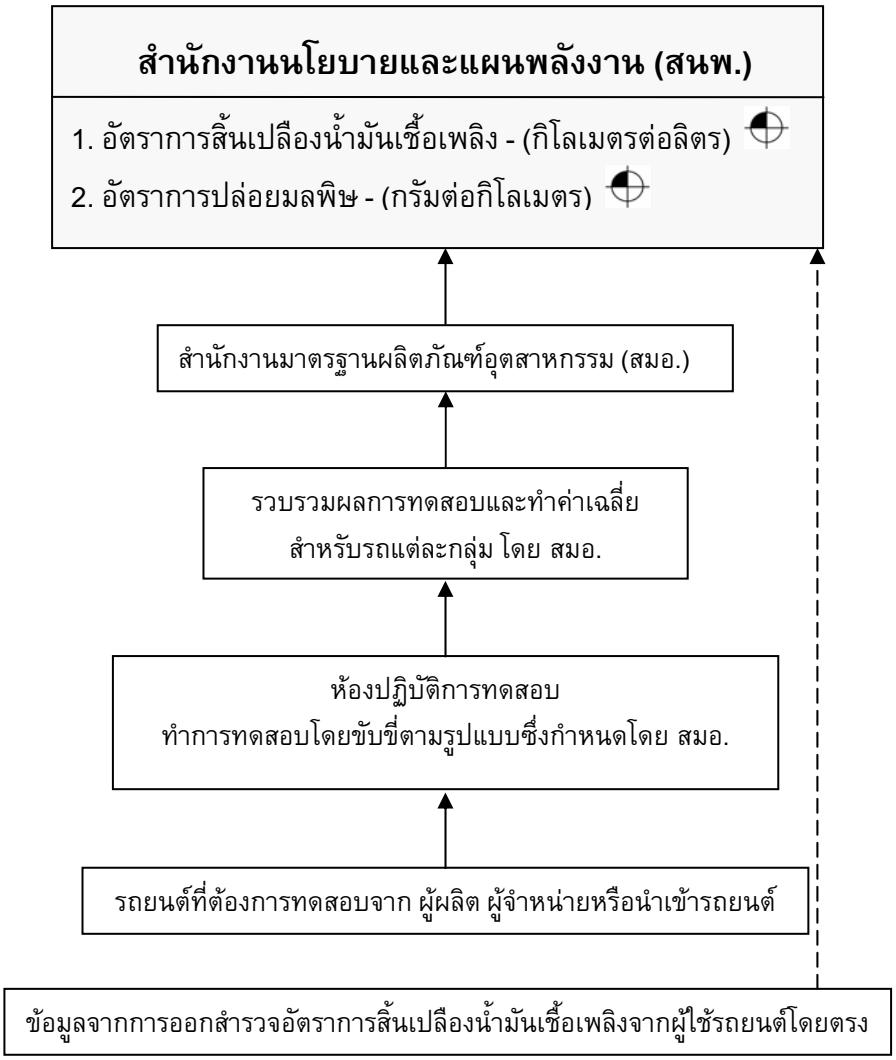
ตารางที่ 4.2-12 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ โดยแบ่งตามประเภทรถยนต์ และขนาด

ตารางแสดงสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะของรถยนต์ประเภท ก.) รย. 1 รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน ข.) ความจุกระบอกสูบ 1,601-1,800 ซี.ซี.

ปี	สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ (ร้อยละ)																	
	เบนซิน 95	เบนซิน 91	แก๊สโซฮอล์ 95	แก๊สโซฮอล์ 91	แก๊สโซฮอล์ อี 20	แก๊สโซฮอล์ อี 85	ดีเซล	ดีเซล บี 5	ก๊าซ LPG	LPG และเบนซิน	LPG และดีเซล	ก๊าซ CNG	CNG และเบนซิน	CNG และดีเซล	ไฟฟ้า	ไฮบริด	ไม่ใช้เชื้อเพลิง (เช่นลากจูง)	อื่นๆ
2552																		
2553																		
2554																		
2555																		
2556																		
2557																		
2558																		
2559																		
2560																		
2561																		

2. อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิง (กิโลเมตรต่อลิตร) และอัตราการปล่อยมลพิษ (กรัมต่อกิโลเมตร) เป็นค่าที่สามารถบ่งบอกถึงประสิทธิภาพของรถยนต์ และน้ำมันเชื้อเพลิงที่รถยนต์ใช้ในแต่ละปี การจัดเก็บข้อมูลมีการ ทำอย่างสม่ำเสมออยู่แล้วโดยสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.) รายละเอียดดังรูปที่ 4.2-7 โดยเริ่มจากรถใหม่ที่ต้องการจดทะเบียนเพื่อใช้งานในประเทศต้องผ่านมาตรฐานมลพิษไอเสียของสมอ. ดังนั้นผู้ผลิต ผู้จำหน่ายหรือนำเข้ารถยนต์มีหน้าที่ต้องนำรถรุ่นนั้น ๆ มาทดสอบอัตราการปล่อยมลพิษ โดยทำการทดสอบบนแชสซีไดนาโมมิเตอร์ตามรูปแบบการขับขี่ที่สมอ.กำหนดในห้องปฏิบัติการทดสอบที่ได้รับอนุญาตจากสมอ. ซึ่งจะอธิบายต่อไปในหัวข้อรูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ ส่วนอัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงสามารถหาได้โดยคำ นวณจากอัตราการปล่อยมลพิษ เมื่อได้ข้อมูลของรถแต่ละรุ่นแล้วควรมีการส่งไปจัดเก็บที่หน่วยงานซึ่งรวบรวมข้อมูลเผยแพร่สู่ผู้ใช้หรือผู้จัดเก็บรวบรวมข้อมูลในภาพรวม เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) อีกแนวทางหนึ่งในการได้มาซึ่งอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ตามลักษณะการใช้งานจริง คือ ต้องออกสำรวจ ที่ผ่านมาได้มีการสำรวจโดยการศึกษาของ สนพ. ในปี 2540 ซึ่งประกอบด้วยยานพาหนะ 17 ประเภท แบ่งเป็นพื้นที่กทม. และปริมณฑล และต่างจังหวัด และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551

เมื่อได้ข้อมูลของรถแต่ละรุ่นแล้ว ควรมีการบริหารจัดการให้สามารถเปิดเผยข้อมูลได้ เพราะผู้บริโภคจะนำไปใช้ตัดสินใจในการเลือกใช้รถยนต์ที่ประหยัดน้ำมันเชื้อเพลิงได้ เป็นการประหยัดพลังงานอีกทางหนึ่ง สำหรับ ทางด้านนโยบาย รูปแบบของการจัดทำข้อมูลควรแยกประเภทรถอย่างละเอียดตามรูปแบบของกรมการขนส่งทางบก (ตามประเภทรถยนต์ ขนาดและชนิดเชื้อเพลิง) จากนั้นทำการหาค่าเฉลี่ยของอัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิง และอัตราการปล่อยมลพิษสำหรับรถแต่ละประเภทโดยอาศัยจำนวนรถจดทะเบียนจากกรมการขนส่งทางบกมาคำนวณเพื่อทำให้ทราบค่าเฉลี่ยของรถแต่ละประเภทในแต่ละปี และมีการแสดงผลอย่างน้อยเป็นรายปี รูปแบบข้อมูลที่ควรจัดเก็บแสดงดังตารางที่ 4.2-13



รูปที่ 4.2-7 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของสำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.)

ตารางที่ 4.2-13 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลอัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษ

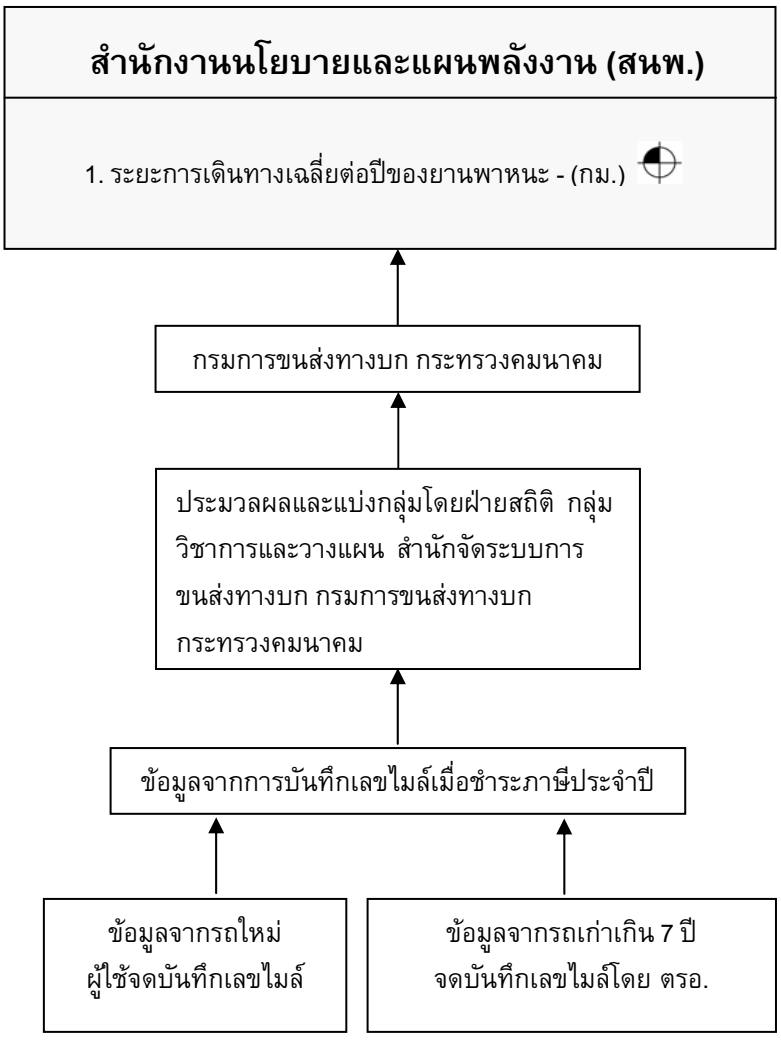
ตารางแสดงอัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษของรถยนต์ประเภท ก.) รย. 1 รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน ข.) ความจุกระบอกสูบ 1,601-1,800 ซี.ซี. และ ค.) ใช้เชื้อเพลิงเบนซิน

ปี	อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิง (กิโลเมตรต่อลิตร)	อัตราการปล่อยมลพิษ (กรัมต่อกิโลเมตร)			
		HC	CO	NO_x	CO_2
2552					
2553					
2554					
2555					
2556					
2557					
2558					

- ***รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ (กิโลเมตรต่อชั่วโมง)*** ปัจจุบัน สมอ.ได้กำหนดให้รถยนต์ใหม่ทดสอบมลพิษบนแชสซีไดนาโมมิเตอร์ตามรูปแบบการขับขี่มาตรฐานของยุโรป (ยูโร 3) ซึ่งเป็นที่ยอมรับโดยทั่วไป อย่างไดก็ดีได้มีแนวคิดที่จะทำการศึกษารูปแบบการขับขี่ของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ เช่น กรมควบคุมมลพิษได้มีการจัดทำ Driving Cycle ของ กทม. จากการศึกษาดังกล่าว มีการวิเคราะห์อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซของรถยนต์ 4 ประเภท ได้แก่ รถยนต์ส่วนบุคคล รถปิคอัพ รถบรรทุก และรถโดยสารประจำทาง เป็นที่น่าเสียดายว่าไม่มีการนำผลการศึกษาที่ได้มาประยุกต์ใช้ในมาตรฐานอย่างจริงจัง หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม กรมควบคุมมลพิษ สถาบันยานยนต์ มหาวิทยาลัยต่าง ๆ และผู้ผลิตรถยนต์ ควรมีการหารือร่วมกันเพื่อกำหนดรูปแบบการขับขี่ยานพาหนะของประเทศไทยขึ้นมาเพื่อทำให้รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะที่ใช้ทดสอบเหมาะสมกับสภาพการขับขี่ของไทยมากที่สุด

- ***ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (VKT -กิโลเมตร)*** เป็นข้อมูลที่สำคัญมากและขาดหาย กรมการขนส่งทางบกควรจัดเก็บเพิ่มเติม โดยการให้เจ้าหน้าที่จดเลขไมล์รถยนต์ที่เข้ามาต่อทะเบียนประจำปีโดยการพิจารณาให้มีการเพิ่มช่องเลขไมล์ในสมุดจดทะเบียนเพื่อให้เจ้าหน้าที่บันทึกขณะที่นำสมุดฯ มาต่อทะเบียนประจำปี หรือเพิ่มช่องให้ผู้เสียภาษีกรอกเลขไมล์ใน

กรณีที่เสียภาษีทางอินเตอร์เน็ต ไปรษณีย์ ธนาคาร หรือจุดรับชำระต่าง ๆ สำหรับรถยนต์เก่าเกิน 7 ปี อาจพิจารณาให้สถานตรวจสภาพรถเอกชน (ตรอ.) เป็นผู้จดบันทึกเลขไมล์และบันทึกลงในสมุดจดทะเบียนจะเหมาะสมกว่า เนื่องจากจะได้เลขไมล์ที่ตรงกับความเป็นจริงมากขึ้น ซึ่งอาจมีค่าใช้จ่ายหรือเวลาในการทำงานของกรมสูงขึ้นบ้าง แต่จะได้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างมาก ครอบคลุมรถทุกประเภทในระยะเวลา 1 ปี แนวทางการจัดทำข้อมูลแสดงดังรูปที่ 4.2-8 และรูปแบบข้อมูลที่ควรจัดเก็บแสดงดังตารางที่ 4.2-14 โดยแบ่งกลุ่มรถยนต์ตามประเภท ขนาดเครื่องยนต์และชนิดเชื้อเพลิง



รูปที่ 4.2-8 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก (3)

ตารางที่ 4.2-14 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (VKT)
ตารางแสดงระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (VKT) ของรถยนต์ประเภท ก.) รย. 1 รถยนต์นั่งส่วนบุคคลไม่เกิน 7 คน ข.) ความจุกระบอกสูบ 1,601-1,800 ซี.ซี. และ ค.) ใช้เชื้อเพลิงเบนซิน

ปี	จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนสะสม(คัน)	ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปี (กม.)
2552		
2553		
2554		
2555		

- **ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม**

ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคมที่จำเป็นและเกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนนที่จัดเก็บโดยสำนักงานสถิติแห่งชาติและสำนักงานคณะกรรมการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติในส่วนที่สามารถเปิดเผยได้ควรจะถูกนำมาเผยแพร่ทางเว็บไซต์เพื่อให้การเข้าถึงข้อมูลเป็นไปอย่างสะดวก โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ข้อมูลรายได้และรายจ่าย

ข้อมูลรายได้และรายจ่ายของประชากรหรือครัวเรือนเป็นข้อมูลสำคัญอย่างหนึ่งในการพัฒนาแบบจำลองความเป็นเจ้าของยานพาหนะเพื่อใช้ในการประเมินปริมาณจำนวนยานพาหนะในอนาคต และใช้ในการวิเคราะห์การเลือกชนิดเชื้อเพลิงของยานพาหนะ ข้อมูลนี้ได้มีการจัดทำโดยสำนักงานสถิติแห่งชาติโดยทำการสำรวจทุก 2 ปี อย่างไรก็ตาม ข้อมูลดังกล่าวนี้มีการจัดทำเป็นรายงานแยกเป็นแต่ละปีที่มีการสำรวจ ซึ่งทำให้ไม่เห็นภาพรวมหรือพัฒนาการของรายได้และรายจ่ายของครัวเรือนหรือประชากรในประเทศ แนวทางในการรวบรวมและจัดทำฐานข้อมูลนี้ควรเริ่มจากการสร้างความร่วมมือระหว่างสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกับสำนักงานสถิติแห่งชาติในการจัดทำข้อมูลรายได้และรายจ่ายประชากรในด้านต่าง ๆ โดยเฉพาะด้านพลังงานในทุก ๆ ปีที่มีการสำรวจข้อมูลแล้วจึงจัดทำเป็นรายงานรายได้และรายจ่ายของครัวเรือนในรูปแบบของข้อมูลสถิติ ดังแสดงตัวอย่างของตารางข้อมูลในตารางที่ 4.2-15 และ 4.2-16

ตารางที่ 4.2-15 ตัวอย่างตารางข้อมูลรายได้ของครัวเรือน

ปี	ประเภทรายได้ของครัวเรือน (บาท)					
	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	...	ประเภทที่ n	เฉลี่ย
ภาค						
จังหวัดที่ 1						
จังหวัดที่ 2						
...						
จังหวัดที่ n						

ตารางที่ 4.2-16 ตัวอย่างตารางข้อมูลรายจ่ายของครัวเรือน

ปี	ประเภทรายจ่ายของครัวเรือน (บาท)					
	ประเภทที่ 1	ประเภทที่ 2	ประเภทที่ 3	...	ประเภทที่ n	เฉลี่ย
ภาค						
จังหวัดที่ 1						
จังหวัดที่ 2						
...						
จังหวัดที่ n						

- ***ข้อมูลผลผลิตมวลรวมในประเทศ***

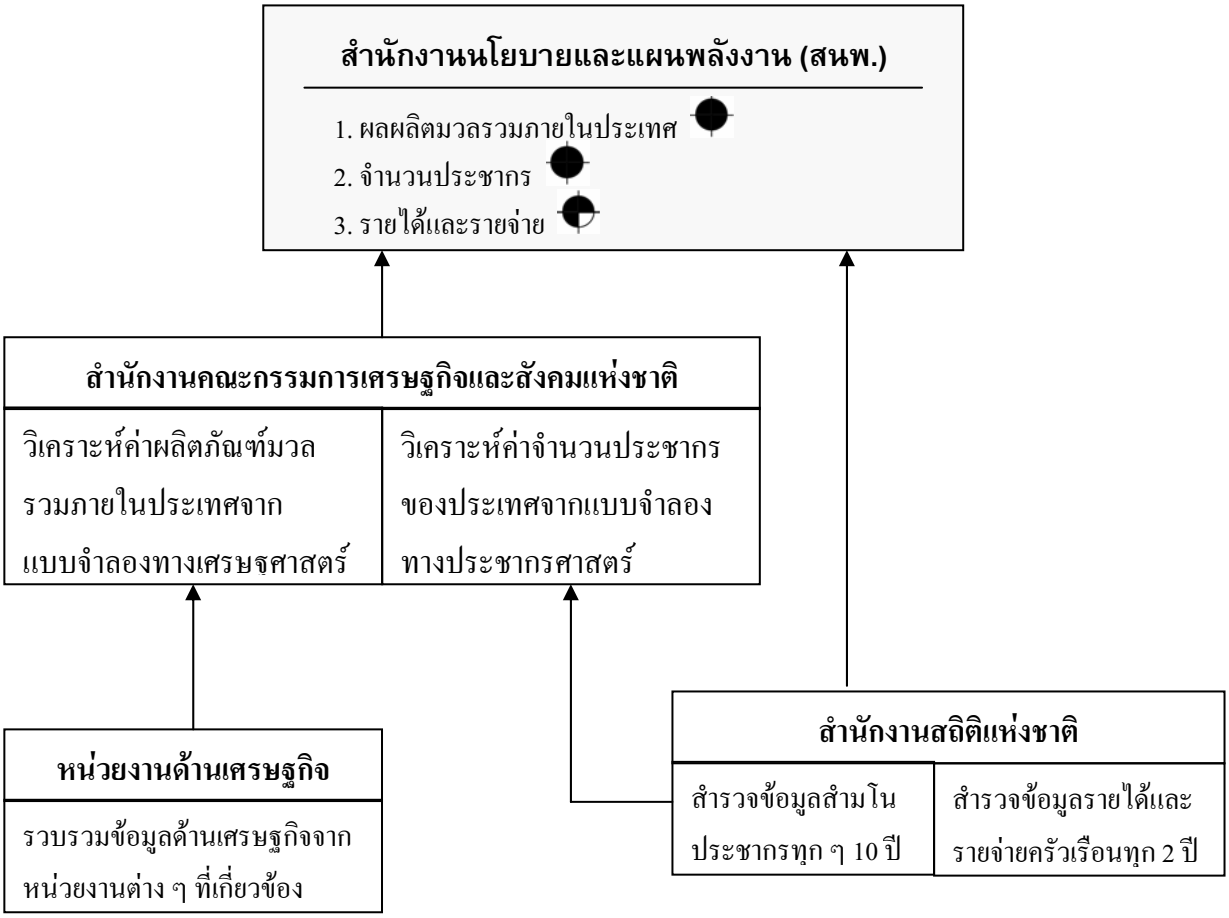
ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลรายได้ของประชากร ข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ (GDP) สามารถใช้เป็นข้อมูลตัวแทน (Proxy Data) ของข้อมูลรายได้ได้ ข้อมูลในส่วนนี้ได้ถูกจัดทำขึ้นเป็นอย่างดีโดยสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ข้อมูลดังกล่าวได้ถูกแบ่งเป็นข้อมูลรายภาคและข้อมูลรายจังหวัด (Gross Provincial Product, GPP) โดยข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วย GDP ณ ปีปัจจุบัน GDP ณ ปี 1988 และ GDP ต่อประชากร ในการจัดทำฐานข้อมูลในส่วนนี้ทำได้โดยการรวบรวมข้อมูลจาก สศช. ได้โดยตรง ตัวอย่างของข้อมูล GDP และ GPP แสดงได้ดังตารางที่ 4.2-17 และ 4.2-18

- ***ข้อมูลจำนวนประชากร***

ข้อมูลจำนวนประชากรเป็นข้อมูลสำคัญในการสร้างแบบจำลองความเป็นเจ้าของยานพาหนะเพื่อใช้ในการทำนายจำนวนยานพาหนะในอนาคต นอกจากนั้นข้อมูลนี้ยังใช้ในการวิเคราะห์เพิ่มเติมถึงอัตราการใช้พลังงานต่อประชากรหรืออัตราการปล่อยก๊าซต่อประชากรในภาคขนส่งอีกด้วย ข้อมูลจำนวนประชากรได้มีการจัดเก็บโดยการสำรวจสำมโนประชากรทุก ๆ 10 ปี โดยสำนักงานสถิติแห่งชาติ และมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมในการทำนายจำนวนประชากรในอนาคตโดย สศช. ข้อมูลดังกล่าวประกอบด้วยการจำแนกจำนวนประชากรตามกลุ่มอายุ รายจังหวัด และ

รายภาค เป็นต้น ตัวอย่างของข้อมูลแสดงได้ดังตารางที่ 4.2-19 ในการรวบรวมข้อมูลประชากรนี้ ทำได้โดยขอข้อมูลโดยตรงจาก สศช. ซึ่งจะทำรายงานจำนวนประชากรอย่างต่อเนื่องตลอดมา

แนวทางในการจัดทำข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคมแสดงได้ดังรูปที่ 4.2-10



รูปที่ 4.2-9 แนวทางในการจัดทำข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม

ตารางที่ 4.2-17 ตัวอย่างข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ ณ ราคาปัจจุบันในสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ

(Millions of Baht)

Economic Sector	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549
Agriculture	**397,929**	**438,119**	**447,176**	**498,587**	**435,507**	**444,185**	**468,905**	**514,257**	**615,854**	**668,808**	**733,276**	**841,134**
Agriculture, Hunting and Forestry	313,745	350,172	351,974	390,604	332,045	326,389	357,979	406,809	506,623	561,857	623,872	727,426
Fishing	84,184	87,947	95,202	107,983	103,462	117,796	110,926	107,448	109,231	106,951	109,404	113,708
Non-Agriculture	**3,788,283**	**4,172,922**	**4,285,434**	**4,127,860**	**4,201,572**	**4,478,546**	**4,664,597**	**4,936,386**	**5,301,515**	**5,820,668**	**6,362,343**	**6,989,195**
Mining and Quarrying	50,322	63,410	82,402	84,318	87,362	116,726	126,232	135,851	154,606	175,350	222,618	256,750
Manufacturing	1,251,502	1,370,438	1,427,657	1,428,323	1,514,030	1,653,658	1,715,926	1,836,083	2,061,572	2,235,573	2,461,915	2,748,488
Electricity, Gas and Water Supply	101,231	106,833	118,958	142,277	130,399	146,105	166,683	175,595	191,006	210,903	220,429	238,852
Construction	302,635	341,518	271,824	178,680	166,253	150,615	154,493	165,719	174,699	194,466	216,359	234,958
Wholesale and Retail Trade; Repair of Motor Vehicles, Motorcycles and Personal and Household Goods	709,469	762,898	812,214	785,928	801,340	847,564	856,098	866,332	888,016	970,806	1,039,439	1,110,188
Hotels and Restaurants	219,966	248,960	245,872	230,921	255,738	275,214	289,175	309,622	299,567	334,222	346,910	386,382
Transport, Storage and Communications	302,970	341,051	369,949	360,918	376,111	395,926	427,049	449,278	457,169	492,530	519,663	567,149
Financial Intermediation	296,546	328,177	309,193	235,449	156,439	145,840	151,360	170,036	202,257	233,719	262,099	283,365
Real Estate, Renting and Business Activities	142,954	155,171	156,982	153,368	157,127	161,792	163,862	171,751	177,848	188,243	198,511	208,987
Public Administration and Defence; Compulsory Social Security	157,555	171,329	181,095	195,257	204,172	211,045	222,161	244,783	262,272	295,885	325,936	350,060
Education	137,252	149,224	163,467	181,699	186,666	196,542	202,318	211,278	221,191	248,876	280,956	316,355
Health and Social Work	61,151	68,848	76,417	83,165	90,926	96,678	104,825	107,654	106,836	116,695	135,219	150,016
Other Community, Social and Personal Services Activities	48,930	58,902	62,754	60,581	68,089	73,813	77,118	84,949	96,654	115,178	123,758	128,907
Private Households with Employed Persons	5,800	6,163	6,650	6,976	6,920	7,028	7,297	7,455	7,822	8,222	8,531	8,738
Gross Domestic Product (GDP)	**4,186,212**	**4,611,041**	**4,732,610**	**4,626,447**	**4,637,079**	**4,922,731**	**5,133,502**	**5,450,643**	**5,917,369**	**6,489,476**	**7,095,619**	**7,830,329**
GDP Per capita (Baht)	**70,474**	**76,847**	**78,093**	**75,594**	**75,026**	**79,098**	**81,915**	**86,322**	**92,960**	**101,086**	**109,563**	**120,037**

ตารางที่ 4.2-18 ตัวอย่างข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ ณ ราคาปี 1988 ในสาขาเศรษฐกิจต่าง ๆ

(Millions of Baht)

Economic Sector	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549
Agriculture	**276,590**	**288,840**	**286,833**	**282,606**	**289,178**	**309,948**	**320,016**	**322,179**	**363,033**	**354,431**	**347,830**	**361,183**
Agriculture, Hunting and Forestry	225,925	238,739	239,058	234,134	240,770	259,212	270,158	272,409	307,619	296,996	288,826	300,091
Fishing	50,665	50,101	47,775	48,472	48,408	50,736	49,858	49,770	55,414	57,435	59,004	61,092
Non-Agriculture	**2,665,147**	**2,826,498**	**2,785,782**	**2,467,078**	**2,582,802**	**2,698,453**	**2,753,585**	**2,914,863**	**3,105,133**	**3,333,758**	**3,507,281**	**3,690,823**
Mining and Quarrying	44,748	52,892	59,973	56,244	60,865	64,235	64,622	71,741	76,616	80,837	88,081	91,739
Manufacturing	958,374	1,021,419	1,036,152	923,602	1,033,431	1,096,168	1,111,457	1,190,807	1,318,279	1,426,338	1,500,657	1,589,202
Electricity, Gas and Water Supply	79,054	81,962	86,705	86,117	88,823	97,570	103,937	110,137	115,195	122,525	129,015	135,255
Construction	183,600	196,540	146,138	90,235	84,060	76,323	76,471	80,615	82,837	88,790	93,852	97,896
Wholesale and Retail Trade; Repair of Motor Vehicles, Motorcycles and Personal and Household Goods	516,589	526,577	510,586	443,079	458,263	474,789	469,569	479,725	493,719	517,310	540,010	561,195
Hotels and Restaurants	105,494	109,026	105,665	100,509	106,577	113,441	118,664	124,044	118,852	133,324	136,185	151,401
Transport, Storage and Communications	239,223	267,255	279,945	254,462	270,147	290,388	310,058	331,168	340,644	366,290	383,705	407,790
Financial Intermediation	210,276	219,739	196,064	138,093	91,195	84,009	85,757	95,693	111,807	125,723	134,902	139,315
Real Estate, Renting and Business Activities	109,880	114,918	116,422	113,217	117,015	120,328	122,431	128,400	134,641	143,581	151,221	159,480
Public Administration and Defence; Compulsory Social Security	77,414	82,031	85,121	91,692	94,136	95,282	98,847	105,255	108,375	111,795	116,190	116,205
Education	65,932	68,567	73,096	80,599	81,057	83,811	84,956	85,807	86,760	89,821	96,106	98,984
Health and Social Work	30,767	32,557	35,299	37,364	39,774	41,438	44,473	44,358	42,689	43,678	48,504	51,199
Other Community, Social and Personal Services Activities	40,430	49,698	51,275	48,464	54,088	57,295	58,903	63,663	71,168	80,066	85,167	87,560
Private Households with Employed Persons	3,365	3,317	3,341	3,401	3,371	3,376	3,440	3,450	3,551	3,680	3,686	3,602
Gross Domestic Product (GDP)	**2,941,737**	**3,115,338**	**3,072,615**	**2,749,684**	**2,871,980**	**3,008,401**	**3,073,601**	**3,237,042**	**3,468,166**	**3,688,189**	**3,855,111**	**4,052,006**

ตารางที่ 4.2-19 ตัวอย่างข้อมูลจำนวนประชากร (พันคน)

อายุ	ปี										
	2543	**2544**	**2545**	**2546**	**2547**	**2548**	**2549**	**2550**	**2551**	**2552**	**2553**
0-4	2,349	2,348	2,347	2,346	2,345	2,343	2,342	2,311	2,248	2,164	2,074
5-9	2,563	2,542	2,504	2,451	2,392	2,343	2,315	2,305	2,315	2,331	2,333
10-14	2,566	2,564	2,569	2,575	2,576	2,559	2,528	2,481	2,425	2,374	2,341
15-19	2,632	2,618	2,601	2,583	2,569	2,562	2,562	2,568	2,576	2,574	2,556
20-24	2,688	2,666	2,653	2,645	2,637	2,626	2,612	2,595	2,578	2,564	2,557
25-29	2,849	2,817	2,780	2,742	2,708	2,680	2,659	2,646	2,638	2,630	2,619
30-34	2,906	2,909	2,903	2,887	2,866	2,839	2,807	2,771	2,733	2,699	2,672
35-39	2,735	2,777	2,817	2,851	2,877	2,892	2,895	2,889	2,874	2,853	2,827
40-44	2,439	2,510	2,570	2,622	2,669	2,715	2,757	2,797	2,832	2,858	2,873
45-49	1,941	2,037	2,136	2,235	2,327	2,410	2,482	2,542	2,594	2,641	2,688
50-54	1,485	1,556	1,635	1,720	1,811	1,906	2,001	2,100	2,198	2,290	2,373
55-59	1,208	1,240	1,279	1,325	1,380	1,444	1,514	1,592	1,677	1,767	1,861
60-64	1,054	1,073	1,089	1,106	1,127	1,156	1,188	1,226	1,273	1,327	1,391
65-69	837	863	893	924	954	980	998	1,014	1,033	1,056	1,087
70-74	600	622	647	674	705	737	764	796	828	856	880
75-79	357	378	400	424	449	477	490	507	531	564	605
80+	362	368	373	379	385	390	411	434	457	482	508
หญิง	**31,571**	**31,889**	**32,196**	**32,491**	**32,777**	**33,062**	**33,325**	**33,574**	**33,808**	**34,030**	**34,244**
0-4	2,484	2,474	2,463	2,453	2,443	2,451	2,429	2,395	2,333	2,252	2,166
5-9	2,690	2,668	2,631	2,579	2,521	2,472	2,440	2,424	2,424	2,430	2,423
10-14	2,692	2,691	2,695	2,700	2,699	2,682	2,651	2,606	2,552	2,501	2,466
15-19	2,724	2,716	2,705	2,693	2,685	2,681	2,682	2,688	2,694	2,691	2,673
20-24	2,725	2,722	2,719	2,717	2,713	2,707	2,700	2,689	2,678	2,670	2,667
25-29	2,725	2,719	2,715	2,711	2,708	2,705	2,703	2,701	2,698	2,695	2,690
30-34	2,727	2,730	2,727	2,719	2,711	2,704	2,699	2,695	2,692	2,689	2,687
35-39	2,592	2,624	2,652	2,675	2,692	2,702	2,705	2,702	2,696	2,689	2,683
40-44	2,307	2,373	2,429	2,477	2,520	2,559	2,591	2,619	2,643	2,661	2,673
45-49	1,827	1,914	2,005	2,097	2,183	2,261	2,326	2,383	2,432	2,475	2,515
50-54	1,400	1,461	1,529	1,603	1,683	1,768	1,853	1,943	2,034	2,120	2,198
55-59	1,116	1,144	1,178	1,221	1,270	1,328	1,387	1,452	1,525	1,604	1,688
60-64	942	955	967	980	999	1,026	1,052	1,086	1,127	1,175	1,231
65-69	713	731	753	778	802	824	836	848	863	883	911
70-74	494	504	516	533	553	577	594	618	641	662	681
75-79	277	291	305	319	333	349	351	357	370	392	421
80+	231	233	235	237	239	241	251	261	272	284	296
ชาย	**30,666**	**30,947**	**31,223**	**31,491**	**31,754**	**32,037**	**32,249**	**32,467**	**32,674**	**32,873**	**33,068**
รวม	**62,236**	**62,836**	**63,419**	**63,982**	**64,531**	**65,099**	**65,574**	**66,041**	**66,482**	**66,903**	**67,313**

- **ข้อมูลด้านการจราจร และขนส่ง**

ข้อมูลด้านการจราจรและขนส่งที่จำเป็นสำหรับการศึกษาด้านพลังงาน ได้แก่ ปริมาณผู้โดยสารของรถยนต์ส่วนบุคคล (คนต่อคัน) และอัตราการบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก (ตันต่อคัน) ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้มีอุปสรรคเนื่องจากไม่มีหน่วยงานที่รับผิดชอบโดยตรงในการออกสำรวจจัดเก็บข้อมูล ความสำคัญและแนวทางในการจัดทำฐานข้อมูลมีรายละเอียดดังนี้

- อัตราการบรรทุกผู้โดยสารและอัตราการบรรทุกสินค้า

ข้อมูลอัตราการโดยสารของยานพาหนะและอัตราการบรรทุกสินค้าเป็นข้อมูลที่ใช้สำหรับประมาณการเดินทางของผู้โดยสารและสินค้าโดยยานพาหนะประเภทต่าง ๆ เพื่อวิเคราะห์ประสิทธิภาพในการขนส่งผู้โดยสารและสินค้าในระบบขนส่ง ข้อมูลอัตราการโดยสารของยานพาหนะได้มีการศึกษาไว้ในปี 2540 โดย สนพ. ประกอบด้วยข้อมูลของอัตราการโดยสารของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ในพื้นที่กทม.และปริมณฑลและต่างจังหวัด และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551 อย่างไรก็ตามข้อมูลดังกล่าวเป็นข้อมูลที่จัดทำขึ้นภายใต้การศึกษาวิจัยเฉพาะกิจ ไม่ได้มีการจัดทำอย่างสม่ำเสมอจึงทำให้ข้อมูลไม่ต่อเนื่องและไม่ ทันสมัย แนวทางในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว สามารถทำได้โดยการสร้างความร่วมมือกับหน่วยงานด้านการจราจรและขนส่ง เช่น สำนักนโยบายและแผนการขนส่งและจราจร (สนข.) กรมทางหลวง บริษัทขนส่งจำกัดและองค์การขนส่งมวลชนกรุงเทพ (ขสมก.) เป็นต้น เพื่อจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอ

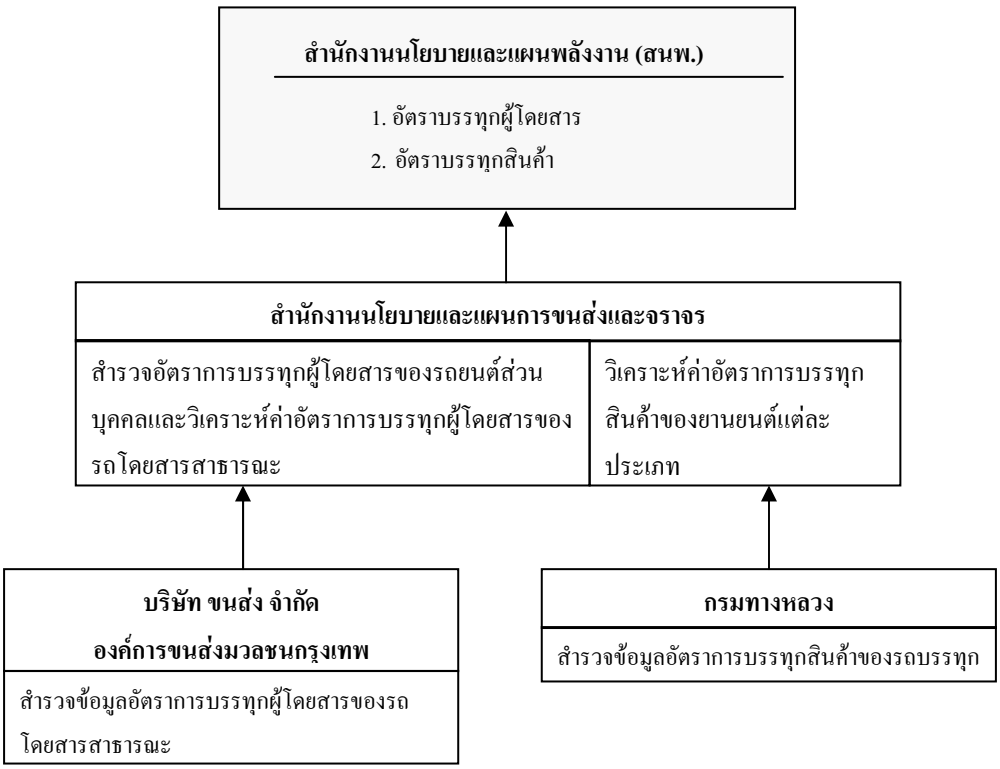
ข้อมูลอัตราการบรรทุกผู้โดยสารแบ่งออกเป็นการเดินทางด้วยยานพาหนะส่วนบุคคลและระบบขนส่งสาธารณะ ในส่วนของยานพาหนะส่วนบุคคลอาจจะเก็บข้อมูลโดย สนข. และจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมออย่าง น้อยทุก ๆ 5 ปี ส่วนการเดินทางด้วยระบบขนส่งสาธารณะสามารถจัดเก็บข้อมูลได้โดย ขสมก. และบริษัทขนส่งจำกัด ซึ่งสามารถเก็บข้อมูลได้ทุกปี

เนื่องด้วยการขนส่งสินค้าส่วนใหญ่ของประเทศเป็นการขนส่งด้วยรถบรรทุกและมีผู้ประกอบการภาคเอกชนเป็นผู้ดำเนินการ ดังนั้น ข้อมูลอัตราบรรทุกสินค้าจึงเป็นข้อมูลที่อาจจะเข้าถึงได้ยากเนื่องด้วยเป็นข้อมูลของภาคเอกชน อย่างไรก็ตาม สามารถเก็บข้อมูลอัตราการบรรทุกสินค้าเบื้องต้นได้ด้วยการเก็บข้อมูลโดยตรงจากด่านชั่งน้ำหนักรถบรรทุกของกรมทางหลวงที่มีกระจายอยู่ทั่วประเทศ การเก็บข้อมูลในส่วนนี้ สามารถจัดทำได้อย่างน้อยทุก ๆ 5 ปี แนวทางในการจัดทำข้อมูลดังกล่าวข้างต้นแสดงได้ดังรูปที่ 4-13 และสามารถนำเสนอข้อมูลได้ดังตารางที่ 4.2-20 และ 4.2-21

- **ข้อมูลด้านเชื้อเพลิงและพลังงาน**

- ข้อมูลการผลิตและใช้เชื้อเพลิง มีการจัดเก็บข้อมูลอย่างสม่ำเสมอโดยหน่วยงานในกระทรวงพลังงาน แนวทางการจัดทำข้อมูลแสดงดังรูปที่ 4.2-11 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทำการจัดเก็บข้อมูลการสำรวจ ขุดเจาะ และผลิตเชื้อเพลิงธรรมชาติ เช่น ปิโตรเลียมและก๊าซธรรมชาติในประเทศจากแหล่งสัมปทานต่าง ๆ กรมธุรกิจพลังงานจัดเก็บข้อมูลปริมาณการผลิต นำเข้า ส่งออกและใช้งานของพลังงานได้แก่ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซ ปิโตรเลียมเหลว และก๊าซธรรมชาติจากผู้ค้าน้ำมันเชื้อเพลิง ส่วนกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานจัดเก็บปริมาณการใช้เอทานอลจากโรงงานผู้ผลิต จากนั้นข้อมูลจะถูกนำมาวิเคราะห์ในหน่วยงานและส่งต่อไปยังกระทรวง

พลังงาน ซึ่งสำนักนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)ได้ทำการรวบรวมข้อมูลจากทุกกรมและหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานของประเทศเผยแพร่ทางเว็บไซท์ของหน่วยงาน



รูปที่ 4.2-10 แนวทางในการจัดทำข้อมูลอัตราการบรรทุกผู้โดยสารและสินค้า

ตารางที่ 4.2-20 ตัวอย่างข้อมูลอัตราการบรรทุกผู้โดยสารตามประเภทของยานพาหนะ

ปี	อัตราการบรรทุกผู้โดยสาร (คนต่อคัน)				
	รถยนต์นั่งส่วนบุคคล	รถจักรยานยนต์	รถโดยสารประจำทาง	รถโดยสารไม่ประจำทาง	รถโดยสารส่วนบุคคล

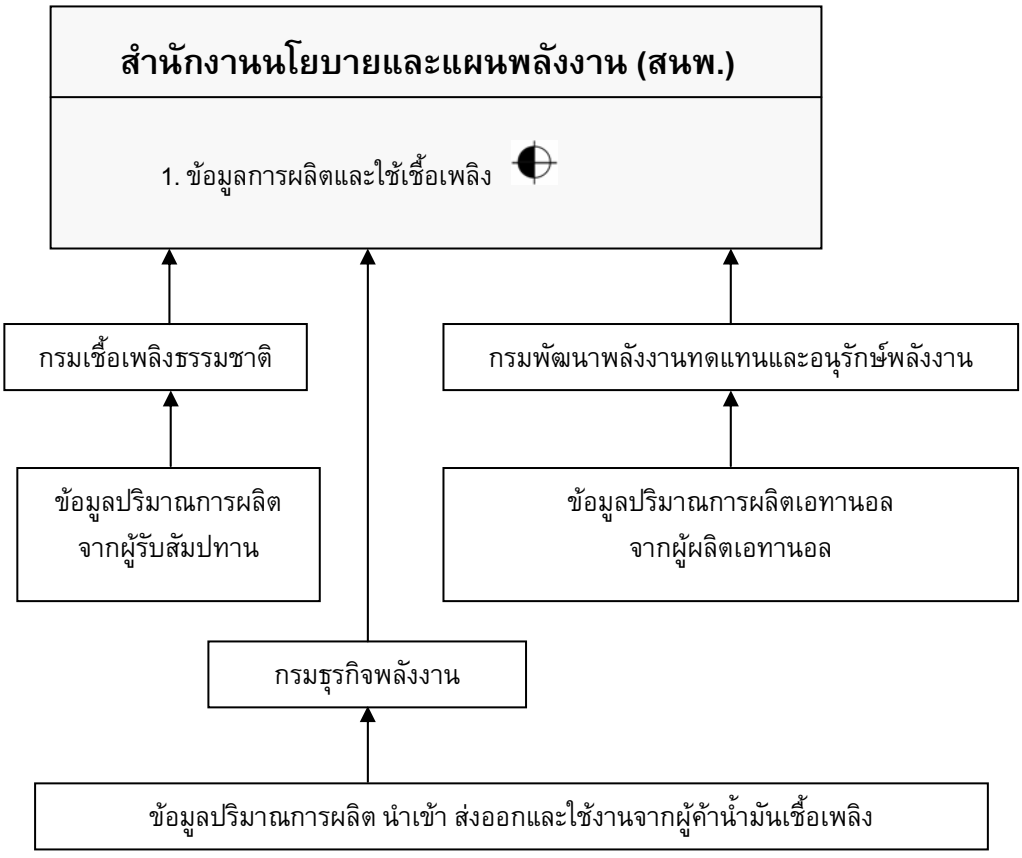
ตารางที่ 4.2-21 ตัวอย่างข้อมูลอัตราการบรรทุกสินค้าตามประเภทของยานพาหนะ

ปี	อัตราการบรรทุกสินค้า (ตันต่อคัน)		
	รถยนต์บรรทุกส่วนบุคคล	รถบรรทุกส่วนบุคคล	รถบรรทุกไม่ประจำทาง

ข้อมูลการผลิตและใช้เชื้อเพลิงที่ถูกจัดเก็บถือได้ว่าสมบูรณ์มาก มีการจัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ สามารถ นำไปใช้ประโยชน์ได้อย่างดี แต่รูปแบบการนำเสนอมีหลายรูปแบบ จึงควรจัดทำข้อมูลทุก

ประเภทให้อยู่ใน รูปแบบเดียวกันให้มากที่สุด ได้แก่ ราคาน้ำมันเชื้อเพลิงเฉลี่ยรายปี ความสามารถในการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิงราย ปี ปริมาณการนำเข้าและส่งออกน้ำมันเชื้อเพลิงรายปี การใช้พลังงานในสาขาขนส่งจำแนกตามชนิดพลังงาน รายปี สามารถจัดรูปแบบให้เหมือนกันได้ เช่นตามรูปแบบตารางแสดงการใช้พลังงานในสาขาขนส่งจำแนกตามชนิดพลังงานของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน แสดงดังตารางที่ 4.2-22 โดยในอนาคตสามารถเพิ่มชนิดเชื้อเพลิงลงในตารางได้แก่ แก๊สโซฮอล์ E20 แก๊สโซฮอล์ E85 ก๊าซธรรมชาติอัด รวมทั้งปริมาณการใช้เอทานอลสำหรับเชื้อเพลิงทั้งหมด ซึ่งได้ทำการขีดเส้นใต้ชนิดเชื้อเพลิงส่วนที่เพิ่มไว้ในตาราง

- ***ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิง*** เป็นข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของมาตรการประหยัดพลังงานต่าง ๆ ซึ่งเป็นข้อมูลเฉพาะของบริษัทที่ผลิตเชื้อเพลิงไม่ได้มีการเผยแพร่โดยทั่วไป กระทรวงพลังงานควรมีการพิจารณาศึกษาและจัดเก็บต้นทุนการผลิตของเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ เพื่อให้ข้อมูลที่ จำเป็นสมบูรณ์ขึ้น



รูปที่ 4.2-11 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของสำนักนโยบายและแผนพลังงาน

- คุณสมบัติของเชื้อเพลิง ถูกกำหนดโดยกรมธุรกิจพลังงาน ผู้ใช้ข้อมูลสามารถเข้าเว็บไซท์ดูข้อมูลได้โดยตรงที่กรมธุรกิจพลังงาน หรือจากลิงค์ของ สนพ. ที่เชื่อมไปกรมธุรกิจพลังงาน แต่คุณสมบัติพื้นฐานของเชื้อเพลิง เช่น ค่าความร้อนซึ่งเป็นข้อมูลจำเป็นในการวิเคราะห์เปรียบเทียบอัตราสิ้นเปลืองของเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ปัจจุบันสามารถสืบค้นได้จากงานวิจัยต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งใช้ได้ดีในระดับหนึ่งแต่ไม่ใช่เชื้อเพลิงตัวที่ขายอยู่ในประเทศโดยตรง กรมธุรกิจพลังงานควรแจ้งรายระเอียดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด (เมกกะจูลต่อลิตร) ซึ่งจะเป็นประโยชน์อย่างมากในการตัดสินใจเลือกใช้หรือกำหนดราคาที่เหมาะสมของเชื้อเพลิงเมื่อเปรียบเทียบราคากับค่าความร้อนของเชื้อเพลิง

สุดท้าย เพื่อให้ข้อมูลของทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมีความเชื่อมโยงกัน ตรงกับความต้องการของผู้ใช้ข้อมูล มีรูปแบบเดียวกันเพื่อความสะดวกรวดเร็ว กระทรวงพลังงานควรมีการประชุมหารือระหว่างหน่วยงานภายในกระทรวงและหน่วยงานอื่นที่นำข้อมูลไปใช้ เพื่อหาเจ้าภาพในการกำหนดรูปแบบของการจัดเก็บข้อมูลการใช้พลังงานที่เกี่ยวข้องกับภาคขนส่ง อย่างไรก็ดี ขอเสนอให้ สนพ. เป็นเจ้าภาพหลักในการรวบรวมจัดทำข้อมูลดังกล่าวในรูปแบบของรายงานประจำปี

ตารางที่ 4.2-22 ตัวอย่างการจัดทำข้อมูลการใช้พลังงานในสาขาขนส่งจำแนกตามชนิดพลังงาน

ชนิดเชื้อเพลิง	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548	2549
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	160	133	111	108	192	295	267	245	263	353	535
เบนซินไร้สารตะกั่ว 87 & 91	1,461	1,419	1,586	1,685	2,424	2,815	3,177	3,327	3,375	3,155	3,254
เบนซินไร้สารตะกั่ว 95	3,513	3,982	3,653	3,463	2,535	2,223	2,213	2,286	2,197	1,653	1,086
แก๊สโซฮอล์ 95	0	0	0	0	0	2	1	2	45	481	883
แก๊สโซฮอล์ 91	0	0	0	0	0	0	0	0	0	21	71
แก๊สโซฮอล์ E20											
แก๊สโซฮอล์ E85											
น้ำมันเครื่องบิน	2,707	2,896	2,710	2,696	2,856	3,038	3,088	3,074	3,467	3,509	3,694
น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว	10,378	11,006	9,442	9,495	9,246	9,459	9,958	10,810	12,031	12,654	11,709
น้ำมันดีเซลหมุนช้า	119	103	79	89	76	78	83	70	75	60	47
ปาล์มดีเซล	0	0	0	0	0	1	1	1	2	4	3
ไบโอดีเซล	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	37
น้ำมันเตา	641	709	489	756	688	716	839	1,096	1,326	1,543	1,579
ก๊าซธรรมชาติอัด											
เอทานอล											

หมายเหตุ :ปรับปรุงจากตารางของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

4.2.6 สรุปและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้อง การสัมภาษณ์นักวิจัยและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งจากการจัดประชุมระดมสมอง พบว่าข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัย วางแผนและติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งนั้นขึ้นอยู่กับนโยบายที่ต้องการศึกษา และรูปแบบรายละเอียดของแบบจำลองที่ใช้เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์ผลของนโยบายดังกล่าว

จากการวิจัยพบว่า ข้อมูลด้านยานพาหนะมีความสมบูรณ์สูง อย่างไรก็ตามยังมีข้อมูลที่มีความสำคัญในระดับสูงที่ยังขาดอยู่คือ ระยะทางวิ่งต่อปีของรถยนต์ (VKT) อัตราการใช้เชื้อเพลิงของยานพาหนะ (Fuel Economy) และอัตราการปล่อยมลพิษ (Emissions Factor) ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคมที่มีอยู่พบว่ามีความสมบูรณ์มากเพียงพอ ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่งและผังเมือง สถานภาพของข้อมูลที่มีอยู่ค่อนข้างสมบูรณ์แต่กระจายไปในหลายหน่วยงาน ข้อมูลด้านเชื้อเพลิงจัดได้ว่ามีสถานภาพสมบูรณ์ มีการเผยแพร่ข้อมูลสม่ำเสมอ ทางอินเตอร์เน็ต โดยข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการใช้พลังงานในภาคขนส่งทางถนนเกี่ยวข้องกับหน่วยงานเป็นจำนวนมาก ชนิดและประเภทของข้อมูลมีจำนวนมากและหลากหลาย หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงควรพิจารณาในการทำงานร่วมกันเพื่อให้การเข้าถึงข้อมูลง่ายและจัดรูปแบบข้อมูลให้เหมือนกันเพื่อที่จะนำข้อมูลไปใช้กับหน่วยงานอื่น ๆ ได้ทันทีและไม่ทำงานซ้ำซ้อน อีกทั้งการเก็บรวบรวมข้อมูลระดับกระทรวงยังไม่มีการเผยแพร่ อย่างทั่วถึงเพียงพอ

การเก็บข้อมูลเพิ่มเติมต้องพิจารณาให้รอบคอบในหลาย ๆ ด้าน ข้อมูลที่จะจัดเก็บเป็นข้อมูลที่จำเป็นจริง ๆ ไม่มีการจัดเก็บที่หน่วยงานอื่น ไม่สามารถใช้ข้อมูลอื่นมาทดแทนได้ และคุ้มค่าต่อการจัดเก็บ รูปแบบที่จัดเก็บควรเป็นรูปแบบที่สามารถนำไปเปรียบเทียบกับข้อมูลอื่นที่มีอยู่แล้วโดยง่าย ประการที่สำคัญที่สุดคือควรจัดเก็บข้อมูลที่จำเป็นอย่างสม่ำเสมอ เช่น รายไตรมาส หรือรายปี เพื่อที่จะสามารถเผยแพร่ให้ผู้อื่นนำไปใช้ ประโยชน์ได้ ประการสุดท้าย ควรจัดให้มีหน่วยงานกลางรับผิดชอบในการรวบรวมจัดเก็บข้อมูลที่เกี่ยวข้องทั้งหมดเป็นประจำ โดยจัดทำเป็นฐานข้อมูลและเผยแพร่ข้อมูลทางอินเตอร์เน็ตด้วย เพื่อให้ผู้ที่ต้องการใช้ข้อมูลสามารถเข้าถึงข้อมูลได้อย่างสะดวก ทั้งนี้หน่วยงานที่มีเหมาะสมเป็นหน่วยงานกลางได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ภายใต้กระทรวงพลังงาน

เอกสารอ้างอิง

Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for en

1. Amranand, P.: “Renewable Energy Policy in Thailand”, RE Asia 2007, Bangkok, June 6, 2007
2. Information on rice husk price, different sources, JGSEE. Also updated regional price information under www.efe.or.th
3. News on bioethanol oversupply, different sources, JGSEE.
4. Fungtammasan, B.; Limeechokchai, B.; Tia, S.; Sorapipat, C.: “Energy Policy Research Project for the Promotion of Renewable Energy and Energy Efficiency”, Final report, Thailand Research Fund, Bangkok, January, 2007
5. Coovattanachai, N.; Fungtammasan, B.: “Policy Challenges in Bioenergy Development and Deployment in Thailand”, 15th European Biomass Conference, Berlin, May, 2007
6. Fritsche, U. etal.: “Stoffstromanalyse zur nachhaltigen energetischen Nutzung von Biomasse”, Darmstadt, May, 2004 (in German)
7. Oeko-Institute Darmstadt: “Global Emission Model for Integrated Systems”, free software, description, examples and handbook under www.gemis.de
8. OCSB (Office of the Cane and Sugar Board): www.ocsb.go.th; Access per Internet, various occasions.
9. Energy for Environment Foundation (EfE): personal communication
10. Cogen experience overview, accessed: www.cogen3.net
11. Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE): Electric Power in Thailand 2549/2006, Bangkok, 2006
12. Regulation regarding requirements for sustainable production of biomass for use in the production of biofuels (Biomass Sustainability Regulation – BioNachV) draft version of policy ordinance planned in Germany, 2007

การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

1. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2549) รายงานสถานการณ์พลังงานประเทศไทย 2549
2. สมชาย จันทร์ชาวนาและคณะ (2540) รายงานการศึกษาแนวทางการอนุรักษ์พลังงานในยานยนต์ เสนอต่อ สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
3. Bose, R. K. (1998). Automotive energy use and emissions control: a simulation model to analyse transport strategies for Indian metropolises. Energy Policy, Volume 26, Issue 13, November 1998, Pages 1001-1016
4. Bose, R. K., and Srinivasachary, V. (1997). Policies to reduce energy use and environmental emissions in the transport sector: A case of Delhi city. *Energy Policy*, 25(14-15), 1137-1150.
5. Das, A., and Parikh, J. (2004). Transport scenarios in two metropolitan cities in India: Delhi and Mumbai. *Energy Conversion and Management*, 45(15-16), 2603-2625.
6. Davis S. C. et al. (2008), Transportation Energy Data Book, Oak Ridge National Laboratory for the U.S. Department of Energy. Available from : http://cta.ornl.gov/data/index.shtml (August 2008)
7. Department for Transport (2007), Transport Statistics Publications, U.K. Department for Transport
8. Dhakal, S. (2003). "Implications of transportation policies on energy and environment in Kathmandu Valley, Nepal." *Energy Policy*, 31(14), 1493-1507.
9. Energy Information Administration (2005), Household Vehicles Energy Use, U.S. Department of Energy.
10. ETPC (2003). Transport Technologies and Policies for Energy Security and CO_2 Reductions. International Energy Agency, Paris, France.

11. LEAP (2008), Long-range Energy Planning System Software, Available from: http://www.energycommunity.org/, 28 April 2008
12. Pongthanaisawan, J., Sorapipatana, C., and Limmeechokchai, B. Land Transport Demand Analysis and Energy Saving Potentials in Thailand. *The 2nd Joint International Conference on "Sustainable Energy and Environment*, Bangkok, Thailand.
13. Ramanathan, R., and Parikh, J. K. (1999). Transport sector in India: an analysis in the context of sustainable development. *Transport Policy*, 6(1), 35-46.
14. Tanatvanit, S., Limmeechokchai, B., and Chungpaibulpatana, S. (2003). Sustainable energy development strategies: implications of energy demand management and renewable energy in Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 7(5), 367-395.
15. Schipper, L., Marie-Lilliu, M., Gorham, R., (2000). Flexing the Link between Transport Greenhouse Gas Emissions: A Path for the World Bank. International Energy Agency, Paris June. Available from: http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/flex2000.pdf, 28 April 2008
16. Zegras, C.P., As if Kyoto mattered: The clean development mechanism and transportation. Energy Policy, 35(10), 5136-5150.

บทที่ 5
สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ

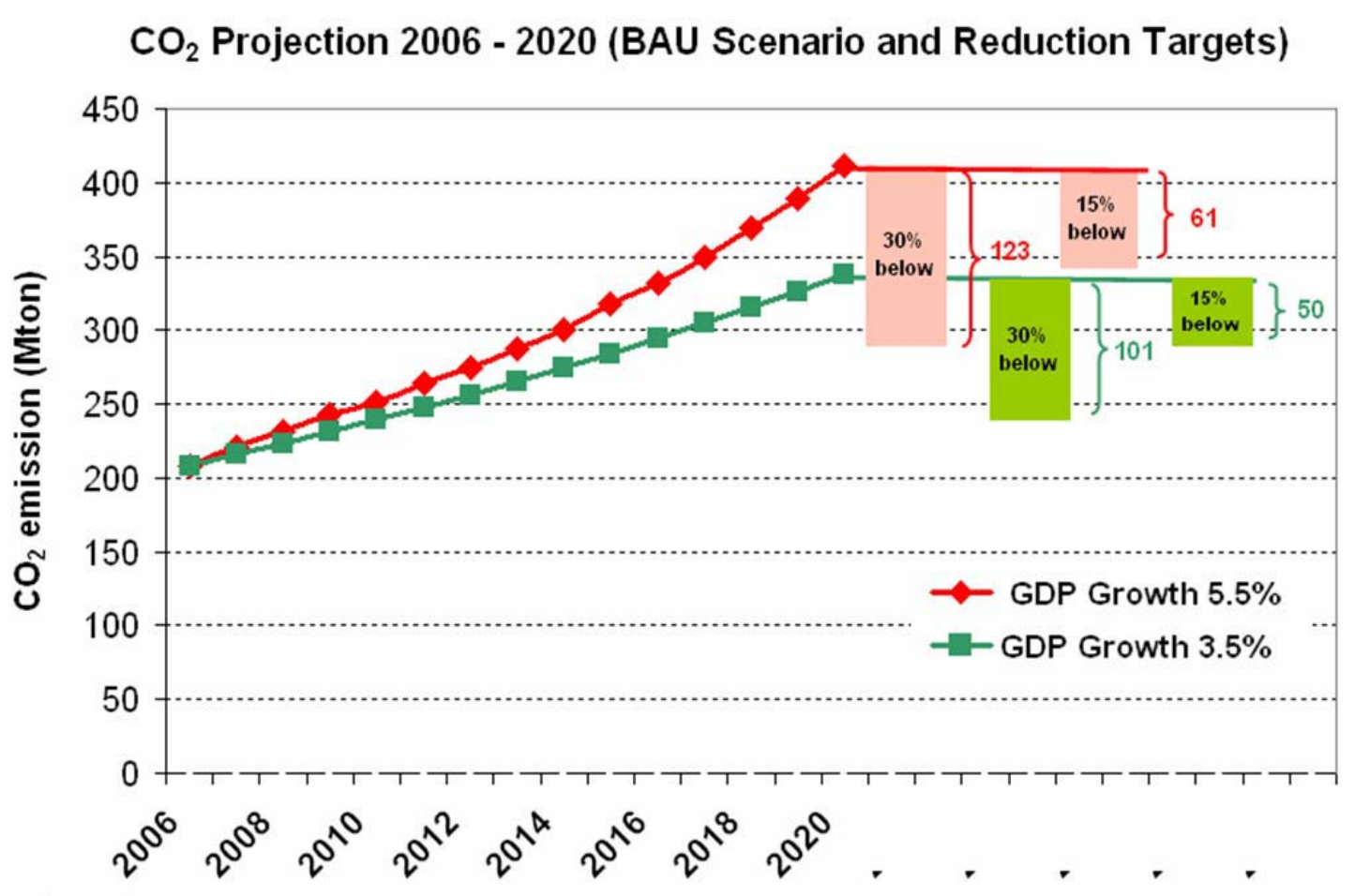
1. สถานการณ์ด้านการเจรจาระหว่างประเทศ ว่าด้วยความรับผิดชอบของนานาประเทศในเรื่องการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกหลังปี 2555 (หรือหลังพิธีสารเกียวโตหมดวาระ) บ่งชี้ว่า ประเทศกำลังพัฒนามีแนวโน้มสูงที่จะต้องมีส่วนแบ่งความรับผิดชอบ ในขณะเดียวกัน ภาครัฐและเอกชนในประเทศที่พัฒนาแล้ว มีแนวโน้มที่จะใช้เหตุผลทางด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ในการกีดกันทางการค้า (Non-tariff barriers) โดยใช้มาตรฐานและฉลากคาร์บอน หรือคาร์บอนฟุตพริ้นท์ (carbon footprint) และข้อตกลงทวิภาคีทางการค้าที่มีเงื่อนไขด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นเครื่องมือ ซึ่งจะมีผลกระทบอย่างมากต่อความสามารถในการแข่งขันของภาคการผลิตและบริการของไทย โดยเฉพาะอุตสาหกรรมส่งออก อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยยังไม่มีการตั้งเป้าหมายด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาพรวมของประเทศหรือของภาคพลังงานโดยเฉพาะ โดยแผนพัฒนาทางด้านพลังงานที่ผ่านมานั้น มุ่งเน้นการเสริมความมั่นคงและลดต้นทุนเป็นหลัก ดังนั้น รัฐบาลจึงควรเร่งรัดการกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคพลังงานโดยเร็วเพื่อตั้งรับสถานการณ์ดังกล่าวในอนาคตอันใกล้

2. ปัจจุบันประชาคมโลกยังไม่มีข้อยุติในเรื่องเกณฑ์การจัดสรรพันธกรณีของนานาประเทศต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก แต่จากการติดตามความคืบหน้าการประชุมของ Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties ภายใต้ Kyoto Protocol (AWG-KP) ล่าสุด (1-12 มิถุนายน 2552) พบว่า เกณฑ์การจัดสรรจะคำนึงถึง ระดับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปัจจุบัน (Current Emissions) อัตราการปล่อยต่อประชากร (Emission per capita) ผลผลิตรวมของประเทศต่อประชากร (GDP per Capita) ปริมาณการปล่อยสะสม (Cumulative Emissions from 1850-2005) และปริมาณการปล่อยต่อผลผลิตรวมของประเทศ (Emission per GDP) และจะมีการกำหนดเป้าหมายการลดปริมาณการปล่อย CO_2 สำหรับกรณีที่จะจำกัดความเข้มข้นของ CO_2-eq ไว้ที่ระดับต่างๆ คือ 450, 550 และ 650 ppm ซึ่งในกรณีที่เข้มงวดที่สุด และเป็นกรณีที่น่าจะจำเป็นสำหรับการหลีกเลี่ยงความหายนะ คือ 450 ppm ในกรณีนี้ ประเทศกำลังพัฒนาจะต้องปล่อย CO_2 ต่ำกว่าปริมาณที่ปล่อยในกรณีปกติ (BAU) ในปี 2563 (ค.ศ. 2020) ระหว่าง 15-30% แสดงในรูปที่ 5.1-1 (ส่วนประเทศพัฒนาแล้ว หรือ Annex I จะต้องปล่อยต่ำกว่าระดับปี 1990 ระหว่าง 25-40%) ดังนั้น ในกรณีร้ายแรงที่สุด (Worst Case Scenario) ประเทศไทยอาจต้องลดการปล่อย CO_2 ให้ต่ำกว่า

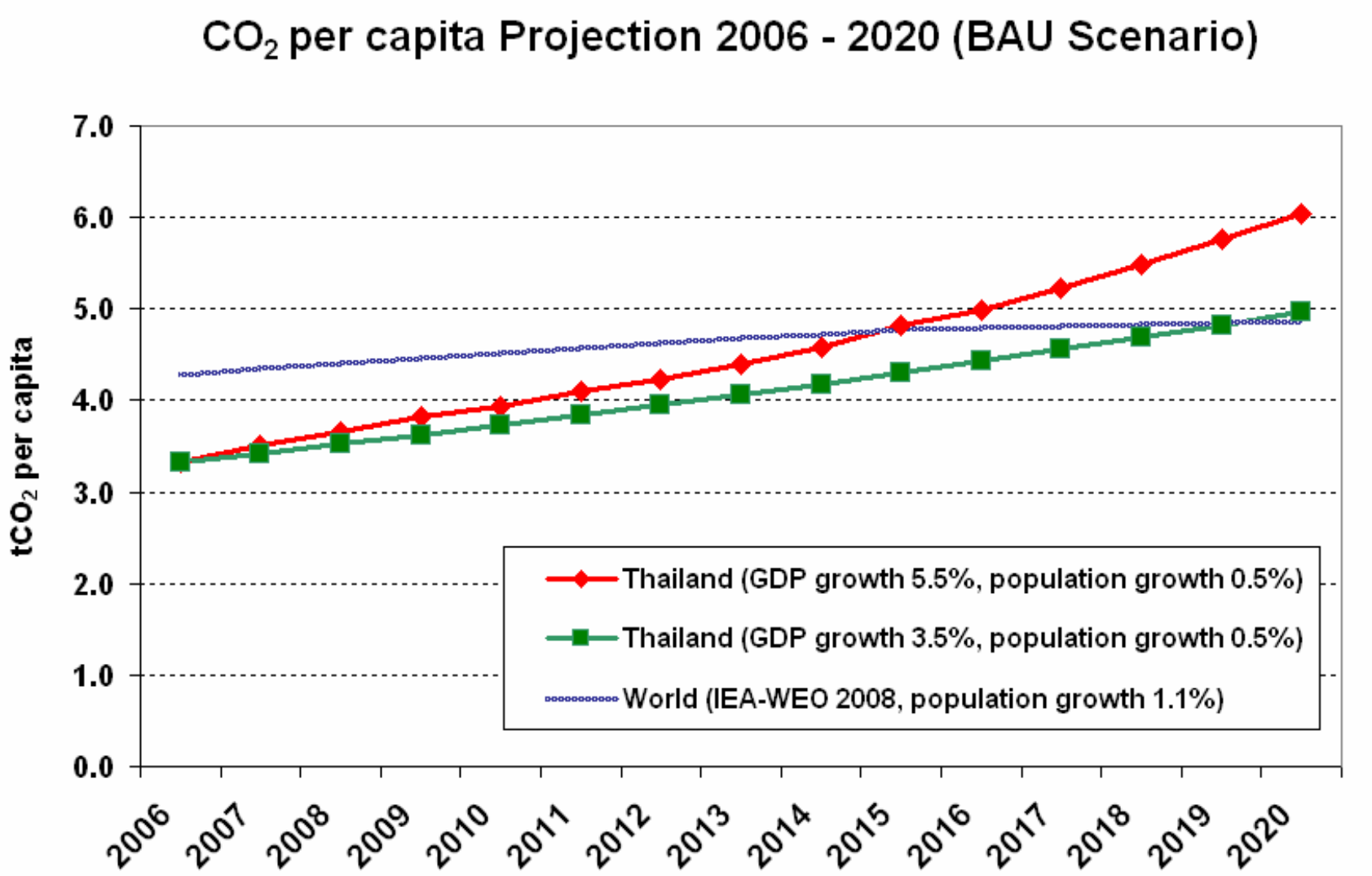
ปริมาณที่คาดว่าจะปล่อยในกรณี BAU ที่ (GDP เติบโตเฉลี่ย 5.5% ต่อปี) ในปี 2563 ถึง 123 ล้านตัน (30% ของ 410 ล้านตัน) หรือ 101 ล้านตัน (30% ของ 337 ล้านตัน) ในกรณีที่ GDP เติบโตเฉลี่ย 3.5% ต่อปี ส่วนในกรณีที่ดีที่สุด (Best case scenario) หรือกรณีที่เศรษฐกิจเติบโตเฉลี่ยเพียง 3.5% ต่อปี และมีพันธกรณีต้องลด CO_2 ให้ต่ำกว่า BAU เพียง 15% ประเทศไทยจะต้องลดการปล่อย CO_2 ลง 50.5 ล้านตัน ทั้งนี้ ในปีดังกล่าว อัตราการปล่อย CO_2 ต่อประชากรของไทยอาจสูงกว่าค่าเฉลี่ยโลก (ประมาณ 5 – 6 tCO_2/คน (อัตราการเติบโตของ GDP 3.5 – 5.5%) เทียบกับค่าเฉลี่ยของโลกที่ 4.9 tCO_2/คน) รูปที่ 5.1-2 ส่วนอัตราการปล่อย CO_2 ต่อ GDPppp อาจใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยของโลก คือประมาณ 0.40 $kgCO_2$/GDP 2000 US$ PPP (รูปที่ 5.1-3) *GDP value scaled to price levels of 2000, and converted to US dollars using the yearly PPP based average 2000 exchange rates or purchasing power parities.

3. โดยทั่วไปมาตรการจำกัดการปล่อย CO_2 สามมาตรการหลัก คือ การประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานหมุนเวียน และการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำอื่นๆ โดยเฉพาะพลังงานนิวเคลียร์ และการดักและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage - CCS) แต่เนื่องจากในระยะกลาง การก่อสร้างโรงไฟฟ้าเตรียมความพร้อม ด้านโครงสร้างพื้นฐานและการสร้างความยอมรับของสาธารณชนต้องใช้เวลาค่อนข้างนาน ส่วนเทคโนโลยี CCS ยังอยู่ในระหว่างการพัฒนา (รัฐบาลอังกฤษประกาศว่าอย่างเร็วที่สุดจะพร้อมใช้ภายใน 5 ปีหลังปี คศ. 2020) ดังนั้น ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องมีมาตรการส่งเสริมการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เข้มข้นโดยเร็ว

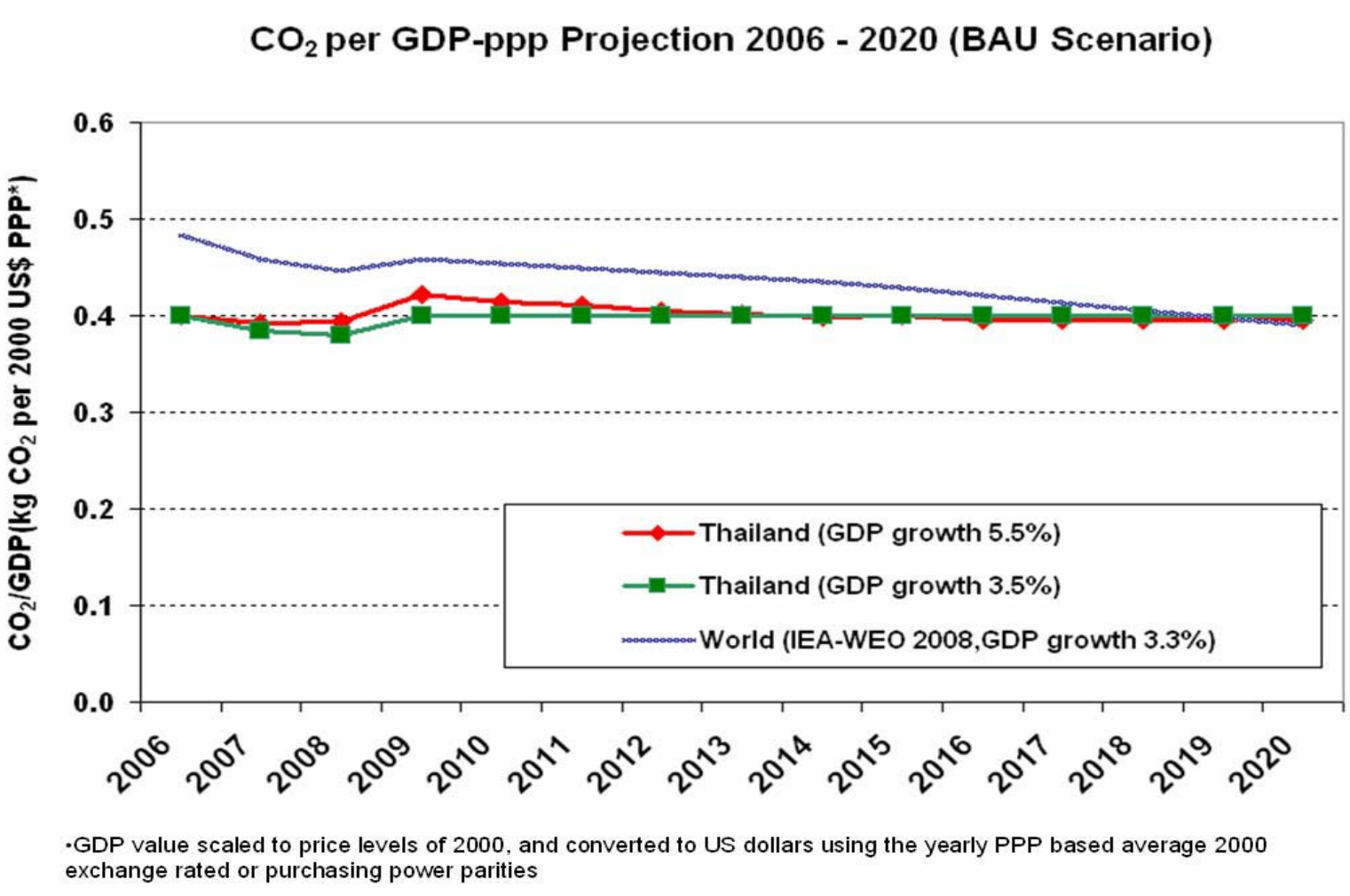
4. ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้ พบว่า การประหยัดพลังงานเป็นมาตรการที่มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์สูงและดำเนินการได้เร็ว และจากการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานใน 4 ภาคเศรษฐกิจหลัก อันได้แก่ ภาคขนส่ง (คิดเฉพาะการขนส่งทางถนน) ภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารพาณิชย์ และภาคครัวเรือน โดยพิจารณาเฉพาะกรณีใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์หลักที่มีประสิทธิภาพสูงในแต่ละภาคโดยไม่รวมกับการปรับปรุงเทคโนโลยีเฉพาะด้านในอุตสาหกรรม และการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมและการขนส่ง ชี้ให้เห็นว่าในปี 2563 (รูปที่ 5.1-4) จะสามารถลด CO_2 ได้ประมาณ 45.4 ล้านตันจากกรณี BAU หาก GDP เติบโตเฉลี่ย 5.5% ต่อปี สมมุติว่ามาตรการประหยัดพลังงานดังกล่าวสามารถบรรลุผลได้ 50% ของศักยภาพ (เนื่องจากการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานยังต้องเผชิญอุปสรรคอีกมาก) จะหลีกเลี่ยง CO_2 ได้ประมาณ 22.7 ล้านตัน ทั้งนี้ยังไม่รวมมาตรการประหยัดพลังงานอื่นๆ อีกมากในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพตามเป้าหมายของรัฐ อาจลดการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 9.5 ล้านตัน (ตารางที่ 5.1-1) (คิดเฉพาะการปล่อยจากปลายท่อไอเสียรถยนต์) การใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายของรัฐ



รูปที่ 5.1-1 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 กรณี BAU ของประเทศไทยและเป้าหมายการลด CO_2 ในปี 2020



รูปที่ 5.1-2 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อหัวประชากรของโลกและของประเทศไทย



รูปที่ 5.1-3 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อ GDP-ppp ของโลกและของประเทศไทย

(แผนการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี) ซึ่งเท่ากับประมาณ 80% ของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการประเมิน

ตารางที่ 5.1-1 ศักยภาพการลด CO_2

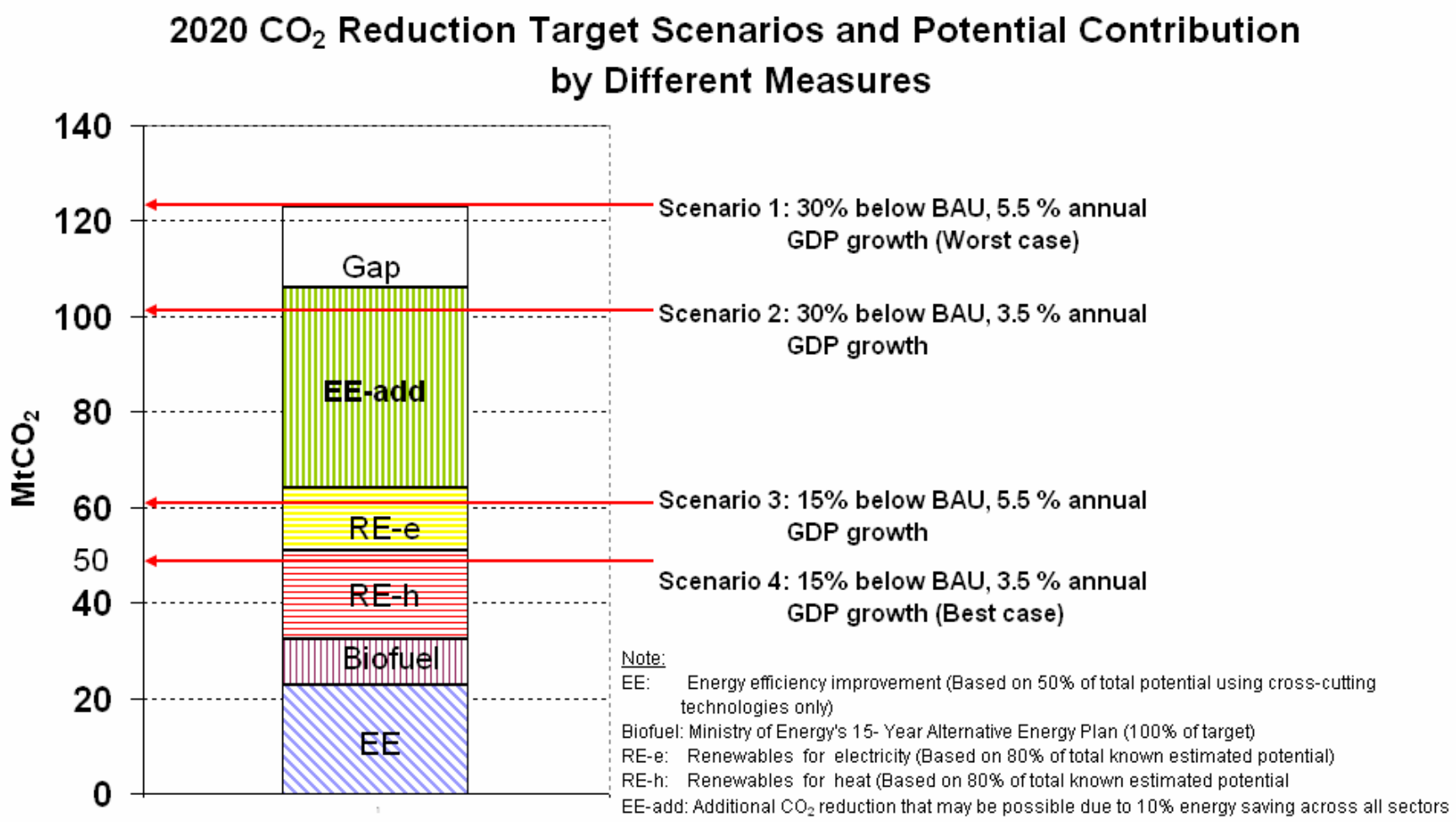
สาขาพลังงาน	พลังงานที่ประหยัดได้/ทดแทนได้	ศักยภาพการลด CO_2eq (ล้านตัน)	หมายเหตุ
พลังงานหมุนเวียนสำหรับภาคไฟฟ้า (RE-e)	4,400 MW	13.1	ประเมินศักยภาพจากแผนการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี
พลังงานหมุนเวียนสำหรับภาคความร้อน (RE-h)	4,160 ktoe	18.8	ประมาณ 80% ของศักยภาพ และใช้ค่า Emission factor จาก Revised
เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel)	3,148 ktoe	9.5	1996 IPCC Guideline for National Greenhouse Gas Inventories
มาตรการประหยัดพลังงานด้านเทคโนโลยีและอุปกรณ์หลักของ 4 ภาคเศรษฐกิจ	3,880 ktoe	22.7	ประมาณมาตรการประหยัดพลังงานดังกล่าวสามารถบรรลุผลได้ 50% ของศักยภาพ
มาตรการประหยัดพลังงานเพิ่มเติม	7,180 ktoe	42	จากประสบการณ์ในต่างประเทศมีความเป็นไปได้ที่จะลดปริมาณการใช้พลังงานจากกรณี BAU เพิ่มเติมได้อีก 10%
รวม		106	

ไว้ทั้งหมดจะหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ในปี 2563ได้ประมาณ 13.1 ล้านตันสำหรับภาคไฟฟ้า และประมาณ 18.8 ล้านตันสำหรับภาคความร้อน รวมแล้วประเทศไทยจะมีศักยภาพในการลด CO_2 ได้ประมาณ 64 ล้านตัน ดังนั้น ในกรณีที่ดีที่สุด (Best Case) ประเทศไทยอาจมีศักยภาพที่จะลด CO_2 ได้ตามพันธกรณี ส่วนในกรณีร้ายแรงที่สุด (Worst Case) จะมีช่องว่างอีก 59 ล้านตัน ในกรณีนี้ประเทศไทยจะต้องมีมาตรการลด CO_2 อย่างเข้มงวด โดยเฉพาะมาตรการประหยัดพลังงาน ซึ่งจากประสบการณ์ในต่างประเทศมีความเป็นไปได้ที่จะลดปริมาณการใช้พลังงานจากกรณี BAU เพิ่มเติมได้อีก 10% ดังนั้น ในปี 2563 ประเทศไทยอาจมีศักยภาพที่จะลด CO_2 จากมาตรการประหยัดพลังงานได้อีกประมาณ 42 ล้านตัน รวมศักยภาพในการลด CO_2 ทั้งหมดได้ประมาณ 106 ล้านตัน คงเหลือช่องว่างอีกประมาณ 17 ล้านตัน ดังนั้น จึงมีจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีมาตรการจูงใจ เพื่อส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีพลังงานประเภทคาร์บอนต่ำ โดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้ศักยภาพการลด CO_2 ที่มีอยู่

5. เครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมและกระตุ้นให้เกิดการใช้พลังงานหมุนเวียนและประหยัดพลังงานที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเป็นประเภทจูงใจผู้ใช้และผู้ลงทุนโดยการอุดหนุนจากภาครัฐ หรือการช่วยเหลือจากแหล่งอื่นเป็นหลัก ไม่ว่าจะเป็นการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) การใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) การใช้กลไกทางราคาและเงินอุดหนุน (สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ) การลดหย่อนทางภาษีและการให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ รวมทั้งการดำเนินการด้าน Demand Side Management (DSM) ซึ่งวงเงินที่รัฐจัดหามาได้เพื่อการดังกล่าวมีค่อนข้างจำกัด เพราะแหล่งที่มาของรายได้มาจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเป็นหลัก ซึ่งเก็บมาจากผู้ใช้น้ำมันขนส่งเพียงอย่างเดียว (ไม่ถึง 20,000 ล้านบาท ในปี 2550) การบรรลุเป้าหมายด้านการลด CO_2 ดังกล่าวในข้อ (4) จำเป็นต้องใช้เงินสนับสนุนที่สูงกว่าปัจจุบัน จึงควรให้ผู้ผลิตและผู้ใช้พลังงานทุกประเภทมีส่วนรับผิดชอบต่อการปล่อย CO_2 ด้วย เครื่องมือเชิงนโยบายอย่างหนึ่งที่อาจมีความเหมาะสมสำหรับประเทศไทยคือ ภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) หรือค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เนื่องจากเป็นมาตรการที่มีประสิทธิผลและรอบด้าน (Comprehensive) ในการจูงใจกึ่งบังคับให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีและพฤติกรรมการใช้พลังงาน รวมทั้งสามารถนำเงินที่จัดเก็บมาได้ตั้งเป็นกองทุนขนาดใหญ่ เพื่อส่งเสริมการลงทุนการพัฒนาเทคโนโลยีและจูงใจให้มีกิจกรรม ที่จะนำไปสู่การลดการปล่อยก๊าซ CO_2

6. ในบริบทของประเทศไทย การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนตั้งแต่ 50 เหรียญต่อตันคาร์บอนขึ้นไป คาดว่าจะก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากคาร์บอนสูงไปสู่คาร์บอนต่ำ (เช่น พลังงานหมุนเวียน ฯลฯ) อย่างมีนัยสำคัญ กล่าวคือจะ ลด CO_2 ได้ประมาณกว่า 10% เมื่อเทียบกับ BAU (โดยใช้ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าต่ำสุดเป็นเกณฑ์คัดเลือกประเภทโรงไฟฟ้า) โดยที่รัฐจะมีรายได้จากค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ประมาณ 40,000 ล้านบาท ในปี 2551และ 940,000 ล้านบาทในปี 2563 ทั้งนี้ เงินรายได้ดังกล่าวสูงกว่า ค่าผลกระทบภายนอก (External cost) ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของประเทศไทย ซึ่งเท่ากับประมาณ 18,000 ล้านบาท หรือ 0.12 บาท/kWh ในปี 2551

ส่วนในภาคขนส่ง อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนจากเชื้อเพลิงปิโตรเลียม ที่จะก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งและลดการปล่อย CO_2 ลงปีละ 5% จาก BAU อยู่ที่ประมาณ 5 บาทต่อลิตร (เทียบเท่าเบนซิน) (ราคาในปี 2551 และพิจารณาเฉพาะเบนซิน ดีเซล และ LPG) การประมาณการณ์อัตราค่าธรรมเนียมนี้ ตั้งอยู่บนสมมุติฐานว่ารายได้ทั้งหมดที่จัดเก็บได้ มีการนำมาทดแทนภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ภาษีมหาดไทย และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ที่เก็บอยู่ในปัจจุบันทั้งหมด ดังนั้น หากมีการนำค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ดังกล่าว ซึ่งคิดเป็นเงินประมาณ 178,100 ล้านบาท (ในปี 2551) ประมาณ 70% คืนให้เป็นภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ภาษีมหาดไทย และกองทุนเพื่อ



รูปที่ 5.1-4 เป้าหมายลด CO_2 ภายใต้สถานการณ์ต่างๆ และศักยภาพการลด CO_2 ด้วยมาตรการต่างๆ

ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พบว่า ผู้ใช้น้ำมันจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนเพียง 1.50 บาทต่อลิตรเทียบเท่าเบนซิน หรือ 75 เหรียญต่อตันคาร์บอน เงินค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ (หลังคืนภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ฯลฯ) สามารถตั้งเป็นกองทุนใหม่ได้ 53,430 ล้านบาท การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนระหว่าง 50 – 75 เหรียญต่อตันคาร์บอนทั้งภาคไฟฟ้าและขนส่งดังกล่าว เทียบเคียงได้กับราคาคาร์บอนเครดิตที่มีการซื้อขายในปัจจุบัน (กลุ่มประเทศภาคีตลาดร่วมยุโรป) คือประมาณ 48-72 เหรียญต่อตันคาร์บอน แต่น้อยกว่ามูลค่าผลกระทบภายนอก (External cost) ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ที่ใช้อ้างอิงในโครงการ ExternE ซึ่งได้กำหนดไว้ที่ (90 เหรียญต่อตันคาร์บอน คาดว่าผลกระทบจากการเก็บค่าธรรมเนียมดังกล่าวจะก่อให้เกิดการหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ในปี 2563 ได้ประมาณ 6.7 ล้านตันในภาคขนส่ง และ 23 ล้านตันในภาคผลิตไฟฟ้า รวมเป็นประมาณ 30 ล้านตัน ในปี 2563 ทั้งนี้ ยังไม่รวมผลประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นจากรายได้ของค่าธรรมเนียมดังกล่าวประมาณ 93,430 ล้านบาท (ปี 2551) จึงเชื่อได้ว่า การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะเป็นเครื่องมือเชิงนโยบายที่จะมีส่วนสำคัญในการช่วยให้ประเทศไทยบรรลุพันธกรณีด้านการลดการปล่อย CO_2 ที่จะมีขึ้นได้ อย่างไรก็ตาม การศึกษานี้ยังอยู่ในขั้นเบื้องต้นเท่านั้น หากจะนำหลักการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้งานจริง จะต้องมีการคำนวณและประเมินผลกระทบอย่างละเอียดในระบบเศรษฐกิจมหภาคว่าภาคเศรษฐกิจใดจะมีผลกระทบในเชิงแข่งขันระหว่างประเทศมากน้อยเพียงใด เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจของบางภาคในระยะสั้น นอกจากนี้ เป้าหมายการลด CO_2 ที่ใช้ศึกษานี้เป็นเพียงกรณีสมมุติ หากมีเป้าหมายที่ชัดเจนขึ้นหลังได้ข้อยุติในการเจรจาที่กรุงโคเปนเฮเกนในเดือนธันวาคม 2552 แล้ว ควรจะต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม

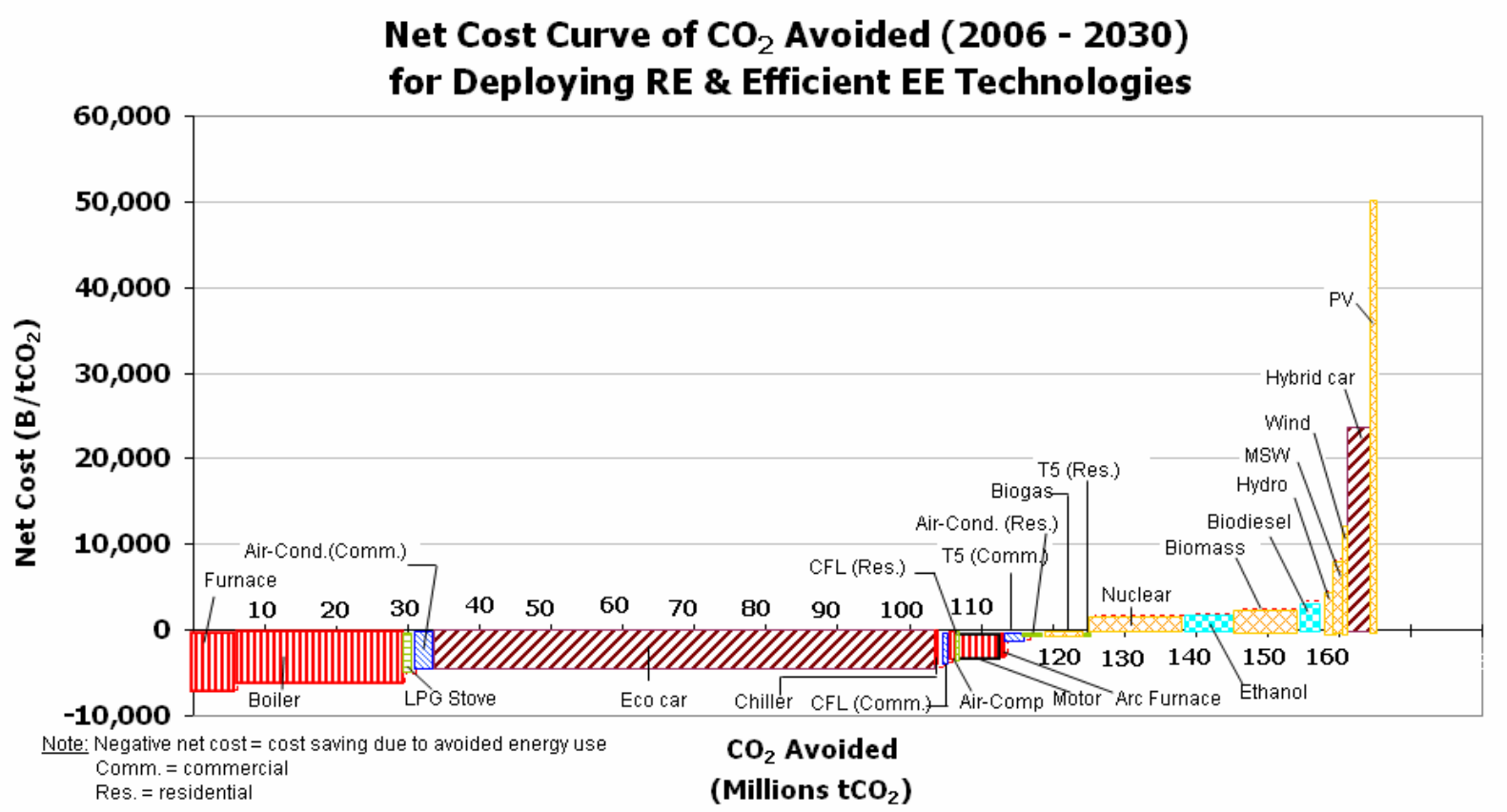
5.2 มาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

1. การประหยัดพลังงานโดยการใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงในทุกภาคเศรษฐกิจ เป็นมาตรการที่มีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์สูง (Cost effective) ทั้งในแง่ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานที่ประหยัดได้ และต้นทุนต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ เทคโนโลยี/อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง ที่มีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ที่สมควรได้รับการส่งเสริมเป็นอันดับต้นๆ เนื่องจากมีต้นทุนสุทธิ (Net cost) ต่ำ (ติดลบเนื่องจากมูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้สูงกว่าต้นทุน) และ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้มีปริมาณมาก ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ และอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงประเภทหม้อไอน้ำ เตาเผาประสิทธิภาพสูง มอเตอร์ และเครื่องปรับอากาศในอาคาร (รูปที่ 5.2-1) ทั้งนี้ การประเมินความคุ้มค่าการลงทุนนั้น คิดต้นทุนในกรณีที่ไม่มีการอุดหนุนจากภาครัฐในรูปแบบต่างๆ เช่น การลดภาษีสรรพามิต หากมีการใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์ตามอัตราที่คาดการณ์ในการศึกษานี้ จะนำไปสู่การประหยัดพลังงานขั้นต้นเฉลี่ยประมาณ 1,850 ktoe ต่อปี และหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2

ได้ประมาณ 4.2 ล้านตันต่อปี โดยเฉลี่ยจากปัจจุบันจนถึงปี 2573 อย่างไรก็ตาม ศักยภาพในการหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 จากการประหยัดพลังงานจะสูงกว่านี้มาก หากรวมการใช้เทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง ที่เฉพาะเจาะจงสำหรับแต่ละกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมและการปรับโครงสร้างพื้นฐานด้านขนส่ง

2. การประหยัดพลังงานและการลด CO_2 ในภาคขนส่ง มีความสำคัญอย่างยิ่งยวด เนื่องจากมี Cost – effectiveness สูง ที่ผ่านมานโยบายรัฐได้เน้นการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงทดแทนเป็นหลัก ในอนาคต จำเป็นต้องมีมาตรการและเครื่องมือเชิงนโยบายที่หลากหลายมากขึ้น ซึ่งนอกจากการส่งเสริมการใช้รถยนต์ประหยัดพลังงาน คือ รถยนต์อีโคคาร์และรถยนต์ไฮบริด ดังกล่าวแล้ว (หมายเหตุ มาตรการส่งเสริมรถยนต์ไฮบริดยังไม่ชัดเจน) ควรมีมาตรการภาคบังคับและกึ่งบังคับที่จะนำไปสู่การลดปริมาณความต้องการด้านการขนส่ง (Travel Demand Management) ด้วย จากประสบการณ์ในต่างประเทศที่ประสบความสำเร็จในเรื่องดังกล่าว พบว่า ผลสัมฤทธิ์มักเกิดจากการใช้มาตรการหลายๆ มาตรการร่วมกัน แม้ว่าแต่ละมาตรการโดยลำพังอาจมีผลกระทบเพียงไม่มากนัก อีกทั้งยังต้องมีฐานข้อมูลด้านการใช้พลังงานของภาคขนส่งที่เหมาะสมและเพียงพอ ที่จะนำไปใช้เป็นเครื่องมือในการกำหนดทางเลือกมาตรการส่งเสริม การวิจัย การติดตาม การประเมินผลกระทบของมาตรการต่างๆ ที่เกิดขึ้น และการตัดสินใจเชิงนโยบาย แต่ประเทศไทยยังขาดการจัดเก็บข้อมูลที่จำเป็นหลายรายการ (หรือมีการจัดเก็บ แต่ไม่อยู่ในรูปที่เหมาะสมกับการใช้งาน) โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อมูลด้านการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยมลพิษ และระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ อัตราบรรทุกผู้โดยสารและอัตราบรรทุกสินค้า สำหรับยานพาหนะแต่ละประเภท จึงควรมีการจัดเก็บและจัดทำฐานข้อมูลตามโครงสร้างและความเชื่อมโยงของข้อมูล (และหน่วยงาน) ที่ได้เสนอไว้ในรายงานนี้ รวมทั้งควรมีหน่วยงานกลางเพื่อประสานงานเรื่องการจัดเก็บ ประมวลและเผยแพร่ข้อมูลเป็นประจำ แทนการสำรวจแบบสุ่มตัวอย่างเป็นครั้งคราว

3. การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) เป็นอีกมาตรการหนึ่ง ที่มีศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ทั้งในภาคอุตสาหกรรมและภาคอาคาร การปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ให้มีเกณฑ์ขั้นต่ำด้านการประหยัดพลังงานขั้นต้น (Primary energy saving – PES) ของระบบที่เหมาะสม เช่น 10% ตามข้อเสนอของ EU Directive จะช่วยให้ระบบ CHP เข้าเกณฑ์ที่จะรับการสนับสนุนมากขึ้น เนื่องจากจะมีการใช้ไอน้ำ ในกระบวนการผลิตและ/หรือขายให้โรงงานข้างเคียง ทำให้อัตราส่วนความร้อนต่อไฟฟ้าสูงขึ้น อันจะนำไปสู่ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบที่สูงกว่ากรณีของระเบียบเดิม ที่เอื้อต่อการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก และใช้ไอน้ำเป็นส่วนน้อย (หมายเหตุ ข้อเสนอแนะดังกล่าว สนพ. ได้นำไปปรับใช้ในการปรับปรุงระเบียบ SPP แล้ว)



รูปที่ 5.2-1 ต้นทุนสุทธิและปริมาณ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ของเทคโนโลยีต่างๆ

5.3 มาตรการส่งเสริมการผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

1. ประเทศไทยมีแหล่งพลังน้ำที่มีศักยภาพแต่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์อีกไม่น้อยกว่า 7,000 MW แต่ด้วยข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อมของเขื่อนกักเก็บน้ำขนาดใหญ่และข้อจำกัดด้านต้นทุนและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบพลังน้ำชุมชนขนาดเล็ก ทางเลือกที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมที่มีขนาดไม่เล็กจนเกินไป คือ การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน (Run-of-river) ซึ่งนอกจากผลการศึกษาก่อนหน้านี้ที่พบว่า ลุ่มน้ำปิงมีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ถึง 210 MW แล้ว ผลการศึกษานี้ยังชี้ให้เห็นว่า ใน 7 ลุ่มน้ำภาคกลางที่ได้มีการสำรวจมีแหล่งที่มีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ (โดยไม่ได้รับ adder) จำนวน 32 แห่ง รวมศักยภาพกว่า 200 MW แต่ละโครงการมีขนาดตั้งแต่ 1 ถึง 25 MW โดยเฉพาะลุ่มน้ำแม่กลองเพียงลุ่มน้ำเดียวมีศักยภาพ 115 MW แต่การดำเนินงานในทางปฏิบัติต้องมีการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและด้านมวลชนที่เป็นที่ยอมรับ โดยเฉพาะการดูแลเรื่องชลประทาน การประมง ผลกระทบทางกายภาพของชุมชนริมน้ำ และการมีส่วนร่วมในกระบวนการตัดสินใจ ตลอดจนการแบ่งปันผลประโยชน์กับชุมชนท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบอย่างเที่ยงธรรม หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงควรริเริ่มโครงการนำร่องที่แสดงถึง Best Practice ในมิติต่างๆ ดังกล่าว ที่เป็นการแก้ภาพพจน์ของโครงการลักษณะเดียวกับในอดีต (เขื่อนปากมูล) ทั้งนี้ การรับการถ่ายทอดเทคโนโลยีและประสบการณ์ในการบริหารจัดการจากต่างประเทศ เช่น ประเทศสวิตเซอร์แลนด์จะเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง นอกจากนี้ ควรมีการปรับปรุง adder ให้ครอบคลุมพลังน้ำที่มีขนาดใหญ่ขึ้น เช่นกรณีของ Run-of-river ซึ่งอาจมีขนาดถึง 25 MW

2. ประเทศไทยยังมีศักยภาพที่จะใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าอีกมาก แม้กระทั่งชีวมวลที่หลายฝ่ายเชื่อว่ามีการใช้ประโยชน์จนใกล้จุดอิ่มตัวแล้ว เช่น ชานอ้อยและแกลบ ในกรณีของชานอ้อย แม้ว่าอุตสาหกรรมน้ำตาลของไทยได้มีการใช้ชานอ้อยผลิตไฟฟ้ามาหลายปี แต่ประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยยังต่ำมาก กล่าวคือ สามารถผลิตไฟฟ้าขายเข้ากริดเพียง 14.25 kWh/TCane (หน่วยไฟฟ้าต่อตันอ้อย) ในขณะที่โรงงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุดสามารถทำได้ถึง 70 kWh/TCane แต่ก็ยังต่ำกว่าอุตสาหกรรมเดียวกันในประเทศบราซิล ซึ่งสามารถทำได้ถึง 120 kWh/TCane และเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยมีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 และมีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์สูง กอปรกับศักยภาพในการเพิ่มผลผลิตอ้อยต่อไร่ก็สูงมากดังกล่าวมาแล้ว การอุดหนุนให้มีการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยการยกระดับเทคโนโลยีและการจัดการ โดยเฉพาะการใช้หม้อไอน้ำความดันสูงและกังหันไอน้ำแบบประสิทธิภาพสูง จึงเป็นมาตรการที่ควรดำเนินการอย่างยิ่ง ซึ่งอาจส่งผลให้มีการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยถึง 2,500 - 3,000 GWh ต่อปี ในระยะสั้น

3. ในด้านก๊าซชีวภาพ นอกจากการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มปศุสัตว์ โดยเฉพาะฟาร์มสุกร และจากน้ำเสียโรงงานอุตสาหกรรมแล้ว รัฐบาลควรส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุที่เป็นเซลลูโลส เนื่องจากประเทศไทยมีศักยภาพค่อนข้างสูงที่จะผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุดังกล่าว เช่น วัสดุเหลือทิ้งภายในโรงงานอุตสาหกรรมแปรรูปผลผลิตทางเกษตร วัสดุเหลือทิ้งทางเกษตรในพื้นที่เพาะปลูก วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว วัสดุสองประเภทแรกมีศักยภาพผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อทดแทนน้ำมันเตาได้มากกว่า 4,000 ktoe ต่อปี หรือเทียบเท่ากำลังผลิตไฟฟ้า 1,520 MW โดยวัสดุเหลือทิ้งในโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรนั้น มีประมาณ 10 ล้านตันต่อปี สามารถผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 670 ktoe ต่อปี วัสดุในกลุ่มนี้ที่มีศักยภาพสูงสามอันดับแรก ได้แก่ กากมันสำปะหลัง ทะลายปาล์มเปล่า และเส้นใยปาล์ม วัสดุเหลือทิ้งในพื้นที่เพาะปลูกมีปริมาณ 28 ล้านตันต่อปี สามารถผลิตก๊าซชีวภาพทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 3,416 ktoe โดยวัสดุที่มีศักยภาพสูงสุดสามอันดับแรก ได้แก่ ใบอ้อย ฟางข้าวและตอซัง ในส่วนวัชพืชและพืชไร่โตเร็วนั้น ประเภทที่มีศักยภาพสูงสุดต่อหน่วยพื้นที่ผลิต ได้แก่ ผักตบชวา ธูปฤาษี และหญ้าแพงโกล่า (หญ้าเลี้ยงสัตว์) ซึ่งมีศักยภาพ 3.42, 2.85 และ 1.94 ktoe/ไร่/ปี ตามลำดับ วัสดุดังกล่าวที่มีความพร้อมในเชิงเศรษฐศาสตร์มากที่สุด คือ วัสดุเหลือทิ้งจากการแปรรูปผลผลิตทางเกษตร (เปลือกสับปะรด) เนื่องจากไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายในการจัดหา ทำให้ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับวัสดุอื่นที่ศึกษากล่าวคือ ไม่เกิน 2.50 บาทต่อ ลบ.ม. มีเธน และไม่เกิน 3 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า แต่เนื่องจากวัสดุเหล่านี้มีส่วนที่ย่อยสลายได้ช้า และต้องมีระบบ Pre-treatment จึงต้องมีการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง ส่วนวัสดุเหลือทิ้งในพื้นที่เพาะปลูกประเภทฟางข้าว ตอซัง และใบอ้อย แม้มีศักยภาพเชิงปริมาณสูง (มากกว่า 25 ล้านตันต่อปี) แต่ต้องมีการพัฒนาอุปกรณ์และระบบเก็บรวบรวม รวมทั้ง เทคโนโลยี Pre-treatment เนื่องจากมีส่วนย่อยสลายได้ช้า สำหรับวัชพืชนั้นมีข้อได้เปรียบคือ โตเร็ว ให้ผลิตต่อไร่สูง แต่ก็มีปัญหาเรื่องการย่อยสลายและบางประเภทก็เก็บรวบรวมยาก และที่สำคัญคือ ยังไม่สามารถประเมินขนาดและตำแหน่งพื้นที่เพาะปลูกที่เหมาะสมในภาพรวมของประเทศได้ อย่างไรก็ตาม เป็นที่น่าสังเกตว่า หลายประเทศในสหภาพยุโรป โดยเฉพาะเยอรมัน ออสเตรียและสวีเดน ได้มีการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยใช้วัสดุประเภทดังกล่าว เพื่อเป็นเชื้อเพลิงขนส่งอย่างจริงจัง

4. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปีของกระทรวงพลังงาน ได้กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนไว้สูงพอสมควร ทั้งด้านการผลิตความร้อนและไฟฟ้าและด้านการผลิตเชื้อเพลิง ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้กำหนดไว้ 5,500 MW ซึ่งมีศักยภาพที่จะลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในปีสุดท้ายของแผน (ปี 2565) ได้ 6% จาก BAU (กรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP) ซึ่งก็ยังไม่เพียงพอสำหรับการบรรลุเป้าหมายตามข้อ 5.1 (4) ในกรณีที่มีพันธกรณีต้องลด CO_2 มากกว่า 15% จาก BAU ดังนั้นการจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เท่ากับหรือสูง

กว่าเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ด้วยมาตรการต่างๆ จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง ซึ่งเครื่องมือหลักที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน คือ การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) การใช้ CDM โดยทั่วไป ช่วยให้การลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนมีความคุ้มทุนมากขึ้น แต่ไม่พอเพียงที่จะทำให้มีการเพิ่มศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยในการศึกษาพบว่า ที่ราคา 500 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ (14$/tCO$_2$ หรือ 50$/tC) จะมีส่วนช่วยให้โครงการผลิตความร้อนจากชีวมวลประเภทเหง้ามันสำปะหลัง ซังและลำต้นข้าวโพด มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่จะดำเนินการ และในกรณีผลิตไฟฟ้า CDM จะช่วยให้การใช้ทะลายปาล์มเปล่าและชีวมวลอีกบางชนิดมีความคุ้มทุน แต่ศักยภาพที่เพิ่มขึ้นจะไม่สูงนัก ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากเหง้ามันสำปะหลัง ปีกไม้ยางพารา กะลาปาล์ม และฟางข้าว ซึ่งมีปริมาณมากนั้น แม้ใช้ กลไก CDM และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ในอัตราปัจจุบันก็ยังไม่คุ้มทุน โดยสรุป การใช้กลไก CDM จะไม่ส่งผลกระทบต่อการบรรลุเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและการลดก๊าซเรือนกระจกมากนัก อย่างไรก็ตาม การใช้กลไก CDM ไม่เป็นภาระทางการเงินสำหรับภาครัฐ จึงควรเกื้อหนุนให้ผู้ลงทุนมีโอกาสได้ใช้กลไกดังกล่าวต่อไป

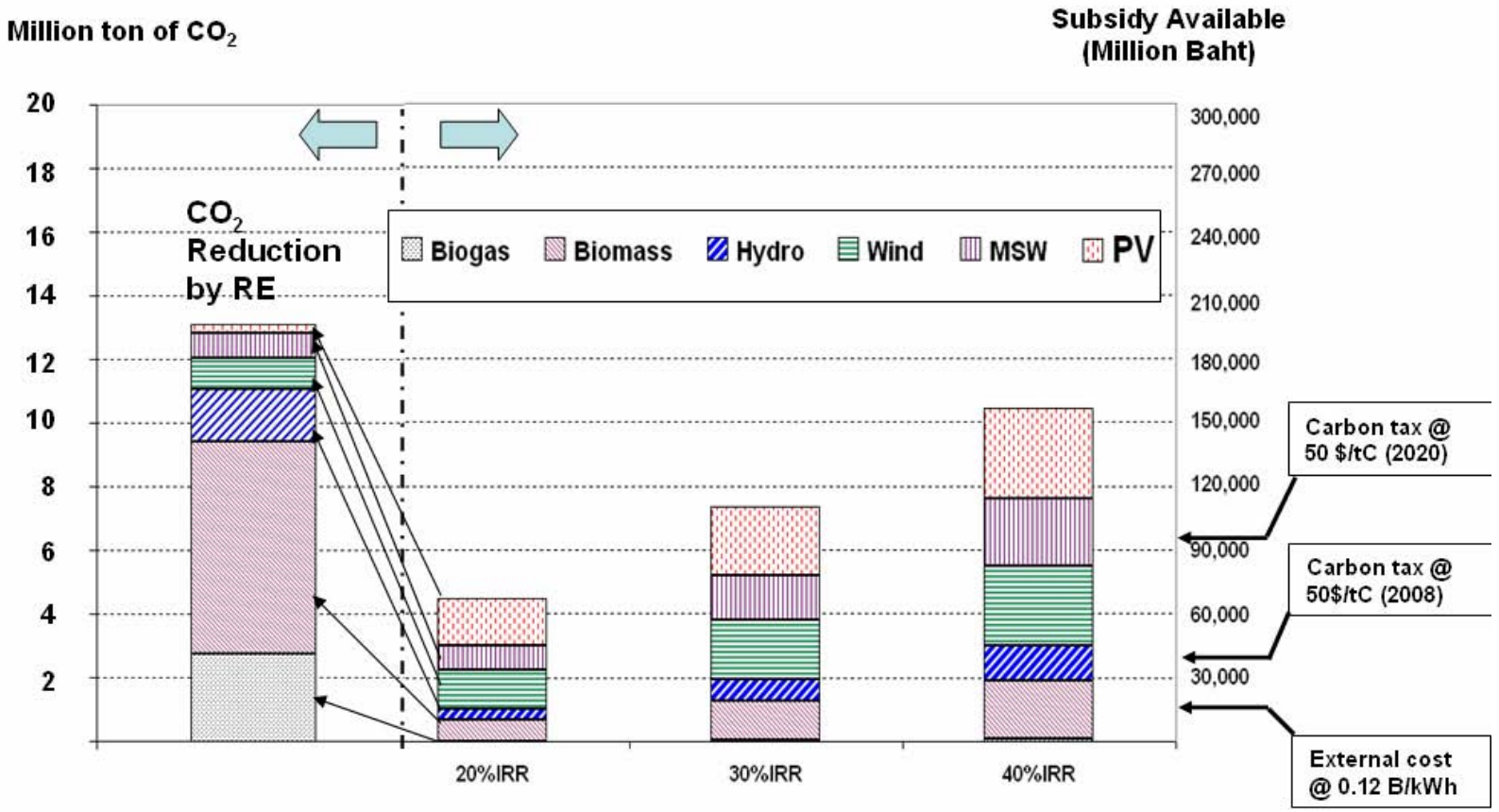
5. นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก (SPP และ VSPP) และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ผ่านมา ได้ก่อให้เกิดการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลดั้งเดิมค่อนข้างมาก รวมทั้งได้ทำให้มีผู้ลงทุนหลายรายแสดงเจตจำนงที่จะลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนหลายประเภท รวมทั้งที่เป็นเทคโนโลยีใหม่สำหรับประเทศไทย เช่น พลังงานลม อย่างไรก็ตาม เจตจำนงดังกล่าวอาจไม่นำไปสู่การลงทุนจริง หากผลตอบแทนโครงการไม่สูงพอ ดังนั้น เพื่อเพิ่มศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ของพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ที่ยังไม่แพร่หลายให้มากขึ้น เช่น ฟางข้าว ทะลายปาล์มเปล่า ก๊าซชีวภาพจากวัสดุเซลลูโลส พลังงานลม และพลังน้ำแบบ Run-of-river เป็นต้น จำเป็นต้องมีการปรับอัตรา Adder ให้เหมาะสม แต่เนื่องจากหลักการของ Adder ในปัจจุบัน ตั้งอยู่บนพื้นฐานของการจูงใจให้การลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยีที่แพร่หลายอยู่แล้วมีความคุ้มทุนมากขึ้น โดยอาศัยเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน การปรับ Adder ให้จูงใจยิ่งขึ้นสำหรับแหล่งพลังงานและเทคโนโลยีที่ยังไม่แพร่หลายและมีต้นทุนสูง จะเป็นภาระต่อกองทุนฯ และผู้ใช้น้ำมัน เช่น การปรับ adder ให้ผู้ลงทุนมี IRR สูงขึ้นจากปกติเป็น 20-40% จะต้องใช้เงินอุดหนุนทั้งสิ้นประมาณ 67,500 - 156,600 ล้านบาทต่อปี (รูปที่ 5.3-1) เมื่อมีการใช้พลังงานหมุนเวียนประมาณ 80% ของศักยภาพที่ประเมินไว้จนถึงปี 2563 แต่ถ้าคิดเฉพาะในปี 2551 เงินอุดหนุนที่ต้องใช้จะเป็น 10,800 - 26,700 ล้านบาท โดยแหล่งที่มาของเงินอุดหนุนนั้น อาจคิดจากค่า external cost ทั้งหมดของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีมูลค่า 18,000 ล้านบาท โดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องมีภาระเพิ่ม 0.12 บาทต่อหน่วย หรือจากการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50 เหรียญต่อตันคาร์บอน ซึ่ง

คิดเป็นรายได้รวมของรัฐได้ประมาณ (40,000 ล้านบาท) ในระยะยาว ถึงแม้รายได้จากค่าธรรมเนียมคาร์บอนอาจครอบคลุมเงินอุดหนุนที่ต้องจ่ายทั้งหมดได้ เช่น ในปี 2563 คาดว่าจะมีรายได้ถึง 94,000 ล้านบาท แต่ในระยะสั้น เนื่องจากวงเงินอุดหนุนมีจำกัดจึงจำเป็นต้องให้การอุดหนุนพลังงานหมุนเวียนประเภทที่มีต้นทุนต่ำ และมีต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่ลดได้ต่ำก่อน เช่น ในกรณีใช้ external cost เป็นแหล่งเงินอุดหนุนและให้ adder ที่มี IRR 20% ประเภทพลังงานที่ควรจะได้รับการสนับสนุนก่อนประกอบด้วยก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังน้ำ แต่ถ้าใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50$/tc เป็นแหล่งเงินอุดหนุน ประเภทพลังงานที่จะได้รับการสนับสนุนเพิ่มเติม คือ พลังงานลม และขยะบางส่วน เป็นต้น ประเภทที่ควรจะได้รับการสนับสนุนก่อน คือ ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังงานลม เป็นต้น

อนึ่ง การให้เงินอุดหนุนเทคโนโลยีที่มีต้นทุนสูง เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ จะได้ประโยชน์จากการลด CO_2 ได้ในสัดส่วนที่น้อยกว่ามาก เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำ เช่น ชีวมวลจึงเป็นการอุดหนุนโดยรัฐที่ไม่คุ้มค่า

5.4 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพและมาตรการเชิงนโยบายในการส่งเสริม

1. ประเทศไทยมีศักยภาพที่จะปลูกพืชพลังงานเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ให้มีผลผลิตสูงขึ้นได้อีกอย่างมีนัยสำคัญ โดยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพเพื่อปรับปรุงพันธุ์พืช และการจัดการด้านการเพาะปลูก การปรับปรุงดิน และการชลประทานที่เหมาะสม ซึ่งจะเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ประมาณ 2 เท่าของปัจจุบัน และถ้าใช้เทคโนโลยีชีวภาพขั้นสูง หรือเทคโนโลยีการดัดแปลงพันธุกรรม (Genetically Modified หรือ GM) ก็จะทำให้ผลผลิตสูงขึ้นไปอีกประมาณ 4 เท่า ของปัจจุบันในระยะยาว แต่มีเงื่อนไขสำคัญ คือ ต้องมีการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาที่เกี่ยวข้อง ส่งเสริมวิธีการเพาะปลูกที่ดี (Good Agricultural Practice หรือ GAP) และลงทุนด้านชลประทาน ตลอดจนดูแลการจัดการทรัพยากรน้ำในภาพรวมและการแบ่งเขตพื้นที่ใช้สอยอย่างจริงจัง ซึ่งจะทำให้ผลผลิตเพื่ออาหารและอุตสาหกรรมอื่นเพิ่มขึ้นตามไปด้วย



Potential contributions of renewable electricity to CO_2 reduction and Subsidy requirements under different scenarios

รูปที่ 5.3-1 ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ

2. การเพิ่มผลผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพให้ได้ปริมาณตามแผนการส่งเสริมของรัฐบาลหรือมากกว่านั้น ในกรณีของเอทานอล ซึ่งรัฐมีเป้าหมายที่จะให้มีการใช้ 9 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2565 ไม่จำเป็นต้องมีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกอ้อยและมันสำปะหลัง และไม่จำเป็นต้องลดปริมาณการผลิตเพื่ออาหารและผลิตภัณฑ์อย่างอื่น และไม่ต้องลดปริมาณการส่งออกของผลผลิตดังกล่าว ถ้ามีการดำเนินการตามข้อ 5.4 (1) รวมทั้งมีการแก้ไขกฎหมายให้เอื้อต่อการผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย และการกำหนดราคาเอทานอลที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม ในกรณีการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังยังมีอุปสรรคทางด้านเทคนิค โดยเฉพาะขั้นตอนการเตรียม (Pre-treatment) เพื่อแปรรูปเป็นน้ำตาล และจากผลการวิเคราะห์ตลอดวัฐจักรอายุ (Life Cycle Analysis) ของศักยภาพด้านการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล และการลด CO_2 ของการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง พบว่า ต่ำกว่าทางเลือกอื่น อย่างไรก็ตาม การผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังมีผลประโยชน์ทางด้านสังคมและช่วยสร้างรายได้สู่ชนบท อีกทั้งประเทศไทยมีศักยภาพเชิงแข่งขันสูงมากในการเพาะปลูกและแปรรูปมันสำปะหลังในเวทีโลก จึงจำเป็นต้องพัฒนาเทคโนโลยีตั้งแต่การเพาะปลูกไปจนถึงผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้าย เพื่อลดการใช้พลังงาน ต้นทุนและการปล่อย CO_2 ในกระบวนการผลิตเอทานอล

3. การประเมินตลอดวัฐจักรอายุของศักยภาพด้านการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) และการลดก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงชีวภาพ ชี้ให้เห็นว่าในกรณีการผลิตเอทานอล ไม่ว่าจะผลิตจากกากน้ำตาล น้ำอ้อย หรือมันสำปะหลังก็ตาม หากมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิต จะส่งผลให้พลังงานสุทธิที่จะได้ลดลงไปอย่างมาก และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่จะหลีกเลี่ยงได้ก็น้อยลงด้วย จึงจำเป็นต้องมีการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตให้มากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ ซึ่งหนทางหนึ่งก็คือ การผลิตเอทานอลที่บูรณาการกับการผลิตผลิตภัณฑ์อื่นที่ใช้พืชพลังงานชนิดเดียวกันในบริเวณเดียวกัน นั่นคือ การผลิตน้ำตาลและเอทานอลจากอ้อย และการผลิตแป้งมันและเอทานอลจากมันสำปะหลัง วิธีการนี้นอกจากจะช่วยลดค่าขนส่งวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงและลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตแล้ว ยังจะทำให้ผู้ผลิตเอทานอลมีความยืดหยุ่นในการจัดการความสมดุลย์ของปริมาณการผลิตระหว่างเชื้อเพลิงกับผลิตภัณฑ์อื่น (โดยเฉพาะอาหาร) ตามความผันแปรของราคาน้ำมันและผลผลิตทางเกษตรในตลาดโลกเพื่อให้ได้ประโยชน์สูงสุดอีกด้วย

4. มาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์มีได้หลายทางเลือก แต่จากการวิเคราะห์ข้อดีและข้อเสียในภาพรวมของประเทศ พบว่า มาตรการยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน (ทั้ง 91 และ 95) แล้วส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 จะก่อให้เกิด

อุปสงค์เอทานอลที่ใกล้เคียงกับการเร่งรัดส่งเสริมการใช้ E85 และเป็นอุปสงค์ที่สามารถเกิดขึ้นได้ทันที และมีต้นทุนเชิงนโยบาย (เงินอุดหนุนและลดหย่อนภาษีและเงินชดเชยผู้ได้รับผลกระทบที่ต้องดัดแปลงเครื่องยนต์) ต่ำกว่ากรณีส่งเสริม E85 มาก นอกจากนี้ นโยบาย E85 ยังมีผลกระทบเชิงลบต่อการส่งเสริมการผลิตและการใช้ภายในประเทศของรถยนต์ประสิทธิภาพสูงซึ่งใช้น้ำมัน E10 และ E20 ได้เช่นกัน อีกทั้ง การยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินจะมีผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า ในรูปของการลดปริมาณการปล่อยมลพิษจากรถจักรยานยนต์ และการเลิกใช้สารเพิ่มออกเทน MTBE (Methyl Tertiary Butyl Ether) อย่างไรก็ตาม เมื่อคำนึงถึงศักยภาพการผลิตเอทานอลที่สูงมากในระยะยาว การส่งเสริมการใช้ E85 และรถยนต์ FFV (Flexible fuel vehicle) อาจกระทำได้เมื่อมีความพร้อมมากขึ้นทั้งด้านอุปทานเอทานอลและโครงสร้างพื้นฐานการจำหน่ายเชื้อเพลิง และการผลิตรถยนต์ FFV

5. ในกรณีของไบโอดีเซล แม้มีการเพิ่มผลผลิตของปาล์มน้ำมันอย่างเต็มที่ ด้วยเทคโนโลยี (ไม่รวม GM) และการจัดการ จะมีศักยภาพการผลิตไบโอดีเซลหลังปี 2555 เพียงประมาณ 5 ล้านลิตรต่อวัน แต่เนื่องจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงดีเซลจะยังคงมีสัดส่วนที่สูง เมื่อเทียบกับน้ำมันเบนซิน และจากการวิเคราะห์ตลอดวัฐจักรอายุถึงประโยชน์ด้านการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลและศักยภาพการลด CO_2 ต่อหน่วยพื้นที่เพาะปลูก พบว่า การผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมันมีศักยภาพสูง จึงจำเป็นต้องเพิ่มผลผลิตพืชพลังงานเพื่อผลิตไบโอดีเซล ซึ่งต้องอาศัยการคัดเลือกและปรับปรุงพันธุ์ปาล์ม โดยเฉพาะพันธุ์ที่สามารถเจริญเติบโตได้ในพื้นที่ที่มีความชื้นต่ำกว่าภาคใต้ การปรับปรุงระบบชลประทาน และการจัดการการเพาะปลูก และการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปาล์มทดแทนพืชชนิดอื่นที่มีมูลค่าทางเศรษฐกิจต่ำเ ตลอดจนการใช้เทคโนโลยีดัดแปลงพันธุกรรมสำหรับปาล์มน้ำมันและ/หรือพืชน้ำมันชนิดอื่น แต่ต้องมีการศึกษาอย่างรอบคอบ

5.5 ข้อเสนอแนะอื่นๆ

1. จากการศึกษาศักยภาพของการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ พบว่า การกำหนดยุทธศาสตร์ด้านการเพาะปลูกพืชพลังงาน การผลิตเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ต่างๆ จากพืชพลังงาน และการส่งออก ยังไม่สอดคล้องกันนัก เนื่องจากมีหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จึงเห็นสมควรให้มีการกำหนดแผนแม่บทในระดับประเทศที่ชัดเจนสำหรับเรื่องดังกล่าว รวมทั้ง มีแผนที่นำทาง (Roadmap) สำหรับการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตพืชพลังงาน ตั้งแต่การกำหนด

เป้าหมายการผลิต การพัฒนาเทคโนโลยีและการจัดการ จนกระทั่งถึงการส่งเสริม เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายของแผนที่เกี่ยวข้อง

2. ชีวมวลเหลือทิ้งบางประเภท เช่น ฟางข้าว ใบและยอดอ้อย ทะลายปาล์มเปล่า และวัชพืชบางประเภท เช่น ธูปฤาษี หญ้าเลี้ยงสัตว์ มีศักยภาพที่จะผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้าเชื้อเพลิงเหลว (โดยใช้เทคโนโลยี Second generation) และก๊าซชีวภาพ การกำหนดทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ในการใช้ประโยชน์จากวัสดุดังกล่าวอย่างคุ้มค่าและยั่งยืนนั้น จำเป็นต้องมีการเปรียบเทียบผลกระทบของแต่ละทางเลือกจากการประเมินตลอดวัฐจักรอายุ (Life cycle) อย่างละเอียดต่อไป โดยคำนึงถึงทั้งศักยภาพในการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล การลดก๊าซเรือนกระจกและผลประโยชน์ทางสังคมอื่นๆ เช่น การจ้างงาน ทั้งนี้การประเมินดังกล่าวทำได้โดยการใช้แบบจำลอง GEMIS ที่ได้พัฒนาไว้แล้วในงานวิจัยนี้ แต่ต้องมีการพัฒนาต่อยอดให้มีความสมบรูณยิ่งขึ้น ทั้งฐานข้อมูลและแบบจำลองเพิ่มเติม

3. งานวิจัยนี้ได้นำเสนอแนวทางการพัฒนาระบบจัดเก็บและโครงสร้างฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่ง และได้พัฒนาฐานข้อมูลและแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์ทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพในเบื้องต้น (แบบจำลอง GEMIS) ซึ่งทุกกรณีจำเป็นต้องมีการพัฒนาให้มีความสมบูรณ์ และมีความพร้อมในการใช้งานมากขึ้น นอกจากนี้ จากประสบการณ์ในการศึกษาครั้งนี้ พบว่าการเก็บข้อมูล ในปัจจุบันไม่สามารถนำไปใช้ในการวางแผน คาดการณ์ในอนาคต ประเมินผลกระทบเชิงนโยบายและติดตามด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอย่างมีประสิทธิผล ซึ่งในกรณีนี้จำเป็นต้องใช้แบบจำลองแบบ End-use สำหรับภาคเศรษฐกิจต่างๆ จึงเห็นสมควรให้มีการจัดทำฐานข้อมูลแบบใหม่สำหรับทั่วทั้งประเทศอย่างครบถ้วน อนึ่ง เพื่อให้มีการศึกษาเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจและวางแผนดังกล่าว ต้องอาศัยบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในหลากหลายสาขาและทักษะเฉพาะ ซึ่งประเทศไทยยังค่อนข้างขาดแคลน จึงเห็นควรให้มีการสนับสนุนการดำเนินงานของเครือข่ายนักวิจัยและ/หรือกลุ่มวิจัยที่ประกอบด้วยบุคลากรที่เกี่ยวข้องในภาครัฐ และนักวิชาการในสถาบันการศึกษาและสถาบันวิจัยเพื่อบ่มเพาะนักวิจัยและสร้างองค์ความรู้ไปพร้อมๆ กัน เพื่อให้เกิดประสิทธิผลมากที่สุดจากทรัพยากรบุคคลที่มีอยู่อย่างจำกัด

บทสรุปผู้บริหาร

การวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2



โดย

เสนอ

มิถุนายน 2552

บทสรุปผู้บริหาร

โครงการ

การวิจัยเชิงนโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพในการใช้พลังงานในประเทศไทยระยะที่ 2

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

โดย

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

มิถุนายน 2552

คณะทำงานบริหารโครงการ

ที่ปรึกษา

ศาสตราจารย์ ดร.นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.)

หัวหน้าโครงการ

รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต ฟุ้งธรรมสาร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ผู้ช่วยหัวหน้าโครงการ

รองศาสตราจารย์ ดร.สุวิทย์ เตีย	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.จำนง สรพิพัฒน์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รองศาสตราจารย์ ดร.สิรินทรเทพ เต้าประยูร	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รองศาสตราจารย์ ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร.อธิคม บางวิวิฒน์	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ผู้จัดการโครงการ

นายณัฐพงษ์ ชยวัฑโฒ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

ผู้ช่วยผู้จัดการโครงการ

นางสาวมัทนพรรณ จิ๋วเจียม	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

เจ้าหน้าที่การเงินและธุรการ

นางสาวกัญญารัตน์ นิเทศนวิทยานุกูล	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นางสาวอนันทพร โชตินัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

คณะกรรมการกำกับทิศทาง

ศ. ดร. ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์	ประธานกรรมการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
ศ. ดร. ปิยะวัติ บุญ-หลง	กรรมการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
นาย อำนวย ทองสถิตย์	กรรมการ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
รศ. ดร. ศักรินทร์ ภูมิรัตน	กรรมการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ศ. ดร. มรกต ตันติเจริญ	กรรมการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
นาย ชวลิต พิชาลัย	กรรมการ	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
นางสาว ชนานัญ บัวเขียว	กรรมการ	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
นาย มิ่งพันธ์ ฉายาวิจิตรศิลป์	กรรมการ	สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย
นาย จิรศักดิ์ บุญรอด	กรรมการ	ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย
นาย เจน นำชัยศิริ	กรรมการ	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
ศ. ดร. ปกรณ์ อดุลพันธุ์	กรรมการ	สภาอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย
รศ. ดร. พรายพล คุ้มทรัพย์	กรรมการ	มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ศ. ดร. สมชาติ โสภณรณฤทธิ์	กรรมการ	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
นาย สุรเธียร จักรธรานนท์	กรรมการ	บริษัท กระดาษศรีสยาม จำกัด (มหาชน)
ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย	กรรมการและเลขานุการ	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
รศ. ดร. บัณฑิต ฟุ้งธรรมสาร	ผู้ช่วยเลขานุการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

คณะกรรมการที่ปรึกษา

1. ศ. ดร. นักสิทธ์ คูวัฒนาชัย (ประธาน)	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย
2. นาย ประโมทย์ ฉมามหัทธนา	ฝ่ายก่อสร้างพลังน้ำ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
3. นาย ธรรมยศ ศรีช่วย	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
4. รศ. ดร. พงศ์เทพ อัครธนกุล	ศูนย์เทคโนโลยีชีวภาพทางการเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
5. ศ. ดร. เจริญศักดิ์ โรจนฤทธิ์พิเชษฐ์	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
6. รศ. ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์วัฒนา	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
7. นาย พินิจ ศิริพฤกษ์พงษ์	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
8. รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
9. ดร. บุญรอด สัจจกุลนุกิจ	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
10. นาย เอกประพันธ์ อักษรพันธุ์	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
11. รศ. ดร. สุธีระ ประเสริฐสรรพ์	สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย

คณะนักวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ : การใช้เทคโนโลยีและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

ศ. ดร.มรกต ตันติเจริญ	หัวหน้าโครงการ	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
นางอุทัยวรรณ กรุดลอยมา	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส.วัชริน มีรอด	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส.กุลวรางค์ สุวรรณศรี	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
นายกฤษดา บำรุงวงศ์	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
น.ส. ดวงกมล ประสิทธิ์นราพันธุ์	ผู้ประสานงาน	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ. ดร. อภิสิทธิ์ เอี่ยมหน่อ	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
นายอภิชาต สีทาแก	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
ดร. สมวงษ์ ตระกูลรุ่ง	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ.ดร. กล้าณรงค์ ศรีรอต	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
ดร.เกื้อกูล ปิยะจอมขวัญ	นักวิจัย	ศูนย์พันธุวิศวกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพแห่งชาติ สวทช.
รศ. ประเสริฐ ฉัตรวชิระวงษ์	นักวิจัย	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
ผศ.พูนพิภพ เกษมทรัพย์	นักวิจัย	คณะเกษตร มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
นายสมบัติ เหสกุล	นักวิจัย	นักวิชาการอิสระ
ดร.นเรศ ดำรงชัย	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ดร.พลพิบูล สตางค์พุฒิ	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ
ดร.สุชัย สถิตคุณารัตน์	นักวิจัย	สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ

การประเมินเทคโนโลยีและศักยภาพเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกเพื่อพลังงาน สำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพในประเทศไทย

ดร.อรรณพ นพรัตน์	หัวหน้าโครงการ	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
ดร.วรินธร สงคศิริ	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวนันทิยา เปปะตัง	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นางสาวมาลินี ลีโทชวลิต	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ
นายประทิน กุลละวณิชย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

การประเมินศักยภาพของการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน และ Run-of-river

รศ.ดร.ชัยยุทธ ชินณะราศรี	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายสุรไกร บานชื่น	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายอรรถพล วงศ์ตระกูล	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายเกรียงไกร ตรีฤทธิวิทยา	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การศึกษาผลกระทบนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	ที่ปรึกษา	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
รศ.ดร.สุวิทย์ เตีย	ที่ปรึกษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	ที่ปรึกษา	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.ยศพงษ์ ลออนวล	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
ดร.ณทพร จินดาประเสริฐ	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นางสาวปิยธิดา ไตรนุรักษ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการประหยัดพลังงานและจัดการมลพิษทางอากาศ

รศ.ดร. ชยันต์ ตันติวัสดาการ	หัวหน้าโครงการ	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
รศ.ดร. นิรมล สุธรรมกิจ	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ดร. ชโลทร แก่นสันติสุขมงคล	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

การศึกษาผลกระทบจากภาษีคาร์บอนต่อการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร. จีรสรณ์ สันติสิริสมบูรณ์	นักวิจัย	ม. รามคำแหง
นายยอด สุขะมงคล	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม. รามคำแหง
นายประจวบ พีระพงศ์	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นางสาวอรอุมา สิริวัฒนชัย	ผู้ช่วยนักวิจัย	จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การศึกษาผลกระทบจากโครงการ CDM ผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและก๊าซชีวภาพต่อระบบพลังงานและเศรษฐกิจของประเทศไทย

นายวินัย ประภากรเกียรติ	หัวหน้าโครงการ	นักวิจัยอิสระ
นางสาวธิติมา ประภากรเกียรติ	นักวิจัย	มหาวิทยาลัยราชภัฏสวนดุสิต

การศึกษาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ

ดร.อธิคม บางวิวัฒน์	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ดร. ชโลทร แก่นสันติสุขมงคล	นักวิจัย	คณะเศรษฐศาสตร์ มธ.
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
Prof. Dr.-Ing. Christoph Menk	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.อรรณพ นพรัตน์	นักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การศึกษาส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ (ต่อ)

Mr. Nicholas Knight	นักวิจัย	นักวิจัยอิสระ
Mr. Las Moller	นักวิจัย	นักวิจัยอิสระ
รศ.ดร.สิรินทรเทพ เต้าประยูร	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ
Dipl.-Ing. Werner Siemers	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

การใชระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม

Prof. Dr.-Ing. Christoph Menke	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.อธิคม บางวิวัฒน์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.ปูมยศ วัลลิกุล	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจพ.

การประเมิน cost-effectiveness ของการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานในภาพรวมของประเทศ

รศ.ดร.บัณฑิต ลิ้มมีโชคชัย	หัวหน้าโครงการ	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
รศ.ดร. ศุภชาติ จงไพบูลย์พัฒนะ	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ผศ.ดร. ธวัชชัย อ่อนจันทร์	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
ผศ. ดร. ปกรณ์ โอภาประกาสิต	นักวิจัย	สถาบันเทคโนโลยีนานาชาติสิรินธร มธ.
นายยอด สุขะมงคล	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม.รามคำแหง
นายเผชิญ จันทร์สา	ผู้ช่วยนักวิจัย	ม.ศรีปทุม
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
นายจิระพันธุ์ เนื่องจากนิล	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
นายอนุสรณ์ ธนรัตนโอภาส	ผู้ช่วยนักวิจัย	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มจธ.
นายณัฐพงษ์ ชยวัฑโฒ	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

Development of tools to estimate alternative strategies and options in using biomass for energy

Dipl.-Ing. Werner Siemers	หัวหน้าโครงการ	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
Dr. Sebastien Bonnet	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สาวิตรี การีเวทย์	นักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ผศ.ดร.สุธรรม ปทุมสวัสดิ์	นักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจพ.

คณะนักวิจัย (ต่อ)

การพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนและการติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

รศ. ดร. สมชาย จันทร์ชาวนา	ที่ปรึกษา	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
รศ.ดร.สุวิทย์ เตีย	ที่ปรึกษา	มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ผศ.ดร.จำนง สรพิพัฒน์	ที่ปรึกษา	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม
ดร.ยศพงษ์ ลออนวล	หัวหน้าโครงการ	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
ดร.ณทพร จินดาประเสริฐ	ผู้ช่วยนักวิจัย	คณะวิศวกรรมศาสตร์ มจธ.
นายจักรพงศ์ พงศ์ธไนศวรรย์	ผู้ช่วยนักวิจัย	บัณฑิตวิทยาลัยร่วมด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม

กิตติกรรมประกาศ

คณะนักวิจัยขอขอบคุณสำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ที่ให้การสนับสนุนการดำเนินโครงการมาโดยตลอดตั้งแต่ระยะที่ 1 และใคร่ขอขอบคุณคณะกรรมการกำกับทิศทางและคณะกรรมการที่ปรึกษาที่ให้การสนับสนุนด้านวิชาการ และคำแนะนำต่างๆ ที่มีคุณค่ายิ่งต่อการดำเนินการวิจัย นอกจากนี้ ยังมีหน่วยงานต่างๆ โดยเฉพาะอย่างยิ่ง กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) ที่ได้ให้ข้อมูลที่เป็นประโยชน์อย่างมาก ตลอดจนบุคคลจำนวนมากที่ได้ให้ข้อมูลและข้อคิดเห็นผ่านการสัมภาษณ์ และการเข้าร่วมประชุมสัมมนาที่คณะนักวิจัยจัดขึ้น ซึ่งคณะนักวิจัยใคร่ขอขอบคุณมา ณ ที่นี้ด้วย

สารบัญ

สรุปและข้อเสนอแนะ..... E-1
มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ..... E-1
มาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน..... E-8
มาตรการส่งเสริมการผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน..... E-10
ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพและมาตรการเชิงนโยบายในการส่งเสริม..... E-14
ข้อเสนอแนะอื่นๆ E-15
1. ภูมิหลัง..... E-17
2. วัตถุประสงค์และขอบเขต..... E-17
3. ผลการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน..... E-18
3.1 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ E-19
3.1.1 การวิเคราะห์ความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพ E-19
3.1.2 การประเมินอุปทานของเชื้อเพลิงชีวภาพ E-20
3.1.3 ผลการประเมินศักยภาพการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตพืชพลังงาน E-22
3.1.4 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในภาพรวม E-25
3.2 ผลการประเมินศักยภาพของก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและพืชไร่โตเร็ว E-26
3.2.1 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพ E-27
3.2.2 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและการผลิตไฟฟ้า E-29
3.3 ผลการประเมินศักยภาพของพลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อน และประเภท Run-of-river (แม่น้ำไหลผ่าน) E-31
3.3.1 ข้อมูลศักยภาพที่มีอยู่ในปัจจุบัน E-31
3.3.2 ผลการศึกษาศักยภาพพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน E-32
3.3.3 พลังน้ำแบบ Run-of-river E-32
4. การวิเคราะห์แนวนโยบายและเครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน..... E-34
4.1 แนวนโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E-34
4.1.1 ผลการประเมินผลกระทบของมาตรการส่งเสริมแก๊สโซฮอล์ E-35
4.1.2 ข้อเสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมแก๊สโซฮอล์ E-36
4.2 มาตรการค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน (Carbon surcharge หรือ Carbon tax) E-40
4.2.1 การประเมินความเหมาะสมของการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคขนส่ง E-40

4.2.2 การประเมินความเหมาะสมของค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคไฟฟ้า E-43
4.3 การประเมินผลกระทบของการใช้มาตรการ CDM ต่อการใช้พลังงานหมุนเวียน E-47
4.3.1 การประเมินเชิงเศรษฐศาสตร์ E-48
4.3.2 การผลิตความร้อนจากชีวมวล E-48
4.3.3 การผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพ E-48
4.3.4 การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล E-48
4.3.5 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ E-51
4.3.6 ศักยภาพของชีวมวลที่ไม่คุ้มทุน E-51
4.3.7 การประเมินผลประโยชน์เชิงสิ่งแวดล้อม E-51
4.4 การประเมินศักยภาพของ Adder ในการเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการลดก๊าซเรือนกระจก E-52
4.4.1 เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจก E-53
4.4.2 การกำหนด Adder ที่สะท้อนต้นทุนผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided External Cost) E-57
4.4.3 การกำหนด Adders ที่จูงใจการลงทุนในเชิงการเงิน E-58
4.5 การใช้ระเบียบ SPP เพื่อส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) E-65
4.5.1 สถานภาพปัจจุบันของการผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก E-65
4.5.2 ข้อเสนอแนะเพื่อเร่งรัดการส่งเสริมระบบ CHP ที่มีประสิทธิภาพสูง E-66
4.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่า (Cost-effectiveness) ของการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ E-66
4.6.1 ความคุ้มทุนของการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน E-67
5. การพัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์..... E-67
5.1 เครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ของการใช้พลังงานชีวภาพ (Bioenergy) E-72
5.1.1 ลักษณะจำเพาะของเครื่องมือวิเคราะห์และแนวทางการพัฒนา E-72
5.1.2 ผลการใช้เครื่องมือวิเคราะห์ในแต่ละสาขา E-73
5.1.3 การเปรียบเทียบข้อได้เปรียบ/เสียเปรียบระหว่างสาขา E-78
5.2 โครงสร้างฐานข้อมูลการใช้พลังงานในภาคขนส่ง E-80
5.2.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยและการวางแผนนโยบายพลังงานด้านขนส่ง E-80
5.2.2 สถานภาพปัจจุบันและการเชื่อมโยงข้อมูล E-80
5.2.3 ข้อเสนอแนะการจัดระบบฐานข้อมูล E-81

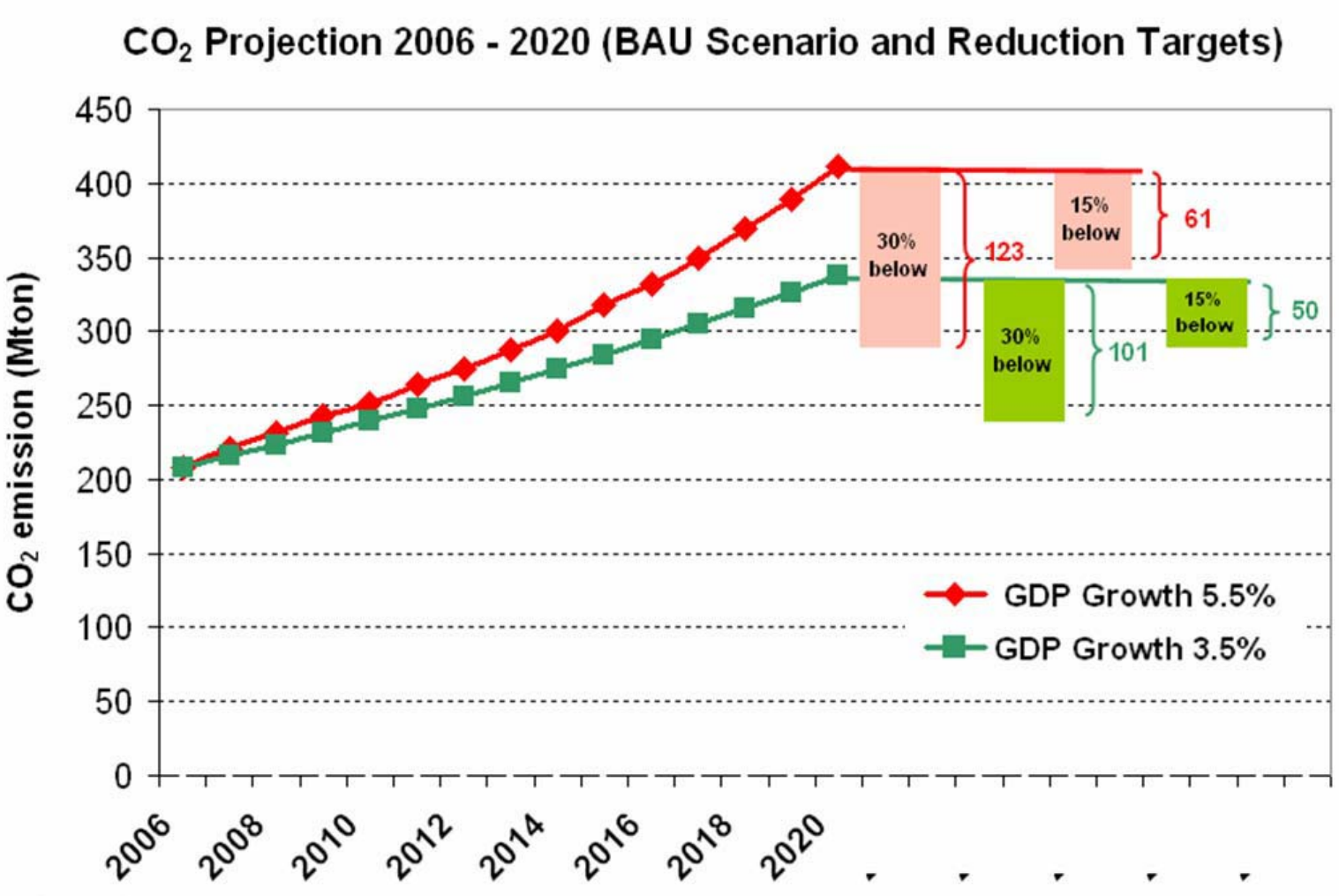
บทสรุปผู้บริหาร (Executive Summary)

สรุปและข้อเสนอแนะ

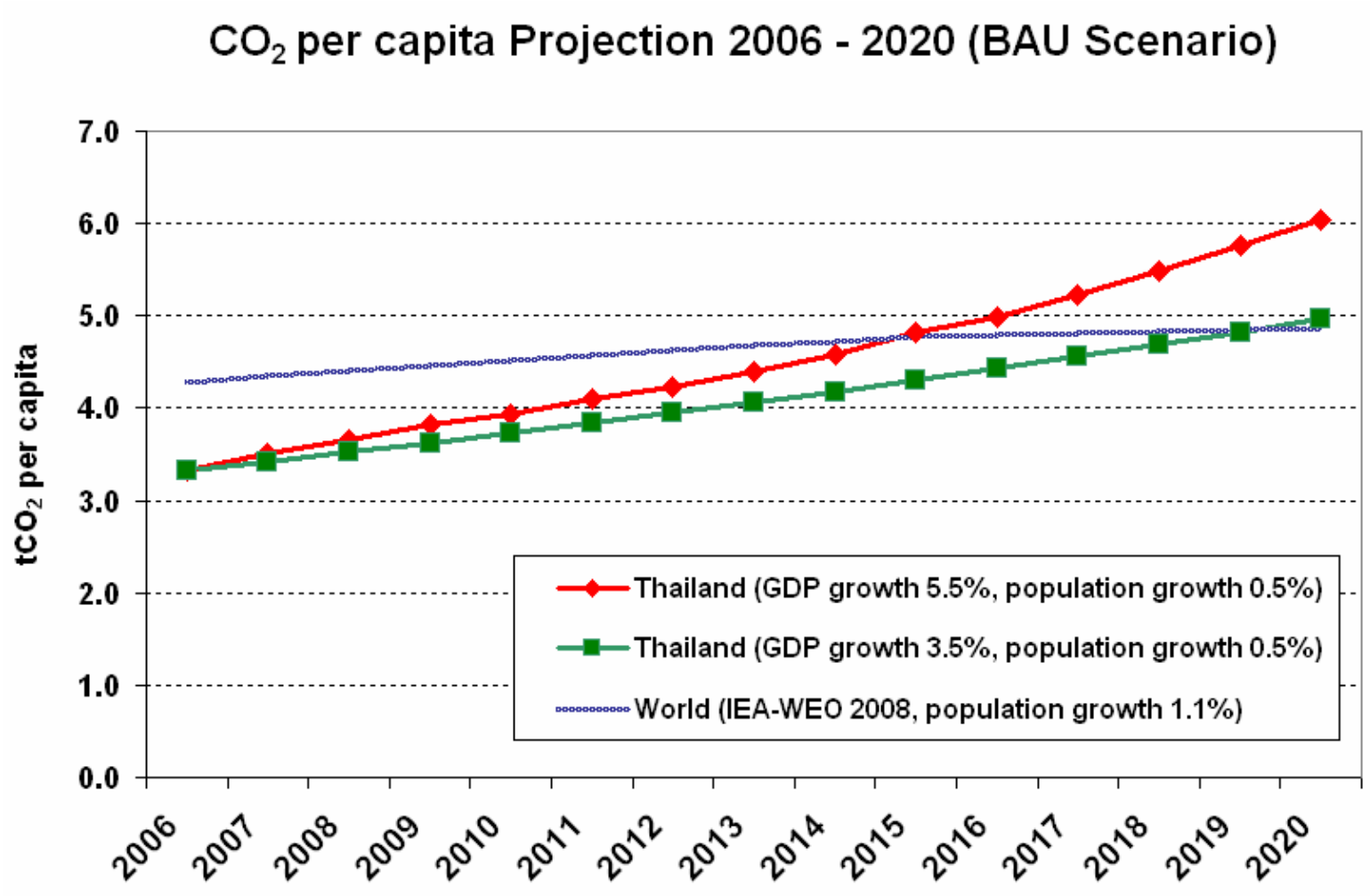
มาตรการเชิงนโยบายในการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในภาพรวมของประเทศ

1. สถานการณ์ด้านการเจรจาระหว่างประเทศว่าด้วยความรับผิดชอบของนานาประเทศในเรื่องการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกหลังปี 2555 (หรือหลังพิธีสารเกียวโตหมดวาระ) บ่งชี้ว่า ประเทศกำลังพัฒนามีแนวโน้มสูงที่จะต้องมีส่วนแบ่งความรับผิดชอบ ในขณะเดียวกัน ภาครัฐและเอกชนในประเทศที่พัฒนาแล้ว มีแนวโน้มที่จะใช้เหตุผลทางด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ในการกีดกันทางการค้า (Non-tariff barriers) โดยใช้มาตรฐานและฉลากคาร์บอน หรือคาร์บอนฟุตพริ้นท์ (carbon footprint) และข้อตกลงทวิภาคีทางการค้าที่มีเงื่อนไขด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นเครื่องมือ ซึ่งจะมีผลกระทบอย่างมากต่อความสามารถในการแข่งขันของภาคการผลิตและบริการของไทย โดยเฉพาะอุตสาหกรรมส่งออก อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยยังไม่มีการตั้งเป้าหมายด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาพรวมของประเทศหรือของภาคพลังงานโดยเฉพาะ โดยแผนพัฒนาทางด้านพลังงานที่ผ่านมานั้น มุ่งเน้นการเสริมความมั่นคงและลดต้นทุนเป็นหลัก ดังนั้น รัฐบาลจึงควรเร่งรัดการกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคพลังงานโดยเร็วเพื่อตั้งรับสถานการณ์ดังกล่าวในอนาคตอันใกล้

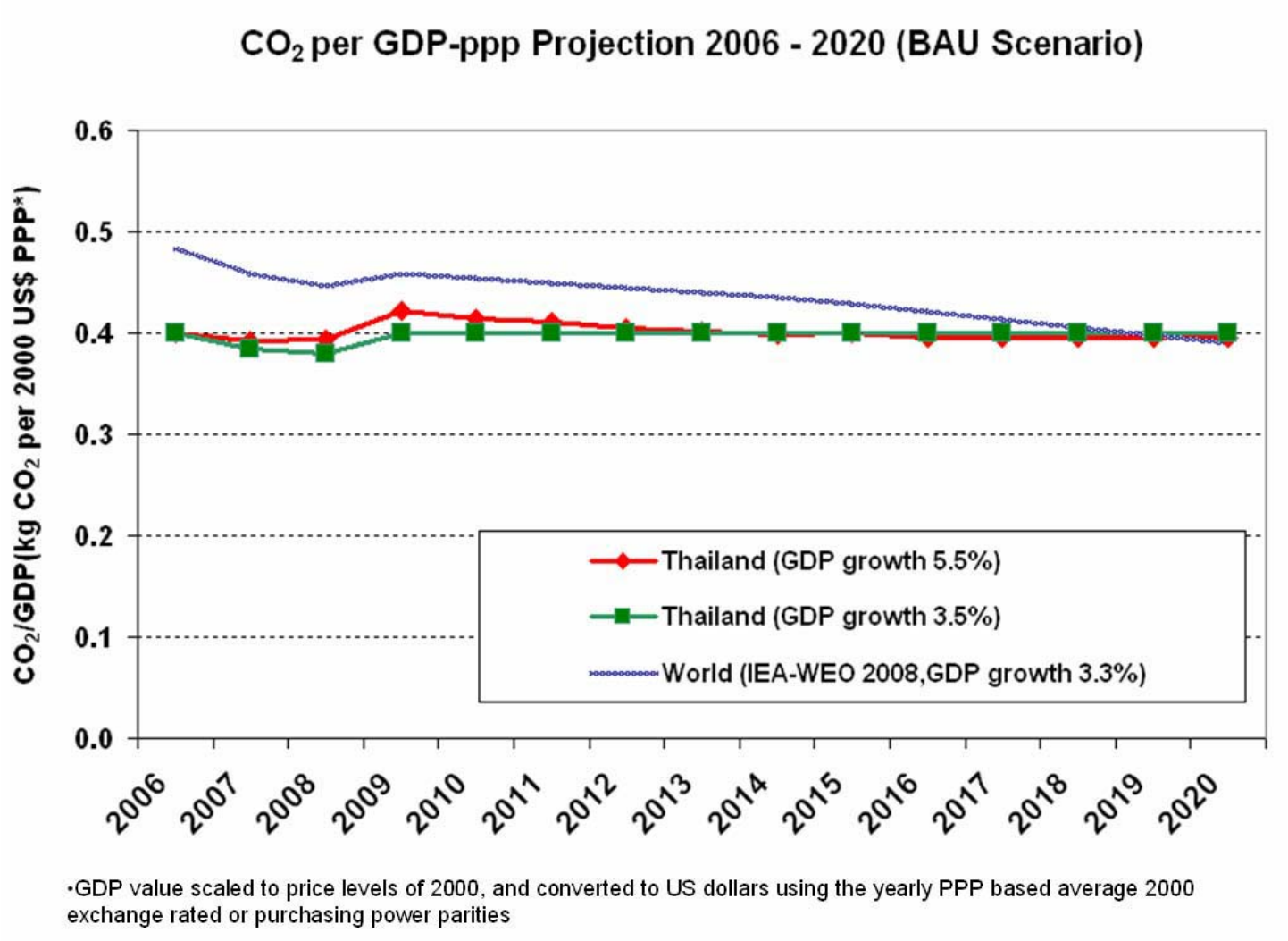
2. ปัจจุบันประชาคมโลกยังไม่มีข้อยุติในเรื่องเกณฑ์การจัดสรรพันธกรณีของนานาประเทศต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก แต่จากการติดตามความคืบหน้าการประชุมของ Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties ภายใต้ Kyoto Protocol (AWG-KP) ล่าสุด (1-12 มิถุนายน 2552) พบว่า เกณฑ์การจัดสรรจะคำนึงถึง ระดับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปัจจุบัน (Current Emissions) อัตราการปล่อยต่อประชากร (Emission per capita) ผลผลิตรวมของประเทศต่อประชากร (GDP per Capita) ปริมาณการปล่อยสะสม (Cumulative Emissions from 1850-2005) และปริมาณการปล่อยต่อผลผลิตรวมของประเทศ (Emission per GDP) และจะมีการกำหนดเป้าหมายการลดปริมาณการปล่อย CO_2 สำหรับกรณีที่จะจำกัดความเข้มข้นของ $CO_{2\text{-eq}}$ ไว้ที่ระดับต่างๆ คือ 450, 550 และ 650 ppm ซึ่งในกรณีที่เข้มงวดที่สุด และเป็นกรณีที่น่าจะจำเป็นสำหรับการหลีกเลี่ยงความหายนะ คือ 450 ppm ในกรณีนี้ ประเทศกำลังพัฒนาจะต้องปล่อย CO_2 ต่ำกว่าปริมาณที่ปล่อยในกรณีปกติ (BAU) ในปี 2563 (ค.ศ. 2020) ระหว่าง 15-30% (ส่วนประเทศพัฒนาแล้ว หรือ Annex I จะต้องปล่อยต่ำกว่าระดับปี 1990 ระหว่าง 25-40%) ดังนั้น ในกรณีร้ายแรงที่สุด (Worst Case Scenario) ประเทศไทยอาจต้องลดการปล่อย CO_2 ให้ต่ำกว่าปริมาณที่คาดว่าจะปล่อยในกรณี BAU (ที่ GDP เติบโตเฉลี่ย 5.5% ต่อปี) ในปี 2563 ถึง 123 ล้านตัน (30% ของ 410 ล้านตัน) หรือ 101 ล้านตัน (30% ของ 337 ล้านตัน) ในกรณีที่ GDP เติบโตเฉลี่ย 3.5% ต่อปี ส่วนในกรณีที่ดีที่สุด (Best case scenario) หรือกรณีที่เศรษฐกิจเติบโตเฉลี่ยเพียง 3.5% ต่อปี และมีพันธกรณีต้องลด CO_2 ให้ต่ำกว่า BAU เพียง 15% ประเทศไทยจะต้องลดการปล่อย CO_2 ลง 50.5 ล้านตัน ทั้งนี้ ในปีดังกล่าว อัตราการปล่อย CO_2 ต่อประชากรของไทยอาจสูงกว่าค่าเฉลี่ยโลก (ประมาณ 5 – 6 tCO_2/คน (อัตราการเติบโตของ GDP 3.5 – 5.5%) เทียบกับค่าเฉลี่ยของโลกที่ 4.9 tCO_2/คน) ส่วนอัตราการปล่อย CO_2 ต่อ GDP_{ppp} อาจใกล้เคียงกับค่าเฉลี่ยของโลก



คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 กรณี BAU ของประเทศไทยและเป้าหมายการลด CO_2 ในปี 2020



คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อหัวประชากรของโลกและของประเทศไทย



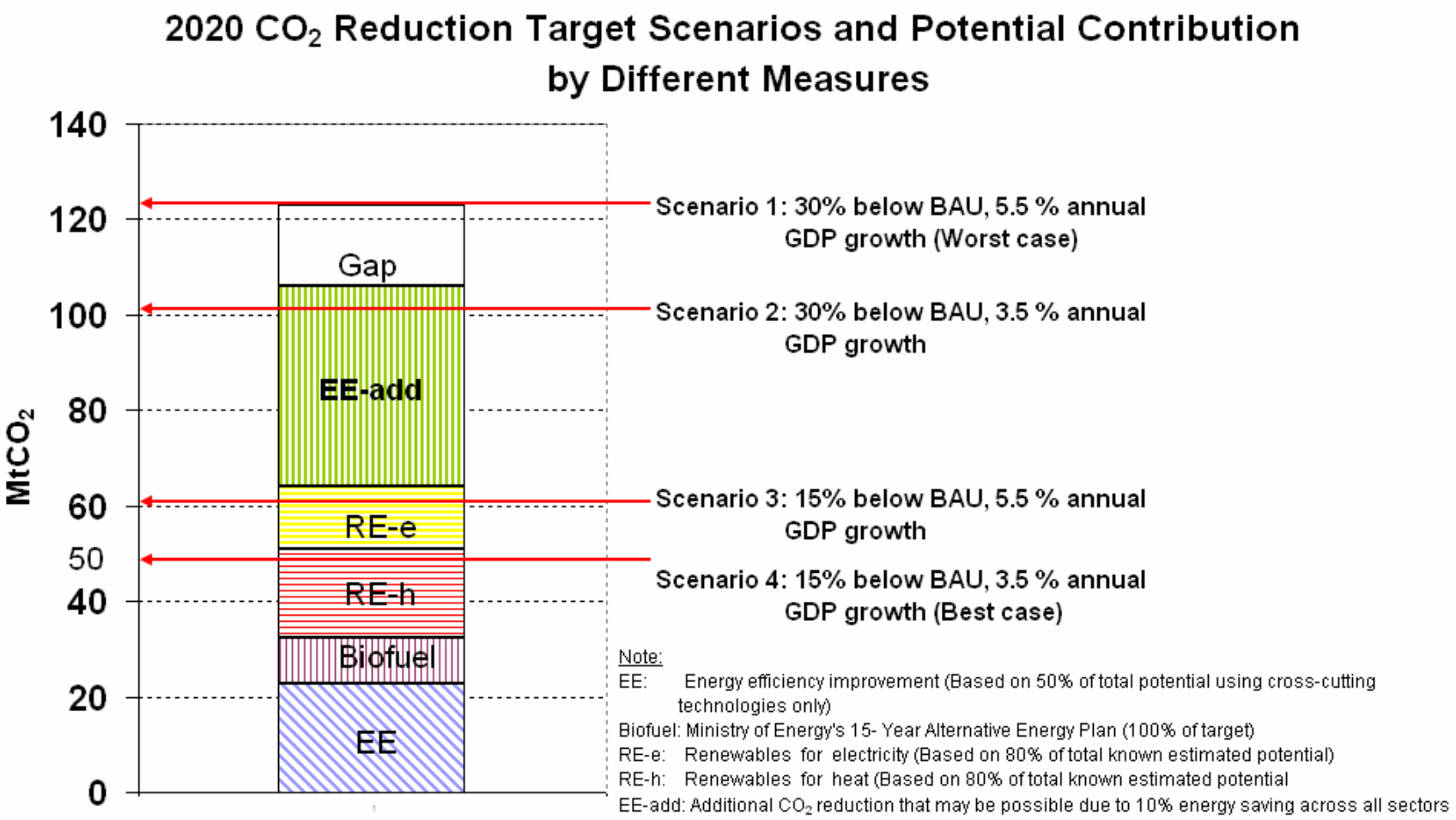
คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อ GDP-ppp ของโลกและของประเทศไทย

คือ ประมาณ 0.40 kgCO_2/GDP 2000 US$ PPP (*GDP value scaled to price levels of 2000, and converted to US dollars using the yearly PPP based average 2000 exchange rates or purchasing power parities).

3. โดยทั่วไปมาตรการจำกัดการปล่อย CO_2 สามมาตรการหลัก คือ การประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานหมุนเวียน และการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำอื่นๆ โดยเฉพาะพลังงานนิวเคลียร์ และการดักและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage - CCS) แต่เนื่องจากในระยะกลาง การก่อสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์อาจไม่ทันกาล เนื่องจากมีผู้ผลิตน้อยราย ขณะที่มีจำนวนผู้สั่งซื้อมาก และกระบวนการเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานและการสร้างความยอมรับของสาธารณชนต้องใช้เวลาค่อนข้างนาน ส่วนเทคโนโลยี CCS ยังอยู่ในระหว่างการพัฒนา (รัฐบาลอังกฤษประกาศว่าอย่างเร็วที่สุดจะพร้อมใช้ภายใน 5 ปีหลังปี คศ. 2020) ดังนั้น ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องมีมาตรการส่งเสริมการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนที่เข้มข้นโดยเร็ว

4. ผลการศึกษาในงานวิจัยนี้ พบว่า การประหยัดพลังงานเป็นมาตรการที่มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์สูงและดำเนินการได้เร็ว และจากการประเมินศักยภาพการประหยัดพลังงานใน 4 ภาคเศรษฐกิจหลักอันได้แก่ ภาคขนส่ง (คิดเฉพาะการขนส่งทางถนน) ภาคอุตสาหกรรม ภาคอาคารพาณิชย์ และภาคครัวเรือน โดยพิจารณาเฉพาะกรณีใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์หลักที่มีประสิทธิภาพสูงในแต่ละภาคโดยไม่รวมกับการปรับปรุงเทคโนโลยีเฉพาะด้านในอุตสาหกรรม และการปรับโครงสร้างอุตสาหกรรมและการขนส่ง ชี้ให้เห็นว่าในปี 2563 จะสามารถลด CO_2 ได้ประมาณ 45.4 ล้านตันจากกรณี BAU หาก GDP เติบโตเฉลี่ย 5.5% ต่อปี สมมุติว่ามาตรการประหยัดพลังงานดังกล่าวสามารถบรรลุผลได้ 50% ของศักยภาพ (เนื่องจากการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานยังต้องเผชิญอุปสรรคอีกมาก) จะหลีกเลี่ยง CO_2 ได้ประมาณ 22.7 ล้านตัน ทั้งนี้ยังไม่รวมมาตรการประหยัดพลังงานอื่นๆ อีกมากในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง การใช้เชื้อเพลิงชีวภาพตามเป้าหมายของรัฐ อาจลดการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 9.5 ล้านตัน (คิดเฉพาะการปล่อยจากปลายท่อไอเสียรถยนต์) การใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้าตามเป้าหมายของรัฐ (แผนการพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี) ซึ่งเท่ากับประมาณ 80% ของศักยภาพพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการประเมินไว้ทั้งหมด จะหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ในปี 2563 ได้ประมาณ 13.1 ล้านตันสำหรับภาคไฟฟ้า และประมาณ 18.8 ล้านตันสำหรับภาคความร้อน รวมแล้วประเทศไทยจะมีศักยภาพในการลด CO_2 ได้ประมาณ 64 ล้านตัน ดังนั้น ในกรณีที่ดีที่สุด (Best Case) ประเทศไทยอาจมีศักยภาพที่จะลด CO_2 ได้ตามพันธกรณี ส่วนในกรณีร้ายแรงที่สุด (Worst Case) จะมีช่องว่างอีก 59 ล้านตัน ในกรณีนี้ ประเทศไทยจะต้องมีมาตรการลด CO_2 อย่างเข้มงวด โดยเฉพาะมาตรการประหยัดพลังงาน ซึ่งจากประสบการณ์ในต่างประเทศมีความเป็นไปได้ที่จะลดปริมาณการใช้พลังงานจากกรณี BAU เพิ่มเติมได้อีก 10% ดังนั้น ในปี 2563 ประเทศไทยอาจมีศักยภาพที่จะลด CO_2 จากมาตรการประหยัดพลังงานได้อีกประมาณ 42 ล้านตัน รวมศักยภาพในการลด CO_2 ทั้งหมดได้ประมาณ 106 ล้านตัน คงเหลือช่องว่างอีกประมาณ 17 ล้านตัน ดังนั้น จึงมีจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องมีมาตรการจูงใจ เพื่อส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีพลังงานประเภทคาร์บอนต่ำ โดยเฉพาะพลังงานหมุนเวียน เพื่อใช้ศักยภาพการลด CO_2 ที่มีอยู่

5. เครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมและกระตุ้นให้เกิดการใช้พลังงานหมุนเวียนและประหยัดพลังงานที่ใช้อยู่ในปัจจุบันเป็นประเภทจูงใจผู้ใช้และผู้ลงทุนโดยการอุดหนุนจากภาครัฐ หรือการช่วยเหลือจากแหล่งอื่นเป็นหลัก ไม่ว่าจะเป็นการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) การใช้กลไกการพัฒนาที่



เป้าหมายลด CO_2 ภายใต้สถานการณ์ต่างๆ และศักยภาพการลด CO_2 ด้วยมาตรการต่างๆ

สะอาด (CDM) การใช้กลไกทางราคาและเงินอุดหนุน (สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ) การลดหย่อนทางภาษีและการให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ รวมทั้งการดำเนินการด้าน Demand Side Management (DSM) ซึ่งวงเงินที่รัฐจัดหามาได้เพื่อการดังกล่าวมีค่อนข้างจำกัด เพราะแหล่งที่มาของรายได้มาจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเป็นหลัก ซึ่งเก็บมาจากผู้ใช้น้ำมันขนส่งเพียงอย่างเดียว (ไม่ถึง 20,000 ล้านบาท ในปี 2550) การบรรลุเป้าหมายด้านการลด CO_2 ดังกล่าวในข้อ (4) จำเป็นต้องใช้เงินสนับสนุนที่สูงกว่าปัจจุบัน จึงควรให้ผู้ผลิตและผู้ใช้พลังงานทุกประเภทมีส่วนรับผิดชอบต่อการปล่อย CO_2 ด้วย เครื่องมือเชิงนโยบายอย่างหนึ่งที่อาจมีความเหมาะสมสำหรับประเทศไทยคือ ภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) หรือค่าธรรมเนียมคาร์บอน (Carbon Surcharge) เนื่องจากเป็นมาตรการที่มีประสิทธิผลและรอบด้าน (Comprehensive) ในการจูงใจกึ่งบังคับให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีและพฤติกรรมการใช้พลังงาน รวมทั้งสามารถนำเงินที่จัดเก็บมาได้ตั้งเป็นกองทุนขนาดใหญ่ เพื่อส่งเสริมการลงทุนการพัฒนาเทคโนโลยีและจูงใจให้มีกิจกรรม ที่จะนำไปสู่การลดการปล่อยก๊าซ CO_2

6. ในบริบทของประเทศไทย การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนตั้งแต่ 50 เหรียญต่อตันคาร์บอนขึ้นไป คาดว่าจะก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากคาร์บอนสูงไปสู่คาร์บอนต่ำ (เช่น พลังงานหมุนเวียน ฯลฯ) อย่างมีนัยสำคัญ กล่าวคือจะ ลด CO_2 ได้ประมาณกว่า 10% เมื่อเทียบกับ BAU (โดยใช้ต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าต่ำสุดเป็นเกณฑ์คัดเลือกประเภทโรงไฟฟ้า) โดยที่รัฐจะมีรายได้จากค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ประมาณ 40,000 ล้านบาท ในปี 2551 และ 940,000 ล้านบาทในปี 2563 ทั้งนี้ เงินรายได้ดังกล่าวสูงกว่า ค่าผลกระทบภายนอก (External cost) ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลของประเทศไทย ซึ่งเท่ากับประมาณ 18,000 ล้านบาท หรือ 0.12 บาท/kWh ในปี 2551

ส่วนในภาคขนส่ง อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนจากเชื้อเพลิงปิโตรเลียม ที่จะก่อให้เกิดการประหยัดพลังงานในภาคขนส่งและลดการปล่อย CO_2 ลงปีละ 5% จาก BAU อยู่ที่ประมาณ 5 บาทต่อลิตร (เทียบเท่าเบนซิน) (ราคาในปี 2551 และพิจารณาเฉพาะเบนซิน ดีเซล และ LPG) การประมาณการณ์อัตราค่าธรรมเนียมนี้ ตั้งอยู่บนสมมุติฐานว่ารายได้ทั้งหมดที่จัดเก็บได้ มีการนำมาทดแทนภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ภาษีมหาดไทย และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ที่เก็บอยู่ในปัจจุบันทั้งหมด ดังนั้น หากมีการนำค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ดังกล่าว ซึ่งคิดเป็นเงินประมาณ 178,100 ล้านบาท (ในปี 2551) ประมาณ 70% คืนให้เป็นภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ภาษีมหาดไทย และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พบว่า ผู้ใช้น้ำมันจะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น เนื่องจากค่าธรรมเนียมคาร์บอนเพียง 1.50 บาทต่อลิตรเทียบเท่าเบนซิน หรือ 75 เหรียญต่อตันคาร์บอน เงินค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ (หลังคืนภาษีสรรพสามิตน้ำมัน ฯลฯ) สามารถตั้งเป็นกองทุนใหม่ได้ 53,430 ล้านบาท

การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนระหว่าง 50 – 75 เหรียญต่อตันคาร์บอนทั้งภาคไฟฟ้าและขนส่งดังกล่าว เทียบเคียงได้กับราคาคาร์บอนเครดิตที่มีการซื้อขายในปัจจุบัน (กลุ่มประเทศภาคีตลาดร่วมยุโรป) คือประมาณ 48-72 เหรียญต่อตันคาร์บอน แต่น้อยกว่ามูลค่าผลกระทบภายนอก (External cost) ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ที่ใช้อ้างอิงในโครงการ ExternE ซึ่งได้กำหนดไว้ที่ (90 เหรียญต่อตันคาร์บอน คาดว่าผลกระทบจากการเก็บค่าธรรมเนียมดังกล่าวจะก่อให้เกิดการหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ในปี 2563 ได้ประมาณ 6.7 ล้านตันในภาคขนส่ง และ 23 ล้านตันในภาคผลิตไฟฟ้า รวมเป็นประมาณ 30 ล้านตัน ในปี 2563 ทั้งนี้ ยังไม่รวมผลประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นจากรายได้ของค่าธรรมเนียมดังกล่าวประมาณ 93,430 ล้านบาท (ปี 2551) จึงเชื่อได้ว่า การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะเป็นเครื่องมือเชิงนโยบายที่จะมีส่วนสำคัญในการช่วยให้ประเทศไทยบรรลุพันธกรณีด้านการลดการปล่อย

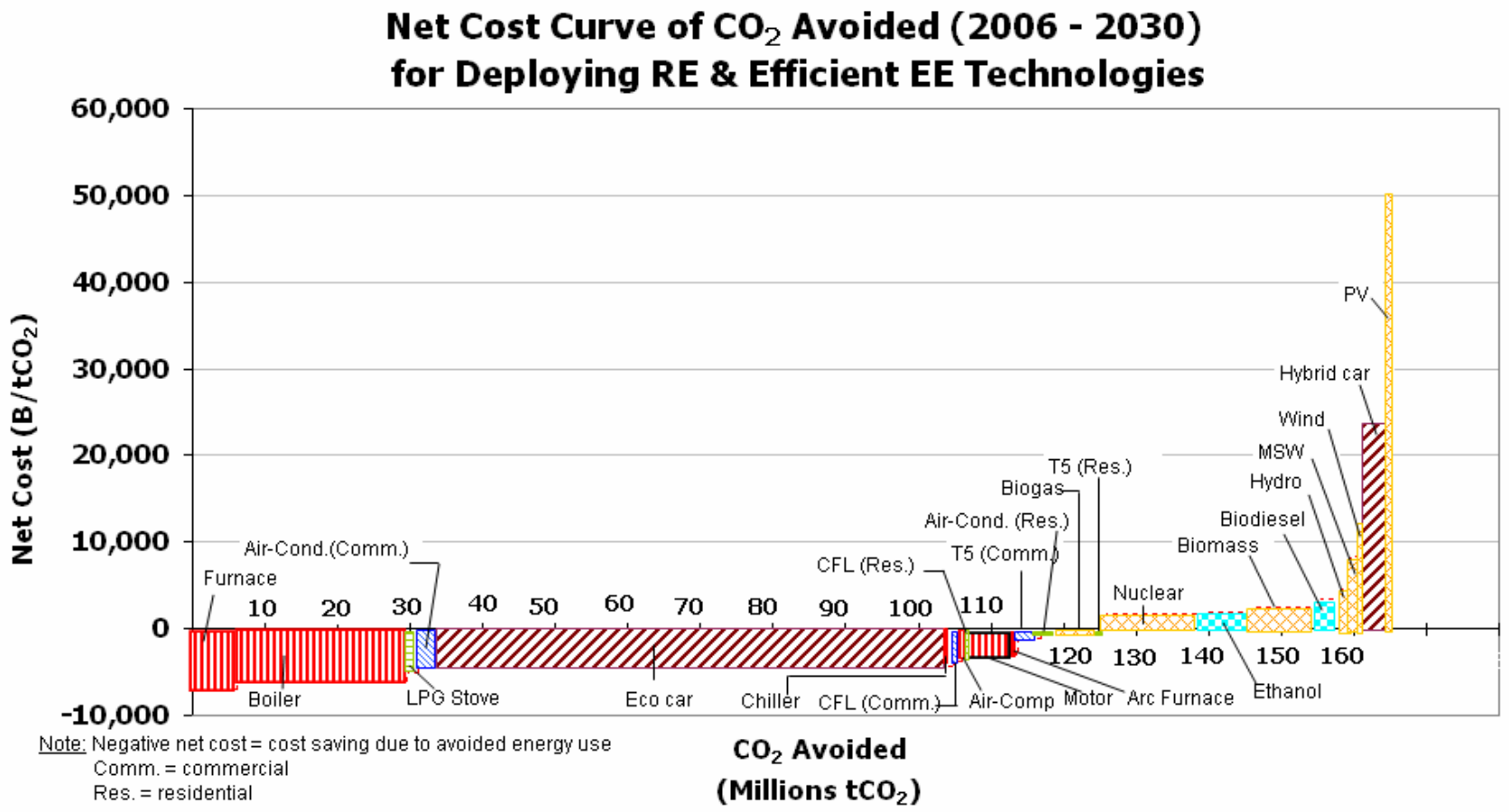
CO_2 ที่จะมีขึ้นได้ อย่างไรก็ตาม การศึกษานี้ยังอยู่ในขั้นเบื้องต้นเท่านั้น หากจะนำหลักการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้งานจริง จะต้องมีการคำนวณและประเมินผลกระทบอย่างละเอียดในระบบเศรษฐกิจมหภาคว่าภาคเศรษฐกิจใดจะมีผลกระทบในเชิงแข่งขันระหว่างประเทศมากน้อยเพียงใด เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบเชิงลบทางด้านเศรษฐกิจของบางภาคในระยะสั้น นอกจากนี้ เป้าหมายการลด CO_2 ที่ใช้ศึกษานี้เป็นเพียงกรณีสมมุติ หากมีเป้าหมายที่ชัดเจนขึ้นหลังได้ข้อยุติในการเจรจาที่กรุงโคเปนเฮเกนในเดือนธันวาคม 2552 แล้ว ควรจะต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม

มาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

7. การประหยัดพลังงานโดยการใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์ที่มีประสิทธิภาพพลังงานสูงในทุกภาคเศรษฐกิจเป็นมาตรการที่มีความคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์สูง (Cost effective) ทั้งในแง่ต้นทุนต่อหน่วยพลังงานที่ประหยัดได้ และต้นทุนต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ เทคโนโลยี/อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูง ที่มีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ที่สมควรได้รับการส่งเสริมเป็นอันดับต้นๆ เนื่องจากมีต้นทุนสุทธิ (Net cost) ต่ำ (ติดลบเนื่องจากมูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้สูงกว่าต้นทุน) และ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้มีปริมาณมาก ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ และอุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงประเภทหม้อไอน้ำ เตาเผาประสิทธิภาพสูง มอเตอร์ และเครื่องปรับอากาศในอาคาร ทั้งนี้ การประเมินความคุ้มค่าการลงทุนนั้น คิดต้นทุนในกรณีที่ไม่มีการอุดหนุนจากภาครัฐในรูปแบบต่างๆ เช่น การลดภาษีสรรพสามิต

   หากมีการใช้เทคโนโลยี/อุปกรณ์ตามอัตราที่คาดการณ์ในการศึกษานี้ จะนำไปสู่การประหยัดพลังงานขั้นต้นเฉลี่ยประมาณ 1,850 ktoe ต่อปี และหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 4.2 ล้านตันต่อปี โดยเฉลี่ยจากปัจจุบันจนถึงปี 2573 อย่างไรก็ตาม ศักยภาพในการหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 จากการประหยัดพลังงานจะสูงกว่านี้มาก หากรวมการใช้เทคโนโลยีประสิทธิภาพสูง ที่เฉพาะเจาะจงสำหรับแต่ละกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมและการปรับโครงสร้างพื้นฐานด้านขนส่ง

8. การประหยัดพลังงานและการลด CO_2 ในภาคขนส่ง มีความสำคัญอย่างยิ่งยวด เนื่องจากมี Cost – effectiveness สูง ที่ผ่านมานโยบายรัฐได้เน้นการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงทดแทนเป็นหลัก ในอนาคตจำเป็นต้องมีมาตรการและเครื่องมือเชิงนโยบายที่หลากหลายมากขึ้น ซึ่งนอกจากการส่งเสริมการใช้รถยนต์ประหยัดพลังงาน คือ รถยนต์อีโคคาร์และรถยนต์ไฮบริด ดังกล่าวแล้ว (หมายเหตุ มาตรการส่งเสริมรถยนต์ไฮบริดยังไม่ชัดเจน) ควรมีมาตรการภาคบังคับและกึ่งบังคับที่จะนำไปสู่การลดปริมาณความต้องการด้านการขนส่ง (Travel Demand Management) ด้วย จากประสบการณ์ในต่างประเทศที่ประสบความสำเร็จในเรื่องดังกล่าว พบว่า ผลสัมฤทธิ์มักเกิดจากการใช้มาตรการหลายๆ มาตรการร่วมกัน แม้ว่าแต่ละมาตรการโดยลำพังอาจมีผลกระทบเพียงไม่มากนัก อีกทั้งยังต้องมีฐานข้อมูลด้านการใช้พลังงานของภาคขนส่งที่เหมาะสมและเพียงพอ ที่จะนำไปใช้เป็นเครื่องมือในการกำหนดทางเลือกมาตรการส่งเสริม การวิจัย การติดตาม การประเมินผลกระทบของมาตรการต่างๆ ที่เกิดขึ้น และการตัดสินใจเชิงนโยบาย แต่ประเทศไทยยังขาดการจัดเก็บข้อมูลที่จำเป็นหลายรายการ (หรือมีการจัดเก็บ แต่ไม่อยู่ในรูปที่เหมาะสมกับการใช้งาน) โดยเฉพาะอย่างยิ่งข้อมูลด้านการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยมลพิษ และระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ อัตราบรรทุกผู้โดยสารและอัตราบรรทุกสินค้า สำหรับยานพาหนะแต่ละประเภท จึงควรมีการจัดเก็บและจัดทำ



ต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้จากการใช้เทคโนโลยีประหยัดพลังงานประเภทต่าง (สะสมในปี 2549-2573)

ฐานข้อมูลตามโครงสร้างและความเชื่อมโยงของข้อมูล (และหน่วยงาน) ที่ได้เสนอไว้ในรายงานนี้ รวมทั้งควรมีหน่วยงานกลางเพื่อประสานงานเรื่องการจัดเก็บ ประมวล และเผยแพร่ข้อมูลเป็นประจำแทนการสำรวจแบบสุ่มตัวอย่างเป็นครั้งคราว

9. การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) เป็นอีกมาตรการหนึ่ง ที่มีศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ทั้งในภาคอุตสาหกรรมและภาคอาคาร การปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ให้มีเกณฑ์ขั้นต่ำด้านการประหยัดพลังงานขั้นต้น (Primary energy saving – PES) ของระบบที่เหมาะสม เช่น 10% ตามข้อเสนอของ EU Directive จะช่วยให้ระบบ CHP เข้าเกณฑ์ที่จะรับการสนับสนุนมากขึ้น เนื่องจากจะมีการใช้ไอน้ำ ในกระบวนการผลิตและ/หรือขายให้โรงงานข้างเคียง ทำให้อัตราส่วนความร้อนต่อไฟฟ้าสูงขึ้น อันจะนำไปสู่ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบที่สูงกว่ากรณีของระเบียบเดิม ที่เอื้อต่อการผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก และใช้ไอน้ำเป็นส่วนน้อย **(หมายเหตุ ข้อเสนอแนะดังกล่าว สนพ. ได้นำไปปรับใช้ในการปรับปรุงระเบียบ SPP แล้ว)**

มาตรการส่งเสริมการผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

10. ประเทศไทยมีแหล่งพลังน้ำที่มีศักยภาพแต่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์อีกไม่น้อยกว่า 7,000 MW แต่ด้วยข้อจำกัดด้านสิ่งแวดล้อมของเขื่อนกักเก็บน้ำขนาดใหญ่และข้อจำกัดด้านต้นทุนและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบพลังน้ำชุมชนขนาดเล็ก ทางเลือกที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมที่มีขนาดไม่เล็กจนเกินไป คือ การผลิตไฟฟ้าจากพลังน้ำแบบแม่น้ำไหลผ่าน (Run-of-river) ซึ่งนอกจากผลการศึกษาก่อนหน้านี้ที่พบว่า ลุ่มน้ำปิงมีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ถึง 210 MW แล้ว ผลการศึกษานี้ยังชี้ให้เห็นว่าใน 7 ลุ่มน้ำภาคกลางที่ได้มีการสำรวจมีแหล่งที่มีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ (โดยไม่ได้รับ Adder) จำนวน 32 แห่ง รวมศักยภาพกว่า 200 MW แต่ละโครงการมีขนาดตั้งแต่ 1 ถึง 25 MW โดยเฉพาะลุ่มน้ำแม่กลองเพียงลุ่มน้ำเดียวมีศักยภาพ 115 MW แต่การดำเนินงานในทางปฏิบัติต้องมีการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและด้านมวลชนที่เป็นที่ยอมรับ โดยเฉพาะการดูแลเรื่องชลประทาน การประมง ผลกระทบทางกายภาพของชุมชนริมน้ำ และการมีส่วนร่วมในกระบวนการตัดสินใจ ตลอดจนการแบ่งปันผลประโยชน์กับชุมชนท้องถิ่นที่ได้รับผลกระทบอย่างเที่ยงธรรม หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงควรริเริ่มโครงการนำร่องที่แสดงถึง Best practice ในมิติต่างๆ ดังกล่าว ที่เป็นการแก้ภาพพจน์ของโครงการลักษณะเดียวกับในอดีต (เขื่อนปากมูล) ทั้งนี้ การรับการถ่ายทอดเทคโนโลยีและประสบการณ์ในการบริหารจัดการจากต่างประเทศ เช่น ประเทศสวิตเซอร์แลนด์จะเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง นอกจากนี้ ควรมีการปรับปรุง Adder ให้ครอบคลุมพลังน้ำที่มีขนาดใหญ่ขึ้น เช่นกรณีของ Run-of-river ซึ่งอาจมีขนาดถึง 25 MW

11. ประเทศไทยยังมีศักยภาพที่จะใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าอีกมาก แม้กระทั่งชีวมวลที่หลายฝ่ายเชื่อว่ามีการใช้ประโยชน์จนใกล้จุดอิ่มตัวแล้ว เช่น ชานอ้อยและแกลบ ในกรณีของชานอ้อย แม้ว่าอุตสาหกรรมน้ำตาลของไทยได้มีการใช้ชานอ้อยผลิตไฟฟ้ามาหลายปี แต่ประสิทธิภาพโดยเฉลี่ยยังต่ำมาก กล่าวคือ สามารถผลิตไฟฟ้าขายเข้ากริดเพียง 14.25 kWh/TCane (หน่วยไฟฟ้าต่อตันอ้อย) ในขณะที่โรงงานที่มีประสิทธิภาพสูงสุดสามารถทำได้ถึง 70 kWh/TCane แต่ก็ยังต่ำกว่าอุตสาหกรรมเดียวกันในประเทศบราซิล ซึ่งสามารถทำได้ถึง 120 kWh/TCane และเนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยมีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 และมีความคุ้มทุนเชิง

เศรษฐศาสตร์สูง กอปรกับศักยภาพในการเพิ่มผลผลิตอ้อยต่อไร่ก็สูงมากดังกล่าวมาแล้ว การอุดหนุนให้มีการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยการยกระดับเทคโนโลยีและการจัดการ โดยเฉพาะการใช้หม้อไอน้ำความดันสูงและกังหันไอน้ำแบบประสิทธิภาพสูง จึงเป็นมาตรการที่ควรดำเนินการอย่างยิ่ง ซึ่งอาจส่งผลให้มีการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยถึง 2,500 - 3,000 GWh ต่อปี ในระยะสั้น

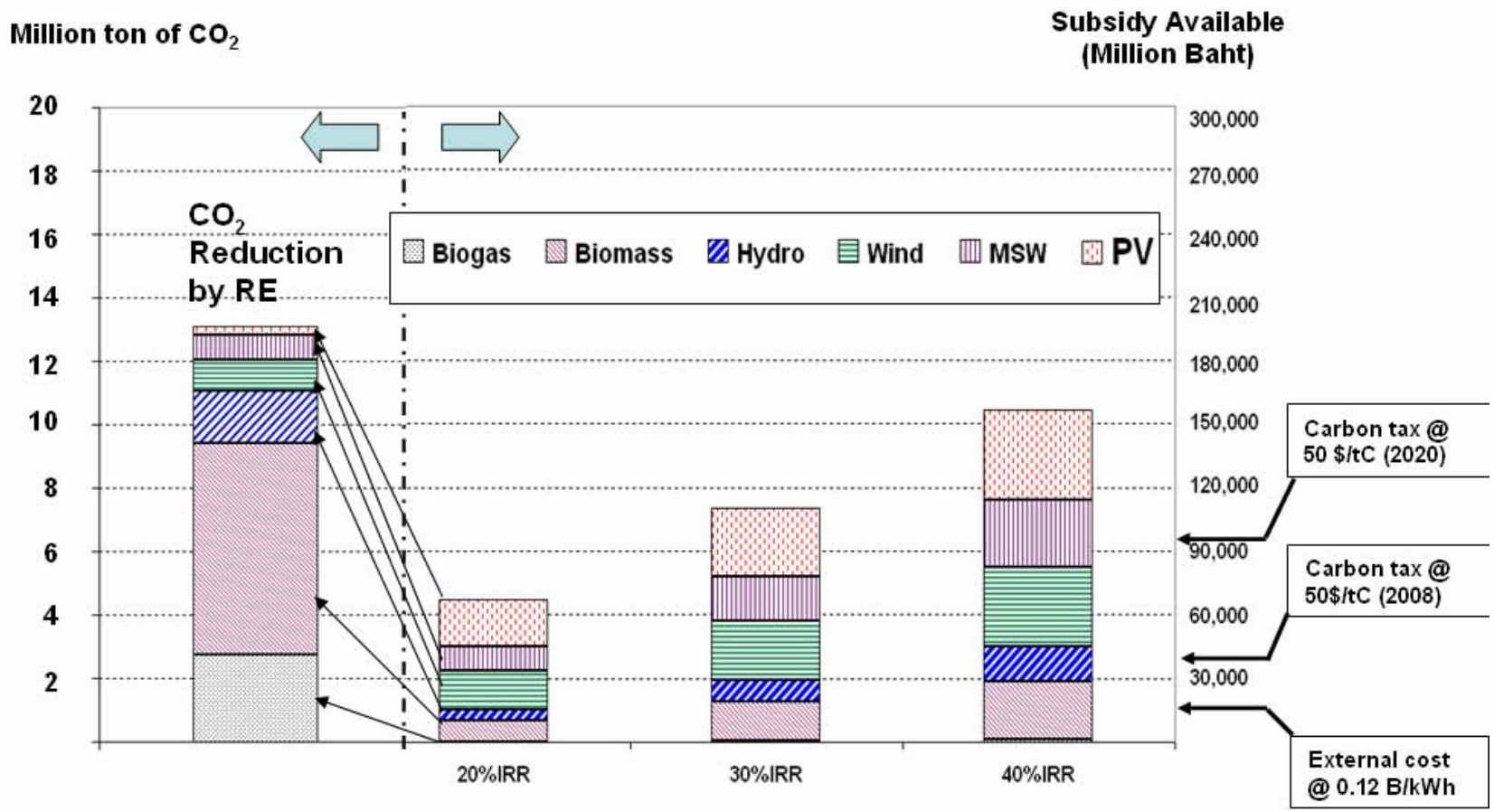
12. ในด้านก๊าซชีวภาพ นอกจากการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มปศุสัตว์ โดยเฉพาะฟาร์มสุกร และจากน้ำเสียโรงงานอุตสาหกรรมแล้ว รัฐบาลควรส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุที่เป็นเซลลูโลส เนื่องจากประเทศไทยมีศักยภาพค่อนข้างสูงที่จะผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุดังกล่าว เช่น วัสดุเหลือทิ้งภายในโรงงานอุตสาหกรรมแปรรูปผลผลิตทางเกษตร วัสดุเหลือทิ้งทางเกษตรในพื้นที่เพาะปลูก วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว วัสดุสองประเภทแรกมีศักยภาพผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อทดแทนน้ำมันเตาได้มากกว่า 4,000 ktoe ต่อปี หรือเทียบเท่ากำลังผลิตไฟฟ้า 1,520 MW โดยวัสดุเหลือทิ้งในโรงงานอุตสาหกรรมเกษตรนั้น มีประมาณ 10 ล้านตันต่อปี สามารถผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 670 ktoe ต่อปี วัสดุในกลุ่มนี้ที่มีศักยภาพสูงสามอันดับแรก ได้แก่ กากมันสำปะหลัง ทะลายปาล์มเปล่า และเส้นใยปาล์ม วัสดุเหลือทิ้งในพื้นที่เพาะปลูกมีปริมาณ 28 ล้านตันต่อปี สามารถผลิตก๊าซชีวภาพทดแทนน้ำมันเตาได้ประมาณ 3,416 ktoe โดยวัสดุที่มีศักยภาพสูงสุดสามอันดับแรก ได้แก่ ใบอ้อย ฟางข้าวและตอซัง ในส่วนวัชพืชและพืชไร่โตเร็วนั้น ประเภทที่มีศักยภาพสูงสุดต่อหน่วยพื้นที่ผลิต ได้แก่ ผักตบชวา ธูปฤาษี และหญ้าแพงโกล่า (หญ้าเลี้ยงสัตว์) ซึ่งมีศักยภาพ 3.42, 2.85 และ 1.94 ktoe/ไร่/ปี ตามลำดับ วัสดุดังกล่าวที่มีความพร้อมในเชิงเศรษฐศาสตร์มากที่สุด คือ วัสดุเหลือทิ้งจากการแปรรูปผลผลิตทางเกษตร (เปลือกสับปะรด) เนื่องจากไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายในการจัดหา ทำให้ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและการผลิตไฟฟ้าค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับวัสดุอื่นที่ศึกษากล่าวคือ ไม่เกิน 2.50 บาทต่อ ลบ.ม. มีเธน และไม่เกิน 3 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า แต่เนื่องจากวัสดุเหล่านี้มีส่วนที่ย่อยสลายได้ช้า และต้องมีระบบ Pre-treatment จึงต้องมีการส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง ส่วนวัสดุเหลือทิ้งในพื้นที่เพาะปลูกประเภทฟางข้าว ตอซัง และใบอ้อย แม้มีศักยภาพเชิงปริมาณสูง (มากกว่า 25 ล้านตันต่อปี) แต่ต้องมีการพัฒนาอุปกรณ์และระบบเก็บรวบรวม รวมทั้ง เทคโนโลยี Pre-treatment เนื่องจากมีส่วนย่อยสลายได้ช้า สำหรับวัชพืชนั้นมีข้อได้เปรียบคือ โตเร็ว ให้ผลิตต่อไร่สูง แต่ก็มีปัญหาเรื่องการย่อยสลาย และบางประเภทก็เก็บรวบรวมยาก และที่สำคัญคือ ยังไม่สามารถประเมินขนาดและตำแหน่งพื้นที่เพาะปลูกที่เหมาะสมในภาพรวมของประเทศได้ อย่างไรก็ตาม เป็นที่น่าสังเกตว่า หลายประเทศในสหภาพยุโรป โดยเฉพาะเยอรมัน ออสเตรียและสวีเดน ได้มีการส่งเสริมการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยใช้วัสดุประเภทดังกล่าว เพื่อเป็นเชื้อเพลิงขนส่งอย่างจริงจัง

13. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปีของกระทรวงพลังงาน ได้กำหนดเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนไว้สูงพอสมควร ทั้งด้านการผลิตความร้อนและไฟฟ้าและด้านการผลิตเชื้อเพลิง ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้กำหนดไว้ 5,500 MW ซึ่งมีศักยภาพที่จะลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ในปีสุดท้ายของแผน (ปี 2565) ได้ 6% จาก BAU (กรณีที่มีการผลิตไฟฟ้าตามแผน PDP) ซึ่งก็ยังไม่เพียงพอสำหรับการบรรลุเป้าหมายตามข้อ 4 ในกรณีที่มีพันธกรณีต้องลด CO_2 มากกว่า 15% จาก BAU ดังนั้น การจูงใจให้มีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เท่ากับหรือสูงกว่าเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ด้วยมาตรการต่างๆ จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง ซึ่งเครื่องมือหลักที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน คือ การให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และกลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) การใช้ CDM โดยทั่วไป ช่วยให้การลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนมีความคุ้มทุนมากขึ้น แต่ไม่พอเพียงที่จะทำ

ให้มีการเพิ่มศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ได้อย่างมีนัยสำคัญ โดยในการศึกษาพบว่า ที่ราคา 500 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ (14$/tCO$_2$ หรือ 50$/tC) จะมีส่วนช่วยให้โครงการผลิตความร้อนจากชีวมวลประเภทเหง้ามันสำปะหลัง ซังและลำต้นข้าวโพด มีความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่จะดำเนินการ และในกรณีผลิตไฟฟ้า CDM จะช่วยให้การใช้ทะลายปาล์มเปล่าและชีวมวลอีกบางชนิดมีความคุ้มทุน แต่ศักยภาพที่เพิ่มขึ้นจะไม่สูงนัก ขณะที่การผลิตไฟฟ้าจากเหง้ามันสำปะหลัง ปีกไม้ยางพารา กะลาปาล์มและฟางข้าว ซึ่งมีปริมาณมากนั้น แม้ใช้ กลไก CDM และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ในอัตราปัจจุบันก็ยังไม่คุ้มทุน โดยสรุป การใช้กลไก CDM จะไม่ส่งผลกระทบต่อการบรรลุเป้าหมายของแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและการลดก๊าซเรือนกระจกมากนัก อย่างไรก็ตาม การใช้กลไก CDM ไม่เป็นภาระทางการเงินสำหรับภาครัฐ จึงควรเกื้อหนุนให้ผู้ลงทุนมีโอกาสได้ใช้กลไกดังกล่าวต่อไป

14. นโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตขนาดเล็กและขนาดเล็กมาก (SPP และ VSPP) และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่ผ่านมา ได้ก่อให้เกิดการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลดั้งเดิมค่อนข้างมาก รวมทั้งได้ทำให้มีผู้ลงทุนหลายรายแสดงเจตจำนงที่จะลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียนหลายประเภท รวมทั้งที่เป็นเทคโนโลยีใหม่สำหรับประเทศไทย เช่น พลังงานลม อย่างไรก็ตาม เจตจำนงดังกล่าวอาจไม่นำไปสู่การลงทุนจริง หากผลตอบแทนโครงการไม่สูงพอ ดังนั้น เพื่อเพิ่มศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ของพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ที่ยังไม่แพร่หลายให้มากขึ้น เช่น ฟางข้าว ทะลายปาล์มเปล่า ก๊าซชีวภาพจากวัสดุเซลลูโลส พลังงานลม และพลังน้ำแบบ Run-of-river เป็นต้น จำเป็นต้องมีการปรับอัตรา Adder ให้เหมาะสม แต่เนื่องจากหลักการของ Adder ในปัจจุบัน ตั้งอยู่บนพื้นฐานของการจูงใจให้การลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยีที่แพร่หลายอยู่แล้วมีความคุ้มทุนมากขึ้น โดยอาศัยเงินจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน การปรับ Adder ให้จูงใจยิ่งขึ้นสำหรับแหล่งพลังงานและเทคโนโลยีที่ยังไม่แพร่หลายและมีต้นทุนสูง จะเป็นภาระต่อกองทุนฯ และผู้ใช้น้ำมัน เช่น การปรับ adder ให้ผู้ลงทุนมี IRR สูงขึ้นจากปกติเป็น 20 - 40% จะต้องใช้เงินอุดหนุนทั้งสิ้นประมาณ 67,500 - 156,600 ล้านบาทต่อปี เมื่อมีการใช้พลังงานหมุนเวียนประมาณ 80% ของศักยภาพที่ประเมินไว้จนถึงปี 2563 แต่ถ้าคิดเฉพาะในปี 2551 เงินอุดหนุนที่ต้องใช้จะเป็น 10,800 - 26,700 ล้านบาท โดยแหล่งที่มาของเงินอุดหนุนนั้น อาจคิดจากค่า External cost ทั้งหมดของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งมีมูลค่า 18,000 ล้านบาท โดยผู้ใช้ไฟฟ้าต้องมีภาระเพิ่ม 0.12 บาทต่อหน่วย หรือจากการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50 เหรียญต่อตันคาร์บอน ซึ่งคิดเป็นรายได้รวมของรัฐได้ประมาณ (40,000 ล้านบาท) ในระยะยาว ถึงแม้รายได้จากค่าธรรมเนียมคาร์บอนอาจครอบคลุมเงินอุดหนุนที่ต้องจ่ายทั้งหมดได้ เช่น ในปี 2563 คาดว่าจะมีรายได้ถึง 94,000 ล้านบาท แต่ในระยะสั้น เนื่องจากวงเงินอุดหนุนมีจำกัดจึงจำเป็นต้องให้การอุดหนุนพลังงานหมุนเวียนประเภทที่มีต้นทุนต่ำ และมีต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่ลดได้ต่ำก่อน เช่น ในกรณีใช้ External cost เป็นแหล่งเงินอุดหนุนและให้ adder ที่มี IRR 20% ประเภทพลังงานที่ควรจะได้รับการสนับสนุนก่อนประกอบด้วยก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังน้ำ แต่ถ้าใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50$/tc เป็นแหล่งเงินอุดหนุน ประเภทพลังงานที่จะได้รับการสนับสนุนเพิ่มเติม คือ พลังงานลม และขยะบางส่วน เป็นต้น ประเภทที่ควรจะได้รับการสนับสนุนก่อน คือ ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังงานลม เป็นต้น

อนึ่ง การให้เงินอุดหนุนเทคโนโลยีที่มีต้นทุนสูง เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ จะได้ประโยชน์จากการลด CO_2 ได้ในสัดส่วนที่น้อยกว่ามาก เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำ เช่น ชีวมวลจึงเป็นการอุดหนุนโดยรัฐที่ไม่คุ้มค่า



Potential contributions of renewable electricity to CO_2 reduction and Subsidy requirements under different scenarios

ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ

ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพและมาตรการเชิงนโยบายในการส่งเสริม

15. ประเทศไทยมีศักยภาพที่จะปลูกพืชพลังงานเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ ให้มีผลผลิตสูงขึ้นได้อีกอย่างมีนัยสำคัญ โดยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพเพื่อปรับปรุงพันธุ์พืช และการจัดการด้านการเพาะปลูก การปรับปรุงดิน และการชลประทานที่เหมาะสม ซึ่งจะเพิ่มผลผลิตอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน ประมาณ 2 เท่าของปัจจุบัน และถ้าใช้เทคโนโลยีชีวภาพขั้นสูง หรือเทคโนโลยีการดัดแปลงพันธุกรรม (Genetically Modified หรือ GM) ก็จะทำให้ผลผลิตสูงขึ้นไปอีกประมาณ 4 เท่า ของปัจจุบันในระยะยาว แต่มีเงื่อนไขสำคัญ คือ ต้องมีการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาที่เกี่ยวข้อง ส่งเสริมวิธีการเพาะปลูกที่ดี (Good Agricultural Practice หรือ GAP) และลงทุนด้านชลประทาน ตลอดจนดูแลการจัดการทรัพยากรน้ำในภาพรวมและการแบ่งเขตพื้นที่ใช้สอยอย่างจริงจัง ซึ่งจะทำให้ผลผลิตเพื่ออาหารและอุตสาหกรรมอื่นเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

16. การเพิ่มผลผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพให้ได้ปริมาณตามแผนการส่งเสริมของรัฐบาลหรือมากกว่านั้น ในกรณีของเอทานอล ซึ่งรัฐมีเป้าหมายที่จะให้มีการใช้ 9 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2565 ไม่จำเป็นต้องมีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกอ้อยและมันสำปะหลัง และไม่จำเป็นต้องลดปริมาณการผลิตเพื่ออาหารและผลิตภัณฑ์อย่างอื่น และไม่ต้องลดปริมาณการส่งออกของผลผลิตดังกล่าว ถ้ามีการดำเนินการตามข้อ 15 รวมทั้งมีการแก้ไขกฎหมายให้เอื้อต่อการผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย และการกำหนดราคาเอทานอลที่เหมาะสม อย่างไรก็ตาม ในกรณีการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังยังมีอุปสรรคทางด้านเทคนิค โดยเฉพาะขั้นตอนการเตรียม (Pre-treatment) เพื่อแปรรูปเป็นน้ำตาล และจากผลการวิเคราะห์ตลอดวัฏจักรอายุ (Life Cycle Analysis) ของศักยภาพด้านการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล และการลด CO_2 ของการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง พบว่า ต่ำกว่าทางเลือกอื่น อย่างไรก็ตาม การผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังมีผลประโยชน์ทางด้านสังคมและช่วยสร้างรายได้สู่ชนบท อีกทั้ง ประเทศไทยมีศักยภาพเชิงแข่งขันสูงมากในการเพาะปลูกและแปรรูปมันสำปะหลังในเวทีโลก จึงจำเป็นต้องพัฒนาเทคโนโลยีตั้งแต่การเพาะปลูกไปจนถึงผลิตภัณฑ์ขั้นสุดท้าย เพื่อลดการใช้พลังงาน ต้นทุนและการปล่อย CO_2 ในกระบวนการผลิตเอทานอล

17. การประเมินตลอดวัฏจักรอายุของศักยภาพด้านการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) และการลดก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงชีวภาพ ชี้ให้เห็นว่าในกรณีการผลิตเอทานอล ไม่ว่าจะผลิตจากกากน้ำตาล น้ำอ้อย หรือมันสำปะหลังก็ตาม หากมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิต จะส่งผลให้พลังงานสุทธิที่จะได้ลดลงไปอย่างมาก และปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่จะหลีกเลี่ยงได้ก็น้อยลงด้วย จึงจำเป็นต้องมีการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตให้มากที่สุดเท่าที่จะเป็นไปได้ ซึ่งหนทางหนึ่งก็คือ การผลิตเอทานอลที่บูรณาการกับการผลิตผลิตภัณฑ์อื่นที่ใช้พืชพลังงานชนิดเดียวกันในบริเวณเดียวกัน นั่นคือ การผลิตน้ำตาลและเอทานอลจากอ้อย และการผลิตแป้งมันและเอทานอลจากมันสำปะหลัง วิธีการนี้นอกจากจะช่วยลดค่าขนส่งวัตถุดิบที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงและลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตแล้ว ยังจะทำให้ผู้ผลิตเอทานอลมีความยืดหยุ่นในการจัดการความสมดุลย์ของปริมาณการผลิตระหว่างเชื้อเพลิงกับผลิตภัณฑ์อื่น (โดยเฉพาะอาหาร) ตามความผันแปรของราคาน้ำมันและผลผลิตทางเกษตรในตลาดโลกเพื่อให้ได้ประโยชน์สูงสุดอีกด้วย

18. มาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์มีได้หลายทางเลือก แต่จากการวิเคราะห์ข้อดีและข้อเสียในภาพรวมของประเทศ พบว่า มาตรการยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน (ทั้ง 91 และ 95) แล้วส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 จะก่อให้เกิดอุปสงค์เอทานอลที่ใกล้เคียงกับการเร่งรัดส่งเสริมการใช้ E85 และเป็นอุปสงค์ที่สามารถเกิดขึ้นได้ทันที และมีต้นทุนเชิงนโยบาย (เงินอุดหนุนและลดหย่อนภาษีและเงินชดเชยผู้ได้รับผลกระทบที่ต้องดัดแปลงเครื่องยนต์) ต่ำกว่ากรณีส่งเสริม E85 มาก นอกจากนี้ นโยบาย E85 ยังมีผลกระทบเชิงลบต่อการส่งเสริมการผลิตและการใช้ภายในประเทศของรถยนต์ประสิทธิภาพสูงซึ่งใช้น้ำมัน E10 และ E20 ได้เช่นกัน อีกทั้ง การยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินจะมีผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า ในรูปของการลดปริมาณการปล่อยมลพิษจากรถจักรยานยนต์ และการเลิกใช้สารเพิ่มออกเทน MTBE (Methyl Tertiary Butyl Ether) อย่างไรก็ตาม เมื่อคำนึงถึงศักยภาพการผลิตเอทานอลที่สูงมากในระยะยาว การส่งเสริมการใช้ E85 และรถยนต์ FFV (Flexible fuel vehicle) อาจกระทำได้เมื่อมีความพร้อมมากขึ้น ทั้งด้านอุปทานเอทานอลและโครงสร้างพื้นฐานการจำหน่ายเชื้อเพลิง และการผลิตรถยนต์ FFV

19. ในกรณีของไบโอดีเซล แม้มีการเพิ่มผลผลิตของปาล์มน้ำมันอย่างเต็มที่ ด้วยเทคโนโลยี (ไม่รวม GM) และการจัดการ จะมีศักยภาพการผลิตไบโอดีเซลหลังปี 2555 เพียงประมาณ 5 ล้านลิตรต่อวัน แต่เนื่องจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงดีเซลจะยังคงมีสัดส่วนที่สูง เมื่อเทียบกับน้ำมันเบนซิน และจากการวิเคราะห์ตลอดวัฏจักรอายุถึงประโยชน์ด้านการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลและศักยภาพการลด CO_2 ต่อหน่วยพื้นที่เพาะปลูก พบว่า การผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมันมีศักยภาพสูง จึงจำเป็นต้องเพิ่มผลผลิตพืชพลังงานเพื่อผลิตไบโอดีเซล ซึ่งต้องอาศัยการคัดเลือกและปรับปรุงพันธุ์ปาล์ม โดยเฉพาะพันธุ์ที่สามารถเจริญเติบโตได้ในพื้นที่ที่มีความชื้นต่ำกว่าภาคใต้ การปรับปรุงระบบชลประทาน และการจัดการการเพาะปลูก และการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปาล์มทดแทนพืชชนิดอื่นที่มีมูลค่าทางเศรษฐกิจต่ำ ตลอดจนการใช้เทคโนโลยีดัดแปลงพันธุกรรมสำหรับปาล์มน้ำมันและ/หรือพืชน้ำมันชนิดอื่น แต่ต้องมีการศึกษาอย่างรอบคอบ

ข้อเสนอแนะอื่นๆ

20. จากการศึกษาศักยภาพของการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ พบว่า การกำหนดยุทธศาสตร์ด้านการเพาะปลูกพืชพลังงาน การผลิตเชื้อเพลิงและผลิตภัณฑ์ต่างๆ จากพืชพลังงาน และการส่งออก ยังไม่สอดคล้องกันนัก เนื่องจากมีหลายหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง จึงเห็นสมควรให้มีการกำหนดแผนแม่บทในระดับประเทศที่ชัดเจนสำหรับเรื่องดังกล่าว รวมทั้ง มีแผนที่นำทาง (Roadmap) สำหรับการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตพืชพลังงาน ตั้งแต่การกำหนดเป้าหมายการผลิต การพัฒนาเทคโนโลยีและการจัดการจนกระทั่งถึงการส่งเสริม เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายของแผนที่เกี่ยวข้อง

21. ชีวมวลเหลือทิ้งบางประเภท เช่น ฟางข้าว ใบและยอดอ้อย ทะลายปาล์มเปล่า และวัชพืชบางประเภท เช่น ธูปฤาษี หญ้าเลี้ยงสัตว์ มีศักยภาพที่จะผลิตทั้งความร้อนและไฟฟ้า เชื้อเพลิงเหลว (โดยใช้เทคโนโลยี Second generation) และก๊าซชีวภาพ การกำหนดทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ในการใช้ประโยชน์จากวัสดุดังกล่าวอย่างคุ้มค่าและยั่งยืนนั้น จำเป็นต้องมีการเปรียบเทียบผลกระทบของแต่ละทางเลือกจากการประเมินตลอดวัฏจักรอายุ (Life cycle) อย่างละเอียดต่อไป โดยคำนึงถึงทั้งศักยภาพในการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิล การลดก๊าซเรือนกระจกและผลประโยชน์ทางสังคมอื่นๆ เช่น การจ้าง

งาน ทั้งนี้การประเมินดังกล่าวทำได้โดยการใช้แบบจำลอง GEMIS ที่ได้พัฒนาไว้แล้วในงานวิจัยนี้ แต่ต้องมีการพัฒนาต่อยอดให้มีความสมบรูณยิ่งขึ้น ทั้งฐานข้อมูลและแบบจำลองเพิ่มเติม

22. งานวิจัยนี้ได้นำเสนอแนวทางการพัฒนาระบบจัดเก็บและโครงสร้างฐานข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในภาคขนส่ง และได้พัฒนาฐานข้อมูลและแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์ทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพในเบื้องต้น (แบบจำลอง GEMIS) ซึ่งทุกกรณีจำเป็นต้องมีการพัฒนาให้มีความสมบูรณ์ และมีความพร้อมในการใช้งานมากขึ้น นอกจากนี้ จากประสบการณ์ในการศึกษาครั้งนี้ พบว่าการเก็บข้อมูล ในปัจจุบันไม่สามารถนำไปใช้ในการวางแผนคาดการณ์ในอนาคต ประเมินผลกระทบเชิงนโยบายและติดตามด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อมอย่างมีประสิทธิผล ซึ่งในกรณีนี้จำเป็นต้องใช้แบบจำลองแบบ End-use สำหรับภาคเศรษฐกิจต่างๆ จึงเห็นสมควรให้มีการจัดทำฐานข้อมูลแบบใหม่สำหรับทั่วทั้งประเทศอย่างครบถ้วน อนึ่ง เพื่อให้มีการศึกษาเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจและวางแผนดังกล่าว ต้องอาศัยบุคลากรที่มีความเชี่ยวชาญในหลากหลายสาขาและทักษะเฉพาะ ซึ่งประเทศไทยยังค่อนข้างขาดแคลน จึงเห็นควรให้มีการสนับสนุนการดำเนินงานของเครือข่ายนักวิจัยและ/หรือกลุ่มวิจัยที่ประกอบด้วยบุคลากรที่เกี่ยวข้องในภาครัฐ และนักวิชาการในสถาบันการศึกษาและสถาบันวิจัยเพื่อบ่มเพาะนักวิจัยและสร้างองค์ความรู้ไปพร้อมๆ กัน เพื่อให้เกิดประสิทธิผลมากที่สุดจากทรัพยากรบุคคลที่มีอยู่อย่างจำกัด

1 ภูมิหลัง

เมื่อปี พ.ศ. 2546 รัฐบาลได้กำหนดยุทธศาสตร์ด้านพลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศ โดยตั้งเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนเพิ่มจากเดิมร้อยละ 0.5 เป็นร้อยละ 8 ของการใช้พลังงานสุดท้ายในปี 2554 และเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยลดความยืดหยุ่นด้านพลังงาน (energy elasticity) จากเดิม 1.4 ต่อ 1 (ค่าเฉลี่ย 10 ปี ย้อนหลัง) เป็นร้อยละ 1 ต่อ 1 เพื่อเป็นการสนับสนุนการดำเนินการและเพิ่มโอกาสการบรรลุเป้าหมายเชิงนโยบายดังกล่าว สำนักงานกองทุนสนับสนุนการวิจัย (สกว.) จึงได้จัดตั้งโครงการส่งเสริมการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานขึ้น โดยได้รับการสนับสนุนจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม ปี 2548 การดำเนินโครงการดังกล่าวเสร็จสิ้นแล้วตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2550 แต่เนื่องจากยังมีประเด็นเชิงนโยบายที่หลายฝ่ายเห็นว่าสมควรมีการศึกษาวิจัยเพิ่มเติม อีกทั้งยังมีงบประมาณคงเหลือ คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน จึงได้สนับสนุนให้ สกว. ดำเนินโครงการส่งเสริมการวิจัยเชิงนโยบายฯ เป็นระยะที่ 2 โดยเริ่มตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2550

2 วัตถุประสงค์และขอบเขต

ในการดำเนินโครงการวิจัยฯ ระยะที่ 1 ได้มีผลงานที่สำคัญคือ ผลการประเมินศักยภาพของแหล่งพลังงานหมุนเวียนประเภทต่างๆ และศักยภาพของการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานในภาคเศรษฐกิจที่สำคัญ 4 ภาค ได้แก่ ภาคขนส่ง ภาคอุตสาหกรรม ภาคบ้านอยู่อาศัยและภาคอาคารพาณิชย์ แบบจำลองการคาดคะเนความต้องการพลังงานในภาพรวมของประเทศในอนาคต (ปี 2548 - 2559) และคาดการณ์บทบาทของพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในระยะดังกล่าว ซึ่งรวมถึงผลกระทบที่มีต่อการปล่อยปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วย ในด้านข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ได้นำเสนอข้อเสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การผลิตและการใช้เชื้อเพลิงทดแทนในภาคขนส่ง และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในแต่ละภาคเศรษฐกิจ นอกจากนี้ ยังได้มีการจัดทำกรอบและแผนการส่งเสริมการวิจัยบนพื้นฐานของผลการประเมินเทคโนโลยีพลังงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งเชิงเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อม รวมทั้งได้จัดทำข้อเสนอแนะด้านมาตรการส่งเสริมการพัฒนากำลังคนที่เกี่ยวข้องด้วย

วัตถุประสงค์หลักของการดำเนินโครงการฯ ระยะที่ 2 คือ การศึกษาต่อยอดจากระยะที่ 1 เพื่อเพิ่มโอกาสและแนวทางการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า โดยมีวัตถุประสงค์เฉพาะ 4 ประการ ดังนี้

(1) เพื่อประเมินศักยภาพเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์ของแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่อาจมีบทบาทสูงบางประเภท เพื่อให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น อันได้แก่ โอกาสและความเป็นไปได้ในการเพิ่มผลผลิต และพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงานสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและพืชไร่โตเร็วบางประเภท รวมทั้งศักยภาพของการใช้เทคโนโลยี

พลังน้ำที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อันได้แก่ พลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อน และประเภทแม่น้ำไหลผ่าน (Run-of-river) โดยศึกษาเพิ่มเติมจากข้อมูลเดิมที่มีอยู่

(2) เพื่อวิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของแนวนโยบายและเครื่องมือเชิงนโยบายบางประเภทในการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ซึ่งประกอบด้วย

- นโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์
- การใช้ค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน (Carbon surcharge or carbon tax) เป็นเครื่องมือในการกระตุ้นให้มีการประหยัดพลังงานและเพิ่มการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำเพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
- การใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism - CDM) และส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) ในการส่งเสริมการผลิตความร้อนและไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน
- การใช้ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อส่งเสริมการใช้ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)
- การวิเคราะห์ความคุ้มค่า (Cost-effectiveness) ของการลงทุนด้านเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน

(3) เพื่อพัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ในการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานอันประกอบด้วย

- ฐานข้อมูลและเครื่องมือวิเคราะห์ทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ
- โครงสร้างฐานข้อมูลสำหรับการวิจัยและการติดตามและประเมินผลการดำเนินมาตรการส่งเสริมการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการใช้พลังงานทดแทนในภาคขนส่ง

(4) เพื่อสังเคราะห์และนำเสนอข้อเสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานบนพื้นฐานของผลการศึกษาในข้อ 1 ถึง 3

3 ผลการประเมินศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียน

แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการประเมินศักยภาพเพิ่มเติมได้แก่ 1) พืชพลังงานเพื่อเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) 2) วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและวัชพืชและพืชไร่โตเร็วเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพ และ3) พลังน้ำประเภทแม่น้ำไหลผ่าน (Run-of-river) และน้ำระบายผ่านเขื่อน

3.1 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

จากการที่รัฐบาลได้ดำเนินนโยบายส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) อย่างต่อเนื่อง ทำให้มีความต้องการเชื้อเพลิงดังกล่าวเพิ่มขึ้นเป็นลำดับ กอปรกับระยะหลังมีประเด็นคำถามเกี่ยวกับความเพียงพอของวัตถุดิบและการแย่งวัตถุดิบและพื้นที่สำหรับอาหาร งานวิจัยนี้ จึงได้ประเมินศักยภาพของการเพิ่มผลผลิตของพืชพลังงานหลัก ได้แก่ อ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน เพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยพิจารณาความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีและการจัดการและการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก เพื่อตอบประเด็นคำถามดังกล่าว

3.1.1 การวิเคราะห์ความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพ

ในงานวิจัยนี้ ได้วิเคราะห์ความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอลและไบโอดีเซล) ภายใต้หลาย Scenario แต่ละ Scenario ยังแบ่งออกเป็นหลายกรณี แต่ที่นำเสนอในที่นี้คือ กรณีแสดงปริมาณความต้องการขั้นต่ำและขั้นสูง 3 กรณี ดังแสดงในตารางที่ E1 ซึ่งเป็นกรณีความต้องการตามแผนพัฒนาของกระทรวงพลังงาน และกรณีความต้องการที่คาดการณ์ว่าจะเกิดขึ้นจากการแทรกแซงจากรัฐด้วยมาตรการต่างๆ ทั้งนี้ การคาดการณ์นั้นใช้ end-use approach โดยมี LEAP (Long Range Energy Alternative Planning System) เป็นเครื่องมือ

การวิเคราะห์ดังกล่าวชี้ให้เห็นว่า ในระยะสั้น (ปี 2554) ความต้องการเอทานอลขั้นต่ำคือ 1.67 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นกรณีที่มีการส่งเสริม E10 และ E20 ตามปกติ (BAU) โดยไม่มีมาตรการยกเลิกเบนซิล 91 และ 95 และความต้องการขั้นสูงคือ 4.35 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นกรณีที่ยกเลิกการใช้เบนซินทั้งหมด และส่งเสริมการใช้ E10 และ E20 อย่างเต็มที่ ส่วนในระยะกลาง (ปี 2561) ความต้องการขั้นต่ำคือ 3.32 ล้านลิตรต่อวัน และขั้นสูงคือ 8.1 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นกรณีที่มีการยกเลิกการใช้เบนซินโดยส่งเสริม E10 และ E20 ตาม BAU และกรณีส่งเสริม E85 ตามแผนฯ 15 ปี ตามลำดับ ในระยะยาว (ปี 2565) ความต้องการขั้นสูง จะเกิดจากการส่งเสริมตามแผนฯ 15 ปี คือประมาณ 9 ล้านลิตรต่อวัน

ตารางที่ E1 ประมาณการความต้องการเชื้อเพลิงชีวภาพในอนาคต (ล้านลิตร/วัน)

กรณีความต้องการ	เอทานอล			ไบโอดีเซล		
	2554	2561	2565	2554	2561	2565
เป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี (2551-2565) (รวมการส่งเสริม E85 และ B5)	2.94	8.1	9.0	3	3.87	4.5
คาดการณ์ความต้องการ โดยการส่งเสริม E10 และ E20 ตามปกติ (BAU)	1.67	3.32	4.40	-	-	-
คาดการณ์ความต้องการกรณียกเลิกเบนซิน (91 และ 95) และส่งเสริมแก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 อย่างเต็มที่	4.35	6.41	7.80	-	-	-

ในกรณีของไบโอดีเซล ความต้องการจะเกิดจากการบังคับใช้ B5 ตามเป้าหมายที่กำหนดในแผนส่งเสริมของรัฐ ซึ่งความต้องการในระยะสั้น (ปี 2554) จะเป็น 3 ล้านลิตรต่อวัน ส่วนในระยะกลาง (ปี 2561) และระยะยาว (ปี 2565) จะเป็น 3.87 และ 4.5 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ

3.1.2 การประเมินอุปทานของเชื้อเพลิงชีวภาพ

การประเมินอุปทานเชื้อเพลิงชีวภาพมี 3 กรณีหลัก ได้แก่

(1) กรณีปกติภายใต้สถานการณ์ปัจจุบัน (BAU)

(2) กรณีที่มีการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตพืชพลังงาน

(3) กรณีการใช้มาตรการแทรกแซง เช่น การงดการส่งออกวัตถุดิบบางส่วนเพื่อนำมาใช้ผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

ผลการประเมินเป็นดังนี้

3.1.2.1 เอทานอล

(1) ภายใต้สถานการณ์ปกติ เนื่องจากปริมาณอ้อยไม่เพียงพอสำหรับกำลังผลิตโรงงานน้ำตาลที่มีอยู่ ปริมาณการผลิตเอทานอลจะมีจำกัด คือ ประมาณ 1.0 ล้านลิตรต่อวัน โดยผลิตจากกากน้ำตาล ประมาณ 1.4 ล้านตันที่เหลือจากการใช้ประโยชน์ในอุตสาหกรรมภายในประเทศและการส่งออก ส่วนมันสำปะหลังนั้น เนื่องจากมีการผลิตแป้งมัน มันเส้น และมันอัดเม็ด เพื่อการส่งออกมากถึง 60% เมื่อหักส่วนที่ใช้ประโยชน์ในประเทศแล้วจะมีปริมาณเหลือเพื่อการผลิตเอทานอลเพียง 0.85 ล้านลิตร/วัน รวมเป็น 1.85 ล้านลิตร/วัน หากสถานการณ์ยังคงเป็นเช่นนี้ ปริมาณเอทานอลที่ผลิตได้จะเพียงพอสำหรับความต้องการในกรณี BAU ในระยะสั้น แต่จะต่ำกว่าเป้าหมายการส่งเสริมของรัฐมาก

(2) หากมีการใช้มาตรการแทรกแซงด้วยการงดการส่งออกกากน้ำตาลที่เหลือทั้งหมด คือ 0.5 ล้านตัน และงดการส่งออกมันเส้นและมันอัดเม็ดทั้งหมด 9.6 ล้านตัน จะมีมันสำปะหลังเพื่อผลิตเอทานอลเพิ่มขึ้นได้ 0.4 และ 4 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ เมื่อรวมกับกรณี (1) แล้ว จะผลิตเอทานอลได้ 6.25 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งสูงกว่าความต้องการทั้งกรณีเป้าหมายของรัฐตามแผน 15 ปีและกรณียกเลิกเบนซิน จนถึงปี 2554 ทั้งนี้มาตรการงดการส่งออกดังกล่าวเป็นเพียงกรณีสมมุติเท่านั้น

(3) ตามแผนยุทธศาสตร์ของสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (สศก.) จะมีการส่งเสริมการผลิตมันสำปะหลังจาก 3.45 ตันต่อไร่โดยเฉลี่ย เป็น 4.5 ตันต่อไร่ภายในปี 2554 โดยใช้พื้นที่เท่าเดิม ทำให้มีมันสำปะหลังคงเหลือเพื่อผลิตเอทานอลได้ 1.2 ล้านลิตร ในปี 2554 และจากวาระอ้อยแห่งชาติของสำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย (สอน.) จะมีการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตอ้อยจาก 11.8 ตัน/ไร่ ในปัจจุบันเป็น 15 ตัน/ไร่ ในปี 2554 พร้อมกับลดปริมาณอ้อยเพื่อผลิตน้ำตาลส่งออกจาก 55 ล้านตันในปัจจุบัน เหลือ 32 ล้านตัน ในปี 2554 จะทำให้มีการผลิตเอทานอลจาก

อ้อยและจากกากน้ำตาลได้ 9.4 และ 0.3 ล้านลิตรต่อวัน ตามลำดับ เมื่อรวมกับที่ผลิตได้จากมันสำปะหลังแล้ว จะผลิตได้ทั้งหมด 10.9 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งเป็นปริมาณที่สูงกว่าความต้องการในระยะสั้นมากและอาจสูงกว่าเป้าหมายของรัฐแม้กระทั่งในระยะกลางและยาว แต่นโยบายจำกัดปริมาณการผลิตน้ำตาลจะเป็นไปได้หรือไม่และเหมาะสมหรือไม่ เป็นประเด็นที่จะต้องมีการประเมินต่อไป

3.1.2.2 ไบโอดีเซล

(1) ในกรณีปกติ วัตถุดิบสำหรับการผลิตไบโอดีเซล คือ น้ำมันปาล์มดิบในประเทศมีประมาณ 0.33 ล้านตัน/ปี สามารถผลิตไบโอดีเซลได้ 0.8 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งไม่เพียงพอต่อความต้องการตามเป้าหมายของรัฐ ทั้งในปัจจุบันและอนาคต

(2) กรณีลดการส่งออกน้ำมันปาล์มดิบ 0.2 ล้านตัน (ถ้าเป็นไปได้) จะทำให้มีน้ำมันปาล์มดิบเพื่อการผลิตไบโอดีเซลเพิ่มเป็น 0.5 ล้านตัน คิดเป็นไบโอดีเซล 1.37 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งก็ยังต่ำกว่าเป้าหมายระยะสั้นของรัฐ (ปี 2554)

(3) ตามแผนพัฒนาอุตสาหกรรมปาล์มน้ำมันและน้ำมันปาล์ม พ.ศ. 2551-2555 ของกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ จะมีอุปทานไบโอดีเซล 3.01 และ 3.56 ล้านลิตรต่อวันในปี 2554 และ 2555 ตามลำดับ โดยตั้งอยู่บนพื้นฐานที่ว่าจะมีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปีละ 0.5 ล้านไร่ต่อปี เป็นเวลาติดต่อกัน 5 ปี และเพิ่มผลผลิตผลทะลายปาล์มจาก 2.79 ตันต่อไร่ ในปัจจุบัน เป็น 3.21 ตันต่อไร่ในปี 2555 อุปทานดังกล่าวใกล้เคียงกับเป้าหมายการใช้ไบโอดีเซลตามแผนพัฒนาของรัฐ แต่การเพิ่มพื้นที่ปลูกปาล์มอีกปีละ 0.5 ล้านไร่ จะต้องมีการกำหนดพื้นที่ที่เหมาะสม (Zoning) เพื่อหลีกเลี่ยงการบุกรุกพื้นที่ป่า

จากผลการประเมินอุปทานและอุปสงค์ข้างต้น จะเห็นว่า ในกรณีปกติ (BAU) ปริมาณผลผลิตพืชพลังงานเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจะไม่เพียงพอกับความต้องการตามแผนการส่งเสริมของรัฐ เนื่องจากมีการใช้พืชพลังงานเพื่ออุตสาหกรรมอื่นและการส่งออกอยู่แล้ว และมีข้อจำกัดในการขยายพื้นที่เพาะปลูก ในขณะที่มาตรการแทรกแซงต่างๆ เช่น การลดการส่งออกน้ำตาล กากน้ำตาล และมันเส้น / มันอัดเม็ดหรือแม้กระทั่งน้ำมันปาล์ม แม้จะมีความเป็นไปได้ แต่ก็ต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อนโยบายตลาดเสรีและต่ออุปทานอาหารและการใช้ประโยชน์ในอุตสาหกรรมอื่น โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกรณีของปาล์มน้ำมัน ต้องมีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกถึงปีละ 0.5 ล้านไร่ ซึ่งน่าจะมีข้อจำกัดในทางปฏิบัติ ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาความเป็นไปได้ในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตพืชพลังงานและในการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกเฉพาะที่ไม่มีผลกระทบข้างเคียง เพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ โดยไม่ส่งผลกระทบต่อตลาดเดิมของพืชดังกล่าว

3.1.3 ผลการประเมินศักยภาพการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตพืชพลังงาน

การประเมินศักยภาพการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตพืชพลังงานเพื่อผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพนั้นได้พิจารณา 2 แนวทางหลัก คือ 1) กรณีการเพิ่มผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกด้วยการใช้เทคโนโลยีชีวภาพและการจัดการ และ 2) กรณีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกหรือทดแทนพื้นที่เพาะปลูกพืชชนิดอื่น

3.1.3.1 กรณีการใช้เทคโนโลยีชีวภาพและการจัดการ

ผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกของพืชพลังงานหลักของไทยเมื่อเทียบกับผลผลิตของประเทศอื่น แสดงดังตารางที่ E2 ซึ่งชี้ให้เห็นว่า โดยทั่วไปผลผลิตของไทยยังมีโอกาสที่จะปรับปรุงให้สูงขึ้นได้อีกค่อนข้างมาก โดยที่เทคโนโลยีหลักที่มีการใช้แล้วในปัจจุบัน ได้แก่ เทคโนโลยีการปรับปรุงพันธุ์พืช ซึ่งความก้าวหน้าในเทคโนโลยีชีวภาพที่เกี่ยวข้องทำให้สามารถย่นระยะเวลาการปรับปรุงพันธุ์แบบดั้งเดิมเหลือเพียงครึ่งหนึ่ง โดยใช้เทคนิค DNA และ Marker Assisted Selection อีกวิธีหนึ่งซึ่งต้องไปหาพันธุกรรมพืชที่ต้องการจากสิ่งมีชีวิตกลุ่มอื่น เรียกว่า “เทคโนโลยีการดัดแปลงพันธุกรรม” หรือ “เทคโนโลยีพันธุวิศวกรรม” ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพสูงในการเพิ่มผลผลิตพืชและมีแนวโน้มการใช้ในต่างประเทศมากขึ้น โดยเฉพาะในสหรัฐอเมริกา แต่ในประเทศไทยยังถูกจำกัดอยู่ในห้องปฏิบัติการเท่านั้น

ตารางที่ E2 การเปรียบเทียบผลผลิตต่อพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงานหลักของไทยกับของโลก

ประเภทพืชพลังงาน	ผลผลิตต่อไร่ (ตัน/ไร่)	
	ไทย	โลก
1. อ้อย	7.9	เฉลี่ย 10.6, จีน 10.3, ออสเตรเลีย 14.7, บราซิล 11.8
2. มันสำปะหลัง	3.4	เฉลี่ย 1.9, อินเดีย 5.0
3. ปาล์มน้ำมัน	2.6	เฉลี่ย 2.6, มาเลเซีย 3.3

ที่มา องค์การอาหารและเกษตรแห่งสหประชาชาติ (FAO) ปี 2549

ผลการประเมินการใช้เทคโนโลยีปรับปรุงพันธุ์ทั้งสองวิธีดังกล่าวแสดงถึงศักยภาพของพืชพลังงานไทย ดังนี้

(1) อ้อย

พันธุ์อ้อยแนะนำของไทยมีศักยภาพทางพันธุกรรมที่ให้ผลผลิตได้มากกว่า 20 ตัน/ไร่ หรือประมาณ 2 เท่าของปัจจุบัน ถ้ามีการบริหารจัดการในเรื่องพื้นที่เพาะปลูกให้เหมาะสมกับพันธุ์อ้อย และมีการป้องกันศัตรูพืชโดยใช้เทคโนโลยี DNA ปกติ ซึ่งแก้ปัญหาได้บางส่วนเท่านั้น แต่ถ้าใช้เทคโนโลยีการดัดแปลงพันธุกรรมที่ก้าวหน้า จะสามารถนำพันธุ์อ้อยที่มีผลผลิตสูงมาปรับเพิ่มคุณสมบัติความต้านทานต่อโรค เพิ่มประสิทธิภาพในการใช้ปุ๋ยและน้ำ รวมทั้งสร้างความทนทานต่อสภาวะแวดล้อมที่เหมาะสม ซึ่งจะทำให้

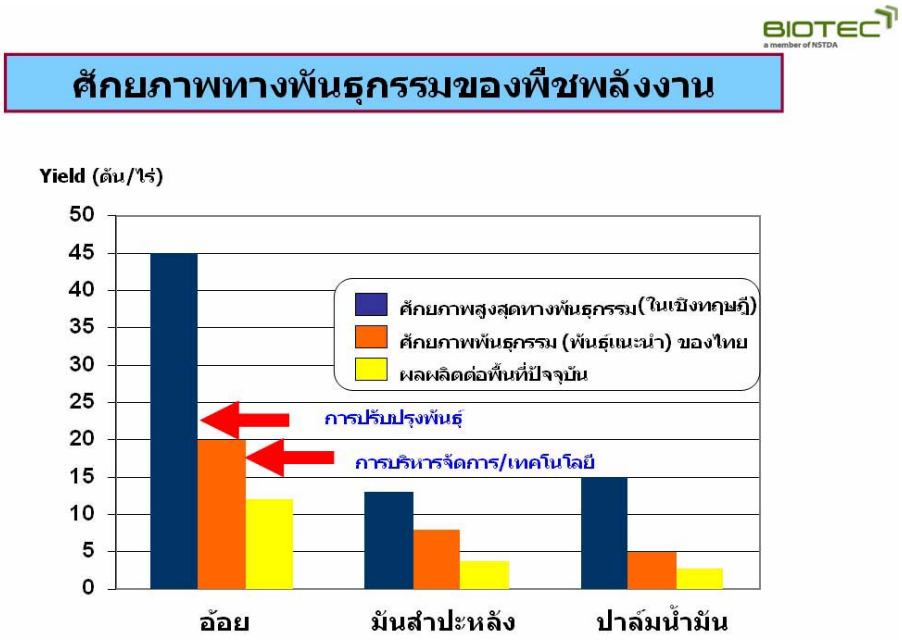
สามารถใช้ศักยภาพสูงสุดทางพันธุกรรมและสรีรวิทยาของอ้อย อันจะนำไปสู่ผลผลิตที่สูงสุดในเชิงทฤษฎีถึง 45 ตัน/ไร่ หรือประมาณ 4 เท่าของปัจจุบัน

(2) มันสำปะหลัง

ประเทศไทยมีการพัฒนาพันธุ์มันสำปะหลังมาอย่างต่อเนื่อง ทำให้ผลผลิตเฉลี่ยต่อพื้นที่สูงกว่า 2 เท่าของค่าเฉลี่ยของโลก หากใช้พันธุ์ที่เหมาะสม ที่มีการพัฒนาแล้ว หรือ “พันธุ์แนะนำ” พร้อมกับการบริหารจัดการเพาะปลูกที่ดีก็จะทำให้ได้ผลผลิตถึง 6-8 ตัน/ไร่ หรือประมาณ 2 เท่าของปัจจุบัน และถ้าใช้เทคโนโลยีการดัดแปลงพันธุกรรม ก็จะส่งผลให้มีศักยภาพสูงสุดถึง 13 ตัน/ไร่ หรือมากกว่า 3.5 เท่าของปัจจุบัน

(3) ปาล์มน้ำมัน

การปรับปรุงพันธุ์ปาล์มน้ำมันดิบต้องใช้เวลานานและประเทศไทยเริ่มมีการปรับปรุงพันธุ์ปาล์มช้ากว่าอ้อยและมันสำปะหลัง การใช้พันธุ์ที่พัฒนาแล้ว พร้อมกับการบริหารจัดการที่ดี (ซึ่งได้ดำเนินการแล้วโดยภาคเอกชน) มีศักยภาพที่จะให้ผลผลิตถึง 5 ตัน/ไร่ หรือ เกือบ 2 เท่าของค่าเฉลี่ยในปัจจุบัน แต่ถ้าใช้เทคโนโลยีพันธุกรรม ก็จะสามารถปรับปรุงพันธุ์ให้มีศักยภาพสูงสุดถึง 15 ตัน/ไร่ หรือกว่า 5 เท่าของค่าเฉลี่ยในปัจจุบัน (ดูรูป E1)



รูปที่ E1 ศักยภาพทางพันธุกรรมของอ้อย มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมัน

3.1.3.2 กรณีการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก

การประเมินโอกาสการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกพืชพลังงานทั้งสามประเภท ได้ใช้เทคโนโลยีสารสนเทศภูมิศาสตร์ (GIS) ข้อมูลดาวเทียม และเศรษฐศาสตร์ โดยในกรณีของอ้อยและมันสำปะหลัง ประเมินเฉพาะ

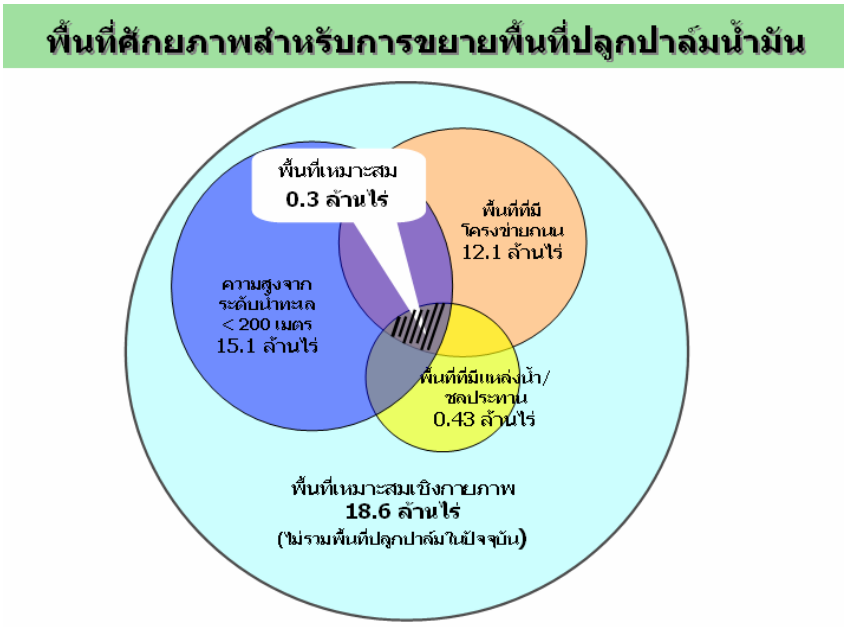
ความเหมาะสมของการใช้พื้นที่ (พิจารณาจากลักษณะดิน สภาพภูมิประเทศ และภูมิอากาศ) เท่านั้น เนื่องจากมีโอกาสขยายพื้นที่น้อย ผลการประเมินพบว่า

(1) จากปัจจุบันที่มีการปลูกพืชพลังงานทั้งสามในพื้นที่ 16.84 ล้านไร่นั้น มีการปลูกอ้อยและมันสำปะหลังในพื้นที่เหมาะสม 86% และ 85% ตามลำดับ ส่วนปาล์มน้ำมันนั้นปลูกในพื้นที่เหมาะสมเพียง 65%

(2) ในกรณีปาล์มน้ำมัน เมื่อคำนึงถึงปัจจัยพื้นฐาน 7 ปัจจัยหลักคือ 1) ปริมาณน้ำฝน 2) ดิน 3) ความลาดชัน 4) อุณหภูมิ 5) ความชื้นสัมพัทธ์ 6) ความเสี่ยงต่อการเกิดภัยแล้ง และ 7) จำนวนเดือนที่มีอุณหภูมิเฉลี่ยต่ำสุด 15oC สรุปได้ว่า ประเทศไทยมีพื้นที่ที่มีศักยภาพสำหรับปลูกปาล์มน้ำมันทั้งสิ้น 19.8 ล้านไร่ โดยส่วนใหญ่เป็นพื้นที่ที่มีความเหมาะสมปานกลาง และเป็นพื้นที่ที่มีการเพาะปลูกปาล์ม (1.2 ล้านไร่) และพืชชนิดอื่นอยู่แล้ว ส่วนใหญ่ของพื้นที่ดังกล่าว อยู่ในภาคใต้ (10 ล้านไร่) รองลงมาคือ ภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ภาคละ 3 ล้านไร่) เนื่องจากมีดินที่อุดมสมบูรณ์และความชื้นสัมพัทธ์สูง แต่เมื่อคำนึงถึงปัจจัยเพิ่มเติมที่จะทำให้ปริมาณ / คุณภาพผลผลิตปาล์มน้ำมันลดลง เช่น มีน้ำน้อยกว่า 20 ลิตร/ต้น/วัน การขาดน้ำนานเกิน 3 เดือน และการปลูกในระดับความสูงเหนือระดับน้ำทะเลเกิน 200 เมตรขึ้นไป รวมทั้งเงื่อนไขที่ว่าพื้นที่เพาะปลูกต้องมีโครงสร้างพื้นฐาน เช่น โครงข่ายถนนเพื่อให้ผลปาล์มสดเข้าสู่กระบวนการสกัดภายใน 24 ชั่วโมง ก็จะทำให้มีพื้นที่ที่มีศักยภาพปลูกปาล์มเพิ่มเหลือเพียง 0.31 ล้านไร่ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในภาคเหนือและภาคตะวันออก (ดูรูปที่ E2) ซึ่งจะทำให้แผนการเพิ่มพื้นที่เพาะปลูกปาล์มของกระทรวงการเกษตรและสหกรณ์มีข้อจำกัดอย่างมาก

(3) ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการขยายพื้นที่ปลูกปาล์มน้ำมันในพื้นที่ที่มีการปลูกพืชอื่นโดยคำนึงถึงอัตราผลตอบแทนที่เกษตรกรจะได้รับ และสมมติฐานที่ว่าเกษตรกรจะปรับเปลี่ยนไปสู่การปลูกปาล์มในกรณีที่มีผลตอบแทนสูงขึ้น รวมทั้งปัจจัยอื่นๆ เช่น ขนาดของพื้นที่ ทักษะ/ความชำนาญ ฯลฯ พบว่า มีความเป็นไปได้ที่จะปลูกปาล์มน้ำมันทดแทนในพื้นที่ที่เป็นสวนผลไม้ (โดยเฉพาะทุเรียนและเงาะ เนื่องจากพืชทั้งสองชนิดนี้ ให้ผลตอบแทนต่ำกว่า และมีปัญหาผลผลิตล้นตลาด) รวมทั้งทดแทนพื้นที่ปลูกยางพาราบางส่วน โดยคาดว่าจะมีพื้นที่ขยายเพิ่มเติมได้ประมาณ 0.2 ล้านไร่ ที่ราคาปาล์มสด 5 บาท/กิโลกรัม (ปี 2550) และอาจเพิ่มเป็น 0.3 ล้านไร่ เมื่อราคาปาล์มสดสูงกว่า 6 บาท/กิโลกรัม

(4) ในภาพรวมหากมีการปรับปรุงพื้นที่เพาะปลูกทางกายภาพ โดยเฉพาะการสร้างระบบน้ำเพิ่มเติม เช่น ระบบน้ำตามท่อ พัฒนาแหล่งน้ำ และระบบชลประทาน การปรับปรุงดิน รวมทั้งการขยายโครงข่ายถนน พื้นที่เพาะปลูกที่เหมาะสมกับการปลูกปาล์มอาจเพิ่มขึ้นเป็น 14.8 ล้านไร่ ทั้งนี้ ยังต้องคำนึงถึงการทับซ้อนกับพื้นที่ที่ใช้ปลูกพืชอื่นอยู่แล้ว



รูปที่ E2 พื้นที่ที่มีศักยภาพสำหรับเพาะปลูกปาล์ม

3.1.4 ศักยภาพการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในภาพรวม

(1) หากมีการใช้ศักยภาพด้านพันธุกรรมและเทคโนโลยีชีวภาพและภายใต้การจัดการที่เหมาะสม มีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มผลผลิตอ้อยเป็น 15 ตัน/ไร่ และผลผลิตมันสำปะหลังเป็น 6 ตัน/ไร่ ภายในปี 2554 ภายใต้เงื่อนไขที่พื้นที่เพาะปลูกพืชทั้งสองประเภท ปริมาณการผลิตน้ำตาล ปริมาณกากน้ำตาลและการส่งออก ปริมาณการผลิตแป้งมัน มันเส้น/อัดเม็ด เพื่อการบริโภคและการส่งออกคงที่เท่ากับปี 2551 จะมีศักยภาพการผลิตเอทานอลสูงสุด 13.3 ล้านลิตร/วัน (จากอ้อย 4.8 ล้านลิตรต่อวัน และจากมันสำปะหลัง 8.5 ล้านลิตรต่อวัน) ภายในช่วงปี 2554 - 2556 อย่างไรก็ตาม มีความเป็นไปได้ที่จะเพิ่มผลผลิตของมันสำปะหลังเป็น 8 และ 10 ตัน/ไร่ ในระยะยาวซึ่งจะทำให้ปริมาณการผลิตเอทานอลรวมเพิ่มเป็น 19 และ 25 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ แต่ศักยภาพดังกล่าวจะเป็นจริงได้ต่อเมื่อมีการส่งเสริมให้อัตราผลผลิตเฉลี่ยของทั้งประเทศเพิ่มขึ้นถึงระดับที่ตั้งเป้าหมายไว้ และในความเป็นจริง ปริมาณการผลิตน้ำตาล แป้งมันและมันเส้นคงจะเพิ่มขึ้นตามความต้องการของตลาดทั้งภายในและต่างประเทศ ผลผลิตเอทานอลจริงจะต่ำกว่าศักยภาพที่ประเมิน

(2) ภายใต้การเพิ่มผลผลิตต่อไร่ของอ้อยและมันสำปะหลังดังข้อ (1) แต่ปริมาณการใช้ผลผลิตดังกล่าวในอุตสาหกรรมที่มีอยู่เดิมและปริมาณการส่งออกเป็นไปตามวาระแห่งชาติของ สอน. (คือ มีการลดการส่งออกน้ำตาล) และตามแผนการผลิตมันสำปะหลังของ สศก. (มีการเพิ่มทั้งการบริโภคในประเทศและการส่งออก) ซึ่งจะส่งผลให้มีการผลิตเอทานอลจากอ้อยเพิ่มขึ้น ขณะที่ผลิตจากมันสำปะหลังลดลง แต่ศักยภาพโดยรวมจะเพิ่มเป็น 15 ล้านลิตร/วัน ในช่วงปี 2554 - 2556 ในกรณีที่

มีการเพิ่มผลผลิตมันสำปะหลังเป็น 8 และ 10 ตัน/ไร่ ในระยะยาว ผลผลิตจะเป็น 21 และ 27 ล้านลิตร/วัน ตามลำดับ แต่ในความเป็นจริงศักยภาพจะต่ำกว่าที่ประเมิน ด้วยเหตุผลทำนองเดียวกับข้อ (2)

(3) ภายใต้ข้อจำกัดในการขยายพื้นที่เพาะปลูกปาล์มน้ำมัน คือ คงพื้นที่ให้ผลผลิตไว้ที่ 3.2 ล้านไร่ ในปี 2555 แต่ส่งเสริมให้มีการเพิ่มผลผลิตปาล์มจาก 2.79 ตัน/ไร่ เป็น 3.50 ตัน/ไร่ โดยการใช้พันธุ์ปาล์มที่เหมาะสมกับพื้นที่ ระบบจัดการน้ำที่เหมาะสมกับความต้องการ และการบำรุงดิน จะเพิ่มศักยภาพการผลิตไบโอดีเซลเป็น 2.8 ล้านลิตร/วัน ซึ่งไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายของรัฐ แต่ถ้ามีการใช้สายพันธุ์ที่ให้ผลผลิตสูงและทนทานต่อสภาพแวดล้อมที่ไม่เหมาะสม รวมทั้งการจัดการที่ดีดังกล่าว จะสามารถเพิ่มศักยภาพการผลิตไบโอดีเซลเป็น 5.2 ล้านลิตรต่อวัน ซึ่งจะเพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายของรัฐ จนกระทั่งปี 2565 หรือปีสุดท้ายของแผน 15 ปี

กล่าวโดยสรุป ประเทศไทยมีศักยภาพที่จะเพิ่มผลผลิตอ้อย และมันสำปะหลังให้เพียงพอต่อความต้องการวัตถุดิบสำหรับผลิตเอทานอลตามเป้าหมายของรัฐได้ โดยไม่จำเป็นต้องเพิ่มพื้นที่เพาะปลูก และไม่จำเป็นต้องมีการลดปริมาณการส่งออก หรือการใช้ประโยชน์ในอุตสาหกรรมอื่น แต่ต้องมีการพัฒนาและใช้เทคโนโลยีการปรับปรุงพันธุ์พืช และการจัดการพื้นที่เพาะปลูกและการปลูกพืชอย่างจริงจัง เพื่อให้ผลผลิตต่อพื้นที่เฉลี่ยทั้งประเทศเพิ่มขึ้นตามแผนส่งเสริมของรัฐ อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติการขยายผลเพื่อให้ผลผลิตเฉลี่ยของทั้งประเทศเพิ่มขึ้น จะต้องใช้ระยะเวลาหนึ่ง (Lead time) ส่วนกรณีของปาล์มน้ำมันนั้นก็เช่นเดียวกัน แต่การขยายผลจะต้องใช้เวลานานกว่าและมีข้อจำกัดด้านการขยายพื้นที่เพาะปลูก

3.2 ผลการประเมินศักยภาพของก๊าซชีวภาพจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรและพืชไร่โตเร็ว

ปัจจุบันเศษวัสดุทางการเกษตรในรูปของเสียที่เป็นของแข็งและการปลูกพืชเพื่อพลังงาน (วัชพืชและพืชไร่โตเร็ว) ได้ถูกใช้เป็นวัตถุดิบที่สำคัญอีกประเภทหนึ่งสำหรับการผลิตก๊าซชีวภาพ โดยเฉพาะในยุโรป เช่น ประเทศออสเตรีย มีระบบผลิตก๊าซชีวภาพที่ใช้วัตถุดิบดังกล่าวถึง 350 ระบบ และในประเทศเยอรมันก็มีการใช้พื้นที่ถึง 2% ของพื้นที่เกษตรเพื่อปลูกพืชพลังงานสำหรับผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อผลิตความร้อน และ/หรือ ไฟฟ้า และเพื่อเป็นเชื้อเพลิงขนส่ง เนื่องจากประเทศไทยมีวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรเป็นปริมาณมาก และมีวัชพืชและพืชไร่โตเร็วหลายประเภทซึ่งปลูกและเติบโตได้ง่าย จึงเริ่มมีบริษัทเอกชนบางแห่งสนใจแนวทางดังกล่าว แต่ยังมีประสบการณ์น้อยมาก อีกทั้งยังขาดข้อมูลทั้งประเภท ปริมาณและคุณสมบัติเชิงกายภาพของวัตถุดิบ เพื่อวัตถุประสงค์ดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงได้ทำการประเมินศักยภาพของแหล่งวัตถุดิบดังกล่าวทั้งในเชิงเทคนิคและเชิงเศรษฐศาสตร์

3.2.1 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพ

การวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพใช้ศักยภาพการผลิตก๊าซมีเธน (Biochemical Methane Potential - BMP) เป็นเกณฑ์ ซึ่งหาค่าได้จากการนำชีวมวลมาทดลองย่อยด้วยจุลินทรีย์ในสภาวะไร้อากาศแล้ววัดปริมาณและองค์ประกอบของก๊าซชีวภาพและก๊าซมีเธนที่เกิดขึ้น ในการศึกษานี้ได้หาค่า BMP ของวัตถุดิบประเภทเศษวัสดุทางการเกษตร 11 ประเภท แบ่งเป็นประเภทที่เกิดขึ้นในพื้นที่เพาะปลูก 5 ประเภท ได้แก่ ฟางข้าว ตอซัง ใบอ้อย หัวมันสำปะหลังตกเกรด และต้นอ้อย และประเภทที่เกิดขึ้นในโรงงานแปรรูปหรือของเสียอุตสาหกรรม 6 ประเภท ได้แก่ ทะลายปาล์มเปล่า เส้นใยปาล์ม Decanter cake จากโรงปาล์มน้ำมัน เปลือกสับปะรด/เศษสับปะรด และกากมันสำปะหลัง วัตถุประเภทพืชไร่ 3 ประเภท ได้แก่ ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ หญ้าเลี้ยงสัตว์ ประเภทหญ้าขน และหญ้าแพงโกล่า และวัตถุดิบประเภทวัชพืช 4 ประเภท ได้แก่ ต้นผักตบชวา ธูปฤาษี หญ้าคา และหญ้าแฝก ผลการวิเคราะห์ พบว่า วัตถุดิบที่มีปริมาณมีเธนต่อตันวัตถุดิบสดและวัตถุดิบแห้งสูงสุด 3 อันดับแรก ได้แก่ เศษสับปะรด หัวมันสำปะหลังตกเกรด และกากมันสำปะหลัง โดยมีค่าดังกล่าวที่ 1,030 894 และ 774 ลบ.ม. biogas/ตัน วัตถุดิบ ตามลำดับ

อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาศักยภาพการเป็นพลังงานทดแทนโดยคำนึงถึงปริมาณวัตถุดิบแล้ว พบว่าวัตถุดิบที่มีศักยภาพสูงสุด 3 อันดับแรกในกลุ่มเศษวัสดุทางการเกษตรที่เกิดขึ้นในพื้นที่เพาะปลูก ได้แก่ ใบอ้อย ฟางข้าวและตอซัง โดยมีมูลค่าทางพลังงานประมาณ 1,730 738 และ 620 ktoe ต่อปี (ตารางที่ E3) ส่วนเศษวัสดุที่เกิดขึ้นในอุตสาหกรรมแปรรูปเกษตรนั้นมีศักยภาพโดยรวมน้อยกว่าประเภทแรกมาก โดยวัตถุดิบที่มีศักยภาพสูงเป็น 3 อันดับแรก ได้แก่ กากมันสำปะหลัง ทะลายปาล์มเปล่า และเส้นใยปาล์ม โดยมีมูลค่าทางพลังงาน 343, 160 และ 135 ktoe ตามลำดับ (ตารางที่ E4)

ตารางที่ E3 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มเศษวัสดุทางการเกษตร (เกิดขึ้นในพื้นที่เก็บเกี่ยว)

ชีวมวล	ปริมาณ (ล้านตัน/ปี)	ปริมาณมีเธน (ล้าน ลบ.ม. CH4/ปี)	KTOE*
ฟางข้าว ปี 50	3.11	913	738
ตอซัง ปี 50	9.73	770	621
ใบอ้อย ปี 51	12.1	2,141	1,729
หัวมัน (5%ของผลผลิตในปี 51)	1.25	204	165
ต้นอ้อย (5%ของผลผลิตในปี 51)	2.0	202	163
รวม	28.19	-	3,416

** 1 ล้านลบ.ม มีเธน เทียบเท่าค่าพลังงาน 0.807 KTOE*

ตารางที่ E4 ศักยภาพการผลิตก๊าซชีวภาพเพื่อเป็นพลังงานทดแทนของชีวมวลกลุ่มของเสียอุตสาหกรรมเกษตร ปี 2550

ชีวมวล	ปริมาณ (ล้านตัน/ปี)	ปริมาณมีเธน (ล้าน ลบ.ม. CH4/ปี)	KTOE*
ทะลายปาล์มเปล่า	1.53	199	160
Decanter cake โรงปาล์มน้ำมัน	0.27	20	16
เส้นใยปาล์ม	0.89	168	135
กากมันสำปะหลัง****	6.59	425	343
เศษสับปะรด	0.022	0.6	0.48
เปลือกสับปะรด	0.623	21	17
รวม	9.925	-	671.48

**1 ล้านลบ.ม มีเธน เทียบเท่าค่าพลังงาน 0.807 KTOE*

ในส่วนของวัชพืชและพืชไร่โตเร็วนั้น เนื่องจากยังไม่สามารถประเมินขนาดพื้นที่เพาะปลูกในระดับประเทศได้ จึงได้ประเมินศักยภาพในรูปของปริมาณพลังงานที่ผลิตได้ต่อหน่วยพื้นที่ต่อปีเท่านั้น ซึ่งพบว่าวัสดุที่มีศักยภาพ 3 อันดับแรก ได้แก่ ผักตบชวา ธูปฤาษี และหญ้าแพงโกล่า (มูลค่าพลังงาน 3.42, 2.85 และ 1.94 toe/ไร่/ปี ตามลำดับ) (ตารางที่ E5)

ตารางที่ E5 ศักยภาพการผลิตเพื่อเป็นพลังงานทดแทนจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ การปลูกหญ้าและวัชพืช ในพื้นที่ 1 ไร่ รอบการปลูก 1 ปี

ชีวมวล	ปริมาณมีเธน (ลบ.ม. CH4/ไร่/ปี)	TOE* (TOE/ไร่/ปี)
ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	117	0.095
หญ้าแฝก	337	0.272
หญ้าขน	825	0.666
หญ้าคา	1,092	0.882
หญ้าแพงโกล่า	2,403	1.94
ธูปฤาษี	3,473	2.85
ผักตบชวา	4,237	3.42

** 1 ล้านลบ.ม มีเธน เทียบเท่าค่าพลังงาน 0.807 KTOE*

3.2.2 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพและการผลิตไฟฟ้า

ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพคิดเฉพาะเงินลงทุนระบบผลิตก๊าซ ค่าใช้จ่ายในการผลิตก๊าซ และค่าวัตถุดิบ(กรณีที่ต้องซื้อและขนส่ง) แต่ไม่รวมค่าใช้จ่ายขั้นตอน Pre-treatment ผลการวิเคราะห์สรุปได้ดังนี้

(1) กรณีใช้วัสดุเหลือทิ้งในโรงงานอุตสาหกรรม มีต้นทุนต่ำกว่ากรณีอื่นเนื่องจากไม่มีค่าขนส่งและค่าวัสดุ คือ อยู่ในช่วง 1.91 – 2.46 บาท/ลบ.ม.มีเธน โดยที่ต้นทุนต่ำสุด คือ การผลิตก๊าซจากเศษสับปะรด (ตารางที่ E6)

(2) กรณีใช้เศษวัสดุทางการเกษตร ต้องมีค่าจัดหาวัตถุดิบ จึงทำให้ต้นทุนการผลิตสูงขึ้น คือ อยู่ที่ 3.37 – 13.70 บาท/ลบ.ม.มีเธน แต่ถ้าไม่คิดค่าจัดหา ต้นทุนจะอยู่ในช่วง 2.25 – 3.54 บาท/ลบ.ม.มีเธน ซึ่งก็ยังสูงกว่ากรณี (1) ทั้งนี้ต้นทุนต่ำสุดคือ ใบอ้อย เนื่องจากยังไม่มีการซื้อขายและเป็นวัตถุดิบที่มีศักยภาพถึง 1,730 ktoe

(3) กรณีใช้หญ้าโตเร็วและวัชพืช เนื่องจากต้องมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการปลูก เก็บเกี่ยว และขนส่ง จึงทำให้ต้นทุนการผลิตใกล้เคียงกับกรณีที่ (2) คือ อยู่ที่ 3.41 – 13.75 บาท/ลบ.ม.มีเธน โดยวัตถุดิบที่มีต้นทุนต่ำสุดคือ ผักตบชวา และเป็นที่น่าสังเกตว่า กลุ่มหญ้าคา หญ้าแฝก และธูปฤาษี มีต้นทุนใกล้เคียงกับผักตบชวา และมีผลผลิตต่อหน่วยพื้นที่ค่อนข้างสูง

(4) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

ตารางที่ E6 ต้นทุนการผลิตก๊าซชีวภาพจากของเสียอุตสาหกรรม (บาท/ลบ.ม.มีเธน)

ชีวมวล	ต้นทุนระบบผลิตก๊าซ* (บาท/ลบ.มีเธน)	ต้นทุนค่าจัดหา (บาท/ลบ.มีเธน)	รวม ต้นทุนผลิตก๊าซ (บาท /ลบ.มีเธน)	ต้นทุนผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh)
กากมันสำปะหลัง	2.46		2.46	2.94
ทะลายปาล์มเปล่า	2.15		2.15	2.78
ใยปาล์ม	2.37		2.37	2.90
เปลือกสับปะรด	2.25		2.25	2.83
Decanter Cake จากโรงปาล์ม	2.46		2.46	2.95
เศษสับปะรด	1.91		1.91	2.65
ฟางข้าว	2.34	3.62	5.95	4.81
ใบอ้อย	2.84	0.54	3.37	3.43
ตอซัง	3.54	0.32	3.87	3.70
หัวมันตกเกรด (5%ของผลผลิตทั้งหมด)	2.25	11.42	13.67	8.94

ชีวมวล	ต้นทุนระบบผลิตก๊าซ* (บาท/ลบ.มีเธน)	ต้นทุนค่าจัดหา (บาท/ลบ.มีเธน)	รวม ต้นทุนผลิตก๊าซ (บาท /ลบ.มีเธน)	ต้นทุนผลิตไฟฟ้า (บาท/kWh)
อ้อยทั้งต้น (5%ของผลผลิตทั้งหมด)	3.04	6.71	9.75	6.84
ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	2.44	11.31	13.75	8.98
หญ้าแฝก	3.00	0.90	3.90	3.71
หญ้าขน	3.29	8.18	11.47	7.63
หญ้าคา	3.18	0.90	4.08	3.81
หญ้าแพงโกล่า	2.77	3.38	6.15	4.92
ธูปฤาษี	2.39	2.11	4.50	4.04
ผักตบชวา	2.42	0.99	3.41	3.45

โดยสรุป ประเทศไทยมีศักยภาพทางเทคนิคที่จะผลิตก๊าซชีวภาพจากเศษวัสดุทางการเกษตรและพืชปลูกประเภทพืชไร่โตเร็ว และวัชพืช โดยกลุ่มเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรในพื้นที่เพาะปลูกมีศักยภาพไม่น้อยกว่า 3,416 ktoe กลุ่มเศษวัสดุเหลือทิ้งในโรงงานอุตสาหกรรมไม่น้อยกว่า 670 ktoe โดยที่กลุ่มหลังนี้ มีความพร้อมที่จะพัฒนามากกว่ากลุ่มแรก เนื่องจากต้นทุนต่ำกว่า และไม่มีปัญหาด้านลอจิสติกมากนัก แต่ต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีการเตรียม (Pre-treatment) กลุ่มเศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรในพื้นที่เพาะปลูกประเภทหัวมันสำปะหลังตกเกรด ต้นอ้อย และ ตอซัง เป็นกลุ่มที่มีศักยภาพการผลิตก๊าซสูง เนื่องจากย่อยสลายได้ง่าย จึงไม่ค่อยมีปัญหาทางด้านเทคนิค แต่จะมีปัญหาความไม่แน่นอนเรื่องปริมาณ เนื่องจากเป็นพืชอาหารและผลิตเป็นเชื้อเพลิงทดแทนรูปแบบอื่นได้ เช่น เอทานอล ส่วนประเภทฟางข้าว และใบอ้อยนั้น มีส่วนที่ย่อยสลายยากอยู่ค่อนข้างมาก จึงต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง อีกทั้งยังต้องมีเทคโนโลยีการเก็บรวบรวมที่เหมาะสม และต้องคำนึงถึงการใช้ประโยชน์ทางอื่นด้วย เช่น ผลิตความร้อนและไฟฟ้า ตลอดจนการผลิตเป็นเชื้อเพลิงเหลวในอนาคต ส่วนพืชไร่โตเร็วและวัชพืชบางประเภทมีศักยภาพต่อหน่วยพื้นที่สูงแต่ย่อยสลายได้ช้า ต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีและจัดพื้นที่ที่เหมาะสมสำหรับเพาะปลูกเป็นเชิงพาณิชย์

3.3 ผลการประเมินศักยภาพของพลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อน และประเภท Run-of-river (แม่น้ำไหลผ่าน)

พลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อนและประเภท Run-of-river เป็นวิธีการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังผลิตติดตั้งขนาดเล็กถึงกลางที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม (Eco-hydropower) ซึ่งมีศักยภาพในประเทศไทย แต่ยังไม่ได้รับการพัฒนาเพื่อใช้ประโยชน์เท่าที่ควร และศักยภาพที่แท้จริงก็ไม่เป็นที่ทราบแน่ชัด งานวิจัยนี้จึงได้รวบรวมข้อมูลศักยภาพที่ได้มีการศึกษาไว้แล้ว และประเมินเพิ่มเติมในส่วนที่ยังไม่ได้มีการศึกษา โดยครอบคลุมกรณีการใช้พลังน้ำประเภทระบายผ่านเขื่อน (หรือน้ำท้ายเขื่อน) ของ กฟผ. ที่มีการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว และประเภทแม่น้ำไหลผ่าน 7 ลุ่มน้ำหลักในภาคกลาง

3.3.1 ข้อมูลศักยภาพที่มีอยู่ในปัจจุบัน

3.3.1.1 พลังน้ำจากน้ำระบายผ่านเขื่อน

พลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน หมายถึง การใช้ประโยชน์จากน้ำซึ่งกักเก็บไว้สำหรับรักษาระดับท้ายน้ำของเขื่อนขนาดใหญ่ที่ใช้ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว (เรียกว่า “เขื่อนบน”) โดยให้น้ำบางส่วนไหลผ่าน ซึ่งปัจจุบันมีการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว 3 โครงการ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้งประมาณ 40 MWe และก็ยังมีหลายเขื่อนที่ยังไม่มีการใช้ประโยชน์ดังกล่าว

3.3.1.2 พลังน้ำแบบ Run-of-river

พลังน้ำแบบ Run-of-river หมายถึง การใช้พลังน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าโดยอาศัยการสร้างฝายและโรงไฟฟ้า (Power house) ขวางลำแม่น้ำ โดยปกติหัวน้ำ (Head) จะมีระดับไม่เกิน 10 เมตร และระดับน้ำยกขึ้นสูงกว่าระดับเดิมเพียง 1 – 2 เมตร และมีช่องทางสำหรับการจราจรทางน้ำและการเคลื่อนที่ของปลา หรืออาจอาศัยการขุดคลองคู่ขนาน เพื่อผันน้ำส่วนหนึ่งจากลำน้ำเดิมเป็นระยะทางสั้นๆ แล้วติดตั้งฝายและโรงไฟฟ้าที่ปลายคลอง ก่อนปล่อยให้น้ำไหลกลับเข้าสู่ลำน้ำเดิม เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าโดยวิธีดังกล่าวไม่มีการกักเก็บน้ำปริมาณมาก จึงส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและวิถีชีวิตชุมชนน้อยมาก หากมีการบริหารจัดการที่ดี โดยเฉพาะการหลีกเลี่ยงปัญหาผลกระทบต่อการประมงและการคมนาคมทางน้ำ ในประเทศไทยมีตัวอย่างการใช้พลังน้ำแบบ Run-of-river ได้แก่ เขื่อนปากมูลของ กฟผ. ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตถึง 136 MWe แต่ประสบปัญหาบางประการในการออกแบบและจัดการน้ำที่ดีทำให้เกิดผลกระทบต่อวิถีชีวิตชุมชน ซึ่งน่าจะหลีกเลี่ยงได้ หากมีการออกแบบและจัดการที่ดี เช่น ประเทศในยุโรปตะวันตก ในปัจจุบันได้มีการศึกษาศักยภาพในลุ่มน้ำอื่น เช่น แม่น้ำปิงและแม่น้ำยม ซึ่งพบว่า โอกาสที่จะผลิตไฟฟ้าแบบ Run-of-river ที่มีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์และยอมรับได้ในเชิงสิ่งแวดล้อมและสังคม มีถึง 210 และ 17 MWe ตามลำดับ

3.3.2 ผลการศึกษาศักยภาพพลังน้ำแบบน้ำระบายผ่านเขื่อน

การประเมินเชิงเทคนิคของพลังน้ำประเภทน้ำระบายผ่านเขื่อนของ กฟผ. ที่มีการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว 9 เขื่อน พบว่า มีศักยภาพรวม 36 MWe คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 223 GWh ต่อปี หรือมีช่วงเวลาผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 6,133 ชั่วโมงต่อปี (Capacity Factor = 70%) ใช้งบลงทุน 50-530 ล้านบาทต่อโครงการ หรือ 50 ถึง 150 ล้านบาท ต่อ MWe คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 0.80 – 2.50 บาทต่อหน่วย ขึ้นอยู่กับขนาดของกำลังผลิตติดตั้ง กล่าวคือโครงการที่มีขนาดใหญ่กว่า มักมีต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่า ส่วนศักยภาพที่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พบว่ามี 7 โครงการ ขนาดตั้งแต่ 0.5 ถึง 11 MWe รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ E7

ตารางที่ E7 โครงการไฟฟ้าพลังน้ำแบบน้ำที่ระบายผ่านเขื่อนที่มีศักยภาพสูงที่สุด

ลำดับที่	เขื่อนบน	ที่ตั้งเขื่อนล่าง	กำลังผลิต (MWe)	พลังงานไฟฟ้า (GW-hr ต่อปี)
1	สิริกิติ์	ต.แสนตอ อ.เมือง จ.อุตรดิตถ์	10.97	67.27
2	แก่งกระจาน	ต.กลัดหลวง อ.ท่ายาง จ.เพชรบุรี	7.23	44.36
3	ท่าทุ่งนา	อ.เมือง จ.กาญจนบุรี	6.42	39.39
4	บางลาง	ต.บาเจาะ อ.บันนังสตา จ.ยะลา	4.28	26.26
5	อุบลรัตน์	ต.ทุ่งโป่ง อ.อุบลรัตน์ จ.ขอนแก่น	3.24	19.88
6	สิรินธร	ต.นิคมลำโดมน้อย อ.สิรินธร จ. อุบลราชธานี	3.22	19.75
7	แม่งัดสมบูรณ์ชล	ต.ช่อแล อ.แม่แตง จ.เชียงใหม่	0.45	2.73
รวม			35.81	219.64

3.3.3 พลังน้ำแบบ Run-of-river

การประเมินศักยภาพพลังน้ำแบบ Run-of-river ใช้วิธีคัดเลือกที่ตั้งโครงการและประเมินความสูงหัวน้ำเบื้องต้นในแต่ละลุ่มน้ำ แล้วประเมินอัตราการไหลบริเวณที่ติดตั้งฝาย (ใช้ปริมาณน้ำออกแบบที่ 30% Flow exceedance) ซึ่งจะได้ศักยภาพเชิงเทคนิค ผลการประเมินพบว่า ใน 7 ลุ่มน้ำในภาคกลาง (ลุ่มน้ำแม่กลอง บางปะกง สะแกกรัง เจ้าพระยา ป่าสัก ท่าจีน และเพชรบุรี) มีศักยภาพเชิงเทคนิคที่จะใช้พลังน้ำแบบ Run-of-river 50 โครงการ รวมกำลังผลิตติดตั้ง 247 MW (ตั้งแต่ 0.3 ถึง 25 MWe) คิดเป็นพลังงานไฟฟ้า 1,147 GWh ต่อปี หรือมีช่วงเวลาผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 4,640 ชั่วโมงต่อปี (Capacity Factor 53%) ใช้งบลงทุน 60 – 1,060 ล้านบาทต่อโครงการ หรือ 42 ถึง 246 ล้านบาทต่อ MWe คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 1.03 – 6.54 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ ศักยภาพเชิงเทคนิครายลุ่มน้ำแสดงในตารางที่ E8 ซึ่งเป็นที่น่าสังเกตว่า ลุ่มน้ำแม่กลอง

ลุ่มน้ำสะแกกรัง ลุ่มน้ำบางปะกง และลุ่มน้ำเจ้าพระยา มีศักยภาพเชิงเทคนิค 116, 52, 28 และ 22 MWe ตามลำดับ

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ พบว่า มี 32 โครงการ รวมกำลังผลิตติดตั้ง 227 MWe (ตั้งแต่ 1.2 ถึง 25 MW) ใช้งบลงทุน 108 ถึง 1,060 ล้านบาทต่อโครงการ หรือ 42 ถึง 102 ล้านบาทต่อ MWe คิดเป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 1.03 – 2.16 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ โครงการในลุ่มน้ำแม่กลองให้ผลตอบแทนที่ดีที่สุดคือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ย 1.32 บาทต่อหน่วย อนึ่ง ถ้าคิดการขายไฟฟ้าโดยได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ด้วย โครงการที่มีศักยภาพจะมีกำลังผลิตติดตั้งรวมเท่าเดิม เนื่องจากมีความคุ้มค่าการลงทุนในตัวเองและไม่ต้องพึ่งพา adder และโครงการส่วนใหญ่ก็มีขนาดเกินกว่าที่จะได้รับ adder อยู่แล้ว

ตารางที่ E8 ผลการศึกษาโครงการศักยภาพไฟฟ้าพลังน้ำแบบรายลุ่มน้ำ

ลำดับที่	ลุ่มน้ำ	จำนวนโครงการที่ทำการศึกษา	กำลังผลิตรวม (MWe)	พลังงานไฟฟ้า (GW-hr ต่อ ปี)
1	เจ้าพระยา	6	21.97	118.17
2	สะแกกรัง	3	52.46	181.07
3	ป่าสัก	6	14.00	57.15
4	ท่าจีน	7	10.04	60.01
5	แม่กลอง	12	115.89	589.56
6	บางปะกง	11	28.25	149.63
7	เพชรบุรี	5	4.56	18.58
รวม		50	247.2	1,174.2

กล่าวโดยสรุป เขื่อนพลังน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าที่ยังไม่ได้ใช้ประโยชน์จากน้ำระบายผ่านเขื่อนมี 7 เขื่อน ที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าอย่างคุ้มค่าในเชิงเศรษฐศาสตร์ คิดเป็นกำลังผลิตติดตั้งรวม 36 MWe สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 223 GWh โดยมีต้นทุน 0.80 – 2.50 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า

พลังน้ำแบบ Run-of-river ใน 7 ลุ่มน้ำในภาคกลาง มีศักยภาพเชิงเทคนิค 50 โครงการ รวมประมาณ 247 MW แต่ที่มีความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์มีอยู่ 32 โครงการ คิดเป็นศักยภาพ 227 MWe แต่ละโครงการมีขนาดตั้งแต่ 1 ถึง 25 MWe ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 1.03 – 2.16 บาทต่อหน่วย ทั้งนี้ ลุ่มน้ำแม่กลองมีศักยภาพสูงสุดคือ 115 MWe และต้นทุนค่อนข้างต่ำ คือ เฉลี่ย 1.32 บาทต่อหน่วย

4 การวิเคราะห์แนวนโยบายและเครื่องมือเชิงนโยบายในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน

งานวิจัยนี้ได้วิเคราะห์ความเป็นไปได้และความเหมาะสมของแนวนโยบายและเครื่องมือเชิงนโยบายที่ได้มีการเสนอให้ใช้ หรือที่คิดว่าน่าจะนำมาใช้ในบริบทของประเทศไทย พร้อมทั้งเสนอแนะแนวทางปรับปรุง หรือแนวทางนำมาประยุกษ์ใช้แล้ว แต่กรณีซึ่งเรื่องที่ได้ทำการศึกษา ได้แก่ นโยบายการใช้แก๊สโซฮออล์ มาตรการเก็บค่าธรรมเนียม (หรือภาษี) คาร์บอน การใช้กลไกการพัฒนาที่สะอาด (CDM) ศักยภาพของส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) กับการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าความร้วนร่วม (CHP) และความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ (cost – effectiveness) ของการลงทุนด้านเทคโนโลยี

4.1 แนวนโยบายการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์

รัฐบาลได้ดำเนินนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์มาอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปี 2547 จากแก๊สโซฮอล์ E10 จนถึง E20 เมื่อต้นปี 2551 และล่าสุดเมื่อปลายปี 2551 ได้ริเริ่มนโยบายส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E85 ซึ่งการเร่งรัดมาตรการกระตุ้นความต้องการใช้เอทานอลดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อผู้มีส่วนได้เสียหลายฝ่าย ทั้งที่เกี่ยวกับผู้ผลิตและจำหน่ายเอทานอลและแก๊สโซฮอล์ ผู้ผลิตและผู้ใช้ยานยนต์และผลประโยชน์ของประเทศชาติในภาพรวม เป็นต้น งานวิจัยนี้จึงได้วิเคราะห์ข้อดีข้อเสียของนโยบายดังกล่าว พร้อมทั้งเสนอแนะมาตรการรองรับเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการส่งเสริมเอทานอลได้ดียิ่งขึ้น

การศึกษาประกอบด้วยการประเมินผลกระทบของการใช้มาตรการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ภายใต้สถานการณ์ (Scenario) ต่างๆ จำนวน 9 Scenario ที่มีต่ออุปสงค์และอุปทานเอทานอลใน 10 ปีข้างหน้า (2552-2561) และเปรียบเทียบข้อดีและข้อเสียในมิติต่างๆ โดยอาศัยการจำลองความต้องการน้ำมันเบนซินและเอทานอลด้วยแบบจำลอง LEAP (Long Range Alternative Energy Planning) การศึกษาประสบการณ์ในต่างประเทศ และการระดมความคิดเห็นจากผู้มีส่วนได้เสีย แล้วสังเคราะห์เป็นข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย ทั้งนี้ ข้อสมมุติฐานในการศึกษาสถานการณ์ทั้ง 9 Scenario คือ

Scenario 1: กรณีปกติ (Business-as-usual scenario, BAU) คือ กรณีพื้นฐานที่การใช้เชื้อเพลิงในภาคขนส่งตามสถานการณ์ปัจจุบัน ที่มีการใช้น้ำมันชนิดต่างๆ ดังต่อไปนี้

น้ำมันเบนซิน ออกเทน 95	น้ำมันเบนซิน ออกเทน 91
แก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 95	แก๊สโซฮอล์ E10 ออกเทน 91
แก๊สโซฮอล์ E20	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
ก๊าซธรรมชาติอัด (CNG)	น้ำมันดีเซล

Scenario 2: กรณีส่งเสริมการใช้ E20 (Business-as-usual with Gasohol E20 scenario) คือ กรณีพื้นฐานแต่เพิ่มการส่งเสริมการใช้ E20 ร่วมด้วยอย่างจริงจัง โดยกำหนดรถยนต์นั่งส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่ตั้งแต่ปี 2551 เป็นต้นไปสามารถใช้น้ำมัน E20 ได้ และมีการยกเลิกการอุดหนุนราคา LPG ในภาคขนส่ง

Scenario 3: กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 (Withdraw Gasoline 91) คือ กรณีที่มีการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน ออกเทน 91 แล้วส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 91 E10 แทน

Scenario 4: กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 95 (Withdraw Gasoline 95) คือ กรณีที่มีการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซิน ออกเทน 95 แล้วส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ 95 E10 แทน

Scenario 5: กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 91 และ 95 (Withdraw Gasoline 91 & 95) คือ กรณีพื้นฐานทั่วไป แต่มีมาตรการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 แล้วส่งเสริมการใช้ E10 แทน

Scenario 6: กรณียกเลิกการใช้น้ำมันเบนซินทั้งหมดและส่งเสริมการใช้ E10 และ E20 (Highly promoted E10 and E20 scenario) คือ กรณีพื้นฐานทั่วไปแต่มีมาตรการยกเลิกการจำหน่ายน้ำมันเบนซินออกเทน 95 และ 91 แล้วส่งเสริมการใช้ E10 และ E20 แทน

Scenario 7-9 : กรณีส่งเสริมการใช้ E85 (Business-as-usual with Gasohol E85 scenario) คือ กรณีพื้นฐานแต่เพิ่มการส่งเสริมการใช้ E85 ร่วมด้วยอย่างจริงจัง โดยสมมติให้รถยนต์ FFV ที่สามารถใช้ E85 ได้มีสัดส่วนจำหน่ายคิดเป็น 100% ของรถยนต์นั่งส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่ในปี 2556 และปี 2561 ตามลำดับ และมีการใช้มาตรการส่งเสริมการใช้ โดยกำหนดให้ราคาจำหน่าย E85 ถูกกว่าน้ำมันชนิดอื่น รวมถึงมีการยกเลิกการอุดหนุนราคา LPG ในภาคขนส่ง

อนึ่ง การศึกษาภายใต้สถานการณ์จำลอง (Scenario) ดังกล่าวข้างต้นไม่ได้พิจารณาผลกระทบของสถานการณ์จำลอง (Scenario) ของรถยนต์ Hybrid หรือ Plug-in Hybrid (น้ำมัน+ ไฟฟ้า) ที่กำลังเป็นที่คาดหมายว่าจะออกสู่ตลาดมากขึ้นภายใน 5-10 ปี ข้างหน้านี้ ซึ่งอาจทำให้การใช้เอธานอลเปลี่ยนแปลงได้

4.1.1 ผลการประเมินผลกระทบของมาตรการส่งเสริมแก๊สโซฮอล์

ผลการประเมินผลกระทบภายใต้ 9 สถานการณ์ (Scenario) สรุปโดยสังเขปได้ดังตารางที่ E9 ซึ่งมีประเด็นที่มีนัยสำคัญ ดังนี้

(1) การส่งเสริมการใช้ E85 ตามแผนของรัฐจะส่งผลให้มีความต้องการเอทานอลในระยะยาวค่อนข้างสูง คือ 8 ล้านลิตรต่อปี ขึ้นไปในปี 2561 แต่รัฐต้องสูญเสียเงินรายได้ที่พึงได้ เนื่องจากต้องมีการ

ลดหย่อนภาษีรถยนต์ FFV และการอุดหนุนราคาเชื้อเพลิง E85 รวมประมาณ 134,400 ล้านบาท ในเวลา 10 ปี เมื่อหักลบจากมูลค่าน้ำมันดิบนำเข้าที่ลดลงได้ประมาณ 60,180 ล้านบาทแล้ว รัฐต้องสูญเสียเงินรายได้ที่พึงได้สุทธิ 74,220 ล้านบาท

(2) การยกเลิกการจำหน่ายเบนซิน 91 อย่างเดียว พร้อมกับการส่งเสริมแก๊สโซฮอล์ 91 E10 และ E20 ตามปกติ จะทำให้เกิดอุปสงค์เอทานอลอย่างมีนัยสำคัญ คือประมาณ 3.6 และ 5.9 ล้านลิตรต่อวัน ในปี 2554 และ 2561 ตามลำดับ ซึ่งอยู่ในวิสัยที่จะจัดหาอุปทานได้หากมีการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตอ้อยและมันสำปะหลัง แต่รัฐต้องลงทุนเพื่อดัดแปลงชิ้นส่วนรถยนต์และรถจักรยานยนต์ประมาณ 7.58 และ 4.77 แสนคัน ตามลำดับ ที่จะได้รับผลกระทบ เพื่อให้ใช้แก๊สโซฮอล์ 91 E10 ได้ คิดเป็นเงินประมาณ 2,570 ล้านบาท แต่เมื่อคำนึงถึงผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับในรูปของมูลค่าน้ำมันดิบนำเข้าที่ลดลงภายใน 10 ปี คิดเป็นมูลค่า 75,440 ล้านบาท แล้ว การลงทุนดังกล่าวนับว่ามีความคุ้มค่าอย่างยิ่ง

4.1.2 ข้อเสนอแนะมาตรการเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมแก๊สโซฮอล์

การยกเลิกการใช้เบนซิน 91 และส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ E10 และ E20 เป็นมาตรการที่น่าพิจารณา เนื่องจากจะมีการสร้างอุปสงค์เอทานอลอย่างมีนัยสำคัญ ที่ยังอยู่ในวิสัยที่จะจัดหาอุปทานเอทานอลได้ และทำให้รัฐได้ผลประโยชน์ดังที่กล่าวไว้แล้ว นอกจากนี้ ยังจะช่วยลดปริมาณการปล่อยมลพิษทางอากาศอันเนื่องมาจากการใช้เบนซินในรถจักรยานยนต์ รวมทั้งเป็นการส่งเสริมการผลิตรถจักรยานยนต์ภายในประเทศ ส่วนกรณีส่งเสริม E85 นั้น นอกจากจะก่อให้เกิดอุปสงค์เอทานอลในปริมาณที่เสี่ยงต่อการขาดแคลนอุปทาน และรัฐต้องเสียรายได้ที่พึงได้จำนวนมากแล้ว ยังต้องมีการเตรียมความพร้อมในเรื่องโครงสร้างพื้นฐาน โดยเฉพาะการผลิตและจำหน่ายเชื้อเพลิงและการจัดวางระบบลำเลียงเชื้อเพลิง เพื่อให้ราคา E85 แข่งขันได้กับน้ำมันเบนซิน การจัดหาสถานีบริการเชื้อเพลิง E85 ให้เพียงพอ และการผลิตรถยนต์ FFV ซึ่งจะมีผลกระทบต่อนโยบายส่งเสริมการผลิตรถยนต์ประหยัดพลังงานขนาดเล็กหรือ Eco Car ด้วย อย่างไรก็ตาม การใช้รถยนต์ FFV จะเป็นการสร้างทางเลือกให้แก่ผู้ใช้และราคาของรถ FFV ก็แพงกว่ารถปกติไม่มาก ดังนั้น ทางออกที่น่าจะเหมาะสมคือ การส่งเสริมให้มีการใช้ E10 และ E20 อย่างเต็มที่ก่อนจนกระทั่งมีการผลิตเอทานอลในปริมาณมากพอและโครงสร้างพื้นฐานมีความพร้อมกว่านี้แล้วค่อยส่งเสริมรถยนต์ FFV เป็นขั้นตอนสุดท้าย ดังเช่นประเทศบราซิล ได้เคยดำเนินการมาก่อน เนื่องจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกภาคส่วน จำเป็นต้องมีการช่วงระยะเวลาผ่อนปรนเพื่อการปรับตัว (Learning curve) ช่วงหนึ่งก่อน

อนึ่ง หากมีการยกเลิกใช้เบนซิน 95 แม้จะต้องมีต้นทุนนโยบาย คือการชดเชยผู้ใช้ยานยนต์ที่จะได้รับผลกระทบจำนวนประมาณ 6.3 แสนคัน ด้วยเงิน 1,900 ล้านบาทก็ตาม แต่ก็จะส่งผลให้มีการเลิกการใช้สารเพิ่มออกเทน MTBE ได้ทั้งหมด ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อม ดังเช่นที่มีการดำเนินการใน 48 มลรัฐของประเทศสหรัฐอเมริกา

ตารางที่ E9 เปรียบเทียบผลกระทบของมาตรการส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์ภายใต้ Scenario ต่างๆ

Scenario	ความต้องการเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)		ผลกระทบ / ข้อดีข้อเสีย	
	2554	2561	อุปทาน	ประเด็นอื่นๆ ที่สำคัญ
สภาวะปกติ (BAU) : การใช้เบนซินและแก๊สโซฮอล์เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 4.6 และ 3.86% ตามลำดับ	1.22	2.96	มีวัตถุดิบเพียงพอในปี 2554 และน่าจะเพียงพอในปี 2561 ถ้าผลผลิตอ้อยและมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นตามแนวโน้มปัจจุบัน	หากผลผลิตวัตถุดิบเป็นไปตามแผนส่งเสริมของ สอน. และ สศก. อาจมีเอทานอลส่วนเกิน ทำให้ราคาตกต่ำ จึงอาจต้องมีมาตรการส่งออกรองรับ
BAU พร้อมส่งเสริม E20 อย่างจริงจัง (บังคับให้รถยนต์นั่งส่วนบุคคลจดทะเบียนใหม่ต้องใช้ E20 ตั้งแต่ปี 2551 ฯลฯ)	1.67	3.32	เช่นเดียวกับกรณี BAU (1)	เช่นเดียวกับกรณี BAU
ยกเลิกเบนซิน 91 อย่างเดียว	3.62	5.89	วัตถุดิบไม่เพียงพอภายใต้ BAU ต้องมีมาตรการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตด้วยเทคโนโลยี / การจัดการ และอาจต้องลดการส่งออกบางรายการ เช่น กากน้ำตาล / น้ำตาล ถ้าเพิ่มผลผลิตไม่ทัน	รถจักรยานยนต์ 7.58 แสนคันและรถยนต์ 4.77 แสนคัน ต้องเปลี่ยนมาใช้ 91/E10 ซึ่งจะต้องมีค่าใช้จ่ายในการดัดแปลงชิ้นส่วนประมาณ 2,570 ล้านบาท ภายใน 10 ปี จะช่วยลดการนำเข้าน้ำมันดิบสะสม 39.6 ล้านบาร์เรล คิดเป็นมูลค่า 78,000 ล้านบาท (ณ ราคาน้ำมันดิบบาร์เรลละ 56 ดอลล่าร์สหรัฐ และอัตราแลกเปลี่ยน 35 บาทต่อดอลล่าร์)
ยกเลิกเบนซิน 95 อย่างเดียว	1.52	3.15	มีวัตถุดิบเพียงพอภายใต้ BAU	รถยนต์รุ่นเก่าจำนวน 6.27 แสนคันที่ใช้คาร์บูเรเตอร์ต้องมี

Scenario	ความต้องการเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)		ผลกระทบ / ข้อดีข้อเสีย	
	2554	2561	อุปทาน	ประเด็นอื่นๆ ที่สำคัญ
				ค่าใช้จ่ายในการดัดแปลงและปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนประมาณ 1,900 ล้านบาท แต่ลดการนำเข้าน้ำมันดิบได้ไม่มาก
ยกเลิกทั้งเบนซิน 91 และ เบนซิน 95	3.90	6.06	มีวัตถุดิบไม่เพียงพอภายใต้ BAU ต้องเร่งรัดส่งเสริมการเพิ่มผลิตผลิตเช่นเดียวกับกรณีที่ 3 (ยกเลิกเบนซิน 91 อย่างเดียว)	ผลกระทบต่อจักรยานยนต์และรถยนต์เบนซินรุ่นเก่าเช่นเดียวกับกรณี 3 และ 4 (รถยนต์ 1.10 ล้านคัน, จักรยานยนต์ 7.58 แสนคัน) ต้องมีค่าใช้จ่ายดัดแปลง/ปรับเปลี่ยนชิ้นส่วนรวม 4,470 ล้านบาท แต่ผลประโยชน์ในการลดการนำเข้าน้ำมันดิบสูงกว่าการยกเลิกเบนซินอย่างเดียวเพียงเล็กน้อย โรงกลั่นน้ำมันจะมีเบนซินเป็นผลผลิตล้นตลาด อาจต้องส่งออกเพิ่มขึ้น
ยกเลิกทั้งเบนซิน 91 และ 95 พร้อมส่งเสริม E20 อย่างเต็มที่	4.35	6.41	อุปทานไม่เพียงพอ ถ้าไม่เร่งรัดการส่งเสริม (เช่นเดียวกับกรณี 5)	ผลกระทบเช่นเดียวกับกรณี 5 (ยกเลิกทั้งเบนซิน 91 และ 95) แต่จะขาดแคลนเอทานอลเร็วขึ้น
แผนของคณะกรรมการส่งเสริมการใช้ E85	2.94	8.1	อุปทานน่าจะเพียงพอภายใต้ BAU แต่อาจประสบปัญหาการขาดแคลนเอทานอลที่รุนแรงในระยะยาว ถ้าไม่เร่งรัดการส่งเสริมการเพิ่มผลผลิตวัตถุดิบอย่างจริงจัง	ภายใน 10 ปี จะมีรถ FFV สะสม 1.07 ล้านคัน ซึ่งรัฐต้องมีมาตรการอุดหนุนในรูปของการลดภาษีรถยนต์ แลอุดหนุนราคาเชื้อเพลิง E85 เพื่อจูงใจผู้ใช้จำนวน 53,500 และ 80,900 ล้านบาท ตามลำดับ ขณะที่การนำเข้าน้ำมันดิบจะลดลง คิดเป็นมูลค่าเพียง 60,180 ล้านบาท ทำให้รัฐสูญเสียรายได้ที่พึงได้ 74,220 ล้านบาท

Scenario	ความต้องการเอทานอล (ล้านลิตร/วัน)		ผลกระทบ / ข้อดีข้อเสีย	
	2554	2561	อุปทาน	ประเด็นอื่นๆ ที่สำคัญ
ส่งเสริม E85 กรณีกำหนดให้รถยนต์นั่งส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่เป็น FFV ทั้งหมดภายในปี 2561 (แบบจำลอง)	2.2	10.7	วัตถุดิบไม่เป็นปัญหาในระยะสั้น แต่มีปัญหาในระยะยาวที่รุนแรงกว่ากรณี 7 (แผน E85 ของรัฐ)	เช่นเดียวกับกรณี 7 โดยรัฐต้องลดภาษีรถยนต์และอุดหนุนราคาเชื้อเพลิง E85 เป็นเงิน 112,415 และ 207,530 ล้านบาท ตามลำดับ และจะประหยัดเงินจากการลดการนำเข้าน้ำมันดิบ 154,350 บาท ทำให้รัฐต้องสูญเสียรายได้ที่พึงได้ 165,575 ล้านบาท
ส่งเสริม E85 กรณีกำหนดให้รถยนต์ส่วนบุคคลที่จดทะเบียนใหม่เป็น FFV หมดภายใน 2556 (แบบจำลอง)	3.27	11.8	เช่นเดียวกับกรณี 8 แต่ปัญหาจะรุนแรงกว่าในระยะยาว	เช่นเดียวกับกรณี 8 โดยรัฐต้องลดภาษีรถยนต์และอุดหนุนราคาเชื้อเพลิง E85 เป็นเงิน 128,800 และ 261,723 ล้านบาท ตามลำดับ และประหยัดเงินจากการลดการนำเข้าน้ำมันดิบ 194,680 ล้านบาท ทำให้รัฐต้องสูญเสียรายได้ที่พึงได้ 195,840 ล้านบาท

4.2 มาตรการค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน (Carbon surcharge หรือ Carbon tax)

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินความเหมาะสมของการใช้ค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอนเป็นเครื่องมือส่งเสริมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในบริบทของประเทศไทยและเสนอแนะแนวทางการดำเนินการที่เหมาะสม

จุดมุ่งหมายของการเก็บค่าธรรมเนียมหรือภาษีคาร์บอน คือ การส่งเสริมให้มีการลดคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการกระตุ้นให้ผู้บริโภคประหยัดและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและเลือกใช้พลังงานสะอาดที่มีคาร์บอนต่ำโดยผ่านกลไกทางราคา ซึ่งจะส่งผลให้ต้นทุนพลังงานสะอาดและมาตรการการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานสามารถแข่งขันได้ ในเชิงทฤษฎีแล้ว การกำหนดระดับค่าธรรมเนียม (หรือภาษี) พิเศษดังกล่าว จะมีผลทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากเทคโนโลยีที่ใช้เชื้อเพลิงสกปรก (คาร์บอนเข้มข้น) มีต้นทุนแพง ขณะที่ไฟฟ้าที่ผลิตจากเทคโนโลยีที่มาจากเชื้อเพลิงสะอาด (คาร์บอนต่ำหรือปลอดคาร์บอน) จะมีราคาถูก ถ้าอัตราภาษีคาร์บอนสูงพอ แต่ในทางทฤษฎีแล้ว การกำหนดอัตราภาษีที่เหมาะสม คือ อัตราที่ทำให้ต้นทุนส่วนเพิ่มของการบำบัด (Marginal Abatement Cost) เท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มของผลกระทบต่อสังคม (Marginal Damage Cost) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากความซับซ้อนในการประเมินต้นทุนดังกล่าว ในงานวิจัยนี้ จึงเลือกใช้วิธีคำนวณระดับอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสมในเชิงสัมพัทธ์ กล่าวคือ เป็นอัตราค่าธรรมเนียมที่จะทำให้สามารถบรรลุเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกที่กำหนดไว้เป็นสำคัญ และให้มีต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่ำสุด เช่น ลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ลงจากกรณีปกติ (BAU) 5% ต่อปี เป็นต้น ทั้งนี้ เนื่องจากข้อจำกัดด้านความพร้อมของข้อมูลที่จำเป็นและระยะเวลาในการศึกษา งานวิจัยนี้จึงเป็นการศึกษาในเบื้องต้นในเชิงสำรวจความเป็นไปได้ โดยใช้กรณีการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคขนส่งเป็นกรณีศึกษา เนื่องจากเป็นสองภาคหลักที่จะได้รับผลกระทบมากที่สุด ทั้งนี้ นอกจากการประเมินระดับอัตราค่าธรรมเนียมที่เหมาะสมและผลกระทบที่จะเกิดขึ้นแล้ว ยังได้พิจารณาแนวทางการใช้ประโยชน์และการจัดสรรรายได้ที่จัดเก็บได้ด้วย

4.2.1 การประเมินความเหมาะสมของการใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคขนส่ง

จุดมุ่งหมายของการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคขนส่งคือ การกระตุ้นให้ผู้บริโภคประหยัดเชื้อเพลิงและ/หรือ เลือกใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนต่ำ ซึ่งในที่นี้ได้เลือกใช้วิธีกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนของเชื้อเพลิงขนส่งแต่ละชนิดในระดับที่จะส่งผลให้มีการลดปริมาณการปล่อย CO_2 ลงจากกรณีปกติ (BAU) ปีละ 5% ในช่วง 2551 – 2570 เมื่อคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนได้แล้วก็จะศึกษาผลกระทบต่อการเก็บภาษีสรรพสามิตของเชื้อเพลิงของรัฐ และเสนอแนะแนวทางการใช้ประโยชน์จากค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้

4.2.1.1 การกำหนดอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน

หลักการคำนวณค่าธรรมเนียมคาร์บอนสำหรับเชื้อเพลิงแต่ละชนิด (ซึ่งในการศึกษานี้ คือ เบนซิน ดีเซล และ LPG) ประกอบด้วยการพยากรณ์ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดและปริมาณการปล่อย CO_2 ในกรณีเศรษฐกิจเติบโตตามปกติ (BAU) และในกรณีที่มีการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน โดยมีเป้าหมายเพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีปกติ(BAU) ลง 5% การคำนวณอาศัยแบบจำลองอุปสงค์ของเชื้อเพลิงตามฟังก์ชั่นของราคาเชื้อเพลิง (เปลี่ยนแปรตามระดับอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน) และค่าความยืดหยุ่นของอุปสงค์เชื้อเพลิง ผลการคำนวณอัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนซึ่งแปรผันตามปริมาณคาร์บอนในเชื้อเพลิง ปรากฏดังตารางที่ E10 ซึ่งพบว่าในปีฐาน (2551) ค่าธรรมเนียม คือ 3.80, 4.91 และ 6.08 บาท/ลิตร สำหรับ LPG และในปี 2570 ค่าธรรมเนียมเบนซินและดีเซล ตามลำดับ ระหว่าง 4.60 – 7.36 บาท/ลิตร ซึ่งค่าธรรมเนียมในปี 2551 และปี 2570 คิดเป็น 19-39 % ของราคาเชื้อเพลิงเฉลี่ยตลอดทั้งปี ทั้งนี้ค่าธรรมเนียมดังกล่าวคิดเป็น 2.28 และ 2.76 บาทต่อกิโลกรัม CO_2 ในปี 2551 และ 2570 ตามลำดับ (ประมาณ 65 และ 79 $/tCO_2$ หรือ 238 และ 290 $/tC ที่ 1$ = 35 บาท)

ตารางที่ E10 อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอนของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

ประเภทเชื้อเพลิง	อัตราค่าธรรมเนียมคาร์บอน (บาท/ลิตร)		ราคาเชื้อเพลิงก่อนคิดค่าธรรมเนียม (บาท/ลิตร)		% ค่าธรรมเนียมคาร์บอนเทียบกับราคาเชื้อเพลิง	
	2551	2570	2551	2570	2551	2570
LPG	3.80	4.60	9.83	11.87	38.7	38.8
เบนซิน	4.91	5.95	36.09	43.60	13.6	13.6
ดีเซล	6.08	7.36	31.96	38.61	19.0	19.0

4.2.1.2 กรณีศึกษาผลกระทบของค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่อความคุ้มค่าของรถประหยัดพลังงานประสิทธิภาพสูง

งานวิจัยนี้ได้ประเมินความคุ้มค่าของรถประสิทธิภาพสูง กรณีมีค่าธรรมเนียมคาร์บอนกับกรณีไม่มี โดยใช้รถขนาด 1,500 ซีซี เป็นกรณีศึกษา ผลการศึกษาพบว่า หากราคาของรถปกติและรถประสิทธิภาพสูง คือ 700,000 และ 900,000 บาท ตามลำดับ มูลค่าปัจจุบัน (Net present value) ของต้นทุนการใช้รถทั้งหมด (ตั้งแต่ค่ารถ ค่าภาษีต่างๆ ค่าเชื้อเพลิงตลอดอายุของรถยนต์) ในกรณีของประสิทธิภาพสูง จะถูกกว่า 122,000 บาท และหากเพิ่มราคาของรถประสิทธิภาพสูง ให้สูงขึ้นเป็น 1 ล้านบาท ค่าใช้รถประสิทธิภาพสูง จะยังคงถูกกว่ารถปกติ 38,000 บาท จึงสรุปได้ว่าการใช้

มาตรการค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะช่วยส่งเสริมให้การใช้รถยนต์ที่ประหยัดเชื้อเพลิงมีความคุ้มทุนมากขึ้น

4.2.1.3 การจัดการรายได้ที่เกิดจากการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน

การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนตามอัตราที่กำหนดในการศึกษานี้จะทำให้รัฐมีรายได้รวม 178,100 และ 462,900 ล้านบาท ในปี 2551 และ 2570 ตามลำดับ (สมมติราคาน้ำมันคงที่อยู่ที่ 100 เหรียญต่อบาร์เรล) ซึ่งต้องมีการจัดการกับรายได้ดังกล่าว โดยทั่วไป ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จัดเก็บควรนำมาใช้ประโยชน์ในด้านที่เกี่ยวข้องกับปัญหาที่เกิดจากก๊าซเรือนกระจก แนวคิดนี้เรียกว่า “Recycling Fiscal Revenue” ซึ่งอาจดำเนินการได้ 3 วิธีพร้อมกัน ดังนี้

(1) อาศัยหลักการของ Revenue neutrality เพื่อมิให้รายได้จากภาษีของรัฐลดลง โดยการลดภาษีประเภทอื่นในจำนวนที่เท่ากัน เช่น ภาษีสรรพสามิตน้ำมันฯ และภาษีมหาดไทย (10% ของภาษีสรรพสามิต) ซึ่งในปี 2550 มีมูลค่าประมาณ 76,950 และ 7,695 ล้านบาท ตามลำดับ รวม 86,645 ล้านบาท หรือเกือบ 50% ของค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จะจัดเก็บได้ ในปี 2551

(2) อาศัยหลักการของ Earmarker option เพื่อนำเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปใช้ในกิจกรรมแก้ปัญหาภาวะโลกร้อน หรือการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศ เช่น การสนับสนุน “ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ” ซึ่งมีการประมาณการว่าจะต้องใช้เงินประมาณ 87,850 ล้านบาท ในช่วงปี 2551 – 2554 หรือเฉลี่ยปีละ 17,540 ล้านบาท หรือประมาณ 10% ของค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จะจัดเก็บได้ในปี 2551

(3) อาศัยหลักการของ Compensation measure เพื่อนำเงินค่าธรรมเนียมคาร์บอนไปจ่ายชดเชย หรืออุดหนุน (Subsidies) ให้แก่ กิจกรรมหรือกลุ่มบุคคลที่อาจได้รับความเดือดร้อน เช่น เพื่อการป้องกันน้ำท่วม หรือการกัดเซาะชายฝั่ง อันเนื่องมาจากระดับน้ำทะเลสูงขึ้น เพื่อลงทุนรถขนส่งมวลชนที่ใช้พลังงานสะอาด และ/หรืออุดหนุนค่าเดินทางสำหรับผู้ใช้รถไฟฟ้า หรือรถโดยสารที่ใช้พลังงานสะอาด เป็นต้น

ดังนั้น จากแนวทางการใช้เงินที่จัดเก็บได้จากค่าธรรมเนียมคาร์บอนทั้ง 3 วิธี ดังกล่าวข้างต้น จะเห็นได้ว่า เงินค่าธรรมเนียมที่จัดเก็นได้ นอกจากจะมีมากพอที่จะทดแทนค่าภาษีสรรพสามิต และภาษีมหาดไทยแล้ว ยังมีเงินเหลืออีกค่อนข้างมากที่จะใช้ในกิจกรรมสาธารณประโยชน์อื่นๆ ได้อีกด้วย และที่สำคัญคือ การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะจูงใจให้มีการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรม เพื่อลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง อันเป็นการประหยัดพลังงานและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทั้งนี้ เมื่อหักภาษีสรรพสามิตและภาษีมหาดไทยที่จะต้องจัดเก็บจากผู้ใช้น้ำมันโดยปกติอยู่แล้ว เงินคงเหลือจากค่าธรรมเนียมคาร์บอน คือ ประมาณ 89,000 ล้านบาท ซึ่ง

เป็นเงินที่ผู้ใช้น้ำมันต้องจ่ายเพิ่มจากเดิม หรือคิดเป็นจำนวนเงินต่อตันคาร์บอนได้เท่ากับ 2,450 บาท/ตันคาร์บอน หรือ (70 $/tC) หรือเทียบเท่า 1.52 บาท/ลิตร เทียบเท่าเบนซินโดยเฉลี่ย ดังนั้น ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่แท้จริง ที่เป็นภาระเพิ่มเติมของผู้ใช้น้ำมัน คือ 1.52 บาท/ลิตร เทียบเท่าเบนซินเท่านั้น แทนที่จะเป็น 5 บาท/ลิตร เทียบเท่าเบนซิน

กล่าวโดยสรุป การจัดเก็บภาษีหรือค่าธรรมเนียมคาร์บอนเป็นมาตรการทางเลือกที่น่าสนใจและน่าจะดำเนินการได้ในภาคขนส่งของประเทศไทย จากการศึกษานี้ ที่ตั้งเป้าหมายให้มีการจัดเก็บค่าธรรมเนียมเพื่อให้มีการลดการปล่อย CO_2 ลงปีละ 5% จากกรณี BAU ของปีนั้นๆ พบว่า ค่าธรรมเนียมที่ต้องจัดเก็บอยู่ระหว่าง 2.28-2.76 บาท/กิโลกรัม CO_2 ในช่วงปี 2551-2570 รวมเป็นเงิน 178,000 – 462,900 ล้านบาท เงินจำนวนนี้เพียงพอที่จะชดเชยภาษีสรรพสามิตน้ำมันและภาษีมหาดไทยที่รัฐจัดเก็บได้ในแต่ละปี และยังคงมีเงินเหลือสำหรับการใช้จ่ายเพื่อสาธารณาประโยชน์อื่นๆ โดยเฉพาะที่เกี่ยวกับการใช้พลังงานคาร์บอนต่ำและการบรรเทาปัญหาผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยภาครัฐอาจจัดสรรการใช้รายได้ดังกล่าว ดังนี้

- *60% สำหรับการลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันและมหาดไทย*
- *20% สำหรับทดแทนเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (มากกว่าปัจจุบัน 2 เท่า)*
- *20% สำหรับชดเชยผู้ที่ได้รับความเดือดร้อนจากผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการอุดหนุนการใช้รถไฟฟ้าหรือรถขนส่งมวลชนที่ใช้พลังงานสะอาด ฯลฯ*

ทั้งนี้ เมื่อหักเงินค่าธรรมเนียมที่จัดเก็บได้ เพื่อลดภาษีสรรพสามิตน้ำมันและภาษีมหาดไทยแล้ว ส่วนที่ถือว่าเป็นค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ผู้ใช้น้ำมันต้องเป็นภาระเพิ่มเติมคือ 1.52 บาท/ลิตร หรือ 70 เหรียญบาทต่อตันคาร์บอน ในปี 2551 ซึ่งเป็นภาระที่ไม่สูง จึงควรมีการศึกษาเพิ่มเติ เพื่อประมาณค่าธรรมเนียมที่ควรจัดเก็บ หากต้องการให้มีการลด CO2 ในสัดส่วนที่สูงขึ้น เช่น 10% หรือ 15% จาก BAU

4.2.2 การประเมินความเหมาะสมของค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคไฟฟ้า

การศึกษานี้ได้ประเมินผลกระทบของการกำหนดค่าธรรมเนียมคาร์บอน 4 ระดับที่มีต่อ 1) โครงสร้างเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว (จนถึงปี ค.ศ. 2030 หรือ พ.ศ. 2573) 2) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า 3) ความสัมฤทธิ์ผลต่อเป้าหมายการลด CO_2 และ 4) การประหยัดการใช้ไฟฟ้า พร้อมทั้งนำเสนอข้อเสนอแนะเกี่ยวกับข้อพิจารณาในการกำหนดค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่เหมาะสม

4.2.2.1 ผลกระทบต่อโครงสร้างเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

จากการใช้แบบจำลอง WASP (Wien Automatic System Planning) บนพื้นฐานของ “Least-cost approach” ในการพยากรณ์การผลิตไฟฟ้า พบว่าในกรณี BAU ประเทศไทยมีกำลังผลิตติดตั้งเพิ่มจาก 31,037 MW ในปี 2007 เป็น 96,237 MW ในปี 2030 โดยที่โรงไฟฟ้าถ่านหินจะเพิ่มขึ้นมากที่สุดเนื่องจากต้นทุนถูก ตรงกันข้ามโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจะไม่ได้รับการคัดเลือกเข้าระบบเนื่องจากต้นทุนสูง ขณะที่สัดส่วนของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะลดลงมาก และโรงไฟฟ้านิวเคลียร์จะเพิ่มขึ้นตั้งแต่ 2021 ทั้งนี้ แบบจำลองดังกล่าวเป็นเพียงกรณีสมมุติ เพื่อวัตถุประสงค์ของการคำนวณเท่านั้น ไม่จำเป็นต้องสอดคล้องกับแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจริงของทางราชการแต่อย่างใด

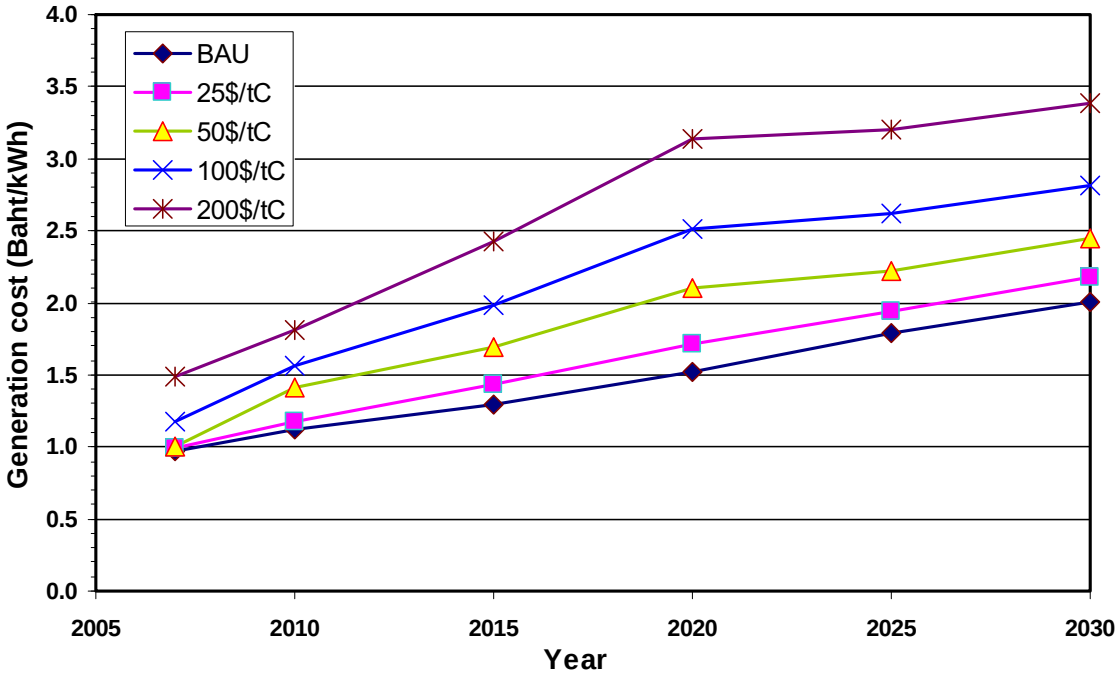
เมื่อพิจารณาการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 4 ระดับ คือ 25, 50, 100 และ 200 เหรียญสหรัฐต่อตันคาร์บอน ($/tC) พบว่า โดยทั่วไปมาตรการดังกล่าวจะทำให้สัดส่วนของโรงไฟฟ้าถ่านหินลดลง ส่วนของนิวเคลียร์และชีวมวลเพิ่มขึ้น แต่ระดับที่จะทำให้มีการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าสู่การใช้เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำอย่างมีนัยสำคัญต้องกำหนดอัตราค่าธรรมเนียม ตั้งแต่ 50 $ / tC ขึ้นไป

4.2.2.2 ผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจากกรณี BAU และเพิ่มสูงสุดในปี 2020 หลังจากนั้นจะลดลงเนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ที่มีต้นทุนถูกกว่ามากขึ้น (ดูรูปที่ E3)

ทั้งนี้ ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะทำให้พลังงานหมุนเวียนบางประเภทสามารถแข่งขันได้ โดยเฉพาะถ้ารวม adder ด้วย ดังแสดงในรูปที่ E4 ดังเช่น ในกรณีของก๊าซชีวภาพจะเห็นว่า ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ระหว่าง 0.45 – 0.86 บาท/kWh (ยังไม่มี Adder) และมีค่าอยู่ระหว่าง 0.15 – 0.56 บาท/kWh (มี Adder) ขณะที่ต้นทุนไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในปัจจุบันมีราคา 1 บาท/kWh (ไม่มีค่าธรรมเนียมคาร์บอน) และคิดเป็น 1.17 บาท/kWh (ถ้าคิดค่าธรรมเนียมคาร์บอน 50 $/tC) จะเห็นได้ว่า ถ้าไม่มีค่าธรรมเนียมคาร์บอนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ส่วนใหญ่จะสามารถแข่งขันได้กับเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่ไม่ทั้งหมด เมื่อมีค่าธรรมเนียมคาร์บอนมาช่วย ตั้งแต่ 50$/tC ขึ้นไป จึงจะสามารถทำให้การผลิตไฟฟ้าของก๊าซชีวภาพสามารถแข่งขันได้ในทุกกรณี

แต่ในกรณีเป็นที่เทคโนโลยีพลังงานสะอาดที่มีราคาแพงมาก เช่น กรณีของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ จากรูป E4 จะเห็นว่าแม้จะคิดค่าธรรมเนียมคาร์บอนสูงถึง 200 $/tC ก็ยังไม่มีโอกาสนำมาใช้ได้เลย เพราะยังมีเทคโนโลยีสะอาดประเภทอื่นที่ถูกกว่าสามารถนำมาใช้ได้ เพื่อลดก๊าซเรือนกระจก (รูปที่ E4)



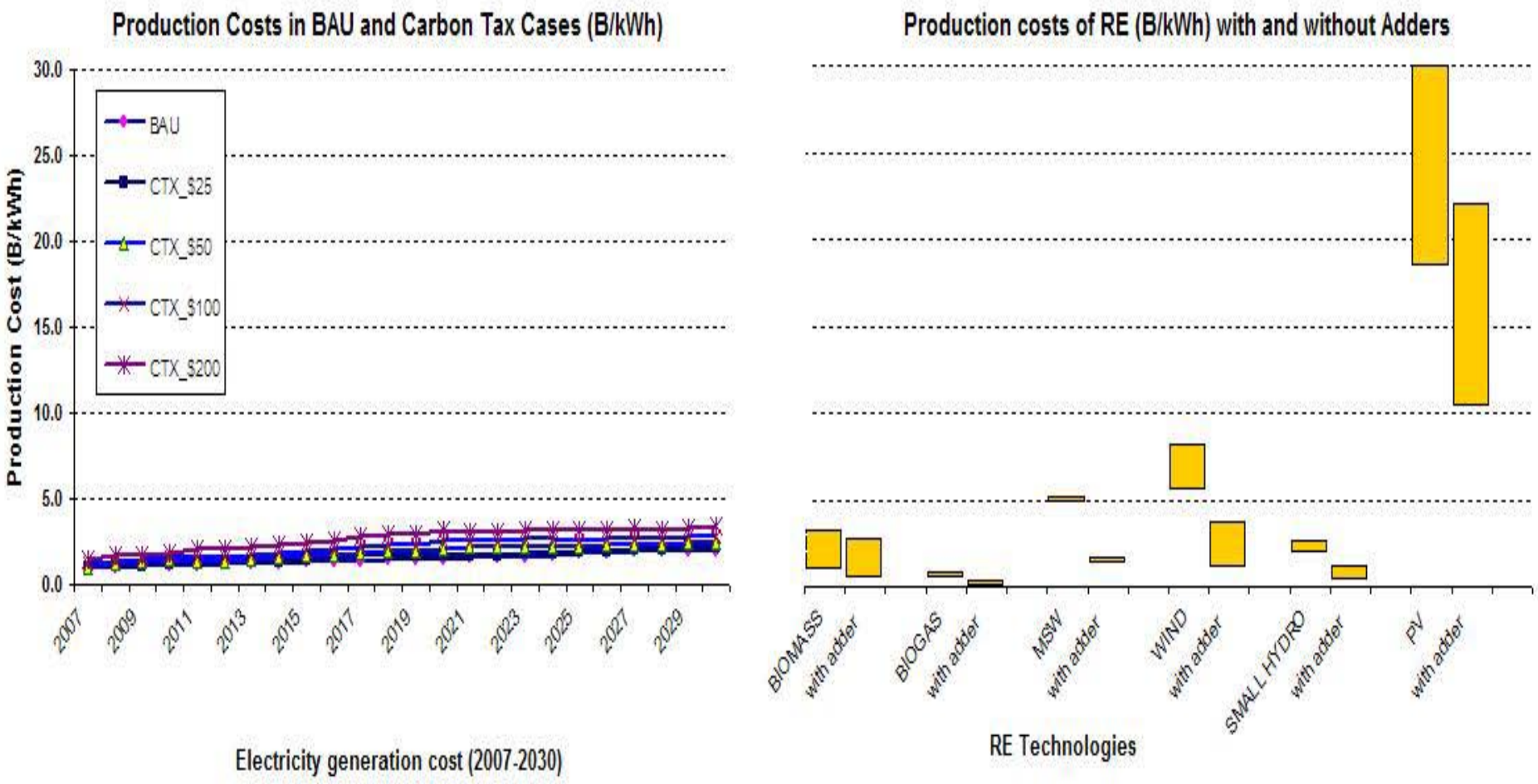
รูปที่ E3 ผลกระทบของภาษีคาร์บอนต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้า

4.2.2.3 ความสัมฤทธิ์ผลต่อเป้าหมายการลด CO_2

เมื่อเทียบกับกรณี BAU การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน 25, 50, 100 และ 200 $ / tC จะส่งผลให้ปริมาณการปล่อย CO_2 ลดลงสะสมในช่วงปี 2007 – 2030 จำนวน 35, 516, 801 และ 1,506 ล้านตัน ตามลำดับหรือลดลง 0.7, 10, 16 และ 30% ตามลำดับ จะเห็นว่ากรณีค่าธรรมเนียมคาร์บอนต่ำ (25 $/ tC) จะส่งผลให้มีการลด CO_2 เพียงเล็กน้อย เนื่องจากเทคโนโลยีพลังงานคาร์บอนต่ำ (พลังงานหมุนเวียนและนิวเคลียร์) ไม่คุ้มทุน ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่จะก่อให้เกิดการลดการปล่อย CO_2 ที่มีนัยสำคัญ (10%) คือ 50$/tC แต่จะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าโดยรวมสูงขึ้น 0.14 บาท/kWh ในปี 2551 และมีรายได้จากการจัดเก็บค่าธรรมเนียมรวม 21,890 ล้านบาทในปีดังกล่าว

4.2.2.4 ผลกระทบต่อการประหยัดไฟฟ้า

การประหยัดและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ไฟฟ้าจะส่งผลให้สามารถหลีกเลี่ยงค่าใช้จ่ายในการสร้างโรงไฟฟ้า การผลิตไฟฟ้า และการลดก๊าซ CO_2 ได้ ซึ่งถ้าพิจารณาเฉพาะต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided generation cost) จะเห็นว่าค่าดังกล่าว (เฉลี่ยตลอดช่วงปี 2007-2030) สำหรับกรณี BAU และกรณีเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน 25, 50, 100 และ 200 $ / tC จะเป็น 1.6, 1.75, 2.02, 2.36 และ 2.92 บาท/kWh ตามลำดับ ตามนัยนี้ โครงการประหยัดไฟฟ้าหรือ Demand



รูปที่ E4 เปรียบต้นทุนผลิตไฟฟ้าเนื่องจากการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนและ Adders

Side Management (DSM) ที่มีต้นทุนต่ำกว่าค่า Avoided generation cost จะมีความคุ้มทุน ยิ่งค่าธรรมเนียมสูงขึ้น โครงการ DSM ที่มีต้นทุนสูงขึ้นก็จะยิ่งมีโอกาสคุ้มทุนมากขึ้น

4.2.2.5 รายได้จากการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน

การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนจะทำให้รัฐมีรายได้ที่สามารถนำมาตั้งเป็นกองทุนขนาดใหญ่ เพื่อส่งเสริมการประหยัดพลังงานไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น ที่อัตราค่าธรรมเนียม 50 $/tC จะทำให้รัฐมีรายได้ประมาณ 40,000 ล้านบาท และ 94,000 ล้านบาท ในปี 2551 และ 2563 ตามลำดับ

กล่าวโดยสรุป หากมีการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนในภาคไฟฟ้าในอัตราต่ำกว่า 25 เหรียญต่อตันคาร์บอนลงมา จะไม่ช่วยให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าเพื่อการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ การเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่มีผลต่อการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ จะต้องมีอัตราตั้งแต่ 50 เหรียญต่อตันขึ้นไป แต่หากมีการจัดเก็บภาษีคาร์บอนที่แพงเกินไปตั้งแต่ 100 เหรียญต่อตันคาร์บอน แม้ว่าจะทำให้พลังงานหมุนเวียนหลายประเภทแข่งขันได้และอาจจะนำไปสู่การเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่ลดก๊าซเรือนกระจกได้มากขึ้น แต่จะก่อให้เกิดภาระต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงมากเกินไป เนื่องจากมีสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากเทคโนโลยีสะอาด ที่มีต้นทุนสูงมากเพิ่มขึ้นมาก

นอกจากนี้ การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนยังจะทำให้รัฐมีรายได้ประมาณ 40,000 ถึง 94,000 ล้านบาท ในปี 2551 และ 2563 ตามลำดับ ซึ่งรัฐสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในการส่งเสริมการประหยัดไฟฟ้าและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

การลงทุนทางด้านโครงการประหยัดไฟฟ้า (Demand Side Management) จะมีต้นทุนต่ำสุดและคุ้มค่าต่อการลงทุนในทุกกรณี ไม่ว่าจะมีการจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนหรือไม่ก็ตาม ภาครัฐจึงควรให้ความสำคัญต่อนโยบายการประหยัดพลังงานไฟฟ้าเป็นอันดับแรก

4.3 การประเมินผลกระทบของการใช้มาตรการ CDM ต่อการใช้พลังงานหมุนเวียน

CDM (Clean Development Mechanism) เป็นข้อตกลงระหว่างประเทศภายใต้พิธีสารเกียวโต เพื่อส่งเสริมกิจกรรมที่นำไปสู่การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยประเทศกำลังพัฒนาสามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จากการดำเนินโครงการต่างๆ มาเป็น Carbon Credit ขายให้กับประเทศที่พัฒนาแล้ว เพื่อเป็นการประหยัดค่าใช้จ่ายของฝ่ายหลังในการลดก๊าซเรือนกระจกในประเทศของตนเอง ประเทศไทยได้กำหนดนโยบายเข้าร่วมกระบวนการดังกล่าว และได้จัดตั้งองค์กรบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก Thailand Greenhouse gas management Organization (TGO) ภายใต้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อกำกับดูแลและส่งเสริมให้มีการปฏิบัติตามนโยบายดังกล่าว ขณะนี้ ประเทศไทยได้ให้ความเห็นชอบโครงการ CDM หลาย

โครงการ แต่ยังไม่มีการประเมินศักยภาพและผลกระทบที่แท้จริงที่จะเกิดจากการใช้กลไกดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงได้ประเมินผลประโยชน์ในภาพรวมของประเทศที่จะเกิดจากการดำเนินโครงการ CDM ทั้งในเชิงเศรษฐศาสตร์และเชิง โดยใช้โครงการ CDM ด้านชีวมวลและก๊าซชีวภาพเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้าเป็นกรณีศึกษา เนื่องจากเป็นกรณีที่มีศักยภาพอย่างชัดเจน และมีโครงการ CDM ที่เกี่ยวข้องมากที่สุด

4.3.1 การประเมินเชิงเศรษฐศาสตร์

การประเมินผลกระทบของ CDM ที่มีต่อการเพิ่มศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์นั้น พิจารณาจากต้นทุนการผลิตความร้อนเพื่อทดแทนน้ำมันเตาและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลและก๊าซชีวภาพ ภายใต้ 4 กรณี (Scenario) คือ 1) กรณีฐาน (Base Case) 2) กรณีฐาน + Adder (0.30 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า) 3) กรณีฐาน + CERs (กรณีมีรายได้จากการขาย Carbon Credit หรือ (Certified Emission Reductions) ที่ 500 บาท/ตันคาร์บอนไดออกไซด์ (หรือ 50 เหรียญสหรัฐต่อตันคาร์บอน) ผลการประเมินแสดงดังตารางที่ E11 ซึ่งมีสาระสำคัญสรุปได้ดังนี้

4.3.2 การผลิตความร้อนจากชีวมวล

กรณีนี้มี IRR ที่สูงมากอยู่แล้ว โดยในกรณีฐานถ้านำมาผลิตความร้อนทั้งหมดจะมีศักยภาพประมาณ 100 - 1,200 ktoe ในช่วงปี 2551 - 2573 (จากการใช้แกลบ กะลา ปาล์ม และชีวมวลเหลือทิ้งอื่นๆ ภายในกระบวนการผลิต) การขาย CER จะทำให้ IRR สูงขึ้นไปอีก และจะทำให้การใช้เหง้าสำปะหลัง และซังและลำ ต้นข้าวโพดมีความเป็นได้สูงขึ้น โดยมีศักยภาพรวมทั้งสิ้น 1,250 - 2,150 ktoe ในช่วงปี 2551 - 2573

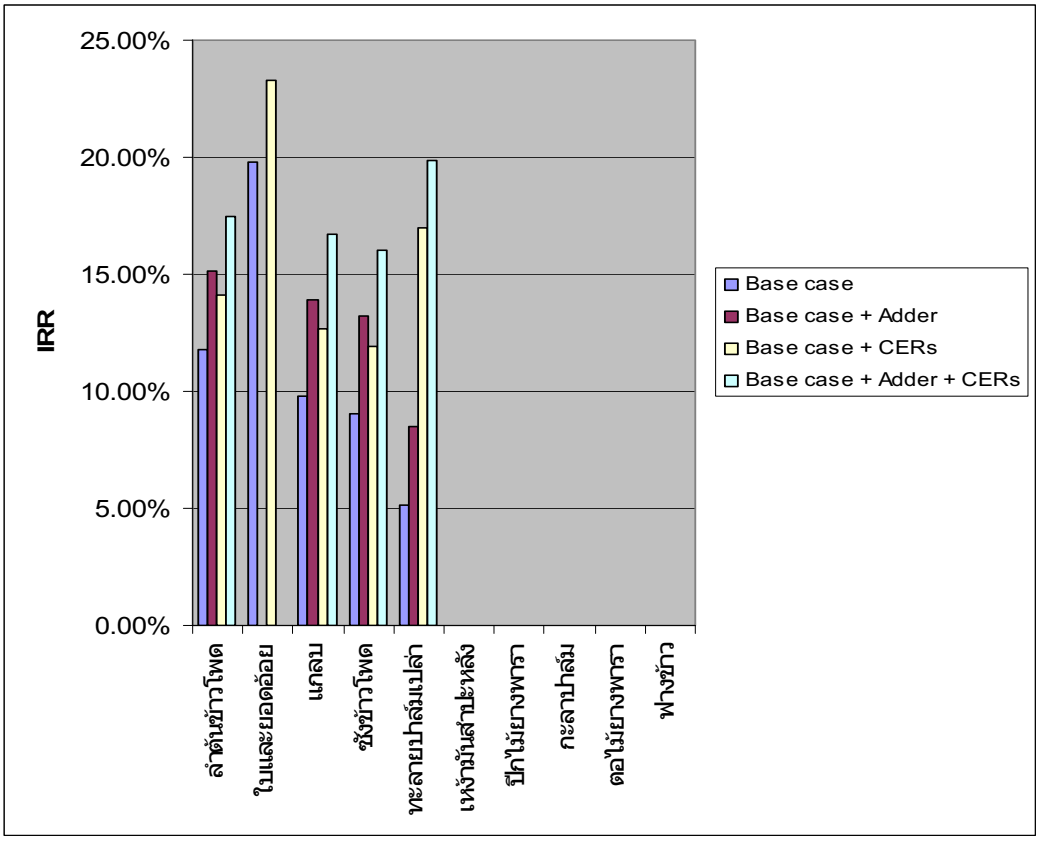
4.3.3 การผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพ

กรณีนี้มี IRR สูงมากอยู่แล้ว โดยในกรณีฐานถ้านำมาผลิตความร้อนทั้งหมดจะมีศักยภาพประมาณ 260 - 490 ktoe ในช่วงปี 2551 - 2573 จากน้ำเสียในโรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง อัลกอฮอล์ เอทานอล ฟาร์มสุกรขนาดกลางและขนาดใหญ่ การขาย CERs จะทำให้ IRR สูงขึ้นอีก โดยที่ปริมาณศักยภาพไม่เพิ่มขึ้น แต่จะทำให้ Penetration rate ของการผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพแพร่ขยายเร็วขึ้น

4.3.4 การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

โดยทั่วไปกรณีนี้ไม่คุ้มทุน (IRR < 10%) แต่ Adder จะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากลำต้นข้าวโพด ซึ่งมีศักยภาพประมาณ 180 - 200 MW ในช่วงปี 2551 - 2573 มีความคุ้มทุน และถ้ามีการ

ขาย CERs ด้วย จะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลอีกหลายชนิด รวมทั้ง กะลาปาล์มเปล่า (ศักยภาพประมาณ 20 - 110 MW) มีความคุ้มทุน โดยจะทำให้ศักยภาพโดยรวมเพิ่มขึ้นจากกรณี Adder เท่ากับ 60 - 330 MW (รวมแกลบและซังข้าวโพด) ทั้งนี้ การขาย CERs จะไม่ช่วยให้เหง้ามันสำปะหลัง ปีกไม้ยางพารา กะลาปาล์ม และฟางข้าวมีศักยภาพ เนื่องจากต้นทุนสูง ส่วนใบและยอดอ้อยมีความคุ้มทุนสูง ถ้าใช้อุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าในโรงน้ำตาลที่ปรับปรุงใหม่ และใช้ความดันไอน้ำสูงกว่า 60 บาร์ (ศักยภาพทั้งหมดของใบและยอดอ้อย คือ ประมาณ 1,275 MW (ดูรูปที่ E5) หากสามารถขาย CERs ได้ในราคาที่สูงกว่า 20 เหรียญต่อตันคาร์บอน จะทำให้การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลบางประเภทมีศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ เช่น ที่ 25 เหรียญต่อตัน จะทำให้ลำต้นข้าวโพดมีศักยภาพ 180 - 210 MW ในช่วงปี 2551-2573



รูปที่ E5 ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลชนิดต่างๆ

ตารางที่ E11 ความคุ้มทุนเชิงเศรษฐศาสตร์และศักยภาพภายใต้ scenario ต่างๆ

ประเภทโครงการ CDM	Base Case	Base Case + Adder	Base case + CERs	Base Case + Adder + CERs
1. การผลิตความร้อนจากชีวมวล	IRR สูงสุด 120% ศักยภาพ 100-1,200 ktoe (แกลบ, กะลาปาล์ม, และชีวมวลเหลือทิ้งภายในกระบวนการผลิต)		IRR สูงสุด 135% ศักยภาพ 1,250-2,150 ktoe (เหง้ามันสำปะหลัง ซัง และลำต้นข้าวโพด)	
2. การผลิตความร้อนจากก๊าซชีวภาพ	IRR สูงสุด 65% ศักยภาพ 260-490 ktoe (โรงงานแป้งมันสำปะหลัง อัลกอฮอล์เอทานอล ฟาร์มสุกรขนาดกลางและขนาดใหญ่)		IRR สูงสุด 95% ศักยภาพเท่ากับ base case (ไม่เพิ่ม)	
3. การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล	IRR < 10% (ไม่คุ้มทุน)	IRR > 15% ศักยภาพ 180-200 MW	IRR > 15% เฉพาะกะลาปาล์มเปล่า ศักยภาพเพิ่มเติม 20-110 MW	IRR > 15% สำหรับชีวมวลหลายชนิด ศักยภาพเพิ่มเติม 240-530 MW
4. การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ	IRR สูงสุด 20% ศักยภาพ 25-60 MW	IRR สูงสุด 23% ช่วยให้ฟาร์มสุกรมีศักยภาพศักยภาพรวม 40-80 MW	IRR สูงสุด 33% ช่วยให้ฟาร์มสุกรมีศักยภาพศักยภาพรวม 40-80 MW	IRR สูงสุด ~40% ช่วยให้ฟาร์มสุกรมีศักยภาพศักยภาพรวม 40-80 MW

4.3.5 การผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ

กรณีนี้มี IRR ที่ค่อนข้างสูง คือ ประมาณ 20% โดยในกรณีฐานจะมีศักยภาพ 25 - 60 MW การให้ adder ทำให้การผลิตก๊าซชีวภาพจากฟาร์มสุกรเพื่อผลิตไฟฟ้า มีความคุ้มทุนมากขึ้น ทำให้ศักยภาพโดยรวมเพิ่มขึ้นเป็น 40-80 MW แต่ถ้าขาย CERs ด้วยจะช่วยให้ IRR สูงขึ้นอีก แต่จะไม่ทำให้ศักยภาพโดยรวมเพิ่มมากกว่ากรณี adder

4.3.6 ศักยภาพของชีวมวลที่ไม่คุ้มทุน

ชีวมวลประเภทฟางข้าว เหง้ามันสำปะหลัง ตอไม้ยางพารา มีศักยภาพเชิงเทคนิคในการผลิตไฟฟ้ารวมประมาณ 1,700 MW ซึ่งเป็นศักยภาพที่ค่อนข้างสูง แต่ไม่มีความคุ้มทุนแม้จะขาย CERs ก็ตาม กรณีนี้รัฐอาจพิจารณาเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder) ให้เท่าต้นทุนจริง ซึ่งจะส่งผลให้มีการลด CO_2 ได้ประมาณ 6 ล้านตัน/ปี แต่รัฐต้องลงทุนสนับสนุนประมาณ 26,500 ล้านบาท ซึ่งเป็นมูลค่าที่สูงกว่าราคา CERs มาก ดังตารางที่ E12

ตารางที่ E12 การสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลที่มีต้นทุนสูง

ประเภทชีวมวล	ต้นทุน บาท/หน่วย	ศักยภาพ (MW)	เงินสนับสนุน (ล้านบาท)	CERs ล้านตัน/ปี	CERs บาท/ตัน
1. เหง้ามันสำปะหลัง	3.80	233	1,744	0.84	2,080
2. ตอไม้ยางพารา	5.40	62	1,037	0.22	4,640
3. ฟางข้าว	5.40	1.423	23.772	5.12	4,640
รวม		1,718	26,533	6.18	

4.3.7 การประเมินผลประโยชน์เชิงสิ่งแวดล้อม

การใช้กลไก CDM จะทำให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ซึ่งจากผลการประเมินศักยภาพเชิงเศรษฐศาสตร์ของโครงการ CDM ข้างต้น ชี้ให้เห็นว่า โครงการต่างๆ ดังกล่าวจะมีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 เทียบเท่า ตามจำนวน CERs ที่ขายได้ ในระหว่างปี 2551-2573 ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลเฉลี่ย 9.8 ล้านตัน/ปี
- การผลิตความร้อน/ไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพเฉลี่ย 10 ล้านตัน/ปี

กล่าวโดยสรุป การใช้กลไก CDM จะทำให้ศักยภาพในการผลิตความร้อนจากไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 1,250- 2,150 ktoe ในระหว่างปี 2551-2573 แต่จะไม่ทำให้ศักยภาพของก๊าซชีวภาพเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีความคุ้มทุนอยู่แล้ว

ในกรณีผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล กลไก CDM จะทำให้ชีวมวลหลายชนิดมีความคุ้มทุน โดยศักยภาพที่เพิ่มขึ้นจากกรณีมี adder จะอยู่ในช่วง 60 - 330 MW ซึ่งไม่สูงนัก

ส่วนก๊าซชีวภาพนั้น เนื่องจากมีความคุ้มทุนอยู่แล้ว กลไก CDM จะไม่ช่วยให้ศักยภาพสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม กรณีโครงการก๊าซชีวภาพขนาดเล็กจะต้องเสียค่าใช้จ่ายในการจัดทำ PIN (Project Idea Note) และ PDD (Project Design Document) ค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับรายได้จากการขาย CERs ทำให้ไม่คุ้มค่าที่จะดำเนินการเพื่อขาย CERs นอกจากจะสามารถดำเนินการแบบรวมศูนย์ เช่น การบำบัดมูลสุกรโดยรวบรวมผ่านท่อจากฟาร์มขนาดเล็กภายในรัศมี 10 กิโลเมตร

การใช้กลไก CDM สำหรับการผลิตไฟฟ้า จะช่วยลด CO_2 ได้ประมาณ 19.8 ล้านตัน/ปี ในระหว่างปี 2551 - 2573

4.4 การประเมินศักยภาพของ Adder ในการเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและการลดก๊าซเรือนกระจก

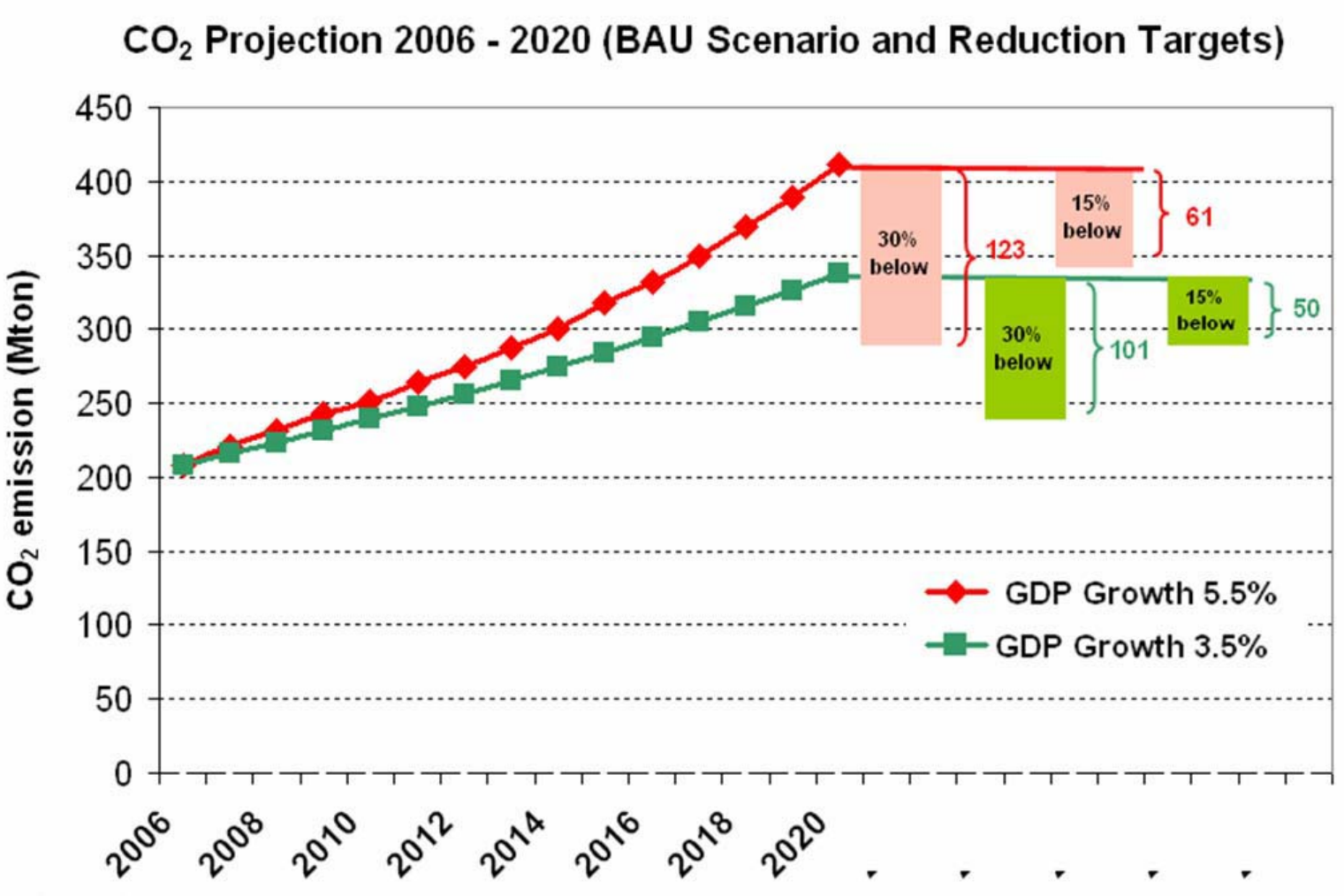
แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าใน 15 ปีข้างหน้าของประเทศไทย กำหนดให้มีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก แต่ในขณะเดียวกันก็มีความพยายามที่จะกระจายแหล่งเชื้อเพลิงให้มีความหลากหลายมากขึ้น เพื่อกระจายความเสี่ยง เช่น ถ่านหิน นิวเคลียร์ และการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน รวมทั้ง การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) แผนดังกล่าวมีเป้าหมายเพื่อสร้างความมั่นคงด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก นั่นคือ เพื่อจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอและต้นทุนต่ำ ส่วนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้นยังไม่ได้ถูกกำหนดเป็นเป้าหมาย แม้ว่าเหตุผลข้อหนึ่งของการบรรจุพลังงานนิวเคลียร์ไว้ในแผนฯนั้น ก็เพื่อลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกก็ตาม และในส่วนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้นั้น จะแฝงอยู่ในส่วนของ SPP ประมาณ 340 MW (จาก SPP ที่กำหนดจะเข้าระบบรวมประมาณ 2,000 MW) ซึ่งถือว่าค่อนข้างน้อย อย่างไรก็ตาม ในส่วนของยุทธศาสตร์พลังงานเพื่อการแข่งขันของประเทศปี 2546 และแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี ได้กำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนถึงประเภทและปริมาณของพลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้าไว้ต่างหาก (กำลังผลิตติดตั้งรวม 5,500 MW ในปี 2564) อีกทั้ง ได้กำหนดมาตรการส่งเสริมด้วยการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adders) สำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท บนพื้นฐานของความคุ้มทุนเชิงการเงิน แต่เพื่อรองรับสถานการณ์หลังปี 2555 ในกรณีที่ประเทศไทยต้องมีส่วนแบ่งความ

รับผิดชอบในการลดก๊าซเรือนกระจก และในกรณีที่การสร้างโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ไม่สามารถดำเนินการได้ตามระยะเวลาที่กำหนดในแผนฯ จึงต้องมีการประเมินบทบาทของการลดก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนดังกล่าว และศักยภาพของการลดก๊าซเรือนกระจกจากการให้ adder หากมีการปรับปรุงเพื่อให้จูงใจมากขึ้นภายใต้เงื่อนไขที่สาธารณชนยอมรับ ซึ่งในที่นี้ได้พิจารณา 2 แนวทางคือ 1) กำหนด adder ที่สะท้อนต้นทุนผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้ และ 2) กำหนด adder ที่จูงใจการลงทุนในเชิงการเงิน ซึ่งแบ่งเป็น 2 กรณีย่อย คือ ก.) กรณีกำหนดให้ระยะเวลาคืนเงินกู้ของโครงการสั้นลงเพื่อให้จูงใจมากขึ้น และ ข.) กรณีกำหนดอัตราการคืนทุน (IRR) ที่จูงใจให้มีการใช้ศักยภาพสูงสุด

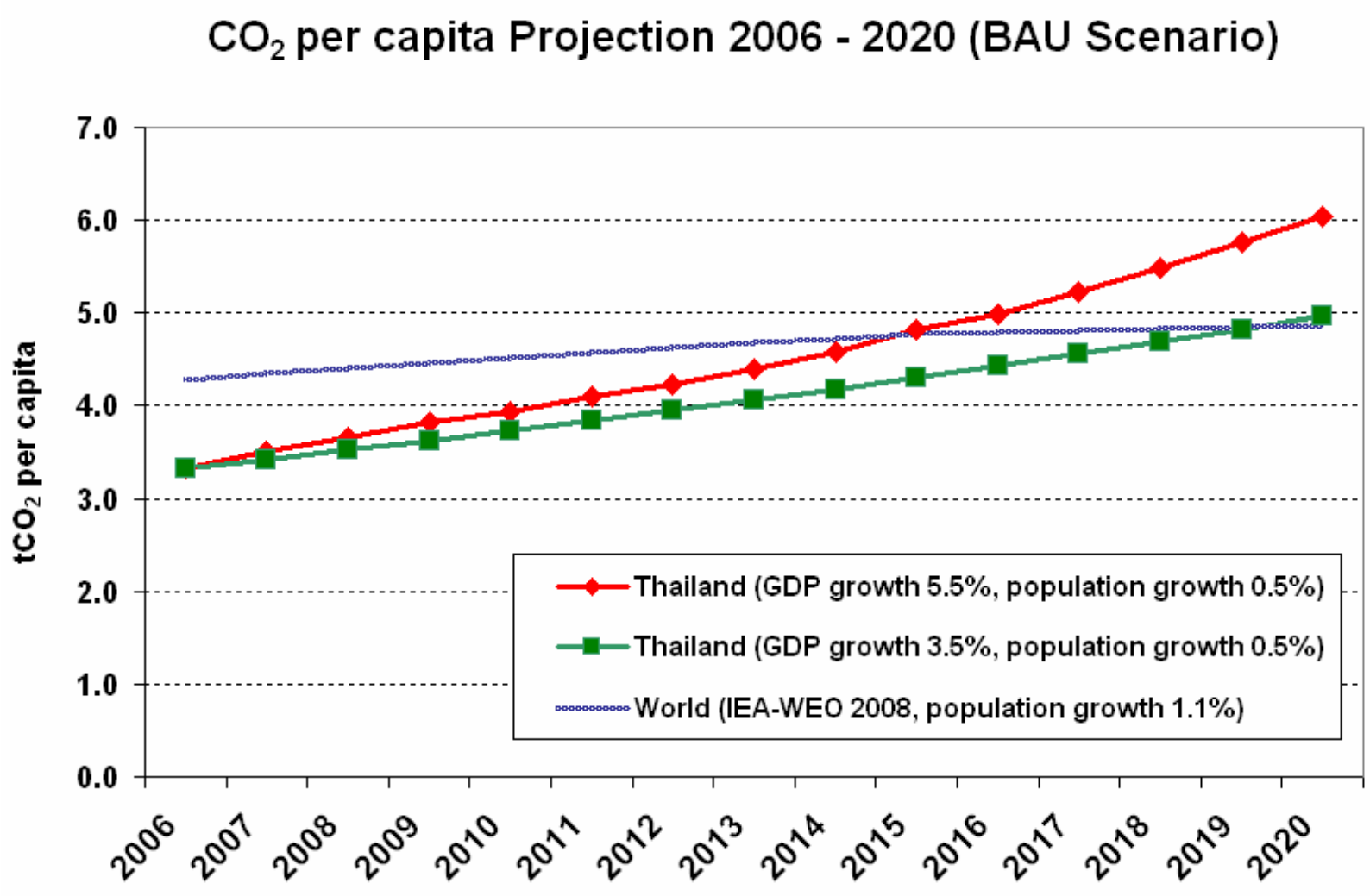
4.4.1 เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ปัจจุบัน ประชาคมโลกยังไม่มีข้อยุติเรื่องเกณฑ์การจัดสรรพันธกรณีของนานาประเทศต่อเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก แต่มีแนวโน้มว่าประชาคมโลก ทั้งประเทศที่พัฒนาแล้ว (Annex I) และประเทศกำลังพัฒนาอาจจะต้องร่วมมือกันลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับที่จะจำกัดไม่ให้ความเข้มข้นของก๊าซ CO_2 (เทียบเท่า) ในบรรยากาศเกิน 450 ppm ภายในศตวรรษนี้ โดยที่ประชุมของ Ad Hoc Working Group on Further Commitments for Annex I Parties ภายใต้ Kyoto Protocol (AWG-KP) เมื่อเร็วนี้ ได้มีข้อเสนอให้ประเทศที่กำลังพัฒนารับผิดชอบต่อการลด CO_2 ให้ต่ำกว่ากรณีปกติ (BAU) 15-30% ในปี 2563 (2020) (รูปที่ E6) ดังนั้น จึงเป็นไปได้ที่ประเทศไทยอาจต้องลดการปล่อย CO_2 ในสัดส่วนดังกล่าว เนื่องจากอัตราการปล่อย CO_2 ต่อประชากรมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าค่าเฉลี่ยของโลกในระยะยาว (รูปที่ E7) แม้ว่าอัตราการปล่อย CO_2 ต่อ GDP อาจใกล้เคียงค่าเฉลี่ยของโลกก็ตาม (รูปที่ E8)

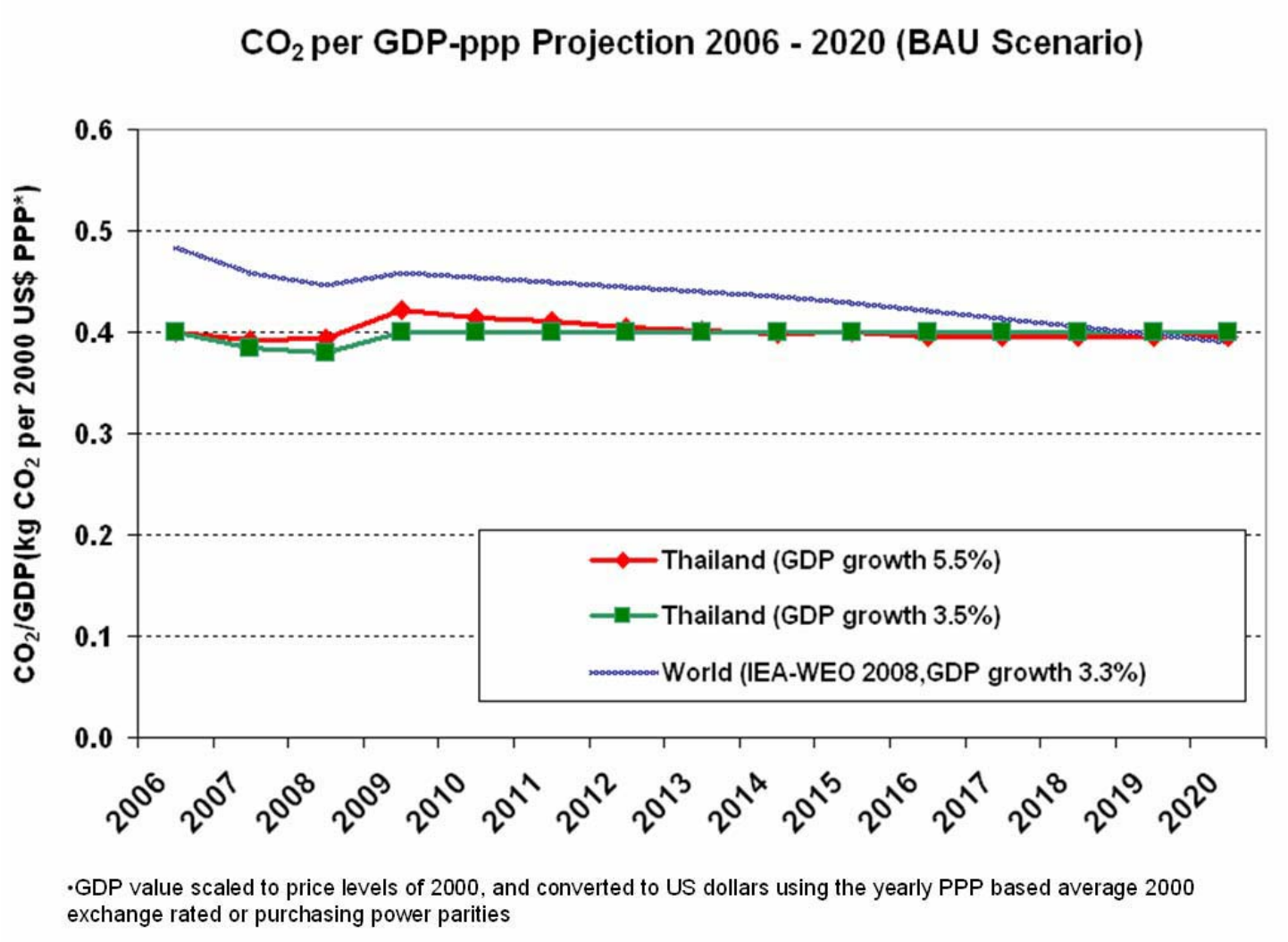
หากถือว่าทุกภาคเศรษฐกิจของประเทศต้องมีส่วนแบ่งความรับผิดชอบในสัดส่วนที่เท่ากัน ภาคผลิตไฟฟ้าก็อาจต้องลด CO_2 ให้ได้ 15-30% ของ BAU และถ้าหากถือเอาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า พ.ศ. 2550 (PDP 2007) ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 คือ กรณีปกติ ซึ่งจะมีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จากประมาณ 83 ล้านตันในปี 2551 เป็นประมาณ 142 ล้านตันในปี 2563 นั้น ภาคการผลิตไฟฟ้าของไทยอาจต้องลด CO_2 ถึงประมาณ 21-42 ล้านตันในปีดังกล่าว ซึ่งถ้าหากมีการใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี อาจจะลด CO_2 ได้ประมาณ 9 ล้านตัน หรือถ้ามีการใช้พลังงานหมุนเวียน 80% ของศักยภาพที่มีการประเมินไว้ ก็อาจลดได้เพิ่มเติมเล็กน้อยเป็นประมาณ 13 ล้านตัน ซึ่งไม่เพียงพอต่อการบรรลุเป้าหมายตามพันธกรณีที่อาจมีขึ้น ดังนั้น จึงจำเป็นต้องกำหนดมาตรการการจูงใจโดยใช้ adder หรือมาตรการส่งเสริมอย่างอื่น เพื่อให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนให้สูงกว่าเป้าหมายที่กำหนดไว้ในแผน 15 ปี



รูปที่ E6 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 กรณี BAU ของประเทศไทยและเป้าหมายการลด CO_2 ในปี 2020



รูปที่ E7 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อหัวประชากรของโลกและของประเทศไทย



รูปที่ E8 คาดการณ์แนวโน้มการปล่อย CO_2 ต่อ GDP-ppp ของโลกและของประเทศไทย

4.4.2 การกำหนด Adder ที่สะท้อนต้นทุนผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้ (Avoided External Cost)

งานวิจัยนี้ได้ประเมินต้นทุนผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียน โดยการทบทวนแนวทางประเมินและค่า Emission Factor ของการผลิตไฟฟ้าจากฟอสซิลที่เคยใช้ในการศึกษาระยะที่ 1 ผลการทบทวนปรากฏว่า วิธีการแปลงค่าต้นทุนผลกระทบภายนอกจากการศึกษาของ ExternE ของสหภาพยุโรป โดยการใช้ต้นทุนต่อตันของมลพิษ (CO_2, SO_x, NO_x และ PM10) ของ การศึกษาดังกล่าว และค่า Emission Factor ของโรงไฟฟ้าของประเทศไทย เพื่อให้เหมาะสมกับสถานะทางเศรษฐกิจของประเทศไทยนั้น แทนที่จะใช้อัตราแลกเปลี่ยนแบบ PPPI (Purchasing Power Parity Index) เป็นค่าตัวแปลง (Conversion factor) เพียงอย่างเดียว ควรปรับให้มีการใช้ค่าความเต็มใจที่จะจ่าย (Willingness to Pay) ซึ่งคำนวณได้จากค่าอัตราแลกเปลี่ยนแบบ PPPI และค่าความยืดหยุ่นอันเกิดจากรายได้ (ซึ่งในที่นี้เสนอให้ใช้ 0.5) ทำให้ค่าตัวแปลงกลายเป็น 6.95 บาทต่อ 1 ยูโร (ปัจจุบันอัตราแลกเปลี่ยนของมาตราเงินอยู่ที่ประมาณ 47 บาทต่อยูโร) นอกจากนี้ ยังได้ปรับปรุงค่า Emission Factor ที่ใช้ให้ทันสมัย ทั้งนี้ มูลค่าต้นทุนผลกระทบภายนอกรวมของการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย สำหรับปี 2551 ที่ประเมินได้ คือ 17,923 ล้านบาท ดังรายละเอียดในตารางที่ E13

ตารางที่ E13 ประมาณการมูลค่าผลกระทบภายนอกจากการผลิตไฟฟ้าในปี 2551

มลพิษ	ExternE	บาท/ตัน (หลังแปลงค่า)	ค่า Emission Factor (kg/MWh)	มูลค่าผลกระทบภายนอก	
				ล้านบาท	บาท/kWh
CO_2	19	132	574	10,844	0.08
SO_x	2,939	20,426	0.65	1,908	0.01
NO_x	2,908	20,211	1.41	4,068	0.03
PM10	11,723	81,475	0.04	500	0.00
		รวม		17,321	เฉลี่ย=0.12

หมายเหตุ ประมาณไฟฟ้าที่ผลิตในปี 2551 คือ 143,162 GWh

ซึ่งจะเห็นได้ว่า มูลค่าดังกล่าวประกอบด้วยส่วนที่เป็นผลกระทบของ CO_2 ประมาณ 66% และเมื่อคิดเป็นต้นทุนต่อหน่วยไฟฟ้าจะเป็น 0.12 บาท/kWh เมื่อเปรียบเทียบกับค่า Adder ในปัจจุบันแล้วจะเห็นว่า แม้กระทั่ง Adder ต่ำสุด คือ 0.30 บาท/kWh ก็ยังสูงกว่าค่าต้นทุนผลกระทบ

ภายนอก ดังนั้น การกำหนด Adder บนพื้นฐานของต้นทุนผลกระทบภายนอกเพียงอย่างเดียว จะไม่เพียงพอที่จะกระตุ้นให้เกิดการลงทุนเพื่อผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

4.4.3 การกำหนด Adders ที่จูงใจการลงทุนในเชิงการเงิน

4.4.3.1 กรณีลดระยะเวลาคืนเงินกู้ให้จูงใจมากขึ้น

ในการศึกษาความเป็นไปได้ของแนวทางกำหนด Adder ดังกล่าว ได้ทำการทบทวนต้นทุนที่แท้จริงของเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท ภายใต้สองกรณี คือ กรณีคืนทุนภายใน 10 ปี ซึ่งเป็นกรณีการลงทุนปกติ และกรณีจูงใจมากขึ้น คือ คืนทุนภายใน 5 ปีเพื่อลดความเสี่ยง ผลการประเมินต้นทุนกรณีคืนทุน 5 ปีแสดงดังตารางที่ E14 ซึ่งพบว่า ด้วย Adder ปัจจุบัน การผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีความคุ้มทุนและคืนทุนได้ภายใน 5 ปี ได้แก่ ชานอ้อย แกลบ และก๊าซชีวภาพ ในขณะที่ ฟางข้าว (และอาจมีชีวมวลอื่นๆ อีกหลายประเภทที่ไม่ได้ประเมินไว้ในที่นี้ เช่น ทะลายปาล์มเปล่า) พลังงานลมที่มีขนาดใหญ่กว่า 50 kW และมีความเร็วลมเฉลี่ยเกิน 6 เมตร/วินาที และพลังน้ำขนาด 50 - 200 kW ต้องการ Adder เพิ่มจากปัจจุบันเพียงเล็กน้อย คือ ประมาณ 0.50 บาท/kWh ก็จะคืนทุนได้ภายใน 5 ปี ส่วนพลังน้ำขนาดใหญ่กว่า 200 kW แต่ไม่เกิน 10 MW ซึ่งยังไม่ได้รับ Adder ในปัจจุบันนั้น ก็ต้องการเพียงประมาณ 0.30 - 1.30 บาท/kWh เท่านั้นก็จะคืนทุนได้ภายใน 5 ปี ส่วนขยะนั้น แม้จะต้องการ Adder เพิ่มเติมมากหน่อย คือ ประมาณ 3 บาท/kWh แต่ด้วยผลประโยชน์ในเชิงสิ่งแวดล้อม ก็ควรจะอยู่ในข่ายที่จะได้รับการสนับสนุนได้ กรณีที่ต้องการ adder เพิ่มเติมอีกมากคือ เซลล์แสงอาทิตย์ (15 - 32 บาท/kWh ขึ้นกับต้นทุนของเซลล์แสงอาทิตย์)

4.4.3.2 กรณีกำหนด IRR ที่จูงใจให้มีการใช้ศักยภาพสูงสุด

แม้ว่าการให้ Adder จะทำให้การลงทุนหลายกรณีมีความคุ้มทุน แต่ก็มิได้หมายความว่า ผู้ลงทุนจะพร้อมที่จะลงทุนทันที งานวิจัยนี้จึงได้กำหนดแบบจำลองการเข้าสู่ระบบ โดยสมมุติให้มีส่วนแบ่งการติดตั้งกำลังการผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังงานหมุนเวียน ภายใน 20 ปี คิดเป็นสัดส่วนของศักยภาพทั้งหมดของพลังงานประเภทนั้นๆ (% Utilization Total Potential) เพิ่มขึ้นจากน้อยไปหามาก ที่เป็นไปตามผลตอบแทนของอัตราการคืนทุน (IRR) 4 ระดับ ดังนี้

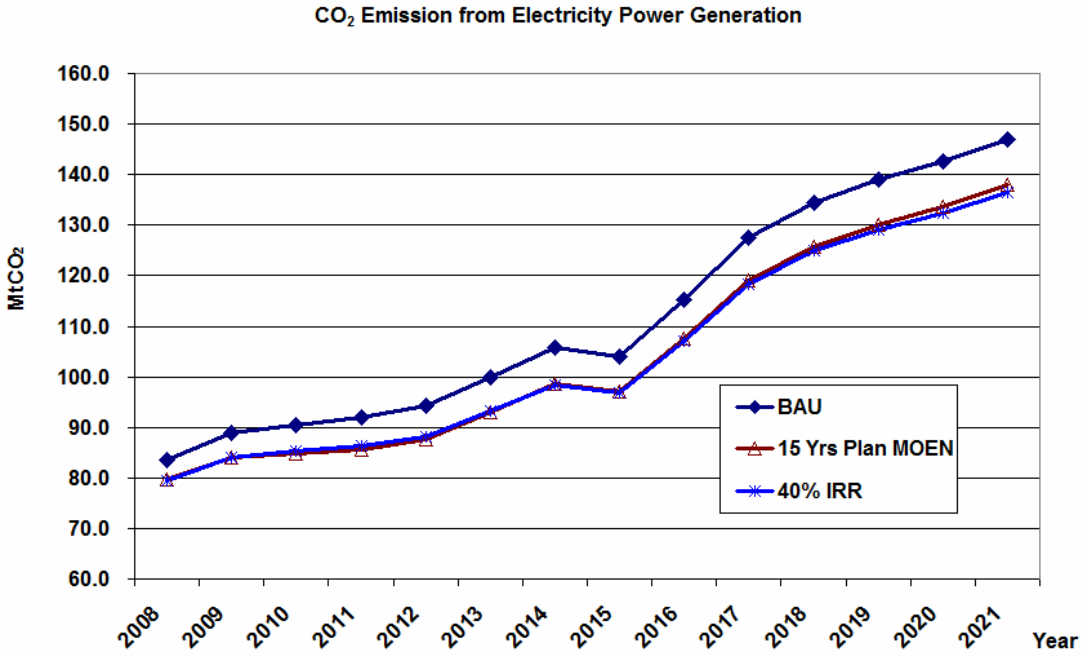
IRR	Utilization of total potential in 20 years
12%	10%
20%	30%
30%	55%
40%	80%

ตารางที่ E14 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้า และ adders ที่ต้องการ กรณีคืนทุน 5 ปี

			เงินกู้ 5 ปี		
	แหล่งพลังงาน	ขนาด/ประเภท	ต้นทุน (บาทต่อหน่วย)	ส่วนเพิ่มฯที่ต้องการ (บาทต่อหน่วย)	ส่วนเพิ่มฯปัจจุบัน (บาทต่อหน่วย
	ชีวมวล				
1	การผลิตน้ำตาล	ขายไฟที่เกินความต้องการโดยไม่มีการลงทุนหรือต่อเติมหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม	1.35	-1.06	≤ 1MW = 0.5
2		ลงทุนเพิ่มเติมบางส่วนให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นเพื่อที่จะขาย	1.35	-1.06	> 1MW = 0.3
3		ลงทุนต่อเติมเพื่อให้มีไฟฟ้าพอขายได้ตลอดปี	2.42	0.01	
4		สร้างโรงไฟฟ้าเพื่อการขายไฟฟ้าเฉพาะ	2.43	0.02	
5	การผลิตข้าว	แกลบ	2.65	0.24	
6		ฟาง	3.40	0.99	
7	ก๊าซชีวภาพ	ฟาร์มสุกร	1.15	-1.26	≤ 1MW = 0.5
8		โรงงานมันสัมปะหลัง	0.60	-1.81	> 1MW = 0.3
9		โรงงานปาล์ม	1.15	-1.26	
10	ขยะ	150 ตัน/วัน (เผา)	9.00	6.59	3.50
11	พลังน้ำ	< 50 กิโลวัตต์	5.50	3.09	<50kW = 1.50
12		50 -5,000 กิโลวัตต์	3.75	1.34	50-200 kW = 0.80
13		5,000 - 10,000 กิโลวัตต์	2.70	0.29	
14	พลังงานลม	ความเร็วลม < 6 เมตร/วินาที	9.90	7.49	≤ 50 kW = 4.50
15		ความเร็วลม > 6 เมตร/วินาที	6.50	4.09	> 50 kW = 3.50
16	เซลล์แสงอาทิตย์	ต้นทุนระบบ 150 บาท/วัตต์	25.50	23.09	8.00
17		ต้นทุนระบบ 250 บาท/วัตต์	43.00	40.59	

ทั้งนี้ % Utilization of Total Potential คือ สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ติดตั้งเพิ่มขึ้นใหม่ในแต่ละปีเทียบกับศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆ (ยกเว้นกรณีเซลล์แสงอาทิตย์คิดเป็น % ของเป้าหมายตามแผนฯ 15 ปี)

การใช้แบบจำลองดังกล่าวในการคาดคะเนปริมาณพลังงานหมุนเวียนที่จะเข้าสู่ระบบ พบว่า ต้องกำหนด adder ให้ผู้ลงทุนมี IRR ถึง 40% จึงจะสามารถจูงใจให้มีการลงทุนที่ใกล้เคียงกับเป้าหมายของแผนฯ 15 ปี ซึ่งจะมีผลให้มีการลด CO_2 เทียบเท่าได้มากกว่าแผนฯ 15 ปี เล็กน้อย ดังรูปที่ E9



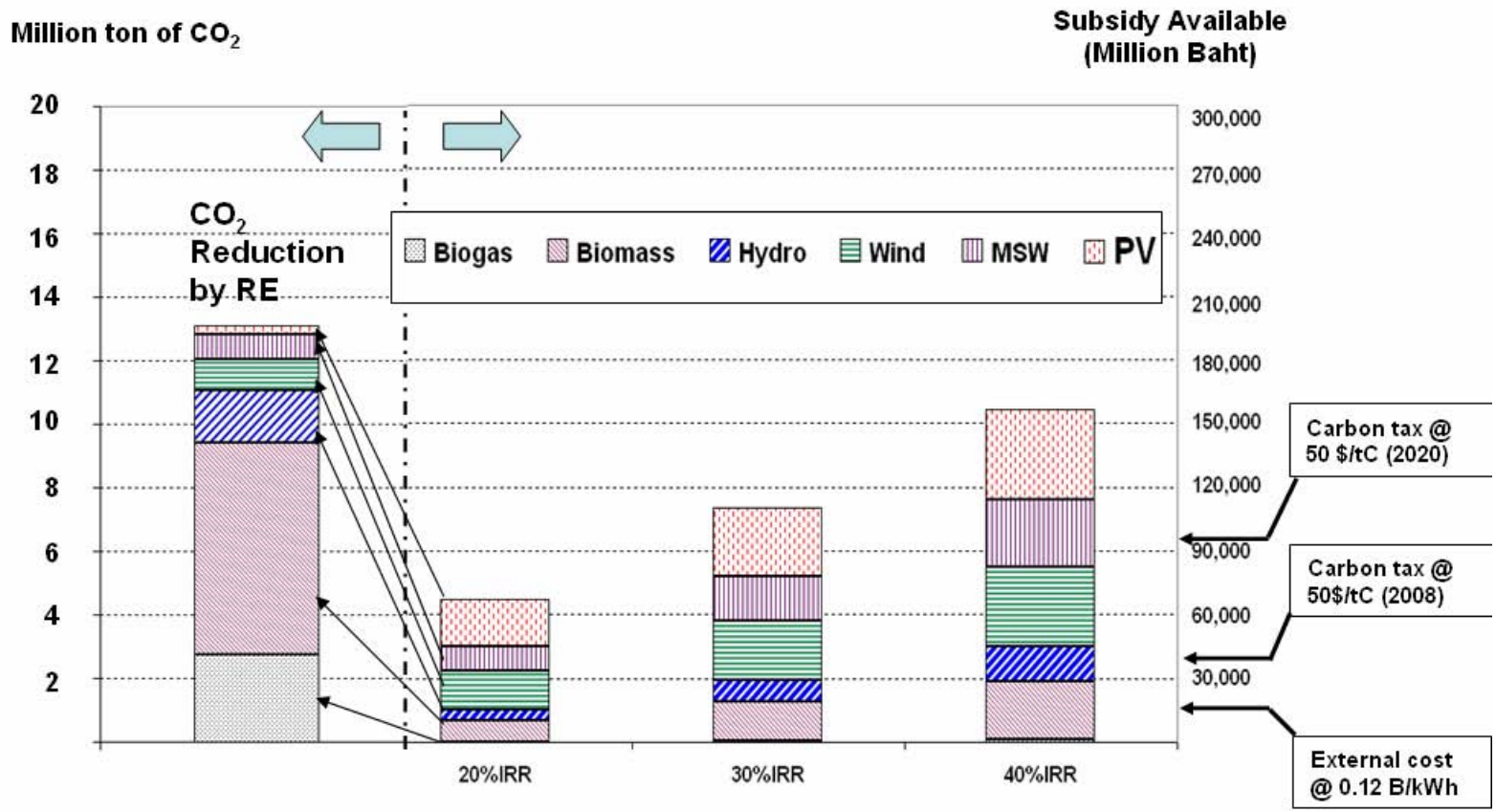
รูปที่ E9 ปริมาณการปล่อยก๊าซ CO_2 ในกรณี BAU กรณีใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผน 15 ปี และกรณีให้ผลตอบแทน 40%

ตารางที่ E15 แสดง Adder ที่ต้องการสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท กรณีที่ให้ IRR 40% จะเห็นได้ว่าต้องมีการเพิ่มจากระดับปัจจุบันอีก 0 - 3 บาท/kWh สำหรับชีวมวลและก๊าซชีวภาพ (ซึ่ง Adder สูงสุดที่ต้องการ คือ 3.20 บาท/kWh สำหรับฟางข้าว) และ 3-5 บาท/kWh สำหรับพลังน้ำ ขนาด 50 kW ถึง 10 MW (Adder ที่ต้องการสูงสุด คือ 5 บาท/kWh) ส่วนพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่นๆ ต้องการ Adder เพิ่มอีกค่อนข้างมาก กล่าวคือ 8-9 บาท/kWh สำหรับพลังงานลม (ที่มีความเร็วลมเฉลี่ยไม่ต่ำกว่า 6 เมตร/วินาที) และพลังน้ำขนาดเล็กกว่า 50 kW 16.50 บาท สำหรับขยะ และมากกว่า 40 บาท สำหรับเซลล์แสงอาทิตย์ ทั้งนี้ จำนวนเงินอุดหนุนที่ต้องการทั้งหมดคือ

ทั้งนี้ หากสมมติว่า การให้ Adder สามารถจูงใจให้มีการนำ 80% ของศักยภาพของพลังงานหมุนเวียนที่ได้มีการประเมินไว้มาใช้ เงินอุดหนุนที่ต้องใช้ทั้งหมดจะเป็นดังนี้ (รูปที่ E10)

IRR 20%	จำนวน	67,500	ล้านบาท
IRR 30%	จำนวน	110,400	ล้านบาท
IRR 20%	จำนวน	156,600	ล้านบาท

อย่างไรก็ตาม ปัจจุบันกองทุนเพื่อสนับสนุนการอนุรักษ์พลังงานซึ่งเก็บจากผู้ใช้น้ำมันนั้น มีประมาณ 20,000 ล้านบาท จึงไม่เพียงพอสำหรับการจ่าย Adder ในอัตราดังกล่าว ดังนั้น จึงต้องมีแหล่งรายได้อื่นที่จะเป็นแหล่งเงินทุนหลัก แนวทางหนึ่งที่อาจเป็นไปได้ คือ การเก็บค่าไฟฟ้าเพิ่มในอัตราที่เท่ากับมูลค่าผลกระทบภายนอกที่สามารถหลีกเลี่ยงได้จากการผลิตไฟฟ้า โดยไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Avoided External Cost) หรือ 0.12 บาท/kWh ซึ่งจะทำให้มีรายได้เริ่มต้นรวมประมาณ 18,000 ล้านบาท อีกแนวทางหนึ่ง คือ การจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนในอัตรา 50 เหรียญต่อตันคาร์บอน ซึ่งจะทำให้มีรายได้ในปีเริ่มต้นเพิ่มขึ้นประมาณ 2 เท่า คือ ประมาณ 40,000 ล้านบาท แต่รายได้ดังกล่าวจะเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนเป็นประมาณ 94,000 ล้านบาท ในปี 2563 ถึงกระนั้นก็ตาม ในระยะเริ่มต้นที่เงินอุดหนุนมีจำกัดนั้น จำเป็นต้องให้ Adder แก่ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่ต้นทุนต่ำสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ต่ำก่อน เช่น ถ้าใช้ External cost เป็นเงินอุดหนุน และให้ Adder ที่มี IRR 20% ประเภทพลังงานหมุนเวียนที่จะได้รับการสนับสนุนก่อนจะประกอบด้วย ก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังน้ำ แต่ถ้าใช้ค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่ 50 $/tC เป็นแหล่งเงินอุดหนุน ก็จะทำให้พลังงานลมและขยะ (บางส่วน) ได้รับการสนับสนุนด้วย



Potential contributions of renewable electricity to CO_2 reduction and Subsidy requirements under different scenarios

รูปที่ E10 ศักยภาพในการลด CO_2 ของพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทกับเงินอุดหนุนที่ต้องการภายใต้ Scenario ต่างๆ

ตารางที่ E15 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากกรณีใช้ Utilization 80% ของศักยภาพเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบัน

	แหล่งพลังงาน	ขนาด/ประเภท	Utilization 80% ของศักยภาพ	ส่วนเพิ่มฯปัจจุบัน บาทต่อหน่วย
	ชีวมวล			
1	การผลิตน้ำตาล	ขายไฟที่เกินความต้องการโดยไม่มีการลงทุนหรือต่อเติมหน่วยผลิตไฟฟ้าเดิม	-0.91	≤1MW = 0.5
2		ลงทุนเพิ่มเติมบางส่วนให้ผลิตไฟฟ้าได้มากขึ้นเพื่อที่จะขาย	-0.06	> 1MW = 0.3
3		ลงทุนต่อเติมเพื่อให้มีไฟฟ้าพอขายได้ตลอดปี	2.29	
4		สร้างโรงไฟฟ้าเพื่อการขายไฟฟ้าเฉพาะ	1.59	
5	การผลิตข้าว	แกลบ	2.44	
6		ฟาง	3.19	
7	ก๊าซชีวภาพ	ฟาร์มสุกร	2.49	≤1MW = 0.5
8		โรงงานมันสัมปะหลัง	2.39	> 1MW = 0.3
9		โรงงานปาล์ม	2.49	
10	ขยะ	150 ตัน/วัน (เผา)	20.09	3.50
11	พลังน้ำ	< 50 กิโลวัตต์	10.59	<50kW = 1.50
12		50 -5,000 กิโลวัตต์	4.99	50-200 kW = 0.80
13		5,000 - 10,000 กิโลวัตต์	2.89	
14	พลังงานลม	ความเร็วลม < 6 เมตร/วินาที	19.59	≤50 kW = 4.50
15		ความเร็วลม > 6 เมตร/วินาที	11.99	> 50 kW = 3.50
16	เซลล์แสงอาทิตย์	ต้นทุนระบบ 150 บาท/วัตต์	49.59	8.00
17		ต้นทุนระบบ 250 บาท/วัตต์	82.59	

กล่าวโดยสรุป ประเทศไทยอาจต้องมีพันธกรณีในการลด CO_2 ในภาคไฟฟ้าจากการปล่อยในกรณี BAU ลงประมาณ 20-40 ล้านตันในปี 2563 แต่การใช้พลังงานหมุนเวียนตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี จะหลีกเลี่ยงการปล่อย CO_2 ได้เพียงประมาณ 10 ล้านตันในปีดังกล่าว จึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มมาตรการจูงใจให้มีการใช้ประโยชน์จากศักยภาพแหล่งพลังงานหมุนเวียนให้มากที่สุด ทั้งในส่วนที่ได้มีการประเมินไว้แล้ว (Identified) และในส่วนที่ต้องมีการสำรวจเพิ่มเติม เพื่อให้เกิดความมั่นใจ เช่น ชีวมวลที่ยังมีปัญหาทางเทคนิคหรือทางสังคม พลังงานลม และพลังน้ำ ประเภท Run-of river เป็นต้น

มาตรการจูงใจที่ควรพิจารณา คือ

(1) ปรับแนวคิดเรื่องแหล่งที่มาของเงินอุดหนุนเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ให้ผู้ใช้ไฟฟ้ามีส่วนรับผิดชอบ เนื่องจากการเพิ่มมาตรการจูงใจด้วยการให้ adder ที่คุ้มทุนมากขึ้นนั้น ต้องใช้วงเงินอุดหนุนที่สูงขึ้นเป็นลำดับ ซึ่งในระยะแรกอาจใช้มาตรการเก็บค่าไฟฟ้าสูงขึ้น เพื่อให้สะท้อนมูลค่าของผลกระทบภายนอกที่หลีกเลี่ยงได้จากการไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Avoided External Cost) และในระยะต่อไป อาจหันไปใช้มาตรการเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอน ซึ่งจะส่งผลดีในระยะยาว เนื่องจากจะมีผลกระทบต่ออุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้าในภาพรวมในแง่ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะหันไปใช้เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำมากขึ้น เมื่อราคาแข่งขันได้กับเทคโนโลยีดั้งเดิม และผลกระทบในแง่บวกต่อพฤติกรรมการใช้ไฟฟ้า นอกจากนี้ ยังจะมีรายได้ค่อนข้างมากจากการเก็บค่าธรรมเนียมดังกล่าว

(2) การปรับอัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ให้มีอัตราคืนกำไร (IRR) สูงขึ้น เช่น 20% สำหรับพลังงานหมุนเวียนทุกประเภท แต่การให้ Adder นั้น ต้องมีการจัดลำดับก่อนหลัง โดยประเภทที่จะได้รับการสนับสนุนก่อนจะต้องมีต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ต่ำกว่าประเภทอื่น (ดูรูปที่ E10 และ E12) ทั้งนี้ วิธีจัดเก็บค่าไฟฟ้าสูงขึ้น 0.12 บาทต่อหน่วยไฟฟ้า เพื่อครอบคลุมมูลค่าผลกระทบภายนอกทั้งหมด คือ 18,000 ล้านบาทนั้น จะทำให้พลังงานหมุนเวียนประเภทก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และพลังน้ำ ได้รับ Adder และถ้าใช้วิธีจัดเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนที่อัตรา 50 $/tC จะทำให้พลังงานลมและขยะ (บางส่วน) ได้รับ Adder ด้วย

4.5 การใช้ระเบียบ SPP เพื่อส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP)

ระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration หรือ Combined Heat and Power-CHP) กำลังได้รับความนิยมอย่างมากทั่วโลก เนื่องจากเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงเชิงอุณหภาพที่สูง ซึ่งเป็นการประหยัดพลังงานขั้นต้น (Primary Energy Saving) และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยพลังงานที่นำไปใช้ ประเทศไทยมีการส่งเสริมระบบ CHP ผ่านระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ซึ่ง กฟผ. ประกาศรับซื้อตั้งแต่ปี 2535 โดยมีการกำหนดประสิทธิภาพขั้นต่ำ ซึ่งคำนวณตามเงื่อนไขของ “Public Utility Regulatory Policies Act หรือ PURPA ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของ National Energy Act ที่ได้รับการอนุมัติจากสภาคองเกรสของสหรัฐอเมริกาในปี 2521

ระเบียบดังกล่าว แม้จะประสบผลสำเร็จอย่างมากในการเพิ่มปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยผู้ผลิตขนาดเล็ก แต่ก็ยังมีข้อสงสัยว่ามีผลกระทบในเชิงประสิทธิภาพการใช้พลังงานมากน้อยเพียงใดและอย่างไร สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในฐานะผู้กำกับดูแลตามระเบียบดังกล่าว จึงเห็นสมควรให้มีการประเมินผลกระทบและทบทวนระเบียบดังกล่าว เพื่อนำไปสู่การปรับปรุงระเบียบและแนวปฏิบัติที่เกี่ยวข้องให้มีความเหมาะสมยิ่งขึ้น เพื่อเป็นการตอบสนองส่วนหนึ่งของวัตถุประสงค์ดังกล่าว งานวิจัยนี้จึงได้ศึกษาแนวทางการปรับปรุงระเบียบ SPP ที่จะเอื้อให้เกิดการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและเกิดการใช้ระบบ CHP มากขึ้น

4.5.1 สถานภาพปัจจุบันของการผลิตไฟฟ้าโดยผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

จากระเบียบเดิมที่กำหนดเพดานการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ไว้สูงถึง 90 MW และวิธีคำนวณประสิทธิภาพตาม PURPA (ประสิทธิภาพรวมของระบบไม่ต่ำกว่า 45%) ทำให้มีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กตามนิคม/สวนอุตสาหกรรมที่มีประสิทธิภาพต่ำกว่าที่ควรจะเป็น แม้ว่าจะสามารถปฏิบัติได้ตามเงื่อนไขขั้นต่ำ ทั้งนี้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าเหล่านี้มักมีสัดส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนสูง อันมีสาเหตุมาจากการมุ่งเน้นผลิตไฟฟ้าขายให้การไฟฟ้ามากว่าขายไอน้ำ (ซึ่งในหลายกรณีเกิดจากการขาดผู้ซื้อไอน้ำในบริเวณใกล้เคียง) จากการประเมินของการศึกษาครั้งนี้พบว่า แม้โรงไฟฟ้า SPP แบบ CHP รายที่ค่อนข้างดีรายหนึ่งก็ยังมีประสิทธิภาพโดยรวม (Overall Efficiency) เพียง 56% (อัตราส่วนไฟฟ้าต่อความร้อน 0.9) ในขณะที่ระบบ CHP ในโรงงานแต่ละแห่งในต่างประเทศมักมีประสิทธิภาพโดยรวมในช่วง 75 - 85% เนื่องจากออกแบบให้ใช้งานที่อัตราส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนที่ค่อนข้างต่ำคือ 0.4 - 0.6 ด้วยเหตุนี้ ในภาพรวมของประเทศจึงประมาณว่า ระบบ CHP ยังมีศักยภาพที่จะประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) อีกค่อนข้างมาก หากออกแบบให้อัตราส่วนไฟฟ้าต่อความร้อนมีความเหมาะสมขึ้น

4.5.2 ข้อเสนอแนะเพื่อเร่งรัดการส่งเสริมระบบ CHP ที่มีประสิทธิภาพสูง

(1) ควรปรับใช้แนวทางและคู่มือของสหภาพยุโรป (EU CHP Directive) ที่ส่งเสริมการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) เนื่องจากมีแนวทางการคำนวณเชิงวิชาการที่ดี และเป็นการส่งเสริมระบบการผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมอย่างแท้จริง อีกทั้งยังได้การมีปรับปรุงอย่างต่อเนื่องระหว่างการนำไปใช้งานจริง

(2) ในเบื้องต้นควรกำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำของการประหยัดพลังงานขั้นต้น (PES) ของระบบ เช่น ไม่ต่ำกว่า 10% แล้วค่อยปรับเปลี่ยนให้เหมาะสมในภายหลัง ส่วนประสิทธิภาพอ้างอิง สำหรับการผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่แยกกันนั้น EU Directive มิได้กำหนดไว้ให้ใช้ค่าใดเป็นการเฉพาะ แต่ก็มีหลายประเทศที่กำหนดขึ้นมาเอง เพื่อใช้คำนวณ PES ในกรณีของประเทศไทยอาจกำหนดค่าในวงเล็บตามตารางที่ E16 เบื้องต้น

ตารางที่ E16 ตัวอย่างการกำหนดประสิทธิภาพอ้างอิง

Fuel Category	Ref ηE*	Ref ηH**
Natural Gas	50% (45%)	90% (85%)
Coal	42% (40%)	85% (80%)
Oil	42%	85%
Renewable and Waste	22-35%	80%

** Ref η_E ประสิทธิภาพเชิงการผลิตไฟฟ้า ** Ref η_H ประสิทธิภาพเชิงความร้อน*

หมายเหตุ *สนพ. ได้ดำเนินการปรับปรุงระเบียบรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) ตามข้อเสนอของโครงการวิจัยดังข้างต้นแล้ว โดยกำหนดเกณฑ์ให้ระบบ CHP ที่ใช้ต้องสามารถประหยัดพลังงานขั้นต้นได้ไม่ต่ำกว่า 10%*

4.6 การวิเคราะห์ความคุ้มค่า (Cost-effectiveness) ของการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียนในภาพรวมของประเทศ

เพื่อให้ฝ่ายนโยบายและแผนมีเครื่องมือสนับสนุนการตัดสินใจ ในการกำหนดยุทธศาสตร์และลำดับความสำคัญทางเลือกมาตรการ/เทคโนโลยีที่ส่งเสริมการประหยัดพลังงานและการใช้พลังงานหมุนเวียน งานวิจัยนี้ได้ทำการวิเคราะห์ความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนด้านเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานประเภทต่างๆ ที่สำคัญ รวมทั้งด้านเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน

4.6.1 ความคุ้มทุนของการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน

วิธีการศึกษาเริ่มจากการจำลองการใช้พลังงานในช่วงปี 2549-2573 ของแต่ละภาคเศรษฐกิจ ซึ่งได้แก่ ภาคอุตสาหกรรม อาคารพาณิชย์และครัวเรือน และการขนส่งทางถนน เพื่อประมาณพลังงานที่จะประหยัดได้ในแต่ละปี จากการลงทุนในเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานแต่ละประเภท ภายใต้สมมุติฐานเกี่ยวกับแนวโน้มการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน (Penetration Rate) แล้วนำมาคำนวณดัชนีวัดจุดคุ้มทุน Cost-effectiveness Ratio หรือค่าความคุ้มทุนเฉลี่ย (Average Cost-effectiveness) โดยสมการ

$$Average\ \ Cost-Effectiveness = \frac{\sum_{i=1}^{n} Annual\ Energy\ Savings}{\sum_{i=1}^{n} Annual\ Investment}$$

4.6.1.1 ภาคอุตสาหกรรม อาคารพาณิชย์และครัวเรือน

การวิเคราะห์ความคุ้มทุนของเทคโนโลยีการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานใน 3 ภาคนี้ พิจารณาเฉพาะกรณีการใช้อุปกรณ์ประสิทธิภาพสูงที่ใช้พลังงานไฟฟ้าและที่ใช้เชื้อเพลิงที่สำคัญเท่านั้น ตัวอย่างเช่น ในภาคอุตสาหกรรม พิจารณาเฉพาะ มอเตอร์ เครื่องอัดอากาศ เครื่องทำน้ำเย็น และเตาหลอมไฟฟ้า หม้อไอน้ำ และหัวเผา อุปกรณ์แต่ละประเภทจะมีเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูงประเภทต่างๆ ที่คาดว่าจะมีการนำมาใช้ในช่วงเวลาต่างๆ ในอนาคต ซึ่งต้องอาศัยเงินลงทุนเพิ่มจากเทคโนโลยีเดิม แต่เนื่องจากเทคโนโลยีแต่ละประเภทอาจมีอายุการใช้งานที่แตกต่างกัน ในการคำนวณความคุ้มทุนเฉลี่ย จึงต้องคำนวณค่าเทียบเท่าของเงินลงทุนเท่ากันรายปี (โดยสมมติให้ดอกเบี้ยคงที่) แล้วจึงมาคำนวณค่าความคุ้มทุนเฉลี่ย ตลอดช่วงระยะเวลาที่พิจารณา คือ ปี 2006-2030 ทั้งนี้ รายการอุปกรณ์และเทคโนโลยีประสิทธิภาพสูงที่นำมาวิเคราะห์ของทั้ง 3 ภาค พร้อมทั้งคุณลักษณะที่เกี่ยวข้องและค่าความคุ้มทุนเฉลี่ยนั้นแสดงในตารางที่ E17

ตารางที่ E17 รายการอุปกรณ์และผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่า

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน (%)	Average Cost effectiveness (toe saving/MB investment)
ภาคอุตสาหกรรม		
1. มอเตอร์ไฟฟ้า		390
-มอเตอร์ประสิทธิภาพสูง	3	
-permanent magnet	7	
2. เครื่องอัดอากาศ		450

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน (%)	Average Cost effectiveness (toe saving/MB investment)
-advanced compressor control	8	
-คอมเพรซเซอร์ปรับความเร็วรอบ	35	
3. เครื่องทำน้ำเย็น		1,200
-เปลี่ยนคอมเพรซเซอร์เป็น rotary หรือ screw	18	
-เครื่องทำน้ำเย็นประสิทธิภาพสูง	35	
4. เตาหลอมไฟฟ้า		
-เตาหลอมไฟฟ้าประสิทธิภาพสูง	4	300
5.หม้อไอน้ำ*		
-super boiler	16	5,660
6. เตาเผา*		
-เตาเผาประสิทธิภาพสูง	20	4,713
ภาคอาคารพาณิชย์		
1. อุปกรณ์แสงสว่าง		
-หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5)	32	163
-หลอด CFL	80	7850
2. เครื่องปรับอากาศ		
-เครื่องปรับอากาศ ประสิทธิภาพสูง	23.7	3,200
ภาคครัวเรือน		
1. อุปกรณ์แสงสว่าง		
-หลอดฟลูออเรสเซ็นต์ (T5)	32	122
-หลอด CFL	80	438
2. เครื่องปรับอากาศ		
-เครื่องปรับอากาศประสิทธิภาพสูง	13	133
3. เตาถ่านประสิทธิภาพสูง	35	3,872
4. เตา LPG ประสิทธิภาพสูง	17	470

หมายเหตุ *ประสิทธิภาพการแปรรูปพลังงานจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้เฉลี่ยประมาณ 33 %*

4.6.1.2 ภาคการขนส่งทางถนน

ในภาคการขนส่งทางถนน เทคโนโลยีประหยัดพลังงานที่พิจารณา คือ รถยนต์ไฮบริด (Hybrid Car) และรถยนต์ประหยัดพลังงานอีโคคาร์ (Eco Car) โดยทั้งสองกรณี ได้สมมติให้มีนโยบายส่งเสริมการใช้รถยนต์ประเภทดังกล่าว แทนรถยนต์นั่งส่วนบุคคลในกรุงเทพฯ และปริมณฑล และในส่วนภูมิภาค (เฉพาะกรณีอีโคคาร์) โดยมียอดจำหน่ายในแต่ละปีตามการคาดการณ์ของนักวิจัยภายใต้สมมุติฐานเรื่อง Penetration Rate และอัตราการเพิ่มขึ้นของจำนวน

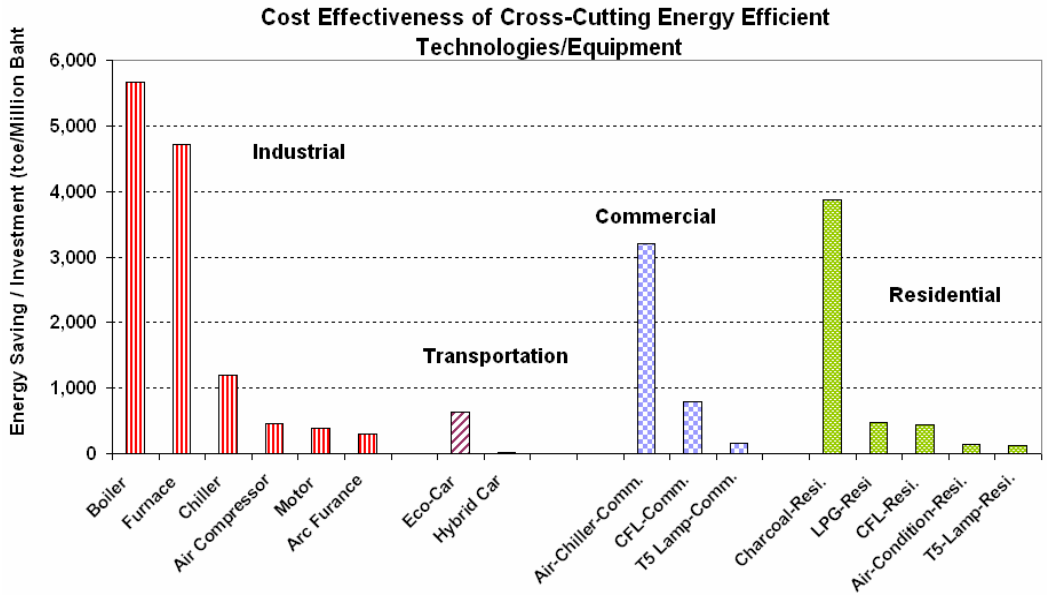
รถยนต์ตามแบบจำลอง LEAP เมื่อทราบพลังงานที่คาดว่าจะประหยัดได้ในแต่ละปี และต้นทุนเทียบเท่าแต่ละปี ก็จะสามารถคำนวณค่าความคุ้มเฉลี่ยในช่วงปี 2549-2573 ผลการคำนวณแสดงในตารางที่ E18

ตารางที่ E18 ค่าความคุ้มค่าเฉลี่ยของเทคโนโลยีประหยัดพลังงานในภาคขนส่งทางถนน

เทคโนโลยี	ประหยัดพลังงาน (%)	Average Cost effectiveness (toe saving/MB investment)
1. Hybrid car	36.4	11
2. Eco car	40	636

4.6.1.3 การเปรียบเทียบดัชนีชี้วัดความคุ้มทุนของแต่ละเทคโนโลยี

ผลการวิเคราะห์ค่าเฉลี่ยความคุ้มทุน ของการลงทุนในแต่ละเทคโนโลยีของแต่ละภาคเศรษฐกิจ สรุปได้ดังรูปที่ E11 ซึ่งแสดงค่าเฉลี่ยในช่วงปี 2549-2573 ของพลังงานขั้นต้น (Primary Energy) (ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ที่ประหยัดได้ต่อเงินลงทุนหนึ่งล้านบาท (toe/Million Baht) ในภาพรวม หม้อไอน้ำ (Super Boiler) เตาเผาประสิทธิภาพสูง เครื่องปรับอากาศในภาคอาคารพาณิชย์และเตาถ่านในภาคครัวเรือน มีดัชนีความคุ้มทุนสูงกว่าเทคโนโลยีอื่นมาก รองลงมาคือ รถยนต์อีโคคาร์ เครื่องทำน้ำเย็น (Chiller) เครื่องอัดอากาศ มอเตอร์ และเตาอาร์คไฟฟ้า ในภาคอุตสาหกรรม หลอดไฟ CFL ในภาคอาคารพาณิชย์ และเตาหุงต้ม LPG และหลอดไฟ CFL ในครัวเรือน



รูปที่ E11 แสดงค่าความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของเทคโนโลยีประหยัดพลังงานแต่ละประเภท

หมายเหตุ *ประสิทธิภาพการแปรรูปพลังงานจากโรงไฟฟ้าไปยังผู้ใช้เฉลี่ยประมาณ 33 %*

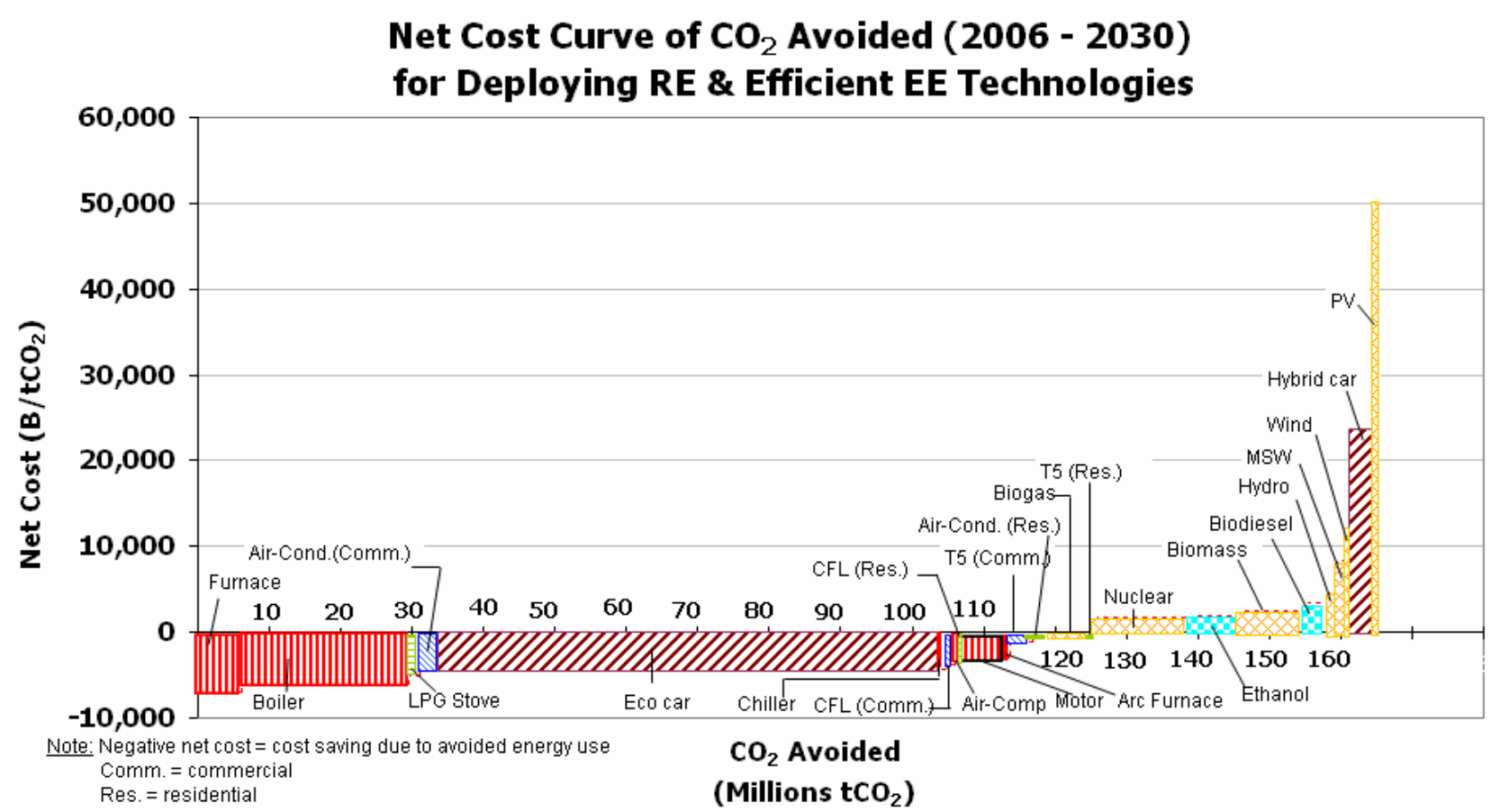
4.6.1.4 ผลประโยชน์ด้านการลดปริมาณการปล่อย CO_2

แม้ว่าเทคโนโลยีประหยัดพลังงานบางประเภทจะมีศักยภาพในการลดปริมาณการปล่อย CO_2 สูง แต่เมื่อพิจารณาต้นทุนต่อหน่วย CO_2 ที่จะหลีกเลี่ยงได้แล้ว อาจจะด้อยกว่า ดังนั้น งานวิจัยนี้จึงได้คำนวณค่าต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ (Net cost of CO_2 avoided – B/tCO_2) ของทุกเทคโนโลยีที่ใช้คำนวณค่าความคุ้มค่าเฉลี่ย ดังแสดงในรูปที่ E12 ซึ่งพบว่า เทคโนโลยีด้านการประหยัดพลังงานล้วนมีต้นทุนที่ ติดลบเนื่องจากมูลค่าของพลังงานที่ประหยัดได้สูงกว่าต้นทุน โดยกลุ่มเทคโนโลยีที่มีต้นทุนต่ำสุด 5 อันดับแรก ได้แก่ เตาเผา หม้อน้ำ เตาหุงต้ม LPG เครื่องปรับอากาศ (อาคาร) และรถยนต์อีโคคาร์ ตามลำดับ แต่ถ้าพิจารณาศักยภาพการลด CO_2 ในช่วงปี 2551-2573 จะพบว่า เทคโนโลยีที่มีศักยภาพและต้นทุนต่ำ 5 อันดับแรก ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ หม้อน้ำ เตาเผา มอเตอร์ และเครื่องปรับอากาศ (อาคาร) ตามลำดับ

ส่วนการประเมินต้นทุนของ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้จากการใช้เทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนนั้น มีเฉพาะก๊าซชีวภาพที่มีต้นทุนติดลบเทคโนโลยีอื่นๆ ที่มีต้นทุนค่อนข้างต่ำ ได้แก่ เอทานอล ชีวมวล ไบโอดีเซล ขณะที่พลังน้ำ ขยะและพลังงานลม มีต้นทุนค่อนไปทางสูง โดยเฉพาะกรณีของเซลล์แสงอาทิตย์นั้น มีต้นทุนสูงกว่าประเภทอื่นหลายเท่าตัว

กล่าวโดยสรุป การประเมินความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนในเทคโนโลยีประหยัดพลังงานและเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน โดยปราศจากการอุดหนุนของภาครัฐ ทำให้ได้ข้อมูลต้นทุนสุทธิต่อหน่วยพลังงานขั้นต้นที่ประหยัดได้ (Net Cost Per Unit Primary Energy Saved) และต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้ (Net Cost Per Unit CO_2 Avoided) รวมทั้ง ศักยภาพการประหยัดพลังงานและการหลีกเลี่ยง CO_2 ในระยะยาว (2549 - 2573) ข้อมูลเหล่านี้สามารถใช้จัดลำดับความสำคัญของทางเลือกเทคโนโลยี/มาตรการที่จะใช้ส่งเสริม ซึ่งผลการศึกษานี้พบว่า ในแง่ของต้นทุนสุทธิและศักยภาพการประหยัดพลังงาน เทคโนโลยีที่มีศักยภาพสูงอย่างเด่นชัด ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ หม้อน้ำ เตาเผา และเตาถ่านในครัวเรือน และในแง่ของต้นทุนสุทธิต่อ CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้และศักยภาพของการหลีกเลี่ยง CO_2 เทคโนโลยีที่มีศักยภาพสูงอย่างเด่นชัด ได้แก่ รถยนต์อีโคคาร์ หม้อน้ำ เตาเผา เครื่องปรับอากาศ (อาคาร) และมอเตอร์

ในกรณีของพลังงานหมุนเวียน เทคโนโลยีที่มีต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้และมีศักยภาพการลด CO_2ได้มากพอสมควร ได้แก่ ก๊าซชีวภาพ เอทานอล ชีวมวล และไบโอดีเซล



รูปที่ E12 ต้นทุนสุทธิต่อหน่วย CO_2 ที่หลีกเลี่ยงได้จากการใช้เทคโนโลยีประหยัดพลังงานประเภทต่าง (สะสมในปี 2549-2573)

5 การพัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์

ในงานวิจัยนี้ได้พัฒนาเครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงกลยุทธ์ด้านพลังงานหมุนเวียนและการประหยัดพลังงานสองรายการคือ เครื่องมือประเมินทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ และฐานข้อมูลเพื่อการประเมินและติดตามทางเลือกมาตรการส่งเสริมการประหยัดพลังงานในภาคขนส่ง

5.1 เครื่องมือประเมินทางเลือกเชิงยุทธศาสตร์ของการใช้พลังงานชีวภาพ (Bioenergy)

ประเทศไทยมีชีวมวลหลากหลายประเภท แต่ละประเภทมีทางเลือกเทคโนโลยีเพื่อการใช้งานปลายทางที่แตกต่างกัน ไม่ว่าจะเป็นความร้อน ไฟฟ้า หรือเชื้อเพลิง และแต่ละทางเลือกมีประสิทธิภาพเชิงพลังงาน สิ่งแวดล้อมและเชิงเศรษศาสตร์ที่แตกต่างกัน นอกจากนี้ การเลือกใช้ประเภทชีวมวลและประเภทเทคโนโลยี ยังต้องคำนึงถึงการแข่งขันกับการใช้ประโยชน์อย่างอื่นโดยเฉพาะ อาหารและประเด็นความยั่งยืนอื่นๆ ดังนั้น การตัดสินใจเชิงนโยบายเพื่อกำหนดทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ จึงเป็นเรื่องซับซ้อนที่ต้องมีการประเมินปัจจัยและผลกระทบที่เกี่ยวข้องอย่างรอบด้าน ซึ่งต้องอาศัยชุดข้อมูลที่น่าเชื่อถือ (Consistent) และเครื่องมือวิเคราะห์/ประเมินที่เป็นระบบ งานวิจัยนี้จึงได้พัฒนาเครื่องมือวิเคราะห์และประเมินดังกล่าว โดยดัดแปลงแบบจำลองสำหรับ “การใช้ชีวมวลอย่างยั่งยืน” ของประเทศเยอรมันที่ชื่อว่า “GEMIS” (Global Emission Model for Integrated System) ที่พัฒนาขึ้นในประเทศเยอรมัน มาใช้ในบริบทของประเทศไทย

5.1.1 ลักษณะจำเพาะของเครื่องมือวิเคราะห์และแนวทางการพัฒนา

GEMIS เป็นแบบจำลองสำหรับวิเคราะห์ตลอดวัฐจักรอายุ (Life Cycle Analysis) ของผลกระทบสิ่งแวดล้อมและสังคมในรูปของมลพิษประเภทต่างๆ โดยเฉพาะปริมาณก๊าซเรือนกระจกซึ่งคิดเป็นคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_{2eq}) ปริมาณซัลเฟอร์ไดออกไซด์เทียบเท่า (SO_{2eq}) (รวม NO_X, SO_2 HCl NH3 HF H2S) และ Tropospheric Ozone Precursor Potential (TOPP) (รวม NO_X, CH_4 CO, NMVOC) รวมทั้งการวิเคราะห์ต้นทุน ฐานข้อมูลของ GEMIS ประกอบด้วย ข้อมูลด้านพาหะพลังงาน (Energy Carriers) และเทคโนโลยีประเภทต่างๆ ซึ่งผู้ใช้แบบจำลองสามารถปรับเปลี่ยนข้อมูลให้สอดคล้องกับข้อเท็จจริงของแต่ละประเทศ

ในงานวิจัยนี้ได้พัฒนาฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้อง โดยใช้ข้อมูลของประเทศไทย ที่ได้มาจากการศึกษาภาคสนาม การสัมภาษณ์ การตรวจวัดด้วยตนเอง (ในบางกรณี) และการประมาณการในกรณีที่ไม่อยู่ในวิสัยที่จะหาข้อมูลได้ และได้พัฒนาแบบจำลองทางการเงินเพิ่มเติม เพื่อคำนวณต้นทุนการผลิตประเภทต่างๆ นอกจากนี้ แบบจำลอง GEMIS ยังอาจเชื่อมต่อกับแบบจำลอง

ทางด้านเกษตร เพื่อพิจารณามิติด้านการใช้พื้นที่ รวมทั้ง ด้านการจ้างงานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งอยู่นอกเหนือขอบเขตการวิจัยในครั้งนี้

เพื่อให้ผลลัพธ์ที่ได้จากแบบจำลอง GEMIS ใช้เปรียบเทียบข้อได้เปรียบ/เสียเปรียบของทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ จึงได้พัฒนาตัวบ่งชี้หลักสำหรับแต่ละทางเลือก นอกจากนี้ ยังได้นำผลที่ได้จากแบบจำลองมาสังเคราะห์ยุทธศาสตร์สำหรับการใช้ชีวมวลเพื่อพลังงานอย่างคุ้มค่า (Optimized Utilization) และพัฒนาเกณฑ์การประเมินความยั่งยืน (Sustainability Assessment Criterion) ของแต่ละทางเลือกบนพื้นฐานของศักยภาพการลด CO_2 ความคุ้มค่าในการลงทุน และการแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิล

ในการวิจัยนี้ซึ่งถือว่ายังอยู่ในขั้นเริ่มต้นนั้น ได้จัดทำฐานข้อมูลและแบบจำลอง และได้วิเคราะห์ทางเลือกสำหรับการใช้ทรัพยากรชีวมวลหลัก 4 สาขา ดังนี้

(1) อ้อย: ชานอ้อยและเศษเหลือทิ้งในไร่อ้อย (Field rest) (ใบและยอดอ้อย) เพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า รวมทั้ง น้ำอ้อย และกากน้ำตาลเพื่อผลิตเอทานอล

(2) ข้าว: แกลบ และฟางข้าวเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า

(3) มันสำปะหลัง: เศษเหลือทิ้งในไร่มันสำปะหลัง และผลพลอยได้อื่นๆ เพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า และหัวมันสำปะหลัง/มันเส้นเพื่อผลิตเอทานอล

(4) ปาล์มน้ำมัน: เศษเหลือทิ้งในสวนปาล์มและผลพลอยได้อื่นๆ เพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า และน้ำมันปาล์มเพื่อผลิตไบโอดีเซล

5.1.2 ผลการใช้เครื่องมือวิเคราะห์ในแต่ละสาขา

แม้ว่าขณะจัดทำรายงาน ฐานข้อมูลที่พัฒนาขึ้นยังมีข้อจำกัดด้านความสมบูรณ์ของข้อมูล แต่ก็สามารถให้ผลลัพธ์ในเชิงสัมพัทธ์ที่มีนัยสำคัญได้หลายประการ ดังนี้

5.1.2.1 สาขาอ้อยและน้ำตาล

(1) ประสิทธิภาพและศักยภาพในการผลิตไฟฟ้า

ปัจจุบันประเทศไทยมีโรงงานน้ำตาลรวม 46 โรง ในจำนวนนี้มีอยู่ประมาณ 30 โรง ที่มีการใช้ชานอ้อยผลิตไฟฟ้า ในฐานะ VSPP หรือ SPP แต่ในภาพรวม ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้ายังต่ำมาก ดังข้อมูลในตารางที่ E19 ซึ่งได้จำแนกโรงน้ำตาลตามสัดส่วนกำลังผลิตและประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าออกเป็น 5 ระดับ ตั้งแต่ 0-70 หน่วยไฟฟ้าที่ขายเข้ากริดต่อตันอ้อย (kWh/TC) หรือเฉลี่ย 14.25 kWh/TC หรือคิดเป็นประสิทธิภาพเชิงไฟฟ้าจะอยู่ในช่วง 4 ถึง 20% โดยที่ค่าเฉลี่ยของทั้งอุตสาหกรรม คือ 7.5% แต่จากการคำนวณในเชิงทฤษฎี ประกอบกับประสบการณ์ของบราซิล (ซึ่งมีประสิทธิภาพสูง) พบว่า สมรรถนะสูงสุดของโรงน้ำตาลที่มีประสิทธิภาพสูง อาจผลิตไฟฟ้า

ได้สูงสุดถึง 120 kWh/TC ซึ่งแสดงถึงช่องว่างที่สูงมากสำหรับการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของอุตสาหกรรมน้ำตาลไทย ซึ่งอาจจะทำได้ด้วยการยกระดับเทคโนโลยีและการจัดการ ทั้งนี้ในระยะสั้น กลุ่มโรงงานที่มีศักยภาพที่จะยกระดับให้สูงขึ้น คือ กลุ่มที่มีสมรรถนะ 35 kWh/TC (กำลังผลิต 5% ของทั้งหมด) ซึ่งอาจยกระดับเป็นกลุ่ม 70 kWh/TC

(2) การเปรียบเทียบทางเลือกเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

การศึกษานี้ได้เปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า 5 ระดับ (บนพื้นฐานของผลของ GEMIS และตัวชี้วัด) ได้แก่

ตารางที่ E19 การแบ่งกลุ่มตามสมรรถนะการผลิตไฟฟ้าของอุปกรณ์โรงน้ำตาล

Description	Share of production % of TC	Electricity export kWh/TC	Efficiency %
No export	20.0%	0.0	4.0%
Small export	35.0%	5.0	5.0%
Improved export	30.0%	12.5	7.0%
High export, on-site	5.0%	35.0	17.5%
High export, off-site	10.0%	70.0	20.0%
Total/average	100.00%	14.25	7.53%

TC = ton cane, Export = การขายไฟฟ้า, on-site ภายในโรงน้ำตาล, off-site นอกโรงน้ำตาล

- กรณีที่1: ระบบที่ไม่มีการขายไฟฟ้า (Backpressure 20 bar, ประสิทธิภาพไฟฟ้า 4%)
- กรณีที่ 2: ระบบที่มีการขายไฟฟ้าเล็กน้อย (Backpressure 20 bar, ประสิทธิภาพไฟฟ้า 5%)
- กรณีที่ 3: ระบบที่ดีขึ้นเล็กน้อย (Backpressure 40 bar, ประสิทธิภาพไฟฟ้า 7%)
- กรณีที่ 4: ระบบที่ค่อนข้างดี (Condensing-extracting Turbine 70 bar, ประสิทธิภาพไฟฟ้า 17.5%)
- กรณีที่ 5: โรงไฟฟ้าอิสระ (Condensing Turbine 70 bar, ประสิทธิภาพไฟฟ้า 20%)

ผลการศึกษา พบว่าการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมาก โดยมีการปล่อยเพียง 26 $kgCO_{2eq}$/MWh โดยเฉลี่ยของอุตสาหกรรม (Present Mix) เทียบกับ 621 $kgCO_{2eq}$MWh โดยเฉลี่ยของภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศ (ดูตารางที่ E20)

ตารางที่ E20 ผลการประเมินสมรรถนะด้านการผลิตไฟฟ้าของอุตสาหกรรมน้ำตาลโดยแบบจำลอง GEMIS

Emissions	20 bar	40 bar	70 bar	condens	Present Mix	grid electricity	Unit
SO_{2eq}	15.39	10.99	4.40	3.28	9.23	5.96	kg/MWh
TOPPeq	12.67	9.05	3.42	1.96	7.52	2.04	kg/MWh
CO_{2eq}	39.195	28.211	11.234	33.392	26.082	621.151	kg/MWh
CO_2	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	608.617	kg/MWh
CH_4	1.763	1.260	-0.001	0.530	1.073	0.297	kg/MWh
N20	-0.005	-0.003	0.000	0.072	0.005	0.019	kg/MWh
Energy consumption							
nonRE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2.358	kWh/kWh
RE	-0.068	-0.005	-0.012	5.000	0.674	0.162	kWh/kWh
Other	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.001	kWh/kWh

และจากการพิจารณาในแง่ความคุ้มทุนของการยกระดับประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของแต่ละกรณี พบว่า ล้วนมีผลตอบแทนทางการเงิน (IRR) ที่สูง โดยขนาดของการลงทุนนั้นมีตั้งแต่ลงทุนเพียงเล็กน้อย สำหรับกรณีขายไฟฟ้าเข้ากริดเพียงเล็กน้อย จนถึงลงทุนใหม่ทั้งหมดสำหรับกรณีโรงไฟฟ้าอิสระ (ดูตารางที่ E21)

ตารางที่ E21 ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อย

Case description	Production cost Baht/kWh	Calculated IRR %
Case 1, no investment, small export	0.733	340.7
Case 2, limited investment, higher export	1.003	54.3
Case 3, major investment, high export	1.715	33.6
Case 4, Off-site power plant based on a feed in tariff of 2.41 Baht/kWh plus 0.3 Baht/kWh adder	1.962 2.71	18.3

* export = การขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า

นอกจากการใช้ชานอ้อยแล้ว ชีวมวลเหลือทิ้งในไร่อ้อย (Field Rest) ซึ่งประกอบด้วยใบและยอดอ้อย ก็เป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าเช่นกัน ในภาวะปัจจุบันอาจผลิตได้ถึง 793 GWh ต่อปี สามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ประมาณ 0.4 ล้านตัน CO_{2eq} และประหยัด

พลังงานขั้นต้นได้ 1,760 GWh อย่างไรก็ตาม ผลการประเมินโดยใช้ GEMIS พบว่า มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและต้นทุนสูงกว่ากรณีชานอ้อย เนื่องจากต้องมีการขนส่งจากไร่อ้อยไปยังโรงไฟฟ้า

(3) การเปรียบเทียบทางเลือกการผลิตเอทานอลจากอ้อย

การวิเคราะห์ทางเลือกการผลิตเอทานอลจากอ้อยได้พิจารณา 6 กรณี ได้แก่

- กรณีที่ 1: ผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล โดยใช้ไฟฟ้าจากโรงน้ำตาล (MolETOH)
- กรณีที่ 2: ผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล โดยขนส่งกากน้ำตาลไปยังโรงงานเอทานอลในโรงน้ำตาลขนาดใหญ่ (MolETOHTransp)
- กรณีที่ 3: ผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล เช่นเดียวกับกรณี 2 แต่ผลิตในโรงงานเอทานอลที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (MolETOHFossil)
- กรณีที่ 4: ผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาล เช่นเดียวกับกรณี 3 แต่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง(MolETOHRiceHusk)
- กรณีที่ 5: ผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย โดยใช้ชานอ้อยเป็นเชื้อเพลิง (SugarETOH)
- กรณีที่ 6: ผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย โดยใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ผลการประเมินพบว่า การผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลภายในโรงน้ำตาล แม้จะต้องมีการขนส่งกากน้ำตาลมาจากที่อื่นบ้าง จะมีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลค่อนข้างสูง อย่างไรก็ตาม ทางเลือกที่ดีที่สุดในแง่ศักยภาพการทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้วย คือ การผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย ส่วนกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิตจะเข้าข่ายแนวทางที่ “ไม่ยั่งยืน” และจะไม่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของประเทศเยอรมันและยุโรป ที่กำลังจะประกาศใช้ในเร็วๆ นี้ ซึ่งได้กำหนดเพดานการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไว้ไม่เกิน 185 $kgCO_{2eq}$/MWh และสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ไม่ต่ำกว่า 40%

เมื่อเปรียบเทียบระหว่างการผลิตเอทานอลกับการผลิตไฟฟ้า พบว่า ในสภาพปัจจุบันที่มีการผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลเป็นหลัก (ผนวกกับจากน้ำอ้อยบางส่วน) สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในระดับที่ใกล้เคียงกับการผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อย แต่ปริมาณกากน้ำตาลที่จะใช้ผลิตเอทานอลมีไม่มากนัก

5.1.2.2 สาขาข้าว

(1) การผลิตไฟฟ้าจากแกลบ

การผลิตข้าวสาร 1 ตัน จะมีผลพลอยได้เป็นแกลบ 0.21 ตัน และฟางข้าว 0.75 ตัน ปัจจุบันมีการใช้แกลบเพื่อผลิตไฟฟ้าขายเข้ากริดประมาณ 190 MW (SPP 140 MW และ VSPP 50 MW) หรือมีการใช้แกลบประมาณ 1.2 - 1.3 ล้านตัน โดย SPP และ 0.43 - 0.45 ล้านตัน โดย VSPP แต่จากการที่รัฐได้ปรับปรุงระเบียบ VSPP ใหม่ที่ได้ขยายเพดานขนาดกำลังผลิตจากไม่เกิน 6 MW เป็น 10 MW และการรับซื้อไฟฟ้าด้วย adder ทำให้มีผู้แสดงเจตจำนงที่จะผลิตไฟฟ้าจากแกลบรวมประมาณ 422 MW ซึ่งจะทำให้เกิดความต้องการแกลบเพิ่มเติมประมาณ 3.3 ล้านตัน ซึ่งเมื่อรวมกับโครงการ SPP ที่อาจเพิ่มขึ้นอีก 0.35 ล้านตันแล้ว จะนำไปสู่การขาดแคลนแกลบประมาณ 2 ล้านตัน เนื่องจากปัจจุบันมีแกลบเหลือประมาณ 1.6 ล้านตันเท่านั้น แต่ถ้าคิดเฉพาะโครงการ VSPP ที่อนุมัติแล้ว ความต้องการแกลบจะลดลง 1.8 ล้านตัน ซึ่งก็จะประสบปัญหาการขาดแคลนแกลบเพียง 2 แสนตัน

(2) การผลิตไฟฟ้าจากฟางข้าว

ประเทศไทยมีการผลิตฟางข้าวประมาณ 22 ล้านตันต่อปี จึงมีศักยภาพสูงที่จะใช้ผลิตไฟฟ้า แม้จะต้องมีการไถกลบบางส่วน แต่ต้องมีการขจัดอุปสรรคด้านการเก็บ รวบรวม และขนส่งฟางข้าว และการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมของชาวนาที่นิยมเผาฟางข้าวทิ้ง รวมทั้งปัญหาทางเทคนิคบางประการ

(3) การเปรียบเทียบทางเลือกการผลิตไฟฟ้า

ผลการประเมินโดย GEMIS ของการผลิตไฟฟ้าจากแกลบและฟางข้าว พบว่า การผลิตไฟฟ้าจากแกลบมีศักยภาพสูงในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก กล่าวคือมีการปล่อยเพียง 67 $kgCO_{2eq}$/MWh เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยของภาคผลิตไฟฟ้าของประเทศที่ 620 $kgCO_{2eq}$/MWh แต่การผลิตไฟฟ้าจากฟางข้าวจะมีศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าแกลบ เนื่องจากต้องมีการอัดเป็นฟ่อนและการขนส่ง โดยจะมีการปล่อยประมาณ 180 $kgCO_{2eq}$/MWh ซึ่งเป็นเพดานของยุโรปดังกล่าวมาแล้ว ส่วนผลการประเมินด้านต้นทุน พบว่า ด้วย Adder และราคาแกลบปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าจากแกลบส่วนมากมี IRR ต่ำกว่า 15% และการผลิตไฟฟ้าจากฟางข้าวที่ราคา 1,500 บาท/ตัน จะมี IRR ติดลบ

5.1.2.3 สาขามันสำปะหลัง

เนื่องจากปัจจุบันมีโรงงานผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังเพียงแห่งเดียว จึงยังขาดข้อมูลที่น่าเชื่อถือ ดังนั้นข้อมูลในการพัฒนาแบบจำลองในงานวิจัยนี้ จึงต้องมีการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม ได้มีการประเมินด้วย GEMIS ในเบื้องต้น สำหรับทางเลือกการผลิตเอทานอล 4 ทางเลือก ดังนี้

- กรณีที่ 1: ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิต

- กรณีที่ 2: ใช้ก๊าซชีวภาพผลิตไฟฟ้า
- กรณีที่ 3: ใช้ก๊าซชีวภาพผลิตไอน้ำ
- กรณีที่ 4: กรณีศึกษา (รายงานจากโรงงานผลิตจริง)

ผลการประเมินพบว่า ทุกกรณีมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกค่อนข้างสูง เมื่อเทียบการผลิตเอทานอลจากชีวมวลอื่นๆ กล่าวคือ มีการปล่อย 191, 177, และ 160 $kgCO_{2eq}$/MWh สำหรับกรณีที่ 1, 2, และ 3 ตามลำดับ และจากรายงานของโรงงานที่ผลิตจริง (กรณีที่ 4) พบว่า ปริมาณการปล่อยสูงถึง 335 $kgCO_{2eq}$/MWh ซึ่งเท่ากับกรณีของน้ำมันเบนซิน

นอกจากนี้ ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิตจะประหยัดพลังงานได้ค่อนข้างจำกัด กล่าวคือ การผลิตเอทานอล 1 หน่วย ต้องใช้พลังงานฟอสซิลมากกว่า 0.6 หน่วย

5.1.2.4 สาขาปาล์มน้ำมัน

ในสาขาการผลิตไบโอดีเซลจากปาล์มน้ำมัน ได้ใช้แบบจำลอง GEMIS ประเมินทางเลือก 5 กรณี ดังนี้

- กรณีที่ 1: ผลิตจากน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) ในโรงงานขนาดใหญ่
- กรณีที่ 2: ผลิตจากน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) ในโรงงานขนาดเล็ก
- กรณีที่ 3: ผลิตจากน้ำมันสเตรีน (Stearin)
- กรณีที่ 4: ผลิตจากน้ำมันพืชใช้แล้ว (WCO) ในโรงงานขนาดใหญ่
- กรณีที่ 5: ผลิตจากน้ำมันพืชใช้แล้ว (WCO) ในโรงงานขนาดเล็ก

ผลการประเมินพบว่า โดยทั่วไปการผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มาก โดยปริมาณการปล่อยต่ำสุดเกิดจากกรณีที่ 4 (น้ำมันพืชใช้แล้วในโรงงานผลิตขนาดใหญ่) คือ 23 $kgCO_{2eq}$/MWh และสูงสุดเกิดจากกรณีที่ 1 (น้ำมันปาล์มดิบในโรงงานผลิตขนาดใหญ่) คือ 70 $kgCO_{2eq}$/MWh ทั้งนี้ ค่าเฉลี่ยของอุตสาหกรรม คือ 57 $kgCO_{2eq}$/MWh เทียบกับการผลิตน้ำมันดีเซล ซึ่งมีการปล่อย 334 $kgCO_{2eq}$/MWh นอกจากนี้ พลังงานที่ใช้ในการผลิตก็ค่อนข้างต่ำ โดยพลังงานที่ใช้ต่อพลังงานที่ผลิตอยู่ที่ 0.24 สำหรับการผลิตจากน้ำมันสเตรีนและน้ำมันพืชใช้แล้ว (โรงงานขนาดใหญ่) และ 0.3 สำหรับการผลิตจากน้ำมันปาล์มดิบ (โรงงานขนาดใหญ่)

5.1.3 การเปรียบเทียบข้อได้เปรียบ/เสียเปรียบระหว่างสาขา

(1) การผลิตไบโอดีเซลจากน้ำมันปาล์มสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้มากที่สุด คือ ประมาณ 10,000 $kgCO_2$/ha (1 ha = 6.25 ไร่) ถัดมา คือ การผลิตเอทานอลจากน้ำอ้อย (โดยไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล) ซึ่งจะลดได้ 7,000 $kgCO_2$/ha และการผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลัง ซึ่งลดได้ 4,000 $kgCO_2$/ha

(2) การผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชานอ้อยในปัจจุบันช่วยลดก๊าซเรือนกระจกได้ราว 1,000 $kgCO_2/ha$ ส่วนการใช้แกลบจะลดได้เพียง 200 $kgCO_2/ha$

(3) ศักยภาพในการประหยัดพลังงานฟอสซิลของแต่ละทางเลือก ก็มีแนวโน้มที่สอดคล้องกับศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจก โดยที่การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลจะมีข้อได้เปรียบเล็กน้อยในแง่การประหยัดพลังงานฟอสซิล เมื่อเทียบกับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ

กล่าวโดยสรุป งานวิจัยนี้ได้ดัดแปลงแบบจำลอง GEMIS พัฒนาฐานข้อมูลและแบบจำลองด้านการเงินเพิ่มเติม เพื่อใช้ประเมินข้อดีข้อเสียของทางเลือกการใช้พลังงานชีวภาพ 4 สาขา ได้แก่ อ้อย มันสำปะหลัง ข้าวและปาล์มน้ำมัน ผลการประเมินในเบื้องต้นสรุปได้ดังนี้

- *การผลิตไฟฟ้าจากชานอ้อยในอุตสาหกรรมน้ำตาลยังมีศักยภาพสูง แต่ต้องมีการลงทุนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า โดยการยกระดับภาคเทคโนโลยี และการจัดการการใช้ชีวมวลเหลือทิ้ง (Field Rest) ในไร่อ้อยเพื่อผลิตไฟฟ้า อาจมีศักยภาพใกล้เคียงกับการใช้ชานอ้อยในปัจจุบัน แต่ใช้พลังงานและปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากกว่าการผลิตเอทานอลจากกากน้ำตาลและน้ำอ้อยมีศักยภาพในการประหยัดพลังงานฟอสซิล และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงกว่าผลิตจากชีวมวลประเภทอื่น แต่ต้องไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในกระบวนการผลิต*
- *ปริมาณแกลบที่ยังไม่มีการใช้ประโยชน์มีค่อนข้างจำกัด หากโครงการ SPP และ VSPP ที่ได้แสดงเจตจำนงไว้ดำเนินการผลิตไฟฟ้าตามแผนทั้งหมดจะนำไปสู่ภาวะขาดแคลน อุปทานแกลบฟางข้าวมีศักยภาพในเชิงปริมาณสูงมาก แต่ต้องมีเทคโนโลยีและการจัดการตลอดห่วงโซ่ จึงจะนำศักยภาพนั้นมาใช้ประโยชน์ได้จริง*
- *การผลิตเอทานอลจากมันสำปะหลังมีศักยภาพสูง แต่ต้องใช้พลังงานค่อนข้างมากในกระบวนการผลิต ซึ่งถ้าหากใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างเดียว จะทำให้ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการทดแทนพลังงานฟอสซิลเหลือน้อยมาก จึงมีความจำเป็นที่จะต้องพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อลดค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิต*
- *การผลิตไบโอดีเซล จากน้ำมันปาล์มสามารถลดก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยพื้นที่เพาะปลูกได้มากที่สุดคือ 10,000 kg CO_2/ha*

ฐานข้อมูลที่ใช้ในแบบจำลอง GEMIS ยังต้องมีการพัฒนาต่อยอดและปรับปรุงให้ทันสมัยอย่างต่อเนื่อง

5.2 โครงสร้างฐานข้อมูลการใช้พลังงานในภาคขนส่ง

ภาคขนส่งทางถนนเป็นระบบขนส่งหลักของประเทศที่ใช้พลังงานสูงมาก แต่การวางแผนและติดตามประเมินผลกระทบของทางเลือกเชิงนโยบายและมาตรการการประหยัดพลังงาน และการใช้พลังงานทดแทน รวมทั้ง การวิจัยเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจที่เกี่ยวข้อง ต้องเผชิญกับปัญหาการขาดแคลนข้อมูลที่มีคุณภาพและมีรูปแบบที่เหมาะสมอยู่เนืองๆ งานวิจัยนี้ จึงมีจุดมุ่งหมายที่จะพัฒนากรอบและแนวทางการจัดทำฐานข้อมูล เพื่อวัตถุประสงค์ดังกล่าวข้างต้น เพื่อให้การเก็บรวบรวมและการประมวลผลข้อมูลเป็นไปอย่างมีระบบ ตรงตามวัตถุประสงค์ของการใช้งาน

ขอบเขตของการศึกษาประกอบด้วย 1) การกำหนดประเภทและโครงสร้างของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับงานวิจัย วางแผน ติดตาม และประเมินผลกระทบของทางเลือกเชิงนโยบายและมาตรการด้านพลังงานในภาคขนส่งทางถนน 2) การศึกษาสถานภาพของข้อมูลในปัจจุบัน และ 3) การเสนอแนะแนวทางการบริหารจัดการฐานข้อมูล ซึ่งรวมทั้งการจัดเก็บรวบรวมและการประมวลผล ทั้งนี้ วิธีการศึกษาประกอบด้วย การศึกษาจากเอกสาร การสัมภาษณ์ และการประชุมระดมสมองผู้เกี่ยวข้อง

5.2.1 ข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยและการวางแผนนโยบายพลังงานด้านขนส่ง

ปัจจัยที่มีผลต่อการใช้พลังงานในภาคขนส่ง ได้แก่ 1)กิจกรรมในการขนส่ง (Activities) ซึ่งหมายถึงปริมาณการเดินทางและปริมาณการขนส่งสินค้า 2) สัดส่วนรูปแบบการเดินทาง (Mode Share) 3) อัตราการใช้เชื้อเพลิงงานต่อการเดินทาง (Fuel Intensity) และ 4) การเลือกชนิดของเชื้อเพลิง (Fuel Choice) ผลการศึกษาพบว่าข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัยและการวางแผนด้านพลังงานในภาคขนส่ง แบ่งออกได้เป็น 4 หมวด ได้แก่ ข้อมูลด้านยานพาหนะ ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง และข้อมูลด้านเชื้อเพลิง แต่ละหมวดประกอบด้วยรายการข้อมูลต่างๆ รวม 22 รายการ ดังตารางที่ E22

5.2.2 สถานภาพปัจจุบันและการเชื่อมโยงข้อมูล

จากการวิเคราะห์สถานภาพปัจจุบันของข้อมูล พบว่า ข้อมูลหลายรายการที่จำเป็นมีการจัดเก็บอย่างสมบูรณ์และทันสมัย ขณะที่บางรายการยังขาดความสมบูรณ์และความถี่ในการจัดเก็บยังไม่เหมาะสม หรือคุณลักษณะของข้อมูลที่มีอยู่ไม่สอดคล้องกับรูปแบบที่ต้องการนำไปใช้ และบางรายการยังไม่มีหน่วยงานรับผิดชอบจัดเก็บ การเก็บรวบรวมข้อมูลที่สมบูรณ์อยู่แล้วมักเกิดจากความจำเป็นเฉพาะของหน่วยงาน ซึ่งบางรายก็มีการเผยแพร่ผ่านสื่อที่เหมาะสม โดยเฉพาะทางอินเตอร์เน็ต ขณะที่บางรายไม่มีการเผยแพร่ สถานภาพของข้อมูลที่จำเป็นดังกล่าว พร้อมทั้ง

ข้อเสนอแนะในการจัดเก็บแสดงดังตารางที่ E22 ปัญหาหลักอีกประการหนึ่ง คือ มีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการจัดเก็บและใช้ข้อมูลถึง 27 หน่วยงาน และยังขาดแคลนความเชื่อมโยงทั้งในส่วนความร่วมมือในการเก็บ และการป้อนข้อมูลจากหน่วยงานหนึ่งไปยังอีกหน่วยงานหนึ่ง ซึ่งงานวิจัยนี้ได้นำเสนอความเชื่อมโยงข้อมูลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังรูปที่ E13

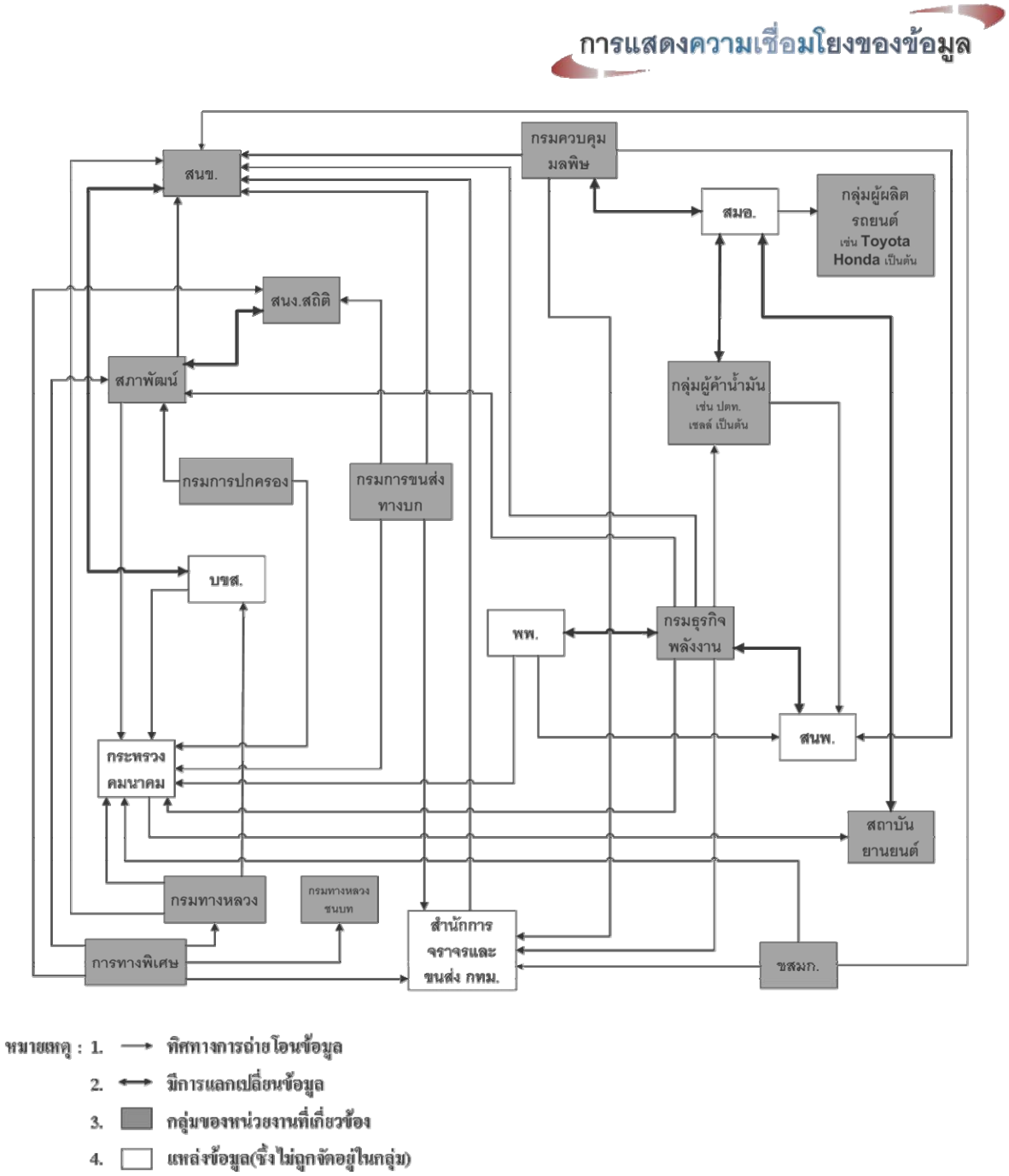
5.2.3 ข้อเสนอแนะการจัดระบบฐานข้อมูล

5.2.3.1 โครงสร้างระบบฐานข้อมูลและการจัดเก็บ

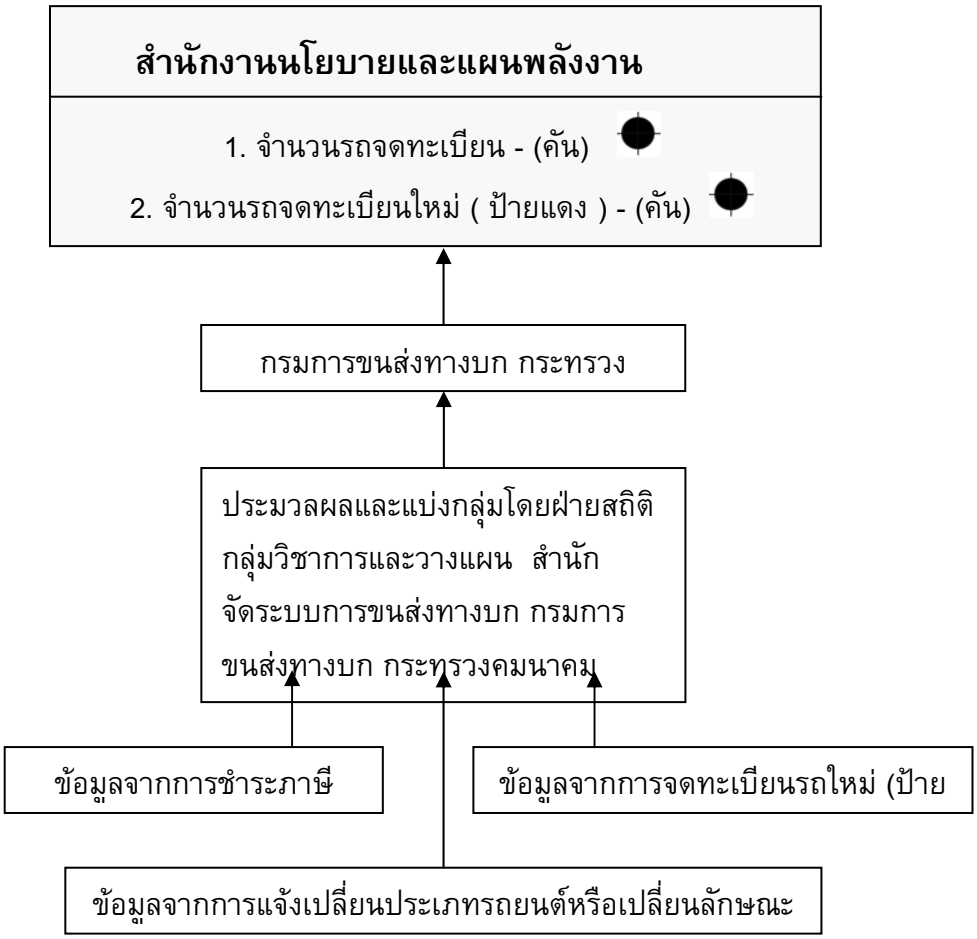
เพื่อแก้ไขปัญหาและอุปสรรคดังกล่าวข้างต้น งานวิจัยนี้จึงได้นำเสนอแนวทางและรูปแบบการจัดทำฐานข้อมูลให้สะดวกต่อการจัดเก็บและการใช้งาน รวมทั้ง การบูรณาการข้อมูลกับหน่วยงานอื่นๆ โดยมีการแสดงความสมบูรณ์ของข้อมูลปัจจุบันเป็นระดับ ดังนี้

- มีความสมบูรณ์สูง จัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ
- มีความสมบูรณ์ จัดเก็บอย่างสม่ำเสมอ อาจต้องมีการปรับปรุงการจัดเก็บเล็กน้อย
- ไม่ค่อยสมบูรณ์ จัดเก็บไม่สม่ำเสมอ ต้องมีการปรับปรุงการจัดเก็บ
- มีการจัดเก็บบ้างและไม่สมบูรณ์
- ไม่มีการจัดเก็บ ต้องจัดเก็บเพิ่ม

รูปที่ E14 แสดงตัวอย่างรูปแบบการจัดเก็บข้อมูลที่เสนอให้มีการจัดเก็บโดยกรมการขนส่งทางบก เพื่อใช้งานโดย สนพ. ทั้งนี้ ข้อมูลที่มีลำดับความสำคัญสูงทั้งหมด ซึ่งได้มาจากการจัดลำดับความสำคัญโดยผู้เชี่ยวชาญและผู้เกี่ยวข้อง ได้มีการนำเสนอรูปแบบการจัดเก็บอย่างละเอียดแสดงดังตารางที่ E23



รูปที่ E13 แผนภาพแสดงความเชื่อมโยงข้อมูลของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในภาคการขนส่งทางถนน



รูปที่ E14 แผนภาพแสดงแนวทางการจัดทำข้อมูลของกรมการขนส่งทางบก

ตารางที่ E22 ลักษณะ สถานภาพและแนวทางในการจัดเก็บของข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สภานะภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
1. ข้อมูลด้านยานพาหนะ			
1.1 อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิง (ลิตรต่อกิโลเมตร) 1.2 อัตราการปล่อยมลพิษ (กรัมต่อกิโลเมตร)	- อัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยก๊าซของยานพาหนะแต่ละประเภทต่อระยะการเดินทางหรือต่อปริมาณการใช้พลังงานแยกตามประเภทของเทคโนโลยียานยนต์	- การบันทึกโดยบริษัทผู้ผลิตรถยนต์และจัดส่งข้อมูลให้กับ สมอ. เพื่อตรวจสอบมาตราฐานการปล่อยมลพิษสำหรับการขออนุญาตจำหน่ายภายในประเทศตั้งแต่ปี 2549 แต่ข้อมูลดังกล่าวจำกัดอยู่เพียงรถยนต์บางประเภท - ข้อมูลอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ ตามลักษณะการใช้งานจริงได้มีการสำรวจโดยการศึกษาของ สนพ. ในปี 2540 และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	- ขอข้อมูลจาก สมอ. และกรมควบคุมมลพิษสำหรับอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ใหม่ - ทำการสำรวจอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงของรถยนต์ที่จดทะเบียนโดยตรง
1.3 รูปแบบการขับขี่ยานพาหนะ (กิโลเมตรต่อชั่วโมง)	- ลักษณะการขับขี่ของยานพาหนะประเภทต่าง ๆ เช่น รถยนต์ รถจักรยานยนต์ รถประจำทาง และรถบรรทุก ภายในพื้นที่ศึกษา	- กรมควบคุมมลพิษได้มีการจัดทำ Driving Cycle ของ กทม. และมีการวิเคราะห์อัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซของรถยนต์ 4 ประเภท	- ร่วมกับกรมควบคุมมลพิษจัดทำการศึกษา Driving Cycle ของยานพาหนะทุกชนิดในกทม. และปริมณฑล และจังหวัดหลักในแต่ละภูมิภาค
1.4 จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน (คัน) 1.5 จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่ (คัน)	- จำนวนยานพาหนะจดทะเบียน (จำนวนยานพาหนะที่ใช้งาน) แยกตามประเภทของยานพาหนะ	- กรมการขนส่งทางบกเป็นหน่วยงานหลักในการจดทะเบียนจำนวนยานพาหนะทางถนนทั้งหมดและจำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่ในแต่ละ	- ขอข้อมูลจากกรมการขนส่งทางบก

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สภาพภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
	- จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนใหม่แยกตามประเภทของยานพาหนะ	ปีแยกรายจังหวัด	
1.6 สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยานพาหนะ (ร้อยละ)	- จำนวนยานพาหนะจดทะเบียนแยกตามประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคขนส่ง	- กรมการขนส่งทางบกได้จัดทำข้อมูลรายไตรมาสของจำนวนยานพาหนะแยกตามชนิดของเชื้อเพลิงตามพื้นที่ส่วนกลาง ส่วนภูมิภาค และทั้งประเทศ ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2550 เป็นต้นมา	- ขอข้อมูลจากกรมการขนส่งทางบกสำหรับยานพาหนะที่จดทะเบียน - สำรวจเพิ่มเติมสำหรับข้อมูลสัดส่วนของรถยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิงชนิดใหม่ เช่น ไบโอดีเซลและแก๊สโซฮอล์
1.7 ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ (กิโลเมตรต่อปี)	- ระยะการเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะแต่ละประเภท เช่น รถยนต์ส่วนบุคคล รถยนต์สาธารณะ และรถบรรทุก	- ไม่ได้มีการสำรวจอย่างสม่ำเสมอ ปัจจุบันมีข้อมูลจากการศึกษาของ สนพ. ในปี 2540 และกำลังมีการดำเนินการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	- ร่วมมือกับกรมการขนส่งทางบกสำรวจข้อมูลสำหรับยานพาหนะที่มีอายุไม่เกิน 7 ปี - ร่วมมือกับ ตรอ. สำรวจข้อมูลสำหรับยานพาหนะที่มีอายุเกิน 7 ปี
	2. ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม		
2.1 รายได้และรายจ่าย (บาทต่อครัวเรือนต่อปีและบาทต่อคนต่อปี)	- ข้อมูลรายได้และรายจ่ายเฉลี่ยของประชากร หรือของครัวเรือนในด้านต่าง ๆ	- ปัจจุบันได้มีการสำรวจข้อมูลรายได้และรายจ่ายของครัวเรือนเป็นประจำทุก ๆ 2 ปี โดยสำนักงานสถิติ	- ขอข้อมูลและจัดทำการสำรวจข้อมูลเพิ่มเติมร่วมกับสำนักงานสถิติ
2.2 ผลผลิตมวลรวมในประเทศ (ล้านบาทต่อปี)	- ข้อมูลผลผลิตมวลรวมภายในประเทศต่อจำนวนประชากร	- มีการวิเคราะห์ทุกไตรมาสโดยสภาพัฒน์ฯ มีรายละเอียดถึงระดับจังหวัด	- ขอข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สภาพภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
2.3 จำนวนประชากร (คน)	- จำนวนประชากรในระดับประเทศหรือระดับจังหวัด	- ได้มีการจัดเก็บโดยการสำรวจสำมโนประชากรทุก ๆ 10 ปีโดยสำนักงานสถิติ และมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมในการทำนายจำนวนประชากรในอนาคตโดยสภาพัฒน์	- ขอข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติและสำนักงานสถิติ
3. ข้อมูลด้านการจราจร ขนส่ง และผังเมือง			
3.1 อัตราการบรรทุกผู้โดยสาร (คนต่อคัน)	- อัตราการบรรทุกผู้โดยสารของยานพาหนะแบ่งตามประเภทรถโดยสาร	- ได้มีการศึกษาไว้ในปี 2540 โดย สนพ. และมีการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	- ร่วมกับ สนข.บริษัทขนส่งจำกัด และ ขสมก. ในการจัดทำข้อมูล
3.2 อัตราการบรรทุกสินค้า (ตันต่อคัน)	- อัตราการบรรทุกสินค้าของรถบรรทุก	- ได้มีการศึกษาไว้ในปี 2540 โดย สนพ. และกำลังมีการเก็บข้อมูลใหม่ในปี 2551	- ร่วมกับกรมทางหลวงและสนข.ในการจัดทำข้อมูล
4. ข้อมูลด้านเชื้อเพลิง			
4.1 ข้อมูลการผลิตและใช้เชื้อเพลิง (ตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	- สถิติปริมาณการผลิตและใช้เชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ ในภาคการขนส่งทางถนนจำแนกตามชนิดของเชื้อเพลิงและจังหวัด	- มีการจัดเก็บเป็นประจำโดย กรมธุรกิจพลังงาน และ พพ. ตั้งแต่ ปี 2525 เป็นต้นมา ประกอบด้วยปริมาณยอดจำหน่ายเชื้อเพลิงแต่ละประเภทจำแนกตามจังหวัดต่าง ๆ	- ขอข้อมูลได้จากกรมธุรกิจพลังงานและกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ข้อมูลพื้นฐานที่จำเป็น	ลักษณะของข้อมูล	สภาพในปัจจุบัน	แนวทางในการเก็บข้อมูล
4.2 ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิง (บาทต่อตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	- ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ	- เป็นข้อมูลเฉพาะของบริษัทที่ผลิตเชื้อเพลิง ไม่ได้มีการเผยแพร่โดยทั่วไป	- ขอข้อมูลจากบริษัทผู้ผลิตน้ำมัน
4.3 ข้อมูลคุณสมบัติของเชื้อเพลิง (ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของเชื้อเพลิง)	- ในที่นี้ หมายถึงข้อมูลพื้นฐานของเชื้อเพลิง เช่น ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง เป็นต้น	- คุณสมบัติพื้นฐานของเชื้อเพลิงเป็นข้อมูลพื้นฐานที่สามารถสืบค้นได้จากงานวิจัยต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ	- ขอข้อมูลได้จากกรมธุรกิจพลังงาน

ตารางที่ E23 รายการข้อมูลสำคัญที่ได้เสนอรูปแบบการจัดเก็บอย่างละเอียดในงานวิจัยนี้

ประเภทข้อมูล	สถานภาพ	หน่วยงานที่จัดเก็บและประมวลผล	หน่วยงานที่ใช้งาน
<u>ข้อมูลด้านยานพาหนะ</u>			
1. จำนวนรถจดทะเบียน	●	กรมการขนส่งทางบก	สนพ.
2. จำนวนรถจดทะเบียนใหม่	●	กรมการขนส่งทางบก	สนพ.
3. สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในยาพาหนะ	◕	กรมการขนส่งทางบก	สนพ.
4. อัตราการสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิงและอัตราการปล่อยมลพิษ	◔	สมอ.	สนพ.
5. ระยะเดินทางเฉลี่ยต่อปีของยานพาหนะ	◔	กรมการขนส่งทางบก	สนพ.
<u>ข้อมูลด้านเศรษฐกิจและสังคม</u>			
1. ผลผลิตมวลรวมภายในประเทศ	●	สศช.	สนพ.
2. จำนวนประชากร	●	สศช.	สนพ.
3. รายได้และรายจ่าย	◔	สศช.	สนพ.
<u>ข้อมูลด้านจราจรและขนส่ง</u>			
1. อัตราบรรทุกผู้โดยสาร	⊕	สนข.	สนพ.
2. อัตราบรรทุกสินค้า	⊕	สนข.	สนพ.
<u>ข้อมูลด้านเชื้อเพลิงและพลังงาน</u>			
1. ข้อมูลการผลิตและใช้เชื้อเพลิง	◔	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.พ.	สนพ.

5.2.3.2 หน่วยงานกลางรับผิดชอบการรวบรวมจัดเก็บข้อมูล

เนื่องจากปริมาณข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับพลังงานในภาคขนส่งที่ต้องจัดเก็บมีค่อนข้างมากและเกี่ยวข้องกับหลายหน่วยงาน จึงเสนอให้มีหน่วยงานกลางรับผิดชอบในการรวบรวมจัดเก็บข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งหมดเป็นประจำ โดยจัดทำเป็นฐานข้อมูล และเผยแพร่ข้อมูลทางอินเตอร์เน็ต เพื่อให้มีการเข้าถึงได้สะดวก ทั้งนี้ หน่วยงานที่มีความเหมาะสม ได้แก่ สนพ.

กล่าวโดยสรุป งานวิจัยนี้ได้นำเสนอประเภทของข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวิจัย วางแผน และติดตามผลกระทบของการดำเนินนโยบาย และมาตรการการเพิ่มประสิทธิภาพและการกำหนดทางเลือกการใช้พลังงานภาคขนส่งทางถนน นอกจากนี้ ยังได้วิเคราะห์ สถานภาพของข้อมูลปัจจุบัน นำเสนอ แนวทางการจัดทำฐานขอ้มูล การจัดเก็บและรวบรวมข้อมูล ตลอดจนการเชื่อมโยงข้อมูล ทั้งนี้ จากรายการข้อมูลที่มีลำดับความสำคัญสูง 11 รายการ พบว่า รายการที่มีความสมบูรณ์อยู่แล้วมี 4 รายการเกือบสมบูรณ์ 1 รายการ และที่ต้องปรับปรุงค่อนข้างมาก 4 รายการ และยังไม่มีการจัดเก็บ 2 รายการ อนึ่ง เพื่อให้มีการบริหารจัดการฐานข้อมูลอย่างเป็นระบบ และอำนวยความสะดวกต่อผู้ใช้ จึงควรมีหน่วยงานกลางรับผิดชอบด้านการประสานงานและเก็บรวบรวมข้อุลจากหน่วยงานต่างๆ เป็นประจำและต่อเนื่อง